ECREEE
TOWARDS SUSTAINABLE ENERGY

This Project is Developed with the Support of the European Union

azimut360
ingénierie • durabilité • développement

MICRO-RÉSEAUX PHOTOVOLTAÏQUES HYBRIDES

Guide de Conception et Calcul

WWW.ECREEE.ORG

ECOWAS CENTRE FOR RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY
CENTRO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA DA CEDEAO
CENTRE POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES ET L'EFFICACITÉ ENERGÉTIQUE DE LA CEDEAO

This Project is Developed with the Support of the European Union

Micro-réseaux photovoltaïques hybrides

Guide de conception et calcul

Juillet 2017

Rédigé par :

www.azimut360.coop
@azimut360coop
info@azimut360.coop
+34 932 171 963
Plaça del Guinardó, 12, Local 1 - 08041 Barcelona

Auteurs :
Daniel Cadilla (Azimut 360)
Mireia Gil (Azimut 360)
Cristian Ros (Azimut 360)
Cristina Gil (Azimut 360)
Nicola Bugati (ECREEE)

Remerciements

Cette publication a bénéficié de la précieuse contribution d'autres experts et correcteurs. Nous tenons en particulier à remercier Isabelle Gambrelle, Pascale Gambrelle, Laura Llorens et Maria Muñoz.

Promoteurs

Cette publication a été financée par le Centre Régional pour les Energies Renouvelables et l'Efficacité Energétique (ECREEE) et par l'Union Européenne à travers le projet «Gbreko Kanian» bénéficiaire du programme Energy Facility II. Le coordinateur du projet Gbreko Kanian est l'ONGD Délégation Fondation Akwaba. La réalisation technique du Guide a été assumée par Azimut 360.

Antécédents

La rédaction de ce guide fait partie du projet « GBREKO KANIAN : Electrification de sept communautés rurales avec des Micro-réseaux de Génération d'Energie Solaire Photovoltaïque Autogérés dans la Région de Zanzan (Côte d'Ivoire) », dirigé par la Délégation Fondation Akwaba avec l'assistance technique de la coopérative Azimut 360, et financé à 75% par le programme Energy Facility II de l'Union Européenne. Ce projet a démarré en Février 2012 et a été finalisé en Août 2017.

Le projet Gbreko Kanian a comme ambition de devenir un référent pour les institutions responsables des programmes d'électrification rurale dans les pays de la région, en documentant leur viabilité et le modèle de gestion implanté. Cette activité répond à l'objectif spécifique d'établir un modèle reproductible à d'autres localités similaires dans des zones rurales en Afrique de l'Ouest.

Public visé

Ce guide vise à donner aux techniciens responsables de la conception de projets d'électrification rurale, des outils et critères pour une première analyse de faisabilité lorsque l'on considère la possibilité d'utiliser les micro-réseaux photovoltaïques hybrides comme alternative aux systèmes classiques d'extension du réseau ou systèmes basés sur le diesel. Néanmoins, malgré un certain contenu technique, les décideurs au sein des institutions en charge des programmes d'électrification rurale, du financement de l'électrification, les bailleurs de fonds, et même les intervenants privés – entreprises ou ONG – trouveront dans ce document des informations utiles permettant d'éclairer les décisions relatives aux micro-réseaux photovoltaïques hybrides à destination de l'électrification rurale. Malgré l'approche du guide centré sur l'Afrique Occidentale, la méthodologie technique exposée est extensible à d'autres régions des pays en développement.

Objectifs

- Faciliter les travaux de conception des techniciens responsables des projets d'électrification rurale grâce à des systèmes renouvelables, et spécifiquement, moyennant les microréseaux photovoltaïques hybrides ;
- Promouvoir le savoir sur cette solution technique et prouver sa viabilité aux responsables de la planification de projets d'électrification rurale ;
- Propager l'expérience du projet « GBREKO KANIAN : Electrification des communautés rurales avec des Micro-réseaux de Génération d'Energie Solaire Photovoltaïque Autogérés dans la Région de Zanzan (Côte d'Ivoire) » ;
- Favoriser la reproduction à plus grande échelle des projets d'électrification de noyaux de population isolés moyennant des micro-réseaux photovoltaïques hybrides dans les pays de la région.

AVANT-PROPOS

Concitoyens, partenaires et lecteurs!

C'est un grand honneur et un plaisir pour moi de présenter cette guide de conception et calcul de micro-réseaux, photovoltaïques hybrides.

Malgré les vastes ressources énergétiques de ses 15 États membres, le marché de l'énergie reste largement sous-développé. L'élargissement de l'accès à des services énergétiques modernes, fiables et abordables est donc devenu une priorité régionale clé.

Dans le cadre des efforts visant à accroître l'accès aux services énergétiques modernes dans la région, l'autorité de la CEDEAO a créé le Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC) en 2010. Depuis sa création, ECREEE a cherché à concrétiser sa vision et son mandat consistant à développer des marchés viables de l'énergie durable dans la région de la CEDEAO.

L'intérêt pour les technologies d'énergie renouvelable à faibles émissions de carbone gagne du terrain en Afrique de l'Ouest. Le déploiement des énergies renouvelables (ER) est considéré par les pays membres de la CEDEAO comme un moyen de satisfaire leurs besoins en matière de production d'électricité de manière durable et d'élargir l'accès à l'électricité.

Les mini-réseaux propres sont une solutionne viable et compétitive bien connue dans la région, avec plusieurs centaines de systèmes déjà opérationnels. Néanmoins, les ambitieuses objectifs de la Politique d'énergies renouvelables de la CEDEAO, ciblant l'installation respectivement de 60 000 systèmes de mini-réseaux d'ici 2020 et 68 000 entre 2020 et 2030 obligent le secteur à accélérer sensiblement. Ainsi, le CEREEC, l'Union Européenne en Côte d'Ivoire et AZIMUT 360 se sont associés pour développer cette guide, un outil pour accompagner les développeurs dans les processus de conception et calcul des systèmes.

Chers lecteurs, j'espère que cette guide ouvrira la voie à un déploiement accéléré des mini-réseaux, non seulement au niveau régional mais également au niveau mondial.

Mahama Kappiah
Directeur Exécutif
Centre pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique de la CEDEAO (CEREEC)

„30 millions de personnes et d'entreprises bénéficieront de l'accès à l'électricité grâce aux investissements de l'UE réalisés dans les énergies renouvelables et à un renforcement de la capacité de production de 5 GW" : Voici l'un des résultats escomptés de la nouvelle „Alliance Afrique – Europe" pour des investissements et des emplois durables, proposée en septembre 2018 par le Président de la Commission européenne.

Modestement, le projet d'"électrification des communautés rurales dans la Région de Zanzan en Côte d'Ivoire", qui a été la matrice de ce Guide, concourt à ce résultat.

Projet pilote en Côte d'Ivoire, il a vocation à animer la réflexion sur les modalités alternatives d'électrification rurale et concourt à l'objectif d'électrification universelle de la Côte d'Ivoire. Il est, en ce sens, complémentaire des engagements très importants du Programme National d'Electrification Rurale (PRONER) pour le raccordement des localités ivoiriennes de plus de 500 habitants au réseau interconnecté.

Financé à hauteur de 75% par l'Union européenne, ce projet aura permis d'électrifier plus de 580 ménages dans 7 localités rurales, d'améliorer les conditions de soins dans le centre de santé couvrant la zone, d'apporter l'éclairage dans 6 écoles. Les petits commerces se développent. Les pompes et moulins électriques soulagent le travail des femmes. La conservation des produits frais permet de diversifier l'alimentation. Les instituteurs, du fait du confort apporté par l'électricité, prolongent leurs missions dans les zones rurales.
Je souhaite que le guide préparé par Azimut 360 vulgarise les connaissances techniques pour la construction et la gestion des micro réseaux photovoltaïques, et contribue encore à leur diffusion à grande échelle en Afrique de l'Ouest.

Jobst von Kirchmann,
Ambassadeur de l'Union européenne en Côte d'Ivoire

Le défi d'offrir des solutions durables et satisfaisantes pour l'accès à l'électrification de centaines de millions de personnes dans les zones rurales reste d'actualité, car il a été constaté que l'électricité est un vecteur essentiel pour l'amélioration des conditions de vie, comme l'accès à l'eau potable, aux soins de santé de base, à l'éducation et à d'autres services essentiels. Malgré cela, environ 1,5 milliards de personnes dans le monde n'ont toujours pas accès à l'électricité, principalement dans des zones isolées.

L'utilisation des micro-réseaux solaires photovoltaïques devrait contribuer de manière substantielle à réduire ce déficit. En effet, ils sont devenus technologiquement réalisables grâce à l'amélioration de l'efficacité et la réduction des prix des modules photovoltaïques ainsi qu'au développement de solutions modulaires par les fabricants des équipements solaires. Les obstacles principaux sont aujourd'hui la recherche des modèles de financement et d'exploitation permettant d'impliquer les promoteurs et les opérateurs privés ou publics, en développant des modèles économiques soutenables et attractifs sur le plan économique et social.

Le but de ce guide est de présenter de manière simplifiée et compréhensible les principaux concepts et processus à prendre en compte dans un projet d'électrification rurale par des micro-réseaux photovoltaïques, aux stades de la conception, de de l'exécution et de l'exploitation. Il présente également brièvement les différents modèles de gestion, et les coûts associés à l'exploitation et la maintenance. D'autre part, il offre également une méthodologie simple pour la réalisation des premiers calculs de dimensionnement des composants principaux du système photovoltaïque, sans le recours à un logiciel spécialisé; cette méthodologie ne vise pas à remplacer une ingénierie de détail ultérieure mais plutôt à fournir un outil simple et abordable permettant d'avoir rapidement dans chaque cas un aperçu technico-économique facilitant la prise de décisions.

En ce sens, nous espérons que ce guide sera particulièrement utile aux équipes techniques des décideurs des institutions responsables de l'accès à l'électrification dans les zones rurales - qu'il s'agisse d'institutions publiques, de bailleurs de fonds, d'agences de coopération internationale ou d'ONG – à qui ce guide est spécialement destiné.

Enfin, il convient de noter que les points de vue exprimés dans cette publication ne reflètent pas nécessairement ceux d'ECREEE ou de l'ambassade de l'UE en Côte d'Ivoire et que toute erreur ou omission ne peut être attribuée qu'à Azimut 360, qui a été entièrement responsable de la rédaction de ce guide.

Daniel Cadilla
Directeur Technique du projet Gbreko Kenian
Azimut 360

Chapitres

Chapitre 1 : Introduction 11

Chapitre 2 : Critères de sélection d'emplacements pour micro-réseaux photovoltaïques 23

Chapitre 3 : Consommation et efficacité énergétique 29

Chapitre 4 : Conception technique des micro-réseaux PV hybrides 39

Chapitre 5 : Entretien des micro-réseaux photovoltaïques 79

Chapitre 6 : Coûts et revenus d'exploitation 83

Chapitre 7 : Modèles de gestion des Micro-réseaux 96

Chapitre 8 : Principaux obstacles et défis à considérer 107

Annexe 1 : Exemple de calcul de dimensionnement d'un micro-réseau 113

Annexe 2 : Exemple de calcul des coûts et revenus d'exploitation 124

Liste de figures et tables

CHAPITRE 1. Introduction

Figures

1. Micro-réseau hybride. SOURCE : American clean skies Foundation http://www.cleanskies.org/category/infographics/ (consulté le 8 juillet 2017)
2. Population sans accès à l'électricité dans l'Afrique, 2014 SOURCE: OECD/IEA, 2016 World Energy Outlook
3. Système de génération couplée en courant continu (CC). Source : SMA
4. Système de génération couplée en courant alternatif (AC). Source : SMA
5. Système de génération couplée en courant alternatif (AC) et en courant continu (CC). Source : SMA

Tables

1. Accès à l'électricité 2014 SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2016
2. Accès à l'électricité à l'Afrique de l'Ouest 2014 SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2016

CHAPITRE 3. Consommation et efficacité énergétique

Figures

1. Applications énergétiques à partir du soleil. SOURCE : Azimut 360
2. Exemple d'un système d'autoconsommation avec des batteries. SOURCE : Autoconsommation – SMA, Guide de planification Sunny Home Manager

CHAPITRE 4. Conception technique des micro-réseaux PV hybrides

Figures

1. Micro-réseau photovoltaïque hybride. SOURCE: SMA, Azimut360
2. Structure fixée sur terrain. Source : Azimut 360
3. Suiveurs solaires d'1 et 2 axes de rotation. SOURCE : ENFSolar https://www.enfsolar.com/directory/component/tracker (Consulté le 5 juillet 2017)
4. Onduleurs c-réseau. SOURCE: SMA, Fronius
5. Onduleurs autonomes. SOURCE: SMA, Victron Energy
6. Batteries OPzS SOURCE : Exide
7. Exemple de charge solaire dans le cas d'électrification rurale SOURCE: Hybrid power systems based on renewable energies: a suitable and cost-competitive solution for rural electrification-Alliance for Rural Electrification 2012
8. Exemple d'un système d'autoconsommation avec des batteries. SOURCE : Autoconsommation – SMA, Guide de planification Sunny Home Manager
9. Saisonnalité de la demande d'énergie de l'usager. SOURCE : Azimut 360
10. Radiation solaire selon l'inclinaison du soleil SOURCE : Tknika-Centre d'Innovación de la Formación Profesional & Gobierno Vasco
11. Exemple d'irradiance solaire disponible pendant un jour SOURCE : Tknika-Centre d'Innovación de la Formación Profesional& Gobierno Vasco
12. Site web de PVGIS SOURCE : PVGIS. http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ (Consulté le 6 juillet 2017)
13. Site web de NASA Surface meteorology and Solar Energy SOURCE : NASA Surface meteorology and Solar Energy https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/ (Consulté le 6 juillet 2017)
14. Site web de Retscreen SOURCE : Retscreen http://www.retscreen.net/) (consulté le 6 juillet 2017)
15. Site web d'OpensolarDB SOURCE : OpensolarDB http://www.opensolardb.org/ (consulté le 6 juillet 2017)
16. Comparaison entre l'incidence solaire sur un panneau PV
17. Variation de radiation totale annuelle à Abidjan (Côte d'Ivoire). SOURCE : Azimut 360
18. Caractéristiques électriques de la connexion en série et parallèle des modules PV SOURCE : PVSyst

19. Numéro de cycles estimés pour les batteries OPzS. SOURCE : batteries Hoppecke
20. Numéro de cycles estimés pour les batteries OPzV. SOURCE : batteries Hoppecke
21. Évolution de la capacité outil des batteries selon les heures de décharge pour le type OPzS. SOURCE : Azimut 360
22. Facteurs de conversion de capacité selon heures de décharge pour des batteries types OPzV Exide(C100 > 1000 Ah) SOURCE : Exide
23. Facteurs de conversion de capacité selon heures de décharge pour des batteries types Sonnenschein À600 Exide (C100 > 1000 Ah). SOURCE : Exide
24. Facteur de simultanéité dans un immeuble d'habitation SOURCE: Schneider Electric-Guide de l'installation électrique 2009 Tables
1. Exemple de table de demande pour une typologie de consommateur domestique. SOURCE : Azimut 360
2. Exemple de table de demande totale d'un village. SOURCE : Azimut 360
3. Radiation de calcul du système PV en fonction de différents critères. SOURCE : Azimut 360

CHAPITRE 7. Modèles de gestion des Micro-réseaux

Figures

1. Rôles et outils de gestion SOURCE : Azimut 360

CHAPITRE 8. Autres facteurs à considérer

Figures

1. APEX/OPEX comparaison Diesel vs Photovoltaïque. SOURCE : E. Steurer, B. Wagemann, D. Manetsgruber Risk Mitigation for Mini-Grids by using the PUMA concept as an appropriate business model

Références

Simon Rolland, Guido Glania. Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned. ARE, USAID, 2011.

Michael Franz, Nico Peterschmidt, Michael Rohrer, Bozhil Kondev. Mini-Grid Policy Toolkit. Policy and business frameworks for successful Mini-grids roll-outs. EUEI PDF, 2014.

Michael Franz, Nico Peterschmidt, Michael Rohrer, Bozhil Kondev. Guide pratique de la politique des mini-réseaux. Cadres politique et économique pour des déploiements réussis de Mini-réseaux. EUEI PDF, 2014.

Marcus Wiemann, Ling Ng, David Lecoque. Best practices for Clean Energy Access in Africa. ARE, AEEP, 2014.

Simon Rolland. Rural Electrification with Renewable Energy. Technologies, quality standards and business models. ARE, 2011.

S. Szabo, K. Bodis, T. Huld, M. Moner-Girona. Energy solutions in rural Africa: mapping electrification costs of distributed solar and diesel generation versus grid extension. Environ. Res. Lett. 6, 2011.

Christian Breyer, Elisa Gaudchau, Ann-Katrin Gerlach, Markus Hlusiak. PV-based Mini-Grids for Electrification in Developing Countries. An overview on market potentials and business models. Cdw Stiftungsverbund, Reiner Lemoine Institut.

Bernard Tenenbaum, Chris Greacen, Tilak Siyambalapitiya, James Knuckles. From the Bottom Up. How Small Power Producers and Mini-Grids Can Deliver Electrification and Renewable Energy in Africa. The World Bank, 2014.

Adam Harvey, Nigel Smith. Mini-Grid Design Manual. NRECA, 2000.

Debajit Palit, Gopal K Sarangi. Renewable energy-based rural electrification: The mini-grid experience from India. Global Network on Energy for Sustainable Development, 2014.

CAMCO. Mini-grid toolkit field study report for Kenya, Mozambique and Zambia. UNDP.

Elmar Steurer, Bernard Wagemann, David Manetsgruber. Risk Mitigation for Mini-Grids by using the PUMA concept as an appropriate business model. Hnu.

Raymond Kimera. Consideration for a Sustainable Hybrid Electric Power Mini-grid: Case Study for Wanale Village in Uganda. University of Cape Town - Energy Research Centre, 2011.

Energy for Sustainable Development: Policy Options for Africa. UN-ENERGY/Africa Design and operational recommendations on grid connection of PV hybrid mini-grids. IEA PVPS, 2011.

Worldwide overview of design and simulation tools for hybrid PV systems. PVPS, 2011.

Social, Economic and Organizational Framework for Sustainable Operation of PV Hybrid Systems within Mini-Grids. IEA PVPS, 2011.
Communication between components in mini-grids. IEA PVPS, 2011.

Sustainability Conditions for PV Hybrid Systems. IEA PVPS, 2011.

The role of energy storage for mini-grid stabilization. IEA PVPS, 2011.

PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations. IEA PVPS, 2012.

Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification. Part 4: System selection and design. IEC, 2005.

Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification. Part 2: From requirements to a range of electrification systems. IEC, 2002.

CHAPITRE 1 : Introduction

TABLE DES MATIÈRES

1.1. Le concept: mini-réseaux hybrides **12**
1.2. Mini-réseaux et électrification rurale **13**
1.3. Contexte et situation des mini-réseaux dans le monde **15**
1.4. Les mini-réseaux au continent africain **16**
1.5. Technologies appropriées pour les mini-réseaux **19**
1.6. Hybridation des micro-réseaux **20**
1.7. Configuration de la génération dans les micro-réseaux photovoltaïques hybrides **20**
1.8. Classification selon la puissance de génération **22**

1.1. Le concept: mini-réseaux hybrides

Les mini-réseaux sont des systèmes de production et de distribution de l'énergie électrique à un certain nombre de consommateurs par le biais d'un réseau de distribution indépendant au réseau national de distribution. Les mini-réseaux hybrides sont ceux qui combinent au moins deux technologies pour la production d'énergie et, en général, utilisent du carburant diesel comme source d'énergie primaire et une source d'énergie renouvelable auxiliaire. Ils sont considérés comme une solution technologique pour la production d'énergie rentable et fiable adaptée à l'approvisionnement de l'électricité pour les services de base. Dans les pays où le réseau national ne couvre pas les vastes zones rurales, où les pannes et les interruptions sont continues, les mini-réseaux peuvent fournir un service de qualité

«Un mini-réseau est un système de génération d'énergie électrique comprenant un mou plusieurs plantes génératrices interconnectées qui fournissent l'électricité pour les collectivités ou les petites villes qui comprennent une demande de 50 à 10 000 familles, exploité et géré indépendamment».

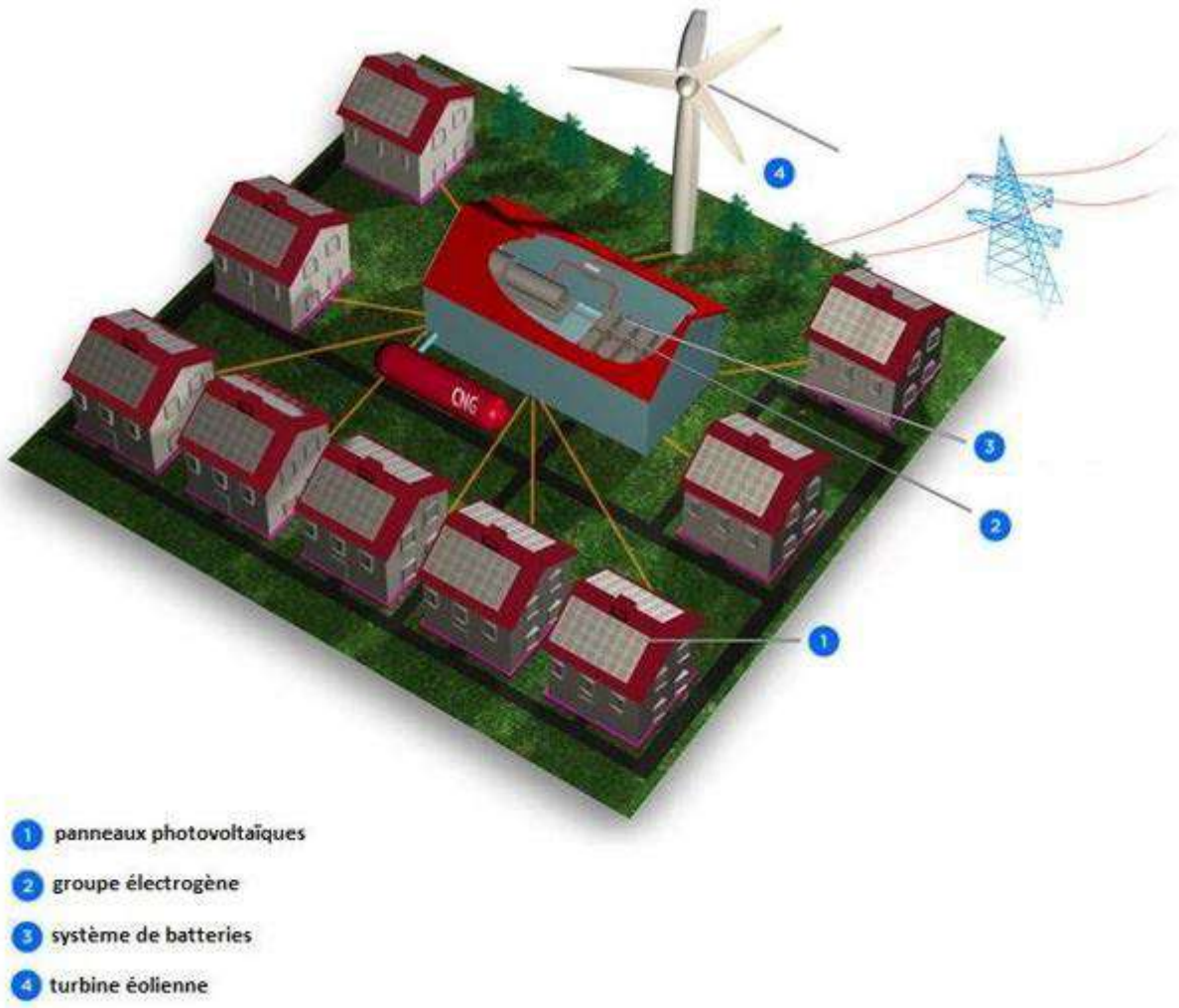


Figure 1 Micro-réseau hybride.
SOURCE: American clean skies Foundation

similaire à celle dont bénéficient les utilisateurs dans les zones urbaines.

En général, sans établir de limites précises sur la puissance nominale, la capacité de production, ou le nombre total de consommateurs, dans ce guide on a différencié les concepts de mini-réseau et micro-réseau hybrides photovoltaïques selon les critères suivants :

• Le mini-réseau hybride fait référence à un système qui combine deux ou plusieurs technologies de production électrique mais la source de production d'énergie principale (celle qui produit la plupart de l'énergie consommée) n'est pas le photovoltaïque : le plus souvent on utilise le groupe électrogène (combustible diesel) qui est complémenté par d'autres sources d'énergies telles que l'énergie photovoltaïque, l'énergie hydroélectrique ou bien l'énergie éolienne.

• Le micro-réseau hybride photovoltaïque (ou simplement micro-réseau) fait référence à un système de production électrique qui utilise un système photovoltaïque comme source de production d'énergie électrique principale, laquelle est combinée avec une source auxiliaire (combustible diesel normalement).

En général, la puissance nominale de travail des micro-réseaux est inférieure à celle des miniréseaux, à cause des limitations et caractéristiques de la technologie photovoltaïque

1.2. Mini-réseaux et électrification rurale

Les mini-réseaux sont devenus ces dernières années l'une des solutions les plus attrayantes et citées lors de la planification de l'électrification des petites communautés rurales en Afrique. Dans des conditions optimales, grâce à une technologie améliorée et à la réduction significative du coût de production de ses éléments, ils constituent une alternative à prendre sérieusement en compte. Ils sont complémentaires aux stratégies classiques de l'électrification rurale et ils ont de plus en plus de présence dans les politiques énergétiques des différents états grâce à leur grand potentiel pour améliorer rapidement la qualité de vie des habitants. Trois alternatives sont généralement considérées lors de la fourniture d'électricité dans les zones rurales isolées:

• **Extension du réseau national d'électricité:** normalement utilisé dans des zones densément peuplées à la demande potentielle suffisante pour faire un investissement rentable de cette ampleur, vu que, cela implique normalement une extension du réseau de transport d'électricité dans AT (ou MT) à partir du centre de génération ou bien une sous-station du réseau AT à proximité de la population, en plus du réseau Bt qui peut distribuer à tous les utilisateurs.

Son coût est proportionnel à la distance au point d'interconnexion avec le réseau. Les zones rurales sont souvent éloignées du réseau national et ont un potentiel relativement faible de la demande d'énergie, ce qui signifie que dans de nombreux cas ces projets sont irréalisables du point de vue de l'amortissement de l'investissement. La topographie affecte également considérablement la mise en oeuvre de cette option : les zones montagneuses inaccessibles augmentent très significativement les coûts d'accès aux machines et le temps d'exécution.

Figure 2 Extension du réseau au Burkina Faso.
SOURCE: Azimut 360

Extension du réseau national d'électricité	
Avantages	**Désavantages**
• Fiabilité, • Disponibilité de haute puissance et d'énergie pour les fourniturесdomestiques et industrielles, • Tarif et gestion du service conforme les zones urbaines, • Maintenance planifiée par les opérateurs nationaux.	• Coût proportionnel à la distance entre le dernier noeud utile pour assurer l'interface avec le réseau, • Augmentation de la demande du réseau national avec la même capacité de production (diminution de la qualité de service), • Planification complexe, • Souvent, les extensions sont faites dans les zones périurbaines, négligeant les zones rurales, moins actives et organisées.

• **Systèmes individuels isolés:** systèmes de production installés directement sur l'emplacement du client / utilisateur final, ce qui rend inutile la mise en place d'un réseau de distribution. Ils conviennent en particulier dans les zones rurales avec une population clairsemée où la difficulté et le coût de la création d'un réseau BT de distribution augmentent.

Figure 3 Système PV individuel isolé au Maroc.
SOURCE: Azimut 360

Systèmes individuels isolés	
Avantages	**Désavantages**
• Coûts réduits par logement électrifié (en termes d'investissement total), • Simplicité d'installation et planification, • Bénéfices immédiats (substitution d'autres sources d'énergie), • Besoin d'utilisateurs avec des notions et des outils suffisants pour effectuer la maintenance, • Faible coût d'opération pour l'utilisateur (normalement les taux de consommation d'énergie ne s'appliquent pas), • Mobilisation de l'investissement privé.	• Souvent les composants disponibles sont de faible qualité et faible durabilité • Souvent les coûts sont élevés en termes de cycle de vie, • Limitation vers la quantité d'énergie disponible, • Difficulté d'organisation de l'entretien, • Propriété des équipements installés trompeuse ou inappropriée.

• **Mini-réseaux :** Système qui relie un nombre limité d'utilisateurs / clients à une installation de production d'énergie centrale. Il peut fonctionner sans être nécessairement connecté au réseau national. Ce réseau décentralisé peut répondre aux besoins des personnes qui vivent et travaillent autour de sa zone d'influence et fournir de l'énergie pour des applications domestiques et commerciales.

Figure 4 Mini-réseau PV en Côte d'Ivoire.
SOURCE: Azimut 360

Mini-réseaux	
Avantages	**Désavantages**
• Beaucoup de localités rurales disposent largement des ressources naturelles nécessaires pour une production d'énergie à partir de sources renouvelables (soleil, vent, biomasse, cours d'eau), • Ils peuvent être gérés localement, par conséquent, ils sont plus inclusives et plus proches du client. La gestion locale aide à réduire les coûts d'exploitation et d'entretien, • S'ils sont bien gérés, ils peuvent garantir l'approvisionnement d'énergie de façon fiable, évitant des coupures, • Contribue à l'emploi local et renforce la confiance et les compétences des habitants des communautés.	• Une augmentation rapide de la demande peu après la mise en oeuvre du système peut dépasser la capacité de productions du système de génération, • Les petits micro-réseaux avec peu d'utilisateurs et peu de consommation intensive d'énergie (en dessous de 500 familles) ont peu de chance de récupérer l'investissement avec des tarifs abordables par la communauté, • Il y a peu de possibilités et d'outils de financement et de crédit pour la mise en oeuvre de ces systèmes, • Il a besoin de soutien politique des autorités compétentes dans le pays pour être pris en compte dans la planification de l'électrification rurale nationale.

1.3. Contexte et situation des mini-réseaux dans le monde

L'accès à l'électricité est une condition de base pour améliorer la vie des personnes. Actuellement, on estime que plus de 1,5 milliard de personnes dans le monde manquent d'accès à l'électricité dans leurs maisons, la plupart étant des habitants de zones rurales. 80% d'entre eux attendent d'avoir un accès garanti dans un proche avenir, ce qui est un énorme défi. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), le futur de l'électrification devrait se faire à travers des micro-réseaux, car plus de 50% de cette population, actuellement sans accès à l'électricité, pourrait obtenir un meilleur accès à l'énergie en utilisant cette solution technologique.

Région	Population sans électricité (millions)	Taux d'électrification (%)	Taux d'électrification urbaine (%)	Taux d'électrification rurale (%)
Pays en développement	1.185	79%	92%	67%
Afrique	634	45%	71%	28%
Afrique du Nord	1	99%	100%	99%
Afrique subsaharienne	632	35%	63%	19%
Asie en développement	512	86%	96%	79%
Chine	0	100%	100%	100%
Inde	244	81%	96%	74%
Amérique du Sud	22	95%	98%	85%
Moyen Orient	18	92%	98%	78%
Économies de transition & OECD	1	100%	100%	100%
Monde	1.186	84%	95%	71%

Tableau 1 : Accès à l'électricité 2014
SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2016

1.4. Les mini-réseaux au continent africain

Il y a un manque notable d'informations liées à l'énergie en Afrique par rapport aux autrescontinents, soit par rapport à leur situation actuelle, soit pour leur potentiel de développement. Ce manque d'information est d'autant plus remarquable à l'égard de l'énergie renouvelable.

Les estimations des Nations Unies montrent que la plupart de la population africaine est dispersée et qu'environ 60% de la population habite dans des zones non-urbaines. Ceci, avec le faible taux de consommation d'énergie et le taux élevé de zones rurales non électrifiées, crée une bonne opportunité pour le développement de systèmes basés sur l'énergie renouvelable décentralisée.

Depuis les années cinquante, les systèmes autonomes diesel et l'extension des réseaux nationaux d'électricité ont dominé l'électrification des zones rurales en Afrique (à quelques exceptions des systèmes mini-hydrauliques dans certains pays tels que le Cameroun ou le Malawi). Actuellement, le domaine de ces systèmes traditionnels pour l'électrification des zones reculées est contesté par l'émergence des technologies de génération d'énergie à partir de sources renouvelables comme l'énergie solaire, l'énergie éolienne, les systèmes hydrauliques et hybrides mini énergétique et la diminution des coûts de ces technologies.

Il faut tenir compte que la production de l'énergie en Afrique à partir de certaines sources renouvelables présente un rendement élevé par rapport à d'autres endroits (par exemple, en Afrique le même module photovoltaïque peut produire deux fois plus qu'en Europe centrale). En outre, le coût élevé du transport des combustibles fossiles (principalement le diesel) contribue à accroître la compétitivité des technologies basées sur les énergies renouvelables.

L'Afrique de l'Ouest est la région du monde où se trouve la majorité de population qui habite sans accès à l'électricité : 200 millions de personnes à peu près. Du total de personnes sans accès à l'électricité, plus du 80% habitent dans des régions rurales. Cette situation aggrave la pauvreté dans les régions rurales, empêche le développement des activités commerciales et favorise les migrations rurales-urbaines.

Dans cette situation, l'amélioration rapide de l'accès à l'électricité dans la région de l'Afrique de l'Ouest et plus concrètement dans les milieux ruraux devient une priorité pour tous les États afin d'assurer un développement économique durable et des conditions de vie correctes pour leurs habitants. Dans certains cas, l'extension du réseau existant devient la solution la plus efficace et économique, mais, dans des nombreux autres cas, les micro-réseaux basés sur les énergies renouvelables peuvent représenter une solution faisable et efficace, à l'application rapide et très appropriée pour les régions rurales.

Région	Population sans électricité (millions)	Taux d'électrification (%)	Taux d'électrification urbaine (%)	Taux d'électrification rurale (%)
Afrique	**634**	**45%**	**71%**	**28%**
Afrique de l'Ouest	**199**	**30%**	**53%**	**17%**
Bénin	7	29%	57%	9%
Burkina Faso	14	18%	58%	1%
Cap-Vert	0	96%	100%	89%
Côte d'Ivoire	8	62%	88%	31%
Gambie	1	45%	66%	13%
Ghana	8	72%	91%	50%
Guinée	9	26%	53%	11%
Guinée-Bissau	1	21%	37%	6%
Liberia	4	10%	8%	11%
Mali	13	26%	53%	9%
Mauritanie	3	29%	47%	2%
Niger	16	15%	62%	4%
Nigeria	98	45%	55%	36%
Sénégal	6	61%	88%	40%
Sierra Leone	5	14%	33%	1%
Togo	5	27%	35%	21%

Tableau 2 : Accès à l'électricité à l'Afrique de l'Ouest 2014 | SOURCE: IEA, World Energy Outlook 2016

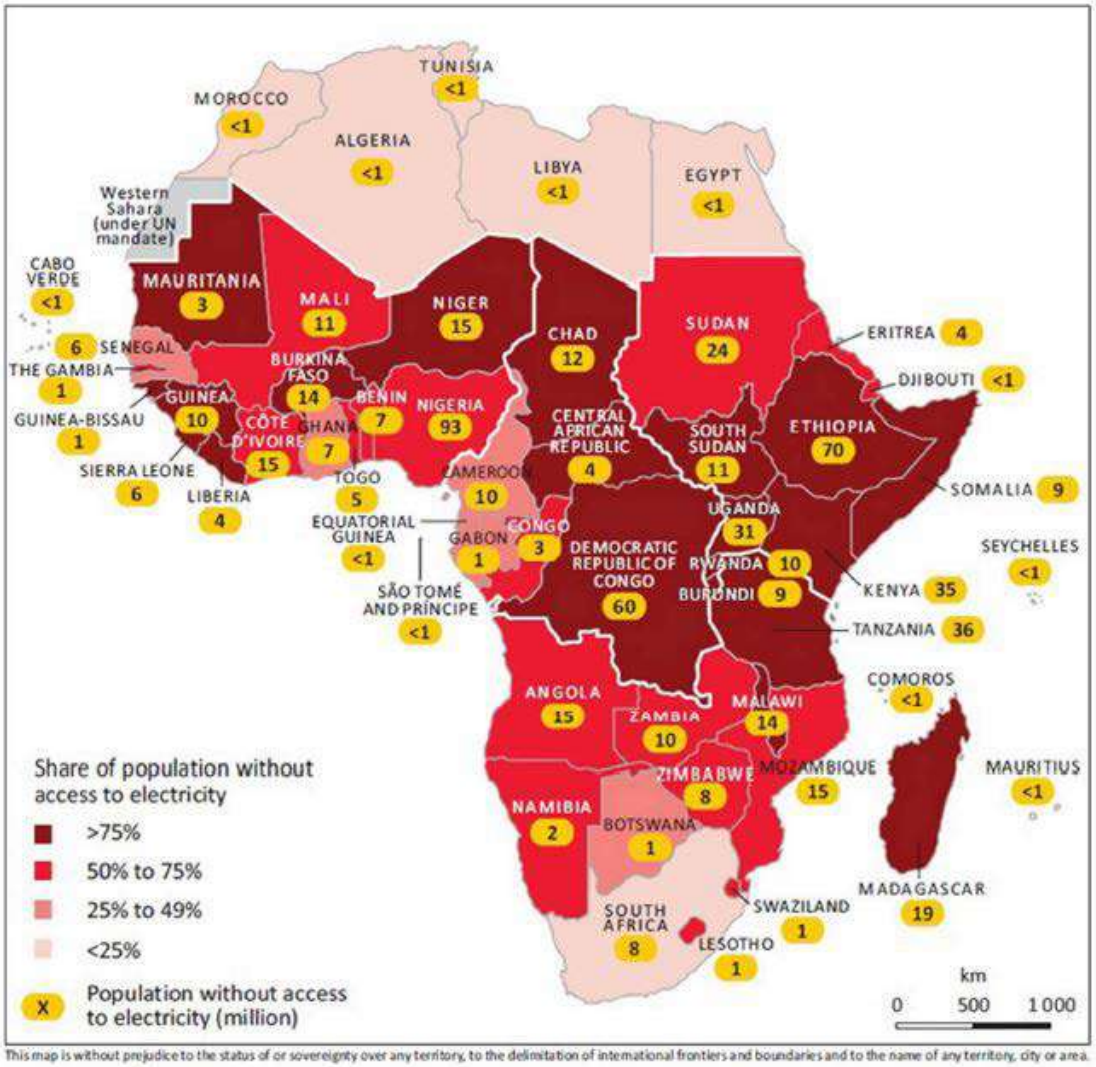


Figure 2 : Population sans accès à l'électricité dans l'Afrique, 2014
SOURCE: OECD/IEA, 2014 World Energy Outlook

1.5. Technologies appropriées pour les mini-réseaux

La technologie appropriée pour un mini-réseau sera la mieux adaptée à des facteurs environnementaux, sociaux, culturels et économiques de la communauté à qui on fournira le service. Habituellement, cela se traduit par minimiser la demande de ressources non renouvelables, le coût le plus bas d'installation, d'opération et de maintenance et l'impact environnemental le plus faible par rapport aux autres technologies comparables.
Le tableau suivant résume les avantages et les inconvénients des principales technologies utilisées pour les mini-réseaux :

Technologie	Définition	Avantages	Inconvénients
Thermique (diesel)	Génération à partir d'un ou divers groupes électrogènes équipés de convertisseurs électriques et alimentés à partir de combustibles fossiles.	• Inversion initiale faible • Puissances élevées • Sans accumulation	• Coûts d'opération et maintenance élevés • Normalement le service est limité à certains horaires pendant la journée.
Minihydroélectrique	Utilisation de l'énergie potentielle qui provient des chutes d'eau pour obtenir de l'énergie écanique qui, à travers une turbine transforme la pression de l'eau en électricité.	• Fiable • Énergie à coût bas • Capacité de produire de l'énergie durant les 24h • Il n'y a pas besoin d'accumulation • Faibles ou négligeables effets environnementaux et sociaux	• Entraîne infrastructure civile • Temps de construction élevé • Variabilité saisonnière en fonction de la ressource hydraulique
Mini-éolique	Transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique qui est transférée au générateur d'énergie électrique.	• Faible besoin d'infrastructure civile	• Besoin d'accumulation • Importante variabilité en fonction de la ressource éolienne • Besoin de données statistiques fiables pour le dimensionnement
Photovoltaïque	Transformation de l'énergie de radiation solaire en énergie électrique en courant continu grâce à l'effet photoélectrique.	• Diminution très forte des coûts dans la dernière décennie • Faible besoin d'infrastructure civile • Technologie simple et de faible entretien	• Cycle journalier (pas de production la nuit) • Production très différente en fonction de la période de l'année • Besoin d'accumulation
Biomasse	La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques (d'origine animale ou végétale) pouvant se transformer en énergie électrique	• Revalorisation des déchets organiques et des excédents agricoles • Développement des régions rurales • Nettoyage et surveillances des forêts. Prévention des incendies forestiers • Amélioration de la gestion des déchets • Facilité de stockage • Production d'électricité variable selon les besoins énergétiques	• Coûts de transport de la matière • Coûts de stockage de biomasse • Souvent il est nécessaire de faire un processus de séchage • Dépendance de la production de biomasse, souvent liée aux cycles d'une autre activité productive principale • Substitution des cultures qui ont des fins alimentaires

1.6. Hybridation des micro-réseaux

Ce guide se concentre sur la conception de réseaux de micro-hybrides photovoltaïques dans lequel l'une des sources de production est le photovoltaïque. Selon la technologie complémentaire à la photovoltaïque, trois types de micro-réseaux se définissent.

• Systèmes hybrides PV avec diesel:

Les systèmes hybrides diesel avec photovoltaïque permettent la consommation pendant les heures creuses exclusivement alimentées par le système solaire, alors que pendant les heures de pointe le générateur fournit la puissance nécessaire pour les activités et les rayures de la demande accrue.

D'un point de vue économique, l'exploitation de systèmes photovoltaïques isolés avec accumulation d'énergie par batteries est considérablement plus rentable que les installations qui utilisent uniquement des générateurs diesel. À son tour, la présence du générateur permet de limiter la taille de l'installation photovoltaïque et en particulier de l'accumulation.

Dans les micro-réseaux, le générateur a souvent une fonction seulement auxiliaire, il assure le service en cas de défaillance du système ou des conditions météorologiques anormales défavorables et permet des charges d'entretien périodique des batteries.

Figure 6 Groupe électrogène auxiliaire.
SOURCE: Azimut 360

• Systèmes hybrides PV avec pico-hydrauliques:

Lorsque la ressource hydraulique n'est pas constante tout au long de l'année, son hybridation avec un système photovoltaïque peut être intéressante afin d'assurer la disponibilité de puissance pendant que la production hydroélectrique est faible ou nulle. Il se produit souvent un phénomène de complémentarité entre ces deux sources d'énergie, avec une augmentation des ressources en eau au cours des mois ou le rayonnement solaire est plus faible et vice-versa.

• **Systèmes hybrides PV avec l'éolienne:**
Afin d'atténuer la forte variabilité que présente souvent la disponibilité de la ressource du vent dans de nombreux endroits, il est intéressant d'hybrider ces installations avec des systèmes photovoltaïques, généralement plus prévisibles.
La complémentarité entre ces deux sources d'énergie renouvelables est généralement très productive, à la fois pour le cycle diurne -les heures du vent se produisent souvent au matin ou au soir- comme dans le cycle annuel, vu que l'augmentation de la ressource éolienne se produit au cours des mois où le rayonnement solaire est plus faible et vice versa.

Figure 7 Installation hybride PV-éolienne en Gambie.
SOURCE: Azimut 360

1.7. Configuration de la génération dans les micro-réseaux photovoltaïques hybrides

Les micro-réseaux photovoltaïques peuvent également être classés en fonction de la configuration de leurs systèmes de production, à savoir, que ce soit un système qui génère en courant continu (CC), en courant alternatif (AC) ou mixte (CC / AC).

• **Couplage CC:** tous les générateurs fonctionnent exclusivement au niveau de la tension de la batterie, au travers d'un régulateur approprié qui contrôle et optimise la charge des batteries.
Afin d'adapter l'énergie produite et / ou stockée à la consommation à usage domestique ou industriel, celle-ci doit être convertie de CC à AC par un onduleur.

La figure suivante montre la production d'électricité à partir de sources de production d'énergie photovoltaïque et complémentaire. Il est possible d'observer que la génération à partir des modules photovoltaïques est réalisée en CC, alorsque pour le reste de ces sources, l'énergie est habituellement générée en AC à travers un alternateur. Dans ce cas, il est nécessaire de convertir l'énergie en AC en CC pour le stockage de la batterie, puis de la reconvertir en AC pour la consommation.

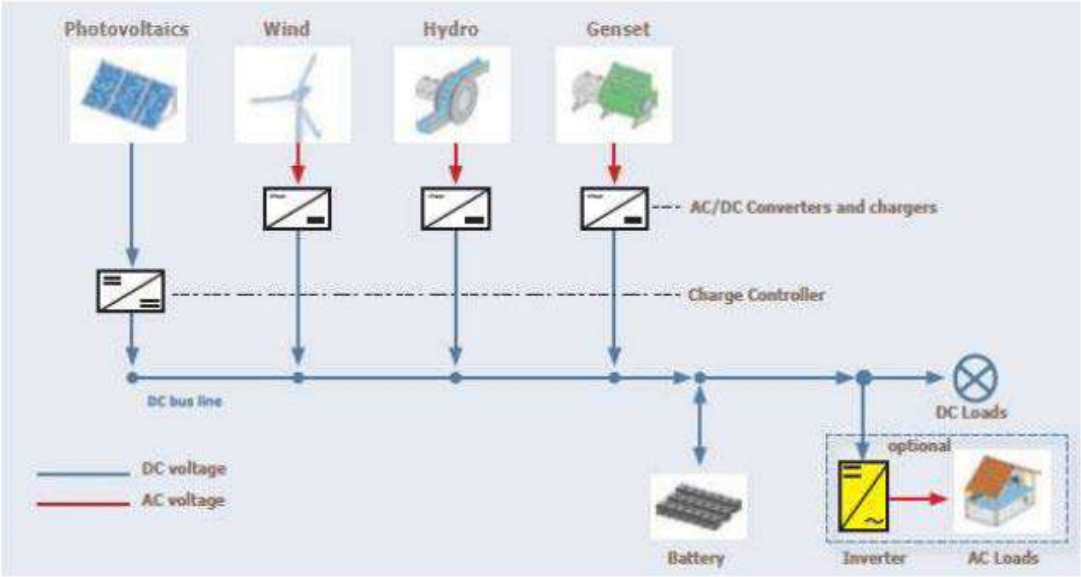


Figure 8: Système de génération couplée en courant alternatif (AC) et en courant continu (CC)
Source : SMA

Figure 9 Exemple de système couplé en CC.
SOURCE: Azimut 360

Avantages selon le type de génération de configuration	
Couplage CC	Couplage AC
Amélioration des performances pour un profil de la demande essentiellement nocturne	Amélioration des performances pour un profil de la demande essentiellement diurne
Gestion indépendante de la demande et de la production. En cas de découpage par batterie faible, le système continue à travailler	Augmentation de la puissance utile de la demande pendant les heures de production d'électricité
Équipement de régulation plus économique	Simplicité de câblage
	Facilité d'extension et l'introduction de nouveaux générateurs
	Flexibilité de placement des éléments générateurs par rapport à l'équipement d'accumulation

1.8. Classification selon la puissance de génération

Un autre classement des micro-réseaux photovoltaïques hybrides peut être établi en fonction de la capacité de production d'énergie électrique de ces derniers.

• Électrification de petites communautés (entre 5 et 50 kWc)
Les petits systèmes hybrides conviennent pour répondre aux besoins des petites communautés rurales où la demande d'énergie est plutôt limitée. Cela peut être le cas d'une communauté avec quelques activités commerciales avec une consommation pouvant atteindre 300 kWh / jour.

• Électrification des communautés avec des moyens de production (de 50 à 200 kWc)
Ces systèmes sont appropriés pour répondre aux besoins en électricité entre 300 kWh et 1000 kWh / jour. La courbe de charge journalière d'une communauté avec certaines activités de production a généralement une consommation pointe à midi et en début d'après-midi, même si certaines consommations élevées peuvent également se produire pendant la nuit en raison des besoins domestiques des clients. Un ou deux générateurs sont généralement nécessaires et les batteries peuvent supporter le poids de la consommation pendant la nuit.

• Électrification de grande capacité (> 200 kWc)
Les systèmes hybrides de grande capacité peuvent répondre aux besoins de petites villes non connectées au réseau électrique national, qui ont généralement une consommation moyenne supérieure à 1000 kWh / jour. Ces systèmes comprennent de nombreux groupes électrogènes synchronisés pour soutenir efficacement la demande. Le composant photovoltaïque et le parc des batteries devraient permettre de désactiver complètement les groupes électrogènes diesel durant un nombre maximal d'heures pendant la journée, ce qui réduit la consommation de carburant et les coûts d'exploitation.

CHAPITRE 2 : Critères de sélection d'emplacements pour micro-réseaux photovoltaïques

TABLE DES MATIÈRES

2.1. Identification des communautés 24
2.2. Identification des organisations ou des institutions/organismes responsables 25
2.3. Plan d'action 26
2.3.1. Actions précédentes (phase de conception) 26
2.3.2. Actions au cours de la mise en oeuvre du projet 27
2.3.3. Actions ultérieures à la mise en oeuvre du projet 28

2.1. Identification des communautés

La sélection de l'emplacement approprié au moment de penser un projet d'électrification rurale basée sur des micro-réseaux photovoltaïques est essentielle pour la réussite du projet.
Pour considérer un endroit comme approprié, il ne suffit pas de tenir compte, outre l'absence d'accès à l'électricité, que du désir et de la motivation que peut présenter la communauté. Il faudra, en plus, une réflexion et une étude préliminaire de faisabilité du projet d'installation du micro-réseau par les promoteurs du projet.
Pour la sélection des localités il est conseillé de considérer, au moins, les critères suivants :

a) Que la ville soit exclue des programmes d'extension du réseau national prévus pour les 10 prochaines années (au moins).

Sinon, le retour sur investissement, l'engagement des autorités locales et la participation de la communauté elle-même seront constamment remis en question par l'attente récurrente de l'arrivée du réseau électrique national.

b) Que le village soit légalement constitué et organisé, reconnu par les institutions de l'Etat.
Dans la plupart des cas, cela impliquera une certaine planification et organisation urbaine et des obligations légales qui seront respectées et incluses dans le projet.

c) Que la distance au noeud le plus proche du réseau MT soit suffisante pour justifier les énergies alternatives (il est conseillé qu'il y ait une distance d'au moins 10 km), ou bien qu'il soit situé dans une zone d'accès difficile.

d) Que ce soit un village compact avec un rayon maximal de distribution électrique depuis la centrale qui puisse permettre une distribution en BT (idéalement un rayon maximal de 1,5 km.).

e) Que la consommation totale d'énergie et la puissance maximale (réelle et prévisible) soient dans une gamme abordable pour un micro-réseau.
Le nombre de foyers qu'un micro-réseau peut assumer varie évidemment selon les pays, les facteurs socio-économiques, la présence ou l'absence de l'industrie locale ou le degré d'évolution technologique des populations.

Cependant, à titre indicatif, peuvent être considérées comme des limites raisonnables les points suivants:

- Pour un micro-réseau photovoltaïque: jusqu'à 150 maisons et 200 kW de puissance maximale,
- Pour un micro-réseau hybride photovoltaïque-diesel: jusqu'à 1000 maisons et 500 kW de puissance maximale.

f) L'absence de conflits majeurs au sein de la communauté même ou d'autres conflits externes qui peuvent affecter la cohésion et le bon déroulement du projet.

g) La capacité et la volonté de payer le service d'électricité explicitement exprimées par la communauté, de manière à garantir la viabilité de l'exploitation et la maintenance du micro-réseau.

Figure 1 Village rural typique au Maroc.
SOURCE: Azimut 360

2.2. Identification des organisations ou des institutions/organismes responsables

Au-delà de la localité et de la communauté, le lien positif envers le projet des organisations, des autorités locales et des institutions impliquées d'une manière ou d'une autre dans le domaine de l'électrification rurale est l'un des facteurs clés pour assurer la réussite du projet.
Le but, l'identification et l'approche technique de l'action proposée doivent être cohérents avec les approches et les stratégies adoptées par l'autorité de planification de l'électrification rurale à l'échelle nationale et dans le cadre réglementaire général.
L'implication des élus locaux et des représentants sectoriels de la communauté dans la promotion du projet, leur participation dans les organismes de la structure de l'exploitation et de la maintenance du micro-réseau peuvent fournir l'assurance et les garanties de continuité à long terme.

Figure 2 Rencontre avec les autorités locales
SOURCE: Azimut 360

En outre, l'identification des acteurs locaux ayant des compétences techniques pour assurer la gestion et la maintenance préventive et corrective des installations sera l'une des tâches prioritaires avant la réalisation du projet. Ci-dessous sont détaillés quelques-uns des principaux éléments qui pourraient être utiles à identifier dans chacun des domaines mentionnés:

a) Dans le domaine de la réglementation :
- La législation nationale du secteur de l'électricité,
- La législation nationale spécifique aux énergies renouvelables,
- La législation nationale qui puisse permettre l'autoconsommation ou la vente d'électricité à des utilisateurs par des organismes particuliers et privés,
- L'existence éventuelle de dispositions spécifiques pour les micro-réseaux photovoltaïques,
- L'existence éventuelle d'un agent reconnu ou obligatoire pour la certification des installations.

b) Dans le domaine de la promotion :
- L'existence de programmes de subventions de l'Etat ou des organismes locaux pour l'installation et/ou exploitation de micro-réseaux isolés,
- Des expériences antérieures similaires dans la région.

c) Dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance :
- L'existence d'un opérateur électrique local avec une expérience dans les E.R. et la gestion des mini-réseaux,
- L'existence de techniciens formés Énergies Renouvelables et Efficacité Énergétique.

d) Dans le domaine de la gouvernance:
- L'existence d'associations locales pour le développement, au sein de la communauté,
- L'existence de groupements industriels ou de commerçants locaux,
- L'habitude de la communauté à s'organiser sous la forme de comités de gestion des infrastructures et des installations communautaires,
- La participation des représentants et des dirigeants de la communauté et des autorités locales dans la prise de décisions sur le développement et la mise en oeuvre du projet et sur l'organisme responsable de la gestion et de l'exploitation de la centrale,
- La détection des conflits internes dans la communauté ou à l'extérieur, qui peuvent affecter de manière significative le bon développement du projet.

2.3. Plan d'action

Voici une série de recommandations sous la forme d'étapes à suivre pour réaliser avec succès un projet d'énergie performante basée sur un micro-réseau :

2.3.1. Actions précédentes (phase de conception)

Il ne faut pas oublier qu'un projet de ce type est, en général, un processus itératif de conception par des techniciens et de consultation de la communauté, dans le but d'établir le système qui réponde aux besoins de la communauté et aux possibilités économiques de celle-ci.

1) Vérifier le statut juridique des personnes. Village, cadastre et parcelles.
2) Étude préliminaire de faisabilité, basée sur l'expérience précédente dans des contextes similaires et à partir d'une estimation raisonnable de la demande potentielle et du potentiel de production pour obtenir des coûts et des tarifs approximatifs.
3) Rencontre avec la communauté qui permette de définir et de comparer leurs attentes énergétiques initiales avec les possibilités techniques et financières existantes. A ce stade, se définissent le rôle, les obligations et les responsabilités de chaque acteur du projet.
4) Analyse détaillée de la demande et projection réaliste de la croissance future.
5) Étude socio-économique, qui devrait également inclure les éléments suivants :
• L'organisation de la communauté
• Les aspects de genre qui peuvent être pertinents
• La capacité et la volonté de payer pour le service électrique
• Le potentiel de développement des activités productives et de la petite industrie
• Les comportements saisonniers
• La croissance potentielle de la population

6) Proposition d'emplacement des installations. Localisation de terrains communautaires.
7) Identification des entreprises ou techniciens établis dans la région avec la capacité organisationnelle et technique pour assurer les tâches d'entretien spécialisé ou même pour prendre la responsabilité des tâches de gestion et d'exploitation de l'installation.
8) Étude de faisabilité pour la gestion, l'exploitation et l'entretien qui prenne en compte au moins:
• L'intégration des formes locales existantes d'organisation. Hiérarchies et leadership à prendre en considération.
• L'organisation de la gestion.
• L'estimation du coût d'exploitation et d'entretien.
• La proposition des tarifs.
• L'estimation des flux de trésorerie et de la rentabilité.

9) Estimer, en se fondant sur le flux de trésorerie, le tarif nécessaire pour obtenir les rendements attendus. On doit évaluer si le projet est financièrement abordable par les consommateurs futurs en se fondant sur l'estimation des coûts, les éventuelles subventions au fonctionnement et les tarifs applicables d'accord au cadre réglementaire. Autrement, il devra être reconsidéré en offrant des alternatives de conception.
10) Réalisation d'un Plan d'Action qui prévoit toutes les actions à mettre en place si dans un futur à court ou moyen terme le réseau électrique national arrive dans la région. Il faudra prendre en compte les adaptations techniques, juridiques et organisationnelles dans ce scénario pour s'adapter au cadre réglementaire actuel ou prévisible.
11) Présentation de la proposition technique à la communauté et aux autorités locales. Engagement de la cession des terres communautaires qui sont nécessaires et de la contribution nécessaire au financement accordé. Mise en place des tarifs de connexion et de facturation.
12) Mobilisation des fonds et application des accords de financement.
13) Préparation de l'avant-projet technique.
Afin d'éviter d'éventuels conflits plus tard, il est recommandé, à ce stade, de promouvoir la participation de toute la communauté concernée. À travers des ateliers et des activités participatives, les membres pourront proposer où et comment doit se réaliser l'installation afin de parvenir à un consensus des solutions.
14) Discussion de l'avant-projet technique avec les représentants du voisinage, les représentants sectoriels (syndicats, etc.) et les autorités locales.
15) Élaboration du projet technique d'exécution détaillé, y compris les lignes de distribution et l'éclairage public et en considérant l'emplacement des bénéficiaires finaux.

16) Élaboration du calendrier de mise en oeuvre du projet.
17) Création des organismes pertinents nécessaires pour la mise en oeuvre et la gestion du projet (coopératives, comités de responsabilité, etc.) et établissement d'un plan de travail qui définisse les tâches spécifiques pour chacune des parties impliquées.
18) Demande d'autorisations et permis requis pour la légalisation du point d'alimentation.
19) Préparation de la documentation pour l'attribution et la passation des contrats, selon les exigences des bailleurs de fonds et les options choisies pour la gestion et l'exploitation du système.

2.3.2. Actions au cours de la mise en oeuvre du projet

Pendant la phase d'exécution des installations, les actions à réaliser seront concentrées sur la direction technique des travaux qui permettra d'assurer la qualité finale et d'atteindre les objectifs :

1) Passation des contrats de travail et de fournitures industrielles à un ou plusieurs soumissionnaires, qui auront fait preuve de solvabilité financière et technique suffisante en fonction des besoins.
2) Désignation des équipes et des partenaires (gestion du projet, gestion technique, direction des travaux, direction de chantier, etc.)
3) Redéfinition des installations sur le terrain, mettant en accord les détails techniques, l'emplacement exact de chaque élément et les étapes de l'installation.
4) Révision, s'il le faut, du calendrier d'exécution de l'installation, en précisant les dates pour les principales étapes de l'avancement des travaux et les limites pour l'application d'éventuelles sanctions prévues dans les contrats.
5) Direction technique pour le contrôle de l'exécution des installations. Vérification de la qualité des matériaux et des procédés utilisés, des principales cotes et dimensions. Responsabilité d'un accord entre l'exécution des travaux et la conception du projet technique approuvé.
6) Test et vérification technique de l'exploitation des installations terminées.
7) Démarrage et mise en service du système pour une période d'essai.
8) Collecte des manuels de fonctionnement et préparation de la documentation as-built qui reflète les changements dans l'exécution par rapport au projet technique initial.
9) Réception provisionnelle et mise en service définitive des installations. Début de la
période de garantie et de l'O&M du système. Contrats du service avec les utilisateurs.
10) Inspection et validation technique du système par les techniciens responsables des autorités compétentes dans le cas échéant (certification des installations de génération ou des installations intérieures, par exemple).
11) Au cours de l'exécution du projet d'installation, prévoir les espaces nécessaires à la formation des techniciens responsables des différents niveaux de maintenance, des membres de la communauté d'utilisateurs et de l'entité responsable de la gestion et mise en service du micro-réseau.
12) Analyse des données sur les performances obtenues à partir du système de contrôle intégré dans le système. Détection d'éventuelles anomalies de fonctionnement.
13) Réception et acceptation finale des installations.

2.3.3. Actions ultérieures à la mise en oeuvre du projet

Les actions ultérieures sont principalement axées sur une période déterminée (habituellement jusqu'à un an) pour superviser la gestion, l'exploitation et la maintenance du micro-réseau qui permettrait d'assurer l'acquisition de compétences par les différents acteurs impliqués dans son fonctionnement:

1) Suivi de la gestion de l'installation réalisée par l'organisation en charge de l'opération. Cette surveillance vise à confirmer la faisabilité technique et économique du micro-réseau, et met particulièrement l'accent sur la vérification des éléments suivants:
• Les dépenses courantes de fonctionnement de l'opérateur,
• Les coûts supplémentaires associés à l'entretien correctif ou aux pièces de rechange de l'équipement et au carburant du groupe électrogène auxiliaire,
• Les frais d'amortissement pour le renouvellement de l'équipement à la fin de son cycle de vie,
• Les revenus associés à la fourniture d'électricité,
• Les revenus exceptionnels associés à d'autres activités menées par l'opérateur grâce à l'énergie du micro-réseau,
• La vérification d'un cash-flow positif d'exploitation de l'usine.

2) Suivi de l'exécution du plan de maintenance préventive périodique et des solutions adoptées pendant les interventions correctives.

3) Vérification technique à partir des données obtenues par le système de suivi central. Il vérifie que les limites techniques de la conception ne sont pas dépassées et permet l'identification d'éventuelles anomalies dans le fonctionnement ou les faiblesses. Il prévoit ainsi des améliorations à mettre en oeuvre au cours des années de la durée de vie de l'installation.

4) Vérification sociale pour constater si les mécanismes démocratiques de résolution des conflits internes et les contrôles externes permettant d'éviter des décisions pouvant mettre en question la durabilité du système fonctionnent correctement.

5) Réalisation d'un Plan de Développement d'Activité de Création des Revenus à partir de la nouvelle puissance photovoltaïque disponible, permettant d'un côté de fournir des revenus extraordinaires à l'exploitant de la centrale et de l'autre d'optimiser l'utilisation du micro-réseau.

6) Il est souhaitable d'élaborer un document de Leçons Apprises qui part d'un examen complet de l'ensemble du processus du projet pour l'identification des faiblesses et des améliorations à envisager dans de futurs projets similaires.

CHAPITRE 3 : Consommation et efficacité énergétique

TABLE DES MATIÈRES

3.1 Introduction **30**
3.2 Efficacité énergétique du point de vue de la consommation **30**
3.2.1. Diversification et choix approprié des ressources énergétiques **30**
3.2.2. Efficacité des appareils **32**
3.2.3. Gestion et utilisation **35**
3.3. Efficacité énergétique du point de vue du design **36**
3.3.1. Éclairage public **36**
3.3.2. Compensation de la puissance réactive **37**
3.3.3. Gestionnaires automatiques de la consommation **37**
3.3.4. Compteurs et gestionnaires de la consommation **37**
3.3.5. Gestionnaire automatique du micro-réseau **38**

3.1 Introduction

Le concept de l'efficacité énergétique peut être défini comme la pratique de la réduction de la consommation pour obtenir la même qualité de service, que ce soit à travers des progrès technologiques, avec l'utilisation des ressources locales et ancestrales, ou par une meilleure gestion. Dans le cas des micro-réseaux, l'efficacité énergétique est un facteur clé puisque la réduction de la consommation a un impact direct sur la taille et la conception de l'installation de génération et donc sur les coûts de l'investissement initial. L'efficacité énergétique est un concept très large et comprend de nombreuses visions, pratiques et technologies. En ce qui concerne les projets d'électrification rurale, il faut envisager des améliorations techniques ainsi que la formation et l'éducation de l'utilisateur final.

«Les économies de pauvreté» : les personnes ayant moins de ressources, tendent à acquérir des équipements ou technologie plus économiques (moins d'investissement initial pour le même service) en raison de budgets limités, de l'absence de micro-financement et en raison de perspectives financières à court terme. Cela signifie que, au fil du temps, l'investissement réalisé par l'utilisateur augmente à cause de l'augmentation de la consommation et du remplacement des vieux appareils pour des nouveaux employés (en raison d'une baisse de la qualité / technologie).

Les concepts à prendre en compte pour la mise en oeuvre de l'efficacité énergétique dans les micro-réseaux à partir de deux perspectives différentes sont présentés ci-dessous :

- **Du point de vue de l'utilisateur :** analyse des dispositifs qui se connectent au microréseau, évaluation de leur consommation, de leurs caractéristiques et alternatives. De même, il faut prendre en compte la gestion de l'utilisation afin d'apporter des améliorations dans tous les domaines. À ce stade, le rôle de la formation appropriée pour le succès des mesures est essentiel, donnant les outils pour mettre en oeuvre les actions nécessaires.
- **Du point de vue du design :** mise en place des mesures et des outils qui peuvent être utilisés pour l'optimisation du système, maximisation des entrées (par exemple le rayonnement solaire) et réduction de l'énergie non utilisée ou perdue. Dans ce cas, le concepteur du système est le responsable de l'introduction des améliorations.

3.2 Efficacité énergétique du point de vue de la consommation

3.2.1. Diversification et choix approprié des ressources énergétiques

Il existe de nombreuses applications que les utilisateurs ou les clients cherchent à atteindre une fois qu'ils ont accès à l'électricité : éclairage, réfrigération, loisirs, etc. Si la plupart des besoins domestiques peuvent être satisfaits par l'utilisation de l'électricité, ce n'est pas toujours la façon la plus efficace et économique. Par conséquent, il est conseillé d'analyser quelles alternatives existantes peuvent être plus économiques et efficaces pour répondre à ces besoins et permettre alors de décharger le micro-réseau de certaines consommations. La diversification des sources d'énergie entraîne plus de robustesse du système, car celui-ci ne se base pas uniquement sur une ressource. La figure ci-dessous montre schématiquement comment beaucoup de consommations ménagères dans un contexte rural sont susceptibles d'être satisfaites d'une façon plus efficace par des sources d'énergie alternatives à l'électricité :

En général, l'utilisation des dispositifs pour la production de chaleur ou de froid est déconseillée quand ils sont alimentés par des installations photovoltaïques. Ces applications sont très intensives en électricité -basés sur l'effet Joule ou les cycles thermodynamiques- et entraînent une puissance significative.

Le tableau ci-dessous répertorie les appareils ménagers les plus communs pour la production de froid et de chaleur, et propose des alternatives basées sur d'autres sources d'énergie disponibles:

Figure 1 : Applications énergétiques à partir du soleil

	Appareil	Utilisation	Consommation (kW)	Alternatives
Chaleur	Cuisinière électrique	Chauffage des aliments/ cuisiner	3.5 - 7	Biomasse, Cuisines paraboliques
	Four électrique	Chauffage des aliments/ cuisiner	1,5-3	Four Solaire, Four à Biomasse
	Thermo électrique	Eau chaude	1-1,5	Énergie solaire
	Machine à laver	Nettoyage des vêtements	2	Lavage à la main, lavage à froid, machine à laver bithermique
Froid	Climatisation	Refroidissement des pièces de la maison	1.5 - 2	Ventilateur, construction bioclimatique
	Réfrigérateur	Conservation des aliments ou médicaments	0.2-0.8	Garde-manger, conservateur isolé d'aliments
	Congélateur	Conservation des aliments ou médicaments	0.5-1	Garde-manger, conservateur isolé d'aliments

3.2.2. Efficacité des appareils

La consommation d'énergie des ménages varie considérablement en fonction de l'efficacité énergétique des appareils utilisés. La consommation de certains appareils à faible efficacité peut être six fois plus élevée que celle des appareils avec un rendement élevé :

	Éclairage	Machine à laver	Réfrigérateur	Congélateur	Autres consommations	TOTAL
Ménage avec équipement à haute efficacité (Wh/jour)	400	300	350	650	400	2100
Ménage avec équipement à basse efficacité (Wh/jour)	2000	1800	1100	3000	400	8300

Une sélection soigneuse des appareils ménagers nous permet d'obtenir les mêmes avantages de service avec moins de consommation d'énergie, et cela peut être très important, surtout dans les cas où l'approvisionnement énergétique est limité, comme c'est les cas des ménages électrifiés à partir des micro-réseaux et des installations photovoltaïques. Certains des critères pour le choix des équipements à installer en fonction de leur consommation d'énergie peuvent être comme suit :

- **Éclairage**

L'éclairage est l'une des principales consommations d'énergie de la plupart des utilisateurs domestiques. Nous présentons ci-dessous un tableau comparatif des performances et caractéristiques de l'éclairage le plus commun du marché :

Type de lampe	Efficacité (Lm/W)	Durée de vie (heures)	Puissance (W)
Incandescent standard	10-16	1000	15-2000
Halogène	16-25	2000	20-2000
Fluorescent	40-104	8000-12000	6-65
Fluorescent compact	50-87	6000-10000	5-200
Led	70-100	50000-90000	3-35

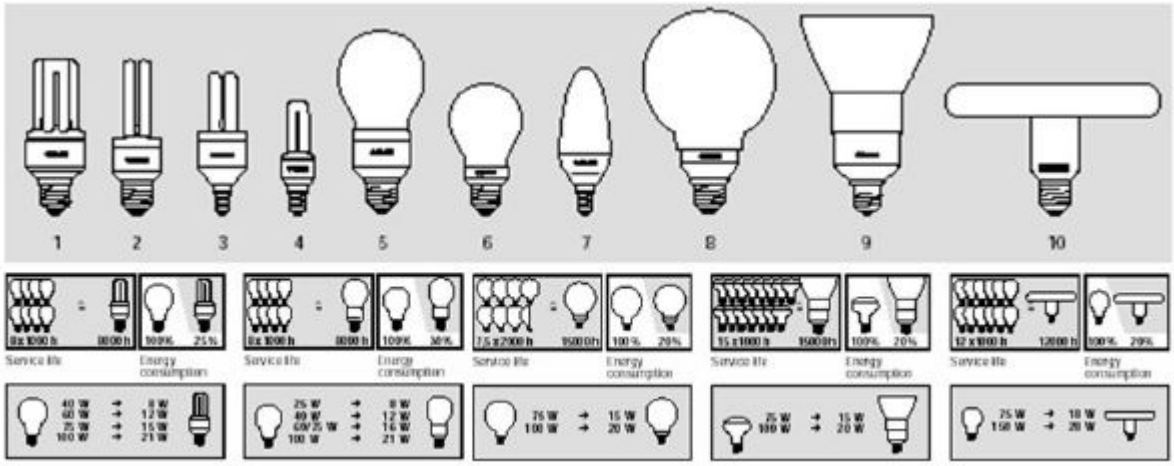


Figure 2 Différent types de lampes d'haute efficacité
SOURCE: Azimut 360

Le principal critère lors du choix de l'éclairage est d'utiliser le type et la puissance appropriés pour chaque utilisation.

- **Éclairage public**

Type de lampe	Efficacité (Lm/W)	Durée de vie (heures)	Puissance (W)
Vapeur de sodium à haute pression	80-120	8000-16000	33-1000
Vapeur de sodium à basse pression	100-200	10000	18-180
Vapeur de mercure	36-60	12000-16000	50-400
Vapeur de mercure avec halogènes	58-88	5000-9000	70-3500
Induction	65-72	60000	55-85

L'utilisation de l'éclairage public se produit dans les moments où la production solaire est inexistante et où la consommation d'énergie peut devenir un pourcentage très significatif par rapport à l'énergie totale générée par le micro-réseau. Le choix du système d'éclairage doit être fait en considérant plusieurs facteurs parmi lesquels : une puissance adaptée aux besoins, l'efficacité énergétique, la durée de vie, le coût de l'investissement. Il faut également considérer qu'un coût d'investissement élevé peut signifier des économies considérables à long terme.

Figure 3 Lampe et ballast de vapeur de sodium à haute pression
SOURCE: Azimut 360

• Appareils électroménagers

L'efficacité énergétique des appareils électroménagers dépend de la consommation d'énergie électrique pour rendre le service pour lequel ils ont été conçus.
La comparaison de l'efficacité énergétique entre les différents appareils électroménagers qui offrent un même service, se fait à partir de la valeur de la consommation annuelle d'énergie (kWh / an) calculée à partir des mêmes critères pour chaque appareil. Cette valeur est représentée à l'étiquette-énergie.

L'efficacité énergétique de l'appareil est évaluée en termes de classes d'efficacité énergétique notées d'A+++ a D ou G. La classe A+++ est celle au rendement optimal, G la moins efficace. Cependant toutes les catégories d'appareil ne comportent pas encore les classes A+ à A+++.
Bien que l'investissement initial soit plus élevé pour les appareils ayant une meilleure efficacité énergétique, il s'agit normalement d'appareils d'une meilleure qualité (meilleure isolation, contrôle plus précis, moteurs à haute performance, etc.). En outre, étant donné que la consommation est inférieure, cet investissement est récupéré rapidement, de sorte que les dispositifs avec des coûts d'investissement plus faibles finissent par entraîner un coût plus élevé à long terme à cause de leur faible qualité.

• Moteurs

Les projets de micro-réseaux incluent souvent parmi leurs objectifs le développement des activités commerciales et productives qui dans le même temps aident à augmenter le revenu de la population locale et peuvent assurer la demande d'énergie minimale et le retour sur investissement du système de génération d'énergie. Certaines de ces utilisations peuvent être liées aux procédés agricoles, réfrigérateurs ou congélateurs, pompes d'irrigation ou travail du bois et du métal, exigeant des moteurs électriques en tant que source

Figure 4 Réfrigérateur d'haute efficacité
SOURCE: Azimut 360

L'étiquette-énergie est une fiche destinée au consommateur qui résume les caractéristiques d'un produit, en particulier ses performances énergétiques, afin de faciliter le choix entre différents modèles.

d'énergie.

Lorsque le micro-réseau comprend de telles activités, elles doivent être prises en compte lors de la conception de celui-ci. Certaines caractéristiques opérationnelles des moteurs doivent donc être considérées :

✓ **Consommation :** la quantité d'énergie requise par le moteur peut être beaucoup plus élevée que l'ensemble de tous les autres consommateurs.

✓ **Courant de démarrage :** le courant initial de démarrage d'un moteur électrique peut être très important -de l'ordre de 5 à 10 fois le courant nominal- et détermine la taille du moteur qui peut être alimenté par le micro-réseau. Le démarrage du moteur est une période critique à cause du couple nécessaire pour donner de la vitesse au moteur, et l'ensemble du micro-réseau doit être conçu pour résister à ces ampérages initiaux élevés.

Les moteurs électriques avec des bobines génèrent une consommation d'énergie non utile appelée énergie réactive utilisée pour créer des champs magnétiques. Cette énergie ne produit pas de travail réel, mais elle peut surcharger et déséquilibrer le réseau. Cette particularité des moteurs doit donc être considérée lors de leur utilisation et lors de la conception du réseau (voir les sections suivantes sur certaines mesures de prévention ou de compensation au niveau de la conception du micro-réseau).

3.2.3. Gestion et utilisation

Les principaux facteurs pour favoriser l'efficacité énergétique est l'usage qui se fait de l'énergie, la gestion au niveau de l'utilisateur de la consommation d'électricité et les particularités du réseau électrique. Sont proposés ensuite certains domaines où mettre l'accent, et des mesures facilement applicables pour réduire la consommation d'énergie à partir des actions de l'utilisateur.

• Consommation parasite

Cela fait référence à la consommation de ces appareils qui sont généralement en mode veille ou tout simplement n'ont pas été conçus

pour être connectés en permanence au réseau, comme les chargeurs de téléphones ou de tablettes, les équipements de musique, les appareils de télévision, etc. Ces dispositifs dépensent l'énergie électrique sans que l'utilisateur ne s'en rende compte, augmentant ainsi la consommation de kWh de manière significative : selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) cela peut représenter entre 5% et 20% de la consommation d'électricité mensuelle.
Afin d'éviter ces consommations non désirées, il est souhaitable d'installer des réglettes de
plusieurs prises avec un interrupteur d'allumage et de coupure pour que plusieurs appareils puissent être éteints en même temps.

• Adaptation de la courbe de consommation à la courbe de production

La production d'électricité à partir d'énergie solaire se produit évidemment pendant les heures d'ensoleillement. La demande d'électricité, cependant, répond à un profil fondé sur les habitudes et les besoins des consommateurs et elle ne suit pas nécessairement le même profil. Toutefois, plus la courbe de consommation d'énergie s'adapte à la courbe du système de génération, plus efficace sera le système. Le déplacement de la consommation aux heures de production maximale, permettra d'optimiser le système, d'utiliser le maximum d'énergie et d'améliorer la performance.
Le diagramme ci-dessous montre un profil de consommation superposé au profil de la production d'électricité à partir de modules photovoltaïques :
Ces courbes varient évidemment en fonction de l'emplacement de l'installation et de la période de l'année (courbe de production photovoltaïque) comme des habitudes de consommation des utilisateurs (courbe de consommation).
Afin d'aligner au maximum ces deux profils -et étant donné que le profil de production photovoltaïque ne peut pas être modifié- il faudra agir sur le profil de consommation d'énergie électrique, en déplaçant l'usage des appareils électroménagers, (surtout les plus consommateurs comme, par exemple, les machines à laver, les pompes, ou les moteurs) dans le but de consommer cette énergie pendant les heures de production maximale (dans ce cas, les heures d'ensoleillement maximal).
De cette façon, il n'y a pas de perte d'énergie quand la batterie est incapable de stocker toute l'énergie potentiellement produite, et les pertes de stockage sont minimisées ainsi que les pertes pour la double conversion de courant continu à courant alternatif (dans le cas où on utilise une configuration de génération en CA).
Afin d'accomplir ces objectifs, la formation pour le changement d'habitudes de consommation des utilisateurs est de nouveau indispensable.
Conditions d'utilisation des appareils :

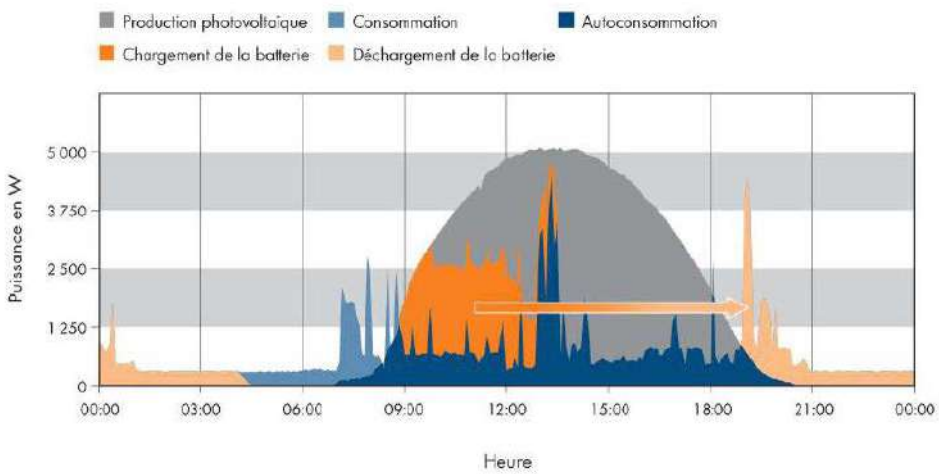


Figure 2 : Exemple d'un système d'autoconsommation avec des batteries.
SOURCE : Autoconsommation – SMA, Guide de planification Sunny Home Manager

L'efficacité énergétique dépend aussi de l'usage et de l'entretien des appareils. Ensuite, quelques mesures pour améliorer le rendement des appareils électroménagers et en réduire leur consommation électrique sont exposées :
– Climatisation : utiliser des ventilateurs au lieu des climatiseurs. Autrement réviser et nettoyer le filtre une fois par mois et vérifier que la puissance de l'appareil est adaptée à la dimension de la pièce à climatiser. Disposer l'appareil à l'abri de la chaleur et dans un endroit bien ventilé. En été, limiter le thermostat à 25º ; et en hiver, à 20º.
– Réfrigérateurs : utiliser des réfrigérateurs de basse consommation et d'une taille appropriée. Réviser les fermetures pour être sûr

qu'il n'y ait pas de fuites d'air et nettoyer les serpentins situés à l'arrière de l'appareil (qui doit être aéré). Garder le réfrigérateur loin de sources de chaleur comme la cuisine. Utiliser un rang de température entre 4ºC et 8ºC pour les réfrigérateurs et entre -12ºC et -18ºC pour les congélateurs.
– Chauffe-eau : utiliser si possible des chauffe-eau solaires au lieu des électriques. Maintenir le rang de température de chauffage entre 45-55 degrés centigrades et utiliser des douches de flux réduit.
– Éclairage : installer des détecteurs de présence ou des minuteries afin de minimiser le temps de fonctionnement ou de l'éviter quand il n'est pas nécessaire. Profiter au maximum de l'éclairage naturel.

3.3. Efficacité énergétique du point de vue du design

Quelques mesures de rationalisation de la consommation énergétique peuvent être prises pendant l'étape de design pour améliorer l'efficacité énergétique du système, en influant sur la conception du micro-réseau. Il est possible d'introduire des éléments pour diminuer ou compenser la consommation ou des systèmes de contrôle plus ou moins complexes pour optimiser la gestion de la consommation. Ensuite, quelques aspects à prendre en compte lors du design du système sont exposés :

3.3.1. Éclairage public

Afin de réduire la consommation d'énergie de l'éclairage public plusieurs mesures peuvent être adoptées, comme :
• Design avec une double ligne d'éclairage public : une ligne prioritaire et une ligne secondaire, en limitant l'allumage de cette dernière aux heures de plus grande fréquentation. Prévoir d'allumer la ligne prioritaire avec un système d'enclenchement crépusculaire.
• Réduction temporisée de la puissance : la puissance de la ligne prioritaire de l'éclairage public peut être réduite pendant les heures d'usage réduit, diminuer l'intensité de la lumière avec un gestionnaire électronique d'amont ou bien à partir de ballasts électroniques à double niveau.

3.3.2. Compensation de la puissance réactive

L'énergie réactive ne produit pas de travail, mais par contre, tend à surcharger le réseau et les équipements de génération puisque cette énergie est aussi produite par le système. Il faut donc, la minimiser ou la compenser. Dans des installations électriques avec des appareils de consommation d'énergie réactive élevée mais stable (en général appareils moteurs ou réactances avec bobines), cette consommation d'énergie réactive peut se réduire notablement à travers de batteries de condensateurs. Or, dans des installations avec couplage CA et des onduleurs de connexion au réseau, ces appareils ont normalement la capacité de compenser automatiquement l'énergie réactive. Dans ces cas, il sera donc conseillé de limiter l'usage des appareils qui consomment l'énergie réactive aux heures de génération d'énergie photovoltaïque.

3.3.3. Gestionnaires automatiques de la consommation

Intégrer des relais électromécaniques simples, des minuteries, des capteurs ou des dispositifs de cellules photoélectriques qui peuvent connecter ou déconnecter les appareils en fonction de nos besoins permettra l'automatisation de la gestion visant à la réduction de la consommation et à la rationalisation et amélioration de la performance de l'installation. Ce sont généralement des petits automatismes domotiques qui ont un ou deux relais pour activer ou désactiver la consommation en fonction de l'état de charge de la batterie, la tension et l'ampérage du champ photovoltaïque, la température de la batterie ou d'autres variables du système, permettant l'utilisation des appareils au moment le plus favorable pour minimiser la perte d'énergie. Quelques applications typiques incluent :

• Quand la batterie est pleine ou elle rentre en flottation :
- connexion du pompage d'eau,
- connexion d'applications productives (moulin, soudure, machine à laver, etc.),
- connexion chauffe-eau électrique,
- connexion d'équipements de climatisation,
- charge de batteries auxiliaires.

• Quand il n'y a pas radiation incident :

- connexion d'éclairage extérieur,
- déconnexion des appareils congélateurs pendant la nuit.

• Quand la charge de la batterie descend sous un seuil déterminé :
- Déconnexion des consommations envisagées non prioritaires.

• Température élevée ou tension de la batterie élevée :
- Connexion de la ventilation forcée de la salle de batteries.

3.3.4. Compteurs et gestionnaires de la consommation :

Certains micro-réseaux incorporent un compteur électrique en même temps qu'un gestionnaire de la consommation intérieure ménagère. Ainsi, tandis que les utilisateurs les utilisent pour payer l'électricité à l'avance (système prépayé), ces compteurs peuvent également montrer des informations de base sur la consommation et l'énergie disponible. Ils peuvent aussi inclure des systèmes de contrôle pour limiter la consommation au niveau individuel et au niveau collectif :
- Systèmes de contrôle de la consommation : limitation de la charge en termes de puissance souscrite et de l'énergie journalière maximale disponible qui peut être variable en fonction de l'ensemble du système.
- Systèmes de priorisation d'utilisateurs : les utilisateurs préférentiels (tels que hôpitaux, centres médicaux, écoles, etc.), dans des moments de stress d'énergie du micro-réseau demeureront connectés au service tandis que les autres utilisateurs vont se déconnecter jusqu'à la stabilisation du micro-réseau.

3.3.5. Gestionnaire automatique du micro-réseau :

En raison de l'expansion de la technologie appelé «SmartGrid» se sont développés de nouveaux systèmes de contrôle sophistiqués pour intégrer différentes sources de génération d'énergie dans un même réseau. Ce type de contrôleur central (également appelé „Intelligent Dispatch Controller") décide, à travers un complexe hardware, quelles sources d'énergie prioriser en fonction de l'heure du jour, de la météo, du coût de production de chaque technologie et de la demande pour un fonctionnement stable du micro-réseau.

CHAPITRE 4 : Conception technique des micro-réseaux PV hybrides

TABLE DES MATIÈRES

4.1 Règlementation applicable 40
4.2 Composants d'un micro-réseau photovoltaïque hybride 42
4.2.1. Conception du système et composants principaux 42
4.2.2. Description des composants 43
4.3 Estimation de la demande énergétique agrégée totale 49
4.3.1. Estimation de la demande par raccordement 49
4.3.2. Fraction d'utilisation de la batterie 50
4.3.3. Facteur de croissance 52
4.3.4. Facteur d'utilisation 53
4.3.5. Saisonnalité de la demande 54
4.3.6. Estimation de la demande agrégée totale 54
4.3.7. Sélectivité de la consommation 55
4.4 Conception du générateur photovoltaïque 55
4.4.1. Critère du dimensionnement 55
4.4.2. Détermination du rayonnement solaire disponible 56
4.4.3. Détermination de la température de fonctionnement 61
4.4.4. Calcul du générateur photovoltaïque 62
4.5 Conception de la batterie 68
4.5.1 Élection du type de batterie 68
4.5.2 Capacité de la batterie selon la vitesse de décharge 70
4.5.3 Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle journalier 71
4.5.4 Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle avec N jours d'autonomie 72
4.5.5 Capacité de stockage nécessaire 73
4.5.6 Correction de la capacité nominale par effet de la température 74
4.6 Conception des onduleurs 75
4.6.1. Estimation de la puissance par raccordement 75
4.6.2. Facteur de simultanéité global 75
4.6.3. Puissance agrégée totale 76
4.7 Conception du générateur auxiliaire 76
4.7.1. Considérations générales 76
4.7.2. Élection de la puissance nominale du générateur 77
4.8 Conception des protections et câblage électrique 77

4.1 Règlementation applicable

Pour le dessin et la conception technique des micro-réseaux hybrides les standards internationaux suivants peuvent être pris en compte :

Électrification rurale par des EERR:

- CEI/PAS 62111 Ed. 1.0 en. 1999. Modifié par CEI/TS 62257-6 Ed. 1.0 en:2005 Spécifications relatives à l'utilisation des énergies renouvelables dans l'électrification rurale décentralisée.
- CEI/TS 62257-1 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 1 : Introduction générale à la série CEI 62257 et à l'électrification rurale.
- CEI/TS 62257-2 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 2 : Des exigences à une gamme de systèmes d'électrification.
- CEI/TS 62257-3 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 3 : Développement et gestion des projets.
- CEI/TS 62257-4 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 4 : Sélection et conception du système.
- CEI/TS 62257-5 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 5 : Protection contre les risques électriques.
- CEI/TS 62257-6 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 6 : Acceptation, exploitation, maintenance et remplacement.
- CEI/TS 62257-7 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 7 : Générateurs.
- CEI/TS 62257-7-1 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 7-1 : Générateurs - Champs photovoltaïques.
- CEI/TS 62257-7-3 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 7-3 : Groupe électrogène - Sélection des groupes électrogènes pour les systèmes d'électrification rurale.
- CEI/TS 62257-8-1 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 8-1 : Choix des batteries et des systèmes de gestion de la batterie pour les systèmes d'électrification autonome - Cas spécifique des batteries d'acide-plomb inondées pour automobiles disponibles dans les pays en développement.

  CEI/TS 62257-9-1 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-1 : Systèmes de micro-puissance.
- CEI/TS 62257-9-2 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-2 : Micro-réseaux.
- CEI/TS 62257-9-3 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-3 : Système intégré - User interface.
- CEI/TS 62257-9-4 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-4 : Système intégré - Installation de l'utilisateur.
- CEI/TS 62257-9-5 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-5 : Système intégré - Sélection des kits d'éclairage autonomes pour l'électrification rurale. Spécifications techniques.
- CEI/TS 62257-9-6 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 9-6 : Système intégré - Sélection des systèmes photovoltaïques d'électrification individuelle (PV-IES).
- CEI/TS 62257-12-1 Recommandations pour les petits systèmes à énergie renouvelable et hybrides pour l'électrification rurale - Partie 12-1 : Sélection de lampes à ballast automatique (CFL) pour les systèmes d'électrification rurale et recommandations pour l'équipement d'éclairage domestique.
- CEI 62124:2005 Systèmes photovoltaïques (PV) autonomes - Vérification de la conception.

Spécifications des composants:

- CEI 61194:1996 Paramètres descriptifs des systèmes photovoltaïques autonomes.
- CEI 62446-1:2017 Systèmes photovoltaïques (PV) - Exigences pour les essais, la documentation et la maintenance - Partie 1 : systèmes connectés au réseau électrique - Documentation, essais de mise en service et examen.
- CEI 61215:2005 Modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin pour application terrestre –Qualification de la conception et homologation.
- CEI 61646:2008 Modules photovoltaïques (PV) en couches minces pour application terrestre - Qualification de la conception et homologation.
- CEI 61853-2:2017 Essais de performance et caractéristiques assignées d'énergie des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2 :

mesurages de réponse spectrale, d'angle d'incidence et de température de fonctionnement des modules.

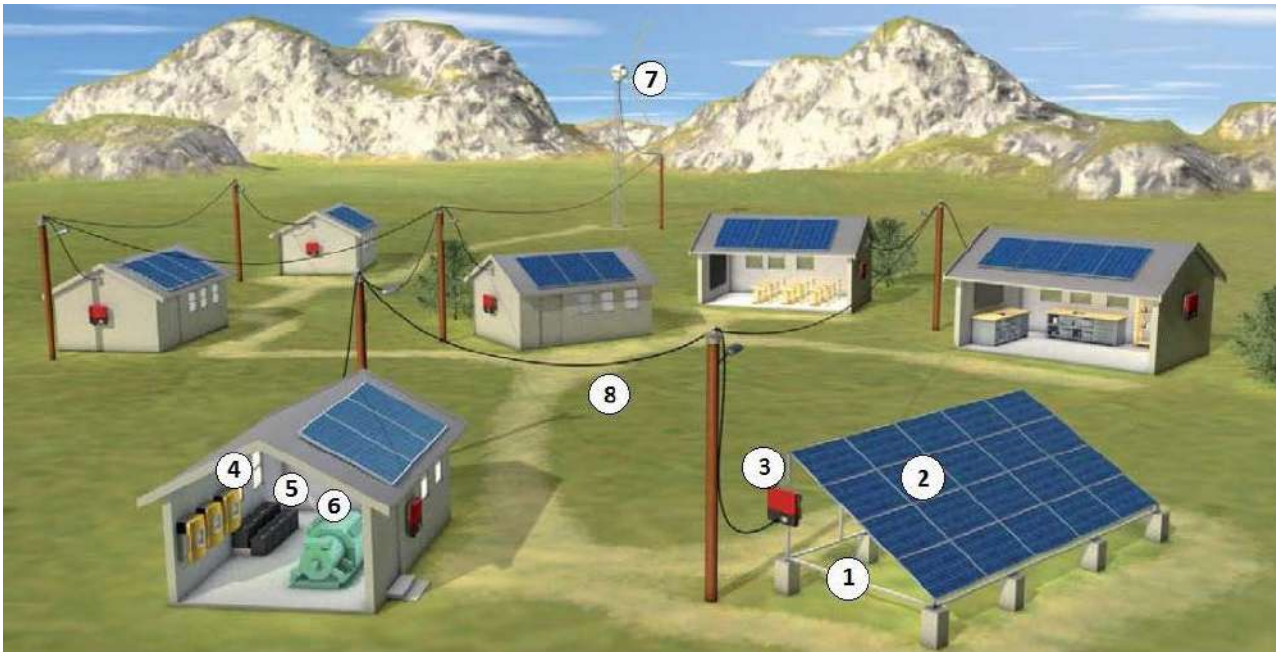
- CEI 61829:2000 Champ de modules photovoltaïques (PV) au silicium cristallin - Mesure sur site des caractéristiques I-V.
- CEI 60891:2010 Dispositifs photovoltaïques - Procédures pour les corrections en fonction de la température et de l'éclairement à appliquer aux caractéristiques I-V mesurées.
- CEI 61730-1:2004+AMD1:2011+AMD2:2013 Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 1 : exigences pour la construction.
- CEI 61730-2:2004+AMD1:2011 Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques (PV) - Partie 2 : exigences pour les essais.
- CEI 61701:2012 Essai de corrosion au brouillard salin des modules photovoltaïques (PV).
- CEI 62716:2013 Modules photovoltaïques (PV) - Essai de corrosion à l'ammoniac.
- CEI 50548/A2:2015 Boîtes de jonction pour modules photovoltaïques.
- CEI 62852:2015 Connecteurs pour applications en courant continu pour systèmes photovoltaïques - Exigences de sécurité et essais.
- CEI 61724:1999 Surveillance des qualités de fonctionnement des systèmes photovoltaïques - Recommandations pour les mesures et le transfert et l'analyse des données.
- CEI 61427-1:2013 Accumulateurs pour le stockage de l'énergie renouvelable - Exigences générales et méthodes d'essais - Partie 1 : applications photovoltaïques hors réseaux.
- CEI 60896-21:2004 Batteries stationnaires au plomb - Partie 21 : types étanches à soupapes - Méthodes d'essais
- CEI 60896-22:2004 Batteries stationnaires au plomb - Partie 22 : types étanches à soupapes – Exigences.
- CEI 62509:2011 Contrôleurs de charge de batteries pour systèmes photovoltaïques - Performance et fonctionnement.
- CEI 62109-2:2012 Sécurité des convertisseurs de puissance utilisés dans les systèmes photovoltaïques - Partie 2 : exigences particulières pour les onduleurs.
- CEI 50530/A1:2013 Efficacité globale des onduleurs photovoltaïques raccordés au réseau.
- CEI 62116:2011 Procédure d'essai des mesures de prévention contre l'ilotage pour onduleurs photovoltaïques interconnectés au réseau public.
- CEI 50618:2015 Câbles électriques pour systèmes photovoltaïques.
- CEI 50539-11:2017 Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 11 : exigences et essais pour parafoudres connectés aux installations photovoltaïques.
- CEI 50539-12:2013 Parafoudres basse tension - Parafoudres pour applications spécifiques incluant le courant continu - Partie 12 : Principes de choix et d'application - Parafoudres connectés aux installations photovoltaïques.
- CEI 60269-6:2010 Fusibles basse tension - Partie 6 : exigences supplémentaires concernant les éléments de remplacement utilisés pour la protection des systèmes d'énergie solaire photovoltaïque.
- CEI 60898 - 1995 : petit appareillage électrique - disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues,
- CEI 60947-1:1996 : appareillage à basse tension - première partie : règles générales,
- CEI 61008-1:1996 : interrupteurs automatiques à courant différentiel résiduel pour usages domestiques et analogues sans dispositif de protection contre les surintensités incorporé (ID) - première partie : règles générales.

En plus de ces standards, les règlementations nationales de chaque pays devront être prises en compte lors de la conception du système, surtout pour la conception des systèmes BT.

4.2 Composants d'un micro-réseau photovoltaïque hybride

4.2.1. Conception du système et composants principaux

Un micro-réseau photovoltaïque hybride est composé par les éléments principaux suivants:



1. Structure de fixation photovoltaïque
2. Champ photovoltaïque (source principale)
3. Onduleur ou convertisseur connecté-réseau pour injection CA
4. Onduleur ou convertisseur autonome
5. Batteries de stockage
6. Générateur auxiliaire
7. Source renouvelable alternative
8. Système de Distribution d'énergie

Figure 1 Micro-réseau photovoltaïque hybride
SOURCE: SMA, Azimut360

4.2.2. Description des composants

4.2.2.1. Structure de fixation des panneaux photovoltaïques

Les structures les plus utilisées sont généralement basées sur des profils standards en aluminium ou en fer galvanisé, lesquels sont soit fixés sur le sol (champ photovoltaïque sur terrain) soit sur le toit d'un bâtiment (système intégré sur toit).

Dans le cas où il s'agit d'un système sur le sol, des structures fixes ou des suiveurs solaires d'1 ou 2 axes de rotation peuvent être envisagés; bien qu'ils puissent augmenter la production solaire, en contrepartie les coûts d'installation et d'entretien augmentent et la robustesse du système décroît notablement.

Figure 2 Structure fixée sur terrain
SOURCE: Azimut 360

Figure 3 Suiveurs solaires d'1 et 2 axes de rotation
SOURCE: ENFSolar

4.2.2.2. Générateur ou Champ photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque ou champ photovoltaïque est composé par les panneaux solaires, lesquels sont composés par des cellules photovoltaïques qui transforment la radiation solaire en énergie électrique en courant continu (CC) par l'effet photovoltaïque. Il y a différentes typologies de panneaux photovoltaïques, tels que décrits sur le tableau suivant :

Panneau	Matériel	Rendement cellule PV
Silicium Monocristallin	Silicium monocristallin	18-20%
Polycristallin	Silicium polycristallin	15-18%
Amorphe	Silicium amorphe	6-10%

Lors de la conception du champ photovoltaïque du micro-réseau, il faudra prendre en compte la typologie de panneau photovoltaïque à utiliser ainsi que les questions suivantes :

- Orientation (selon la latitude et le mois de dimensionnement)
- Inclinaison des panneaux.
- Absence d'ombres.

Il faut noter que les paramètres de fonctionnement des panneaux sont fournis en conditions standard de mesure ou STC (Standard Test Conditions), ce qui est :

- Irradiation : 1000 W/m2
- Distribution spectrale: AM 1.5
- Incidence : Perpendiculaire
- Température cellule PV: 25°C

Il est conseillé d'installer des systèmes actifs ou passifs antivol et anti-vandalisme.

4.2.2.3. Onduleur connecté au réseau pour injection CA/régulateur de charge pour injection CC

Les onduleurs C-Réseau seront responsables de la conversion du courant CC produit par les panneaux PV en courant CA pour son injection sur le réseau CA du micro-réseau.

Dans le cas où il s'agit d'un système avec le couplage du générateur solaire en CC au niveau de la tension de la batterie, la conversion sera à travers un régulateur photovoltaïque responsable du contrôle et de l'optimisation de la charge des batteries.

Figure 4 Onduleurs c-réseau
SOURCE: SMA, Fronius

Figure 5 Régulateurs de charge
SOURCE: Victron Energy, Studer

4.2.2.4. Onduleur ou convertisseur autonome (bidirectionnel)

L'onduleur autonome est l'appareil qui fait la conversion de l'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques et stockée dans les batteries en courant continu à courant alternatif d'une qualité équivalente à celle du réseau (400/230/120 V et 50-60 Hz selon le pays) pour alimenter les consommations du micro-réseau.
Ces onduleurs autonomes peuvent être monophasés ou triphasés ; dans le cas où les onduleurs sont monophasés et qu'on veut créer un réseau triphasé, il est généralement possible de créer un groupement avec un maître et des esclaves.

Généralement les onduleurs utilisés seront bidirectionnels, de façon qu'ils puissent aussi convertir l'excédent de génération en CA (du

Figure 6 Onduleurs autonomes
SOURCE: SMA, Victron Energy

solaire, du groupe électrogène ou d'une source renouvelable d'injection CA) afin qu'il soit stocké dans la batterie.
Les paramètres principaux pour la sélection de l'onduleur autonome sont la puissance nominale de consommation du micro-réseau, la puissance maximale éventuellement nécessaire, le rendement et le courant maximal de recharge de batteries nécessaire.

4.2.2.5. Batterie de stockage

La batterie est un élément électrochimique rechargeable, capable de stocker l'énergie électrique parmi une transformation chimique réversible. Grâce à la batterie, un système photovoltaïque aura de l'autonomie pour satisfaire les demandes de consommation dans n'importe quel moment, indépendamment de la génération solaire.
La variété d'accumulateurs qui s'utilisent en applications solaires est surtout basée sur la technologie plomb-acide, et c'est pour cette raison que dans ce document nous allons faire référence uniquement à ce type de batteries.
Les paramètres principaux des batteries sont :

- **Capacité (Ah) :** elle dépend de la vitesse de décharge des batteries, laquelle sera exprimée en fonction du temps de décharge. Le fabricant des batteries doit fournir un tableau avec la capacité des batteries en fonction du temps de décharge.
- **Profondeur de décharge (%) :** exprimé en pourcentage sur la capacité nominale de la batterie, ce paramètre dépend de la technologie et du dessin des plaques de plomb internes.

- Énergie (Wh) : pour connaître l'énergie stockée il faudra multiplier le voltage nominal par capacité en Ah:

E = Puissance (W) x Temps(h) = [Voltage x Intensité] x Temps

Figure 7 Batteries OPzS
SOURCE: Exide

- **Durée de vie utile :** exprimée en nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge considérée. Cette vie utile est aussi affectée par la température d'opération de la batterie.

Les batteries les plus utilisées pour les systèmes solaires sont celles stationnaires de Pb-Acide: elles sont appropriées pour des charges/décharges lentes et profondes, et ont une grande capacité de cyclage. Parmi elles, les plus utilisées sont les types OPzS (avec plaque positive tubulaire, ouverte et électrolyte liquide) et OPzV (avec plaque positive tubulaire, électrolyte gélifiée, fermée et sans entretien).

En général, on utilisera les batteries OPzS, en raison de leur moindre coût, de leur plus grand nombre de cycles de vie et d'un meilleur comportement à des températures élevées ; à moins qu'un entretien périodique ne puisse pas être assuré facilement, auquel cas il sera plus conseillé d'utiliser des batteries OPzV.

4.2.2.6. Groupe électrogène auxiliaire

Le groupe électrogène peut avoir différentes fonctions selon la façon dont l'installation a été conçue:

- **Groupe auxiliaire (usage sporadique) :** dans le cas où la ressource solaire n'est pas suffisante ou le système tombe en panne. Il permet aussi de réaliser les charges d'égalisation et d'entretien de la batterie.

- **Groupe heures de pointe (usage journalier) :** pour couvrir la demande d'énergie ou puissance pendant quelques heures de façon quotidienne.

La puissance du groupe électrogène est exprimée normalement en KVA (puissance apparente).

4.2.2.7. Source renouvelable supplémentaire

Comme cela a été introduit dans le Chapitre 1, en dehors du groupe électrogène et en fonction des ressources supplémentaires disponibles, les micro-réseaux solaires peuvent aussi être hybridées avec d'autres technologies génératrices (micro-turbines hydroélectriques ou éoliennes, par exemple). Dans tous les cas, il faudra assurer un bon dimensionnement, ainsi que la complémentarité entre les différentes sources d'énergie.

4.2.2.8. Système de Distribution

Ce système comprend :

- Le réseau en BT de distribution de l'énergie produite par le système solaire (inclut les protections générales en tête),
- Le réseau pour l'éclairage public,
- Le branchement de chaque abonné,
- Le compteur électrique et les protections du branchement,
- Les installations intérieures de consommation.

Pour dessiner le système de distribution et de consommation d'énergie, il faudra toujours prendre en compte les lois et règlements du pays où le micro-réseau sera installé.

Les aspects les plus remarquables à considérer lors de la conception du micro-réseau sont exposés ci-dessous :

4.2.2.9. Réseau BT de Distribution

Le réseau de Distribution sera conçu en fonction de l'emplacement des consommations électriques à couvrir. Il pourra être monophasé ou triphasé, et en même temps aérien ou souterrain. Si la distribution n'est pas souterraine, des **poteaux électriques** seront utilisés. Par rapport au matériel de fabrication des poteaux, il est conseillé de s'adapter aux standards locaux et à la façon de faire lors des projets

d'électrification rurale en BT.

- **Distribution monophasée, deux conducteurs** (120V o 230V):

La configuration est très simple puisqu'elle est composée par une paire de conducteurs qui passent par chaque branchement. Cette option est appropriée pour les distributions de basse puissance en BT grâce à sa simplicité et son coût inférieur.

- **Distribution monophasée, trois conducteurs** (120V o 230V):

Si la salle technique est placée au centre de la communauté ou village, les lignes électriques vont partir dans des directions différentes. Selon la distribution et la charge des branchements, une configuration avec plus des lignes de distribution (2 phases et neutre) peut être envisagée. Ce qui permettra de partager les consommations entre les lignes et de les compenser.

Cette option permet aussi d'établir différents niveaux de priorités des différentes lignes.

- **Distribution triphasée** (3 ou 4 conducteurs) 230/120V o 400/230 V):

Souvent les rues principales et commerciales des communautés sont électrifiées par des lignes triphasées (pour atteindre des charges électriques plus élevées ou moteurs en triphasé). À partir des lignes principales triphasées partiront des lignes monophasées (1 phase + neutre) pour électrifier les rues secondaires.

Toutes les lignes de génération, transformation et distribution d'énergie incorporeront des protections pour assurer l'intégrité des personnes (usagers et mainteneurs) et des équipements eux-mêmes. Généralement on utilise un schéma type TN-C pour la prise à la terre, bien que d'autres systèmes puissent également être utilisés.

Il faudra, en tout cas, respecter la réglementation locale en matière de protections électriques en BT, mais on considérera au moins les points suivants :

- Protections contre des contacts indirects dus à un mauvais isolement des éléments et conduction des fuites de courant vers la mise à la terre.
- Protection contre des surcharges ou surchauffe du système.
- Protection contre des courts-circuits.
- Protection contre les surtensions dues aux éléments atmosphériques (il est spécialement conseillé de prendre en compte ces protections dans la partie CC comme dans la partie CA du système).
- Prise de terre du neutre et des éléments métalliques.

4.2.2.10. Éclairage public

En dehors des consommations liées aux utilisateurs domestiques, l'éclairage public sera très probablement une des principales applications des micro-réseaux solaires en zone rurale.

Les principales caractéristiques qu'il faudra prendre en compte lors de la sélection des lampadaires sont :

- **L'efficacité lumineuse :** une efficacité lumineuse élevée diminue à la fois les coûts d'investissement (puissance installée plus réduite) et la consommation énergétique de fonctionnement.
- **La durée de vie** (du point de vue de son coût de fonctionnement lumen/heure).
- **La température de couleur** (chaude, moyenne, froide).

Les lampes les plus souvent utilisées sont les lampes à vapeur de sodium à basse pression pour les voies routières et les lampes à vapeur de sodium à haute pression pour les zones rurales. Mais dans le cas où les lampes LEDs ont été introduites dans le marché du pays et que des lampes de rechange sont disponibles sur le marché, il est quand même toujours intéressant de les installer.

Pour réduire la consommation électrique de l'éclairage public, il est conseillé d'utiliser des stratégies telles que :

- Systèmes de contrôle crépusculaire ou temporisé pour toutes les lampes.
- Systèmes de double câblage (2 phases + neutre) lesquels, en combinaison avec un contrôle temporisé, permettront de désactiver une partie des lampadaires à partir d'une certaine heure de la nuit.
- Utilisation de ballasts de double niveau (par exemple, 6h à 100% et 6h à 60%) et utilisation et contrôle du niveau en tête de l'installation.

4.2.2.11. Branchement des usagers

Le branchement des usagers du micro-réseau sera généralement fait en monophasé (sauf pour les consommations très élevées ou les usages productifs avec des moteurs et autres appareils triphasés).

- **Protections de branchement :**

La frontière entre le réseau de distribution en BT et l'installation intérieure de chaque usager sera généralement un fusible qui protège et en même temps permet la déconnexion éventuelle du branchement.

- **Compteur :**

Les compteurs d'énergie utilisés seront étroitement liés au modèle de gestion choisi pour le micro-réseau (plus d'information sur les

modèles de gestion dans le chapitre 7 de ce guide). Dans le cas des micro-réseaux solaires autonomes, il y aura toujours une limite réelle de puissance maximale et d'énergie journalière à être consommée ; c'est pourquoi il est fortement conseillé d'utiliser des compteurs qui limitent la puissance et l'énergie journalière maximales consommées par chaque usager. De cette façon, le fonctionnement du système sera optimisé ainsi que sa durée sur le long terme.

4.2.2.11. Installations intérieures de consommation

Les installations de distribution à l'intérieur des foyers et des points de consommation, même si elles sont simples et peu étendues, doivent être en accord avec les réglementations applicables, avoir la protection électrique prescrite, une prise de terre et la qualité du câblage appropriée.

Le régime de neutre pour les installations intérieures est généralement type TT, bien que d'autres systèmes puissent également être utilisés en accord avec les normes en vigueur.

L'application de critères visant à maximiser l'efficacité énergétique des consommations est essentielle pour éviter le surdimensionnement des installations de génération : quelques-uns de ces critères ont été décrits dans le chapitre 3 de ce guide : « Consommation et efficacité énergétique ».

4.2.2.12. Système de surveillance / monitoring

Il est vivement conseillé d'installer un système de suivi de la performance du système qui permette de stocker (et idéalement de visualiser sur internet en temps réel) des données de production et de rendement du micro-réseau solaire.

Un bon système de suivi permettra :

- Le suivi de la performance et de l'état du système en temps réel (production, état des batteries, consommation, etc.).
- La détection des mauvais fonctionnements (qui permettra parfois d'éviter des pannes plus graves).
- De modifier les paramètres de configuration du système à distance.
- La supervision et assistance technique à distance.

Pour permettre le suivi du système sur internet, il faudra s'assurer de l'existence d'un branchement internet stable, soit avec l'installation d'un router GSM, soit avec un système d'internet par satellite.

4.3 Estimation de la demande énergétique agrégée totale

L'estimation de la consommation d'énergie que couvrira le micro-réseau tout au long de sa durée de vie utile est un facteur fondamental pour la conception correcte du système : une estimation incorrecte de l'énergie nécessaire ou de toute augmentation de celle-ci au fil du temps provoquera un dimensionnement incorrect de la capacité de génération et de stockage ; et donc une inadéquation du système aux exigences de service et enfin la non-viabilité du système:

- Une **capacité d'approvisionnement d'énergie inférieure** à celle qui est nécessaire ne permettra pas de satisfaire les attentes des utilisateurs et causera des coupures fréquentes du service et une réduction de la durée de vie utile des batteries. Cela affectera la confiance des bénéficiaires du système et en conséquence leur volonté de payer les factures convenues.
- Une **capacité d'approvisionnement d'énergie excessive** augmentera les coûts de l'installation en compromettant la viabilité économique de l'investissement, ce qui peut se traduire par une augmentation du prix de l'énergie sur les consommateurs.

Étant donné que l'un des principaux obstacles à la mise en place des micro-réseaux est l'investissement nécessaire, il est très important de le réduire au minimum en réduisant la demande d'énergie des consommateurs au moyen de l'utilisation rationnelle de l'énergie et par la mise en place de critères d'efficacité énergétique, parmi lesquels ceux qui sont mentionnés dans le chapitre 3 :

- Diversification et choix approprié des ressources énergétiques.
- Haute efficacité des appareils.
- Adaptation de la courbe de consommation à la courbe de production.
- Compensation de la puissance réactive.
- Utilisation de gestionnaires automatiques de la consommation.

L'estimation de la demande sera basée sur l'application de ces critères et sur des mesures d'efficacité énergétique, aussi bien du point de vue du consommateur que de la conception.

4.3.1. Estimation de la demande par raccordement

Ce n'est pas une tâche simple d'obtenir cette information car il est nécessaire de demander aux futurs consommateurs –à travers des réunions de groupe et d'enquêtes- de quelle quantité d'énergie (moyenne quotidienne) ils ont besoin, quand est-ce qu'ils veulent en

disposer (jours par semaine, horaires, etc...) et quel prix ils sont prêts à payer pour ce service.
Pour simplifier cette tâche -surtout lorsque le nombre d'utilisateurs est élevé- il est convenable que des typologies de consommateurs soient établies pour répondre aux différents besoins détectés dans une première approximation. Chacun de ces types seront définis par une demande d'énergie quotidienne maximale et par une puissance instantanée.
Pour l'électrification de petites communautés rurales, les types les plus courants répondent aux critères suivants :

- Type 1 : les consommateurs ne nécessitant que l'éclairage,
- Type 2 : les consommateurs qui ont besoin d'éclairage et des petits appareils électroménagers,
- Type 3 : les consommateurs qui ont besoin d'éclairage, d'appareils électroménagers basiques et d'un réfrigérateur ou d'un congélateur,
- Type 4 : les consommateurs qui ont besoin d'éclairage, d'appareils électroménagers basiques, d'un réfrigérateur ou congélateur et d'un système de climatisation,
- Type 5 : magasins avec appareils de réfrigération,
- Type 6 : usages communautaires, administratifs ou industriels. Consommations à décrire dans chaque cas.

L'utilisation de compteurs avec limitation d'énergie journalière disponible selon le tarif souscrit par chaque usager rend plus facile l'estimation de la demande maximale pour chaque branchement prévu.
Pour que les futurs utilisateurs puissent choisir le niveau de consommation souhaitée, il faudra faire une première approximation des prix des tarifs associés à chacun d'eux, de façon à ce que le choix soit en accord non seulement avec le niveau de prestations requis mais aussi à la capacité et volonté de paiement de ces consommateurs. Si le prix des tarifs n'est pas fixé par la réglementation nationale, il faudra les estimer sur des estimations approximatives des coûts et revenus d'exploitation (voir chapitre 6) ; à ce niveau les expériences précédentes dans la région peuvent être un bon point de départ.
Une validation des données initiales obtenues -moyennant une comparaison avec les données de consommation située dans d'autres zones aux caractéristiques socio-économiques similaires et ayant déjà accès à l'électricité- est recommandée.

4.3.2. Fraction d'utilisation de la batterie

La demande d'énergie et de puissance ne se produit habituellement pas de façon soutenue tout au long du jour, mais elle suit une courbe variable au fil du temps en fonction des différents usages électriques ou charges qui configurent la "courbe de demande".
Dans la majorité des communautés, les courbes de demande définissent des modèles répétitifs, en fonction des caractéristiques sociales, géographiques et économiques. Normalement pour les communautés rurales, la courbe typique de consommation est généralement composée par une basse consommation au début de la journée ; une augmentation de la consommation diurne due aux activités commerciales, agricoles et administratives ; un pic de consommation accentué le soir, causé par la consommation domestique ; et une consommation très modérée au cours de la matinée.
La figure suivante montre un profil typique de charge quotidienne d'une communauté rurale comparativement avec la courbe de génération photovoltaïque:
Le fait que les courbes de consommation et de génération PV quotidiennes coïncident plus ou moins aura une répercussion très importante dans le dimensionnement du système de génération photovoltaïque -dû à la variation du rendement total du système ou performance ratio (PR) - et surtout du système d'accumulation, puisque la batterie (ou alternativement le générateur auxiliaire) sera responsable de la correction des différences entre les deux courbes :

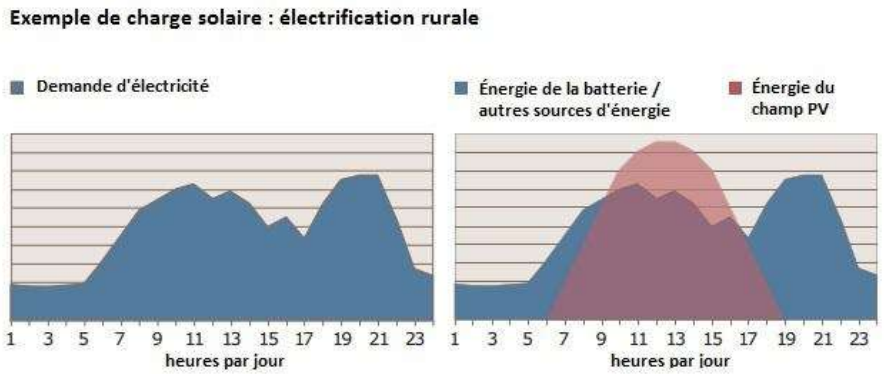


Figure 8 Exemple de charge solaire dans le cas d'électrification rurale
SOURCE: Hybrid power systems based on renewable energies - Alliance for Rural Electrification 2012

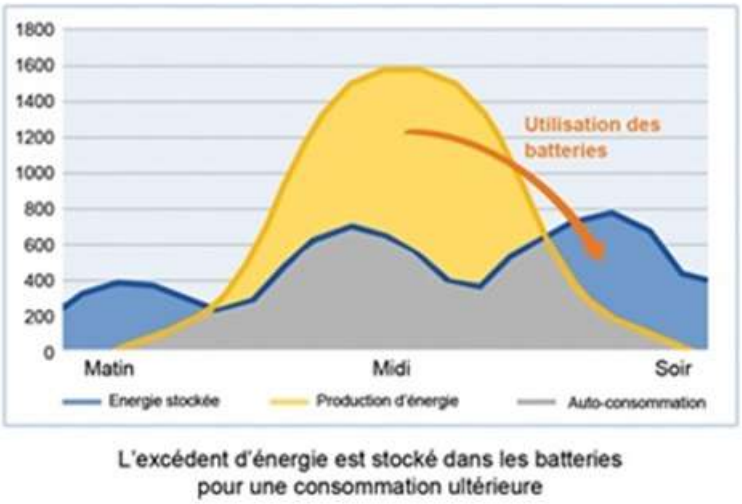


Figure 9 : Exemple d'un système d'autoconsommation avec des batteries.
SOURCE : Autoconsommation – SMA, Guide de planification Sunny Home Manager

Pour prendre en compte ce fait à l'heure du dimensionnement de l'installation, il faudrait donc établir la courbe de demande moyenne quotidienne de chacun des utilisateurs, et, à partir de l'addition de ces données, créer la courbe de demande agrégée.
Une méthode simplifiée pour prendre en considération cet effet (en évitant de surdimensionner la batterie) est de considérer pour chacune des consommations un « facteur d'utilisation de la batterie" ou "fraction nocturne": ce facteur doit nous permettre d'estimer quelle partie de la consommation se produit pendant les heures où il n'y a pas de production photovoltaïque (car la radiation solaire n'est pas suffisante) et où elle devra donc provenir obligatoirement des batteries. Cette consommation sera dénommée "consommation de batterie" ou "consommation nocturne".

MAISON TYPE 1: Fréquence d'utilisation: Permanent

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	7	3,7 h	129,0 Wh	100%	129,0 Wh
Fluorescent	18 W	1	7,0 h	126,0 Wh	100%	126,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	3	20 Wh/jour	60,0 Wh	70%	42,0 Wh
TV basse consommation	60 W	1	5,0 h	300,0 Wh	80%	240,0 Wh
DVD / Décodeur satellite	25 W	1	5,0 h	125,0 Wh	80%	100,0 Wh
Equipements de froid						
Réfrigérateur classe A+ (150 Lit.)	60 W	1	360 Wh/jour	360,0 Wh	70%	252,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	209 W		CONSOMMATION JOUR	1.100,0 Wh/jour	81%	889,0 Wh/jour
Marge de sécurité:	+ 0 %		CONSOMMATION MENSUELLE	33,4 kWh/mois		27,0 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 1:	**1.100 Wh/jour = 33 kWh/mois**			**= 401 kWh/an**		

Table 1: Exemple de table de demande pour une typologie de consommateur domestique

Pour des applications domestiques, ce facteur se situe généralement autour du 70% à 80%, et en tout cas il ne doit pas être inférieur à 50%.
Pour chaque typologie de consommateur nous obtiendrons une « fraction de batterie » résultante, laquelle sera intégrée dans le calcul de la demande agrégée totale.

4.3.3. Facteur de croissance

Pour un dimensionnement correct du Micro-réseau, il est non seulement nécessaire d'établir la demande énergétique initiale mais aussi la demande tout au long de la vie utile du système. Grâce à l'important effet promoteur de développement que comporte pour les communautés le premier accès à l'électricité, la demande tendra normalement à expérimenter une forte croissance pendant les premières années de fonctionnement, pour se stabiliser après en une croissance modérée jusqu'à la fin de la vie utile de l'installation.
Le design du Micro-réseau devra prendre en compte la future demande électrique estimée normalement à la fin de la vie utile du système. L'estimation de cette demande se fait habituellement moyennant l'utilisation d'un "Facteur de croissance" de la demande énergétique calculée lors de la mise en service de la centrale.
L'estimation de ce facteur n'est ni simple ni évident, puisqu'elle se base sur un exercice qui implique une grande connaissance des tendances et dynamiques socio-économiques de la communauté et qui dépend de nombreux facteurs. De façon générale nous pouvons mentionner les suivants :

- Pour des micro-réseaux destinés à des communautés avec une basse demande énergétique fondée principalement sur des consommations domestiques, on peut envisager que celle-ci aura une croissance relativement petite (entre 15% et 25% au long de sa vie utile). Une première approximation pour la détermination du facteur peut être le taux d'accroissement naturel de la population (basée sur des statistiques déjà existantes sur la zone) à un horizon de 15-20 années.
- Quand le système est destiné à couvrir la demande d'une communauté qui peut être connectée au réseau électrique national dans une période temporelle courte (moins de 10 années) on pourra considérer la demande de design comme pratiquement constante (facteur de croissance entre 0% à 10%).
- Quand il s'agit de communautés avec un grand potentiel économique stimulé par l'accès à l'électricité (commerce, industrie, tourisme, agriculture..) mais qui peuvent difficilement être connectées au réseau électrique national, cette augmentation devra incomber au Micro-réseau et il faudra envisager une augmentation importante de la capacité de production (facteur de croissance entre 50% et 100%).

Néanmoins, le surdimensionnement du système photovoltaïque pour cause d'une prévision de croissance future incertaine de la demande comporte une augmentation proportionnelle de l'investissement initial et un usage peu performant de l'installation pendant les premières années de fonctionnement. En général, on envisage un facteur de croissance pour le calcul du champ photovoltaïque non supérieur à 35%.

Généralement dans les communautés avec une basse demande énergétique fondée principalement sur des consommations domestiques, il faut un certain temps pour atteindre la demande initiale prévue du Micro-réseau, car le recrutement d'abonnés ne se produit pas à la fois, et elle suit normalement une progression descendante.
Dans ce cas, le point «A» correspond à l'année 4 après la mise en service du système solaire, moment où la demande totale d'énergie atteint la demande initialement calculée du système.
Le point «B» correspond à l'année 15, où la demande de consommation du système est de 1,2 fois la demande initialement prévue du système.
L'évolution de la demande à cause de ce taux de croissance justifie le surdimensionnement du système de génération initial calculé. Dans ce cas, la demande de dimensionnement sera de 1,2 fois la demande initialement prévue.

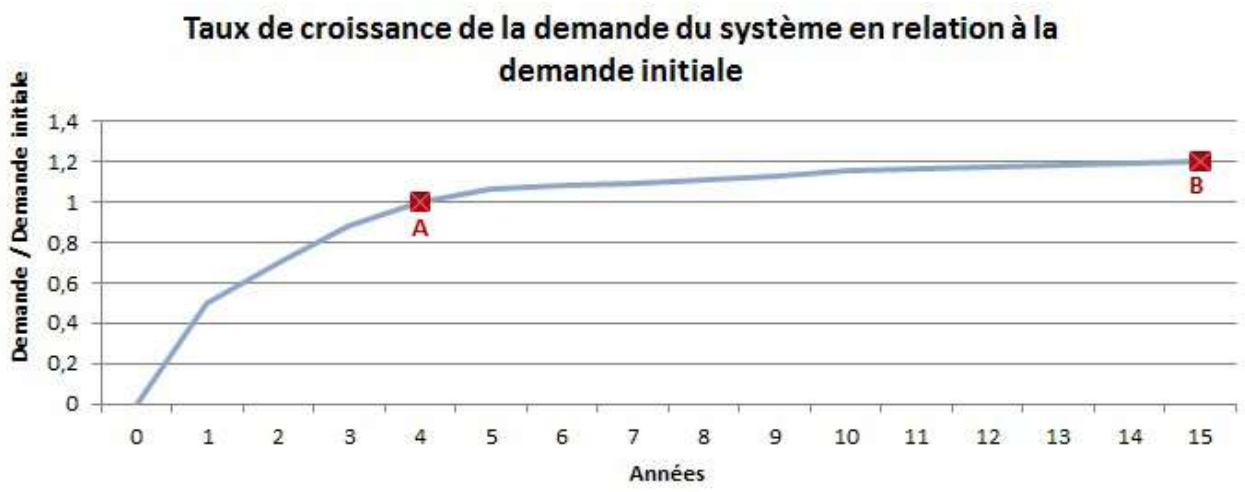


Table 2: Exemple de taux de croissance de la demande d'un système en relation à la demande initiale

4.3.4. Facteur d'utilisation

L'expérience montre que, dans des micro-réseaux avec un nombre élevé de consommateurs, la demande agrégée totale est inférieure à la somme des demandes théoriques individuelles. Ce fait est dû, d'un côté, à la mobilité des personnes dans les zones rurales, où il y a toujours des personnes et familles en déplacement ; et de l'autre au fait que –surtout quand, dans le système tarifaire, il y a une pénalisation pour l'excès de consommation- la plupart des utilisateurs n'utilisent pas la totalité d'énergie souscrite, en laissant une petite marge de sécurité. Afin de prendre en compte ce fait et de ne pas surdimensionner de manière excessive le champ photovoltaïque nécessaire, nous pouvons utiliser un certain "Facteur d'Utilisation", en tant que coefficient positif inférieur à 1 qui s'applique à la somme des demandes d'énergie théoriques individuelles pour obtenir la demande d'énergie totale agrégée.

L'estimation de ce facteur -qui dépend de variables spécifiques du comportement de chaque communauté- se fait souvent à partir de l'expérience, mais il est fixé de manière générale à partir du nombre total de raccordements. À titre indicatif, nous pouvons estimer qu'un Facteur d'Utilisation raisonnable pour un micro-réseau de 20 raccordements sera de 95%, alors que pour 100 raccordements ou plus il serait de l'ordre de 80%.

Ce facteur-ci est seulement applicable dans le cas d'un Micro-réseau qui dispose de compteurs électriques avec limitation de l'énergie maximale, car dans le cas contraire, on ne peut pas assurer que cet effet de simultanéité ne soit pas compensé par des surconsommations inattendues dans certains raccordements.

4.3.5. Saisonnalité de la demande

Parfois la demande électrique peut clairement avoir un comportement saisonnier au cours de l'année qui montre un patron répétitif de concentration sur certains mois à cause d'une augmentation significative de l'activité de la communauté. C'est le cas par exemple de l'usage de machinerie agricole, des périodes touristiques, etc.

Dans ces cas-là, il faudra faire le dimensionnement du système en utilisant la demande électrique la plus critique en relation à la radiation solaire globale moyenne disponible à l'emplacement, laquelle est aussi variable au long de l'année.

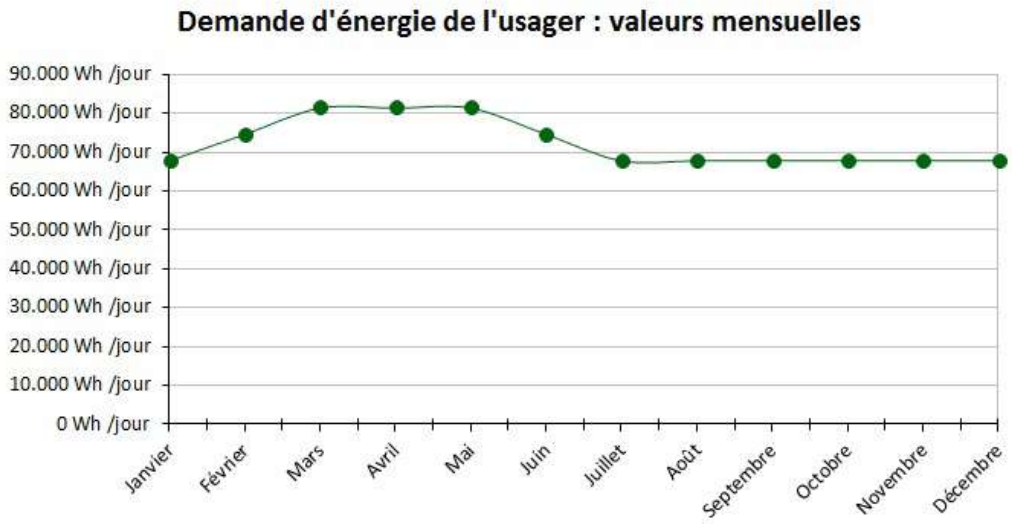


Figure 10 : Saisonnalité de la demande agrégée d'énergie d'une communauté
SOURCE : Azimut 360

4.3.6. Estimation de la demande agrégée totale

Le calcul de la demande agrégée totale sera faite à partir de la somme de la demande électrique moyenne journalière ou mensuelle de chacun des raccordements prévus et en y appliquant les différents facteurs décrits ci-dessous:

	ÉNERGIE	PUISSANCE	UTS.	CONSOMMA TOTALE
MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	8 kWh/mois	0,5 kW	8	67 kWh/m
MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	17 kWh/mois	0,5 kW	47	786 kWh/r
MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	33 kWh/mois	0,5 kW	31	1.037 kWh/
MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	59 kWh/mois	0,5 kW	30	1.756 kWh/
MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	59 kWh/mois	0,5 kW	13	761 kWh/r
CENTRE DE SANTÉ:	67 kWh/mois	1,0 kW	0	0 kWh/m
ÉCOLE:	18 kWh/mois	0,5 kW	1	18 kWh/m
CENTRE RÉLIGIEUX:	33 kWh/mois	0,5 kW	3	100 kWh/r
FOYER DE JEUNES:	67 kWh/mois	0,5 kW	0	0 kWh/m
SALLE SOCIALE:	100 kWh/mois	1,0 kW	1	100 kWh/r
STATION POMPAGE:	184 kWh/mois	4,5 kW	2	368 kWh/r
ÉCLAIRAGE PUBLIQUE:	984 kWh/mois	4,0 kW	1	984 kWh/r
CONSOMMATION TOTALE MENSUELLE				5.977 kWh/
Consommation totale compte tenu de la prévision de croissance[1]		1% annuel dans le terme de 15 ans		6.873 kWh/
Facteur d'utilisation				
CONSOMMATION TOTALE NOMINALE				4.124 kWh/

Table 3: Exemple de table calcul de la demande totale agrégée d'un village

Comme on peut observer dans le tableau antérieur, à l'estimation de consommation totale on y ajoute d'un côté le factor de croissance à un horizon déterminé (p.e. 1% annuel à 15 années); et de l'autre le facteur d'utilisation selon le nombre total de raccordements prévus. En outre on applique aussi la Fraction d'utilisation de la batterie afin d'obtenir la Demande énergétique agrégée totale de batterie.

4.3.7. Sélectivité de la consommation

Cela peut être le cas, par exemple, lorsqu'on souhaite s'assurer que le Micro-réseau soit capable de fournir l'électricité pour certaines consommations prioritaires uniquement à partir de l'apport énergétique photovoltaïque et sans contribution de la source auxiliaire (groupe électrogène, aérogénérateur, etc.) afin de prévenir des scénarios où cette source ne serait pas disponible (manque de combustible, absence de vent, etc.). Dans ce cas, il faudrait faire un dimensionnement en considérant la demande totale agrégée des consommations prioritaires et uniquement avec la génération photovoltaïque, et un deuxième dimensionnement avec l'ensemble des consommations et avec la contribution des sources auxiliaires : on prendra comme résultat le pire des deux cas.

4.4 Conception du générateur photovoltaïque

4.4.1. Critère du dimensionnement

Il existe une grande variété de méthodes de dimensionnement pour des systèmes photovoltaïques et des micro-réseaux : depuis de simples approximations qui requièrent seulement une calculatrice jusqu'à des softwares informatiques avec des méthodes numériques complexes qui réalisent une simulation détaillée du fonctionnement du système heure par heure ou minute par minute.
Cependant, quelle que soit la méthodologie employée, il est indispensable que le concepteur établisse quel est le critère de dimensionnement du système, en fonction des caractéristiques de la demande et des objectifs à atteindre, puisqu'en fonction du critère établi la capacité et la disposition des différents composants de l'installation peuvent varier significativement.
Dans les sections suivantes on présente quelques critères utilisés habituellement pour le dimensionnement des micro-réseaux :

4.4.1.1. Dimensionnement pour le pire des mois

Il s'agit du critère le plus habituel, dans lequel le système doit être capable de générer une énergie suffisante pour couvrir la demande énergétique des utilisateurs à n'importe quel moment de l'année.
Ainsi, pour des micro-réseaux –où le système photovoltaïque est la source énergétique principale- il faudra dimensionner la capacité du champ photovoltaïque pour la situation la plus défavorable. Ce scénario doit prendre en compte la radiation solaire disponible et la demande énergétique prévue par ce mois. La logique du calcul est basée sur le fait que si pendant le moment le plus exigeant (moins d'irradiation incident en relation à la demande énergétique) le système peut apporter l'énergie suffisante, alors il pourra couvrir sans problème cette charge énergétique pendant le reste de l'année.

4.4.1.2. Dimensionnement pour la moyenne annuelle

Le critère de dimensionnement pour le pire mois a comme résultat la tendance à dimensionner en excès le système, de façon à ce que, s'il n'est pas utilisé pour d'autres usages, le surplus d'énergie produit pendant les mois les plus favorables réduise l'efficacité de l'installation et augmente le coût spécifique de l'installation.
Pour atténuer ce désavantage on peut aussi dimensionner la capacité du système photovoltaïque en fonction de la radiation moyenne annuelle, de façon à ce que le déficit d'énergie nécessaire pour couvrir la demande énergétique dans les mois moins favorables soit assumé par la source énergétique auxiliaire de l'installation hybride (par exemple le groupe électrogène).

4.4.1.3. Dimensionnement saisonnier

Dans le cas où la demande électrique a clairement un comportement saisonnier, il faudra dimensionner le système pour le mois auquel cette demande électrique sera plus critique par rapport à la radiation solaire globale moyenne mensuelle disponible.

4.4.1.4. Dimensionnement de maximisation annuelle

Ce critère est très utilisé dans le cas des mini-réseaux basés sur des groupes électrogènes pour diminuer au maximum leur production, ou bien quand il existe la possibilité d'injecter l'électricité au réseau avec rémunération (Feed-In Tariff) ou compensation des excédents d'énergie versés par l'installation photovoltaïque au réseau national. L'objectif de ce critère est de maximiser la production annuelle d'énergie, et en conséquence la maximisation des revenus à recevoir et, donc, une optimisation du rendement de l'investissement.

4.4.2. Détermination du rayonnement solaire disponible

La détermination du recours solaire disponible à l'emplacement du système est évidemment indispensable et préalable au calcul de la capacité photovoltaïque nécessaire.

4.4.2.1. Introduction

Il est important de bien comprendre les unités liées à la radiation solaire et de remarquer la différence entre deux concepts similaires qui sont souvent confondus :

- **Radiation Globale (KW/m2):** la radiation (G) correspond à l'intensité du rayonnement solaire sur un plat à un moment donné. Il est donc un concept lié à la puissance instantanée.

La radiation globale est la somme de la radiation solaire directe, la radiation diffuse et la réflexion sur la surface terrestre.

- **Irradiation Globale (KWh/m2 ou MJ/m2):** l'irradiation (I) indique la quantité d'énergie reçue sur un plat en un intervalle de temps déterminé (un jour habituellement). Les valeurs journalières de la radiation solaire sont présentées d'habitude sous la forme de moyennes mensuelles pour différentes latitudes et inclinaisons à emplacements spécifiques.

4.4.2.2. Bases de données disponibles

Pour l'emplacement spécifique où doit être construit le Micro-réseau –défini par ses coordonnées de latitude et de longitude- il faudra déterminer le rayonnement solaire moyen incident disponible afin de pouvoir estimer l'énergie que le système ourra produire dans les conditions de design selon le critère de dimensionnement choisi.Pour obtenir ces données, il existe actuellement un nombre significatif de bases de données en format digital et d'accès facile et gratuit qui facilitent considérablement cette tâche. On en indique quelques exemples ci-dessous :

- PVGIS- Système d'information géographique photovoltaïque:
(http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/)

Ce projet, promu par l'Union Européenne, présente une grande quantité de données liées à l'irradiation solaire (journalières, mensuelles, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation, etc.) au niveau de l'Europe, de l'Afrique et du Sud-Ouest de l'Asie. Avec un format simple et très accessible (en écrivant le nom de la ville ou population cible) nous obtiendrons les données de façon totalement gratuite. La plupart de données sont des moyennes calculées sur une période comprise entre 1998 et 2011.

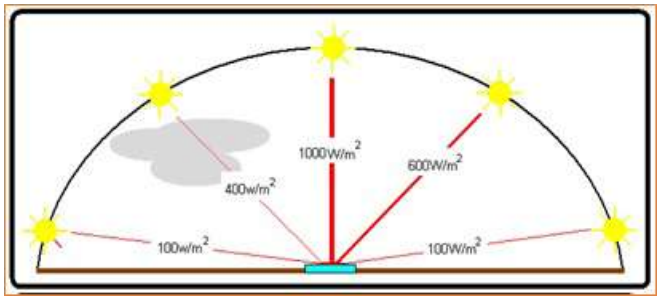


Figure 11 : Radiation solaire selon l'inclinaison du soleil
SOURCE : Tknika-Centre d'Innovación de la Formación Profesional& Gobierno Vasco

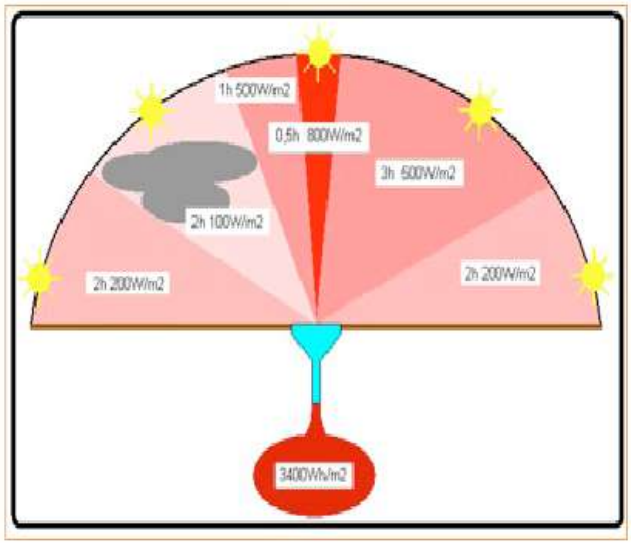


Figure 12 : Exemple d'irradiance solaire disponible pendant un jour
SOURCE : Tknika-Centre d'Innovación de la Formación Profesional& Gobierno Vasco

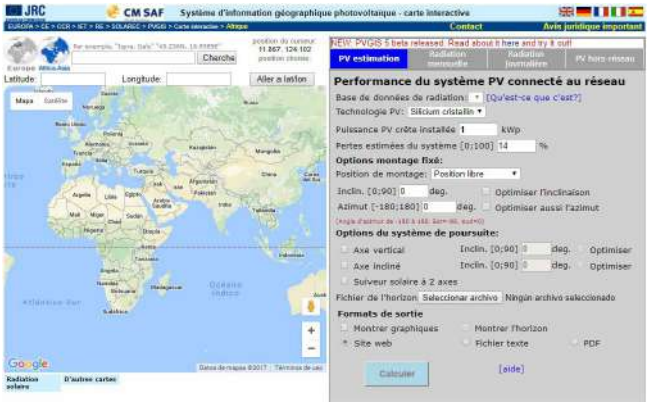


Figure 13 : Site web de PVGIS
SOURCE : PVGIS

- Surface meteorology and Solaire Energy:
(https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/)
Il s'agit d'un projet lancé en 1993 et renouvelé en 2003, promu par l'Agence Spatiale des États-Unis (NASA), qui présente des données météorologiques et de radiation solaire obtenues à travers des satellites spatiaux. Ses données sont des moyennes obtenues sur une période comprise entre 10 et 22 années.

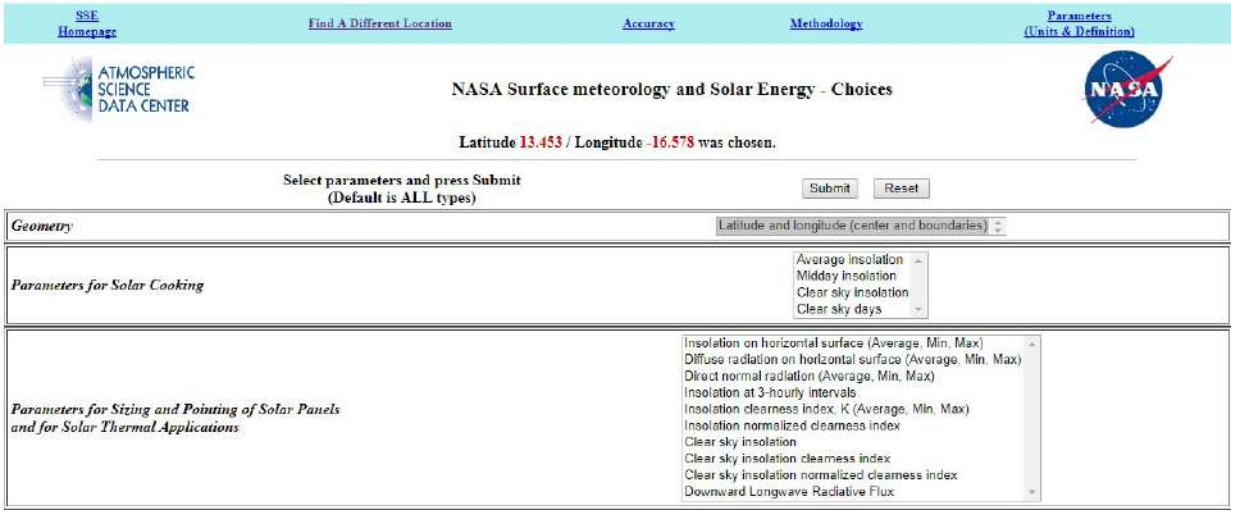


Figure 14 : Site web de NASA Surface meteorology and Solar Energy
SOURCE : NASA Surface meteorology and Solar Energy

Figure 15 : Site web de Retscreen
SOURCE : Retscreen

- OpensolarDB:
(http://www.opensolardb.org/)

Opensolardb est une base de données de valeurs moyennes de radiation solaire. La base de données est «open source», ce qui signifie que n'importe quelle personne peut la consulter et même y introduire de nouvelles données. Le projet est une initiative particulière de l'ingénieur en software Dick Toussaint.

- Atlas Solaires:

Beaucoup de pays possèdent des données solaires développées par leurs institutions nationales responsables. Ces données ont normalement une précision élevée, car elles sont obtenues à partir des registres réels des stations météorologiques nationales au lieu d'interpoler des données provenant des satellites. Les données sont présentées sur des tables organisées par localisation, orientation et inclinaison.

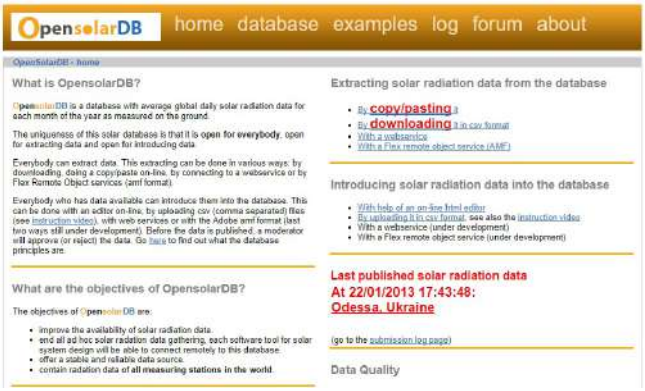


Figure 16 : Site web d'OpensolarDB
SOURCE : OpensolarDB

Autres bases de données solaires:

Le software de simulation solaire PVsyst® (www.pvsyst.com) présente un tableau récapitulatif avec un grand nombre de bases de données et leurs caractéristiques, en permettant d'obtenir un résumé complet de ces sources pour obtenir ce type d'information :

Autres bases de données solaires:

Le software de simulation solaire PVsyst® (www.pvsyst.com) présente un tableau récapitulatif avec un grand nombre de bases de données et leurs caractéristiques, en permettant d'obtenir un résumé complet de ces sources pour obtenir ce type d'information :

Database	Region	Values	Source	Period	Variables	Availability	PVsyst import
Meteonorm	Worldwide	Monthly	1700 Terr. Stations Interpolations	1960-1991 Averages 1995-2005 (V 6.0) Averages	Gh, Ta, Wind, Others	Software	Direct by file (300 stations in PVsyst DB)
Meteonorm	worldwide	Hourly	Synthetic generation	idem	Gh, Dh, Ta WindVel	Software	Direct by file
Satellight	Europe	Hourly	Meteosat Any pixel of about 5x7 km²	1998-2000	Gh No Ta	Web free	Direct by file
US TMY2	USA	Hourly	NREL, 239 stations TMY	1960-1990 samples	Gh, Dh, Ta, WindVel	Web free	Included in database
ISM-EMPA	Switzerland	Hourly	22 stations DRY	1981-1990 samples	Gh, Dh, Ta, WindVel	Included in PVsyst	Includded in database
Helioclim (SoDa)	Europe Africa	Hourly	Meteosat	From 02/2004	Gh No Ta	Web restricted 2005 free	Direct by copy/paste
NASA-SSE	Worldwide	Monthly	Satellites 1°x1° cells (111x111 km²)	1983-1993 averages	Gh, Ta	Web free	Direct
WRDC	Worldwide	Hourly Daily Monthly	1195 stations	1964-1993 each	Gh No Ta	Web free	Direct by copy/paste
PVGIS-ESRA	Europe	Monthly	Europe : 566 stations interp. 1x1 km²	1981-1990 averages	Gh, Ta Linke turbidity	Web free	Direct by copy/paste
	Africa		Africa : Meteosat (Helioclim-1 database)	1985-2004			
Helioclim -1 (SoDa)	Europe Africa	Monthly	Meteosat 50x50 km²	1985-2005 each year	Gh No Ta	Web Restricted 1985-89 free	Direct by copy/paste
RETScreen	Worldwide	Monthly	Compil. 20 sources Incl. WRDC - NASA	1961-1990 averages	Gh, Ta WindVel	Software, free	Direct by copy/paste
SolarGIS	Europe Africa, Asia Brazil, West Australia	Hourly	Meteosat Approx. 4x5 km²	From 1994 (1999)	Gh, Dh, Ta	Web, paid access	Direct

A summary of the meteorological databases available with the importing tool in PVsyst

4.4.2.3. Influence de l'inclinaison et de l'orientation

Quand on modifie l'inclinaison du panneau pour maintenir la perpendicularité par rapport aux rayons solaires, la quantité de radiation solaire directe capturée se maximise : c'est le but des «trackers» solaires, ils maintiennent les modules photovoltaïques orientés vers le soleil à tout moment. Par contre, si l'inclinaison du panneau est fixe, il faudra très bien choisir l'orientation et l'inclinaison afin d'optimiser l'énergie solaire photovoltaïque à produire en concordance avec notre critère de dimensionnement.

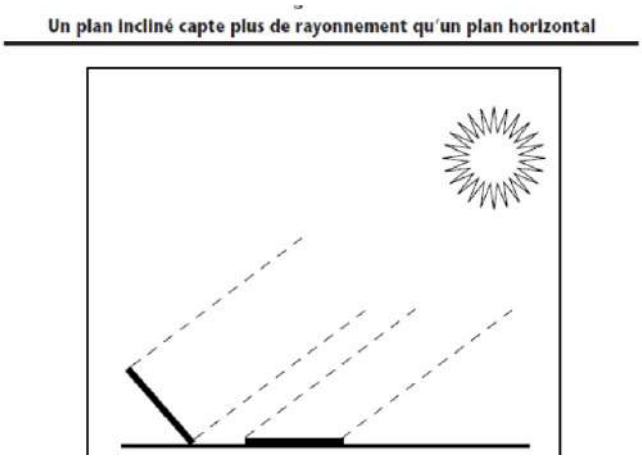


Figure 17 : Un panneau perpendiculaire au rayonnement solaire capte plus d'énergie

Dans la figure suivante, on observe la variation de radiation totale annuelle (en % sur le maximum) en fonction de l'orientation et de l'inclinaison pour l'emplacement d'Abidjan en Côte d'Ivoire (latitude 5,36ºN, longitude 4,08ºE):

En général, l'orientation optimale sera azimutale (0º par rapport au Sud) quand il s'agit d'un emplacement situé à l'hémisphère nord; et de 0º par rapport au Nord quand on est à l'hémisphère sud.
Dans certains sites, quand l'orientation est mesurée à partir d'une boussole, il faudra prendre en compte la déclinaison magnétique, compte tenu que la différence entre le nord magnétique et le nord géographique peut être significative (consultez par exemple à http://www.magnetic-declination.comment/).
Pour l'élection de l'inclinaison, on pourra maximiser la production pendant la période de calcul. Ainsi en fonction du critère de dimensionnement l'inclinaison optimale sera différente :

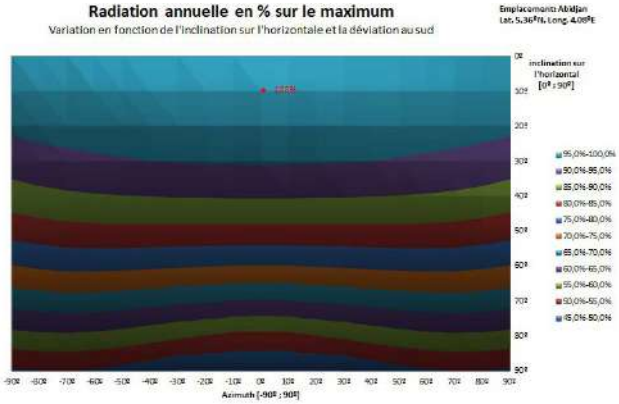


Figure 18 : Variation de radiation totale annuelle à Abidjan (Côte d'Ivoire).
SOURCE : Azimut 360

- **Dimensionnement pour le pire des mois:**
On choisira l'inclinaison pour laquelle la radiation mensuelle minimale sera la plus grande (signalé «A» au tableau).

- **Dimensionnement pour la moyenne annuelle:**
On choisira l'inclinaison pour laquelle la moyenne annuelle de radiation sera maximale (signalé «B» au tableau).

- **Dimensionnement saisonnier:**
On choisira l'inclinaison pour laquelle la radiation mensuelle minimale sur la période de calcul sera la plus élevée possible (signalé «C» au tableau).

Estimation de Radiation Quotidienne moyenne mensuel à Bouaké (Côte d'Ivoire) (kWh/m²·jour) ORIENTATION 0° SUD						
	Mois	Inclin. s/horiz. 0°	Inclin. s/horiz. 5°	Inclin. s/horiz. 10°	Inclin. s/horiz. 15°	Inclin. s/horiz. 20°	Inclin. s/horiz. 30°
saison	JAN	6,03	6,33	6,59	6,81	6,98	7,20
saison	FEB	5,94	6,12	6,25	6,35	6,41	6,42
saison	MAR	5,73	5,78	5,80	5,78	5,73	5,53
saison	AVR	5,45	5,40	5,32	5,21	5,07	4,72
	MAY	5,03	4,92	4,78	4,62	4,44	4,02
	JUIN	3,96	3,88	3,77	3,65	3,51	3,20
	JUIL	3,33	3,28	3,21	3,13	3,06	2,82
	AOU	3,28	3,25	3,21	3,15	3,08	2,91
	SEP	3,36	3,36	3,34	3,32	3,28	3,15
	OCT	4,28	4,35	4,39	4,41	4,41	4,35
	NOV	5,13	5,33	5,49	5,62	5,72	5,82
	DES	5,57	5,86	6,12	6,34	6,52	6,76
	ANN	4,75	4,81	4,85	4,86	4,84	4,73

Table 4: Élection de la radiation du calcul du système PV en fonction du critère de dimensionnement
SOURCE : Azimut 360

4.4.2.4. Influence des ombres

Une analyse d'ombres doit être réalisée afin de minimiser les pertes produites par des objets, arbres, bâtiments, collines, antennes de communication et autres éléments qui pourraient réduire drastiquement la production annuelle d'énergie photovoltaïque. Cette tâche peut être faite manuellement ou à l'aide de softwares de simulation (comme PVSOL®[1] , PVSyst®[2] ou Skelion®[3] pour Sketch Up®).

4.4.2.5. Influence de l'albédo

L'albédo ou "radiation reflétée" est cette part de la radiation solaire incidente qui est reflétée par la surface terrestre.
À propos des systèmes solaires photovoltaïques qui sont situés sur des emplacements où il y a une grande réflectivité du terrain, cette radiation peut avoir un impact en augmentant la radiation totale incidente sur les panneaux et donc la production énergétique résultante.
Cet effet peut alors être significatif surtout à propos des surfaces enneigées, désertiques ou aquatiques (mais toujours de l'ordre de quelques unités de pourcentage), et il peut être calculé avec des logiciels mentionnés de simulation de la production.

4.4.3. Détermination de la température de fonctionnement

Même si les caractéristiques nominales des panneaux sont fournies par les fabricants dans des conditions standard de mesure (STC) – c'est à dire, entre autres, à 25°C de température de la cellule- la température de travail des cellules sera normalement considérablement plus élevée : car du rayonnement reçu et non reflété vers l'extérieur, une partie est transformée en énergie électrique tandis que le reste est livré à l'environnement sous forme de chaleur.
Pour définir le comportement électrique de chaque panneau, les fabricants nous fournissent un paramètre caractéristique dénommé

1 http://www.valentin-software.comment/
2 http://www.pvsyst.com/en/
3 http://skelion.com/

TONC (Température d'Opération Nominale de la Cellule, NOCT en anglais), qui caractérise le comportement thermique de la cellule dans les conditions de travaux suivantes:

- Irradiation : 800 W/m2
- Distribution Spectrale : AM 1.5
- Incidence : normal
- Température de la cellule : 20°C

Ce paramètre nous permet calculer la température de travail de la cellule, à partir de l'expression suivante :

$$T_P = T_{AMB} + (TONC-20) \cdot G_{EF} / 800$$

Où:

- TP : Température de travail de la cellule (°C)
- TAMB : Température environnementale (°C)
- GEF : Irradiation globale effective sur la cellule, en W/m2

4.4.4. Calcul du générateur photovoltaïque

4.4.4.1. Hypothèses de la méthode simplifiée du bilan énergétique

Il s'agit d'une méthode simple et rapide pour une première approximation du dimensionnement du système.

La méthode propose l'hypothèse que la valeur moyenne de l'énergie journalière produite lors d'un mois de référence (choisi en fonction du critère du dimensionnement, normalement le mois de l'année avec la moindre quantité de radiation solaire) doit être supérieure à la valeur moyenne de consommation quotidienne, éventuellement avec un facteur de sécurité. Ainsi, on établit un bilan énergétique pour la période de calcul qui conduit à déterminer la puissance crête photovoltaïque nécessaire grâce à laquelle la production sera égale à la demande. En conséquence, le système reste surdimensionné pour les autres mois avec une radiation supérieure à celle du calcul.

Cependant il faut constater que cette méthode ne permet pas de quantifier en détail la fiabilité de couverture de la demande ou l'optimisation économique du système.

4.4.4.2. Détermination du rendement de génération

Le rendement de la génération sera affecté par au moins cinq facteurs principaux :

$$\rho G = \rho TEMP * \rho FAB * \rho S * \rho REG * \rho CC$$

Où:

- ρG : Rendement de la génération;
- ρTEMP : Rendement par température;
- ρFAB : Rendement de fabrication;
- ρS : Rendement de la connexion en série;
- ρREG : Rendement du régulateur;
- ρCC : Rendement du câblage de courant continu.

- **Estimation du rendement par température, ρTEMP**

D'abord il faut calculer la température de travail des panneaux photovoltaïques, comme nous l'avons défini dans la section 4.4.3. Dans la pratique, pour réaliser ce calcul, nous utiliserons la température maximale journalière, puisque celle-ci nous permettra de calculer la température de travail de la cellule lors de la production maximale du panneau (et en tout cas l'écart introduit est du côté de la sécurité). Ensuite, il nous faut connaître les coefficients caractéristiques fournis par le fabriquant des panneaux photovoltaïques sélectionnés pour décrire la variation de la puissance des mêmes avec la température:

γPMPP : Coefficient de température de la maxima puissance, en %/°C

Dans le cas où on ne dispose pas de cette information, nous pouvons estimer le coefficient de variation de la puissance en une perte de -0,45% pour chaque degré de température sur le standard de fabrication de 25º (γPMPP = -0,45%/°C).
Pour obtenir finalement le rendement réel de notre panneau (et donc, la perte d'efficacité à cause de la température), on utilisera l'équation suivante[1] :

$$\rho TEMP = 1 - \gamma PMPP * (TP - 25) / 100$$

Où:

- ρTEMP : Rendement par température (%);
- γPMPP : Coefficient de température de la puissance maximale (%/°C);
- TP: Température de travail de la cellule (°C).

Exemple de calcul de rendement par effet de la température

Nous voulons calculer la performance du panneau LG® Mono Neon 300W, à utiliser en Côte d'Ivoire pendant le mois de Mars, avec une radiation maximale pendant le jour de 1010 W/m2 et une température maximale de 35 °C.
Les coefficients de température du panneau selon sa notice technique sont les suivants :

Temperature Coefficients

NOCT	**45.0 + 2 ºC**
Pmpp	**-0.41 %/K**
Voc	**-2.29 %/K**
Voc	**0.04 %/K**

- **On calcule la température de travail de la cellule:**

TP = TMAX + (TONC - 20) * GEF / 800 = 35 + (45 - 20) * 1010 / 800 = 66,56 °C

- **On calcule l'effet de cette température sur le rendement du panneau photovoltaïque:**

ρTEMP = 1 –γPMPP * (TP-25) = 1 – 0,41 / 100 * (66,56 - 25) = 83%

- **Estimation du rendement de fabrication, ρFAB**

Les fabricants des panneaux photovoltaïques indiquent usuellement la marge de tolérance de fabrication, avec des pourcentages maximaux supérieurs et inférieurs par rapport à la valeur de la puissance nominale du panneau.

La plupart des fabricants actuellement assurent une tolérance de fabrication positive rapportée à la puissance nominale des panneaux: dans ce cas on peut considérer ρFAB = 100%.

Néanmoins en l'absence de cette donnée, on peut assumer une tolérance typique de ±3%, de sorte que ρFAB = 97%.

- **Estimation du rendement de la connexion en série, ρS**

La connexion en série des panneaux photovoltaïques comporte une certaine perte de rendement proportionnelle au nombre de panneaux qui intègrent la chaîne. Cette perte est due aux petites différences entre les valeurs caractéristiques de chacun des panneaux, qui peuvent être représentées comme de légères variations du facteur de forme de la courbe caractéristique des différents panneaux :

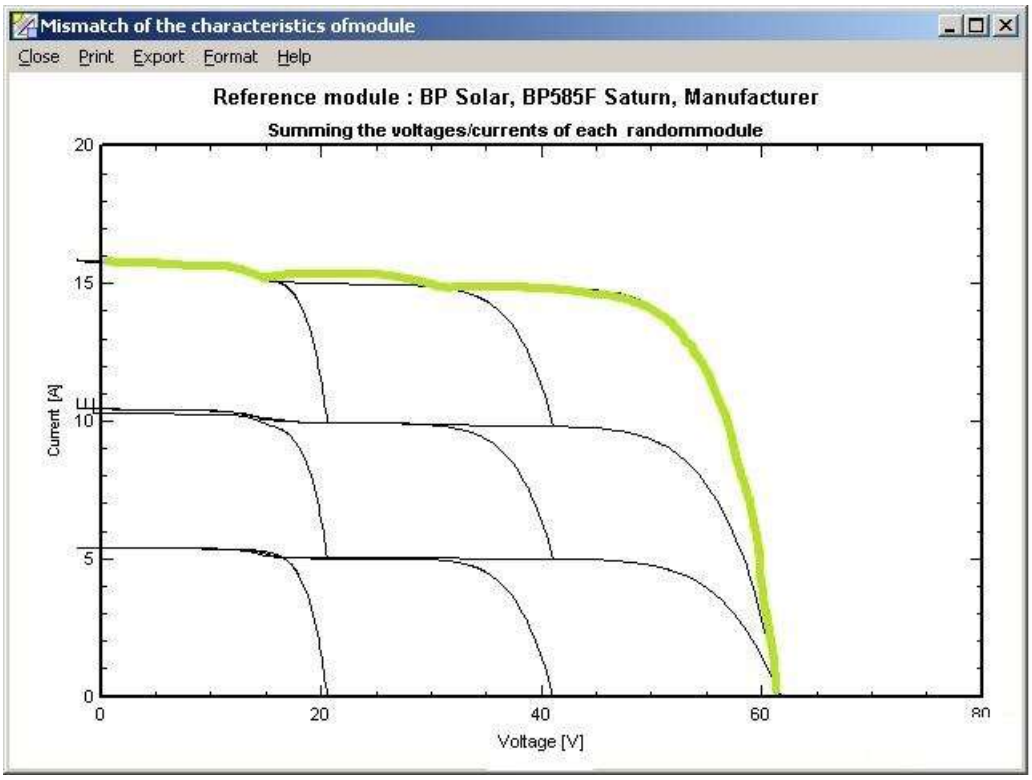


Figure 19 : Courbe caractéristique résultant de la connexion en parallèle de 3 séries de 3 modules PV
SOURCE : PVSyst

Quand le nombre de panneaux qui composent chaque série est petit cette perte de rendement est pratiquement négligeable ; par contre, pour des chaînes longues elle peut être significative.

À titre indicatif on peut prendre les suivantes valeurs:

n ≤ 4 — ρS = 99%
4 < n ≤ 10 — ρS = 98%
n > 10 —ρS = 97%

Où:

- n : nombre maximale de panneaux branchés en série

- **Estimation du rendement du régulateur, GREG**

Le fabricant de l'équipement de régulation sélectionné usuellement nous indiquera le rendement de l'équipement dans sa notice technique, que ce soit un régulateur en courant continu comme un onduleur de connexion au réseau.

Systèmes de régulation avec MPPT — ρREG = 95%
Systèmes de régulation avec PWM ou autres — ρREG = 85%

Néanmoins en l'absence de cette donnée on peut prendre à titre indicatif les valeurs suivantes en fonction de la technologie choisie :

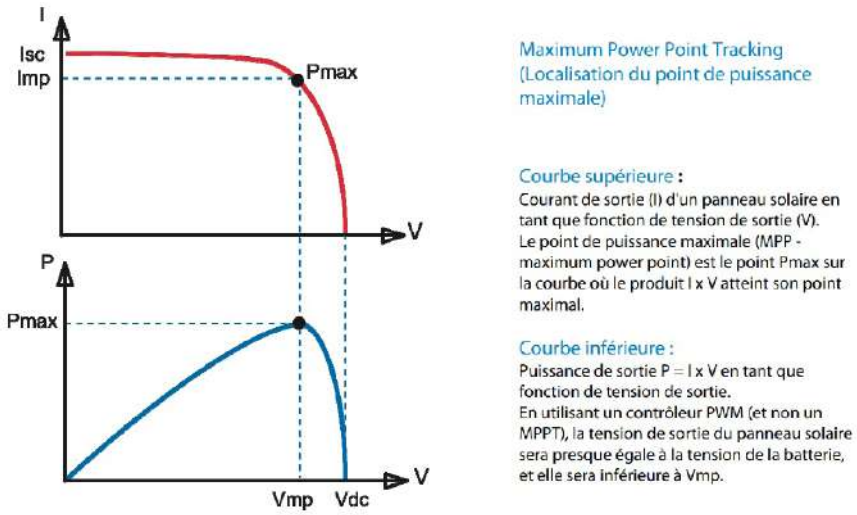


Figure 20 : Courbe caractéristique de travail du contrôle MPPT
SOURCE : Victron

Dans l'actualité tous les onduleurs de connexion au réseau travaillent avec contrôle MPPT (Maximum Power Point Tracking, en anglais), ce qui permet d'optimiser la charge provenant des panneaux photovoltaïques. La régulation par contrôle type PWM de certains régulateurs plus simples est moins efficace et n'optimise pas la production des modules, et pour ça elle est déconseillée au-delà des petites installations photovoltaïques.

- **Estimation du rendement du câblage de courant continu, ρCC**

Les pertes dans le câblage de courant continu sont en fonction du critère établi par le designer à l'heure de calculer la section nécessaire pour la connexion entre les différents équipements (habituellement depuis les panneaux à la batterie en passant pour le régulateur, et depuis celle-ci à l'entrée de courant continu de l'onduleur).

Un critère largement utilisé est d'établir une chute de tension maximale dans le câblage de courant continu du 2%, de sorte que ρCC = 98%.

4.4.4.3. Détermination du rendement de consommation

Le rendement de consommation sera affecté par, au moins, quatre facteurs principaux :

$$\rho C = \rho BAT * \rho AUT * \rho OND * \rho CA$$

Où:

- ρC : Rendement de la consommation;
- ρBAT : Rendement de la batterie;
- ρAUT : Rendement d'autodécharge de la batterie;
- ρOND : Rendement de l'onduleur;
- ρCA : Rendement du câblage en courant alternatif.

- **Estimation du rendement de la batterie, ρBAT**

Le rendement de la charge et décharge de la batterie dépend de sa qualité et de sa technologie. Le fabricant de la batterie sélectionnée normalement pourra nous indiquer la valeur de ce rendement.

Néanmoins en l'absence de cette donnée, on peut prendre à titre indicatif pour des batteries stationnaires de plomb-acide du type OPzS et OPzV une valeur de ρBAT = 90%.

- **Estimation du rendement d'autodécharge de la batterie, ρAUT**

Comme valeur indicative pour des batteries stationnaires de plomb-acide dans des climats chaleureux on peut considérer l'autodécharge quotidienne autour du 1%, de façon que

ρAUT = 99%.

- **Estimation du rendement de l'onduleur, ρOND**

Le fabricant de l'onduleur autonome sélectionné habituellement nous indiquera le rendement de l'équipement dans sa fiche technique.

Néanmoins en l'absence de cette donnée on peut prendre à titre indicatif les valeurs suivantes en fonction de la technologie choisie :

- **Estimation du rendement du câblage de courant alternatif, ρCA**

Onduleur avec plusieurs étapes de puissance — ρOND = 90%
Onduleur avec une unique étape de puissance — ρOND = 85%

Les pertes dans le câblage de courant alternatif sont en fonction du critère établi par le designer à l'heure de calculer la section nécessaire pour la connexion entre les différents équipements (habituellement depuis la sortie de l'onduleur à l'armoire de protections générale) et la chute de tension maximale admissible dans les lignes de distribution.

Ce critère reste souvent fixé par la réglementation applicable relative à la distribution en BT. Pourtant, un critère largement utilisé consiste à établir une chute de tension maximale de 7% entre les extrémités les plus éloignés des lignes de distribution de courant alternatif du micro-réseau, de sorte qu'on peut estimer qu'en moyenne ces pertes seront de l'ordre de 3,5% et donc ρCA = 96,5%.

4.4.4.4. Détermination du rendement global

Le rendement total sera le résultat du rendement de la génération multiplié par le rendement de consommation:

$$\rho T = \rho G * \rho C = \rho TEMP * \rho FAB * \rho S * \rho REG * \rho CC * \rho BAT * \rho AUT * \rho OND * \rho CA$$

La valeur de ce rendement total sera normalement entre 55% et 65%, en fonction des variables décrites dans les sections précédentes.

4.4.4.5. Apport de la source auxiliaire

Pour des micro-réseaux photovoltaïques hybrides, il faut considérer l'apport d'énergie journalière de la source auxiliaire EAUX si celle-ci se produit de façon quotidienne, puisque cette fraction ne devra pas être produite par le système photovoltaïque.

En général cet apport d'énergie de la source auxiliaire (groupe électrogène, aérogénérateur, etc.) prendra en compte la fraction de cette énergie qui est consommée directement par les consommateurs autant que celle éventuellement stockée à travers un chargeur de batteries.

Par exemple, dans le cas d'un groupe électrogène qui fonctionne régulièrement un certain nombre d'heures par jour, l'apport d'énergie pourrait être calculé selon la formule suivante :

$$EAUX = hGE * [P_{C\text{-}hGE} + PCH * \rho CH * \rho C]$$

Où:

- EAUX : Apport journalier de la source auxiliaire (KWh/jour);
- hGE : Nombre moyen d'heures par jour de fonctionnement du groupe électrogène (h/jour);
- $P_{C\text{-}hGE}$: Puissance moyenne de la demande de consommation pendant les heures de fonctionnement du groupe électrogène (KW);
- PCH : Puissance nominale du chargeur de batteries (KW);
- ρCH : Rendement du chargeur de batteries (%);
- ρC : Rendement de consommation (%), calculé selon décrit à la section 4.4.4.3.

La fonction chargeur de batteries est généralement incluse dans les onduleurs bidirectionnels de batterie, bien qu'elle puisse aussi être externe. Le fabricant de cet équipement indiquera habituellement le rendement de charge dans sa notice technique, que ce soit un chargeur interne ou externe aux onduleurs de batterie ; néanmoins en l'absence de cette donnée on peut prendre à titre indicatif une valeur du rendement ρCH = 0,8 .

4.4.4.6. Énergie photovoltaïque à produire

L'énergie à produire quotidiennement par le système photovoltaïque afin de couvrir la demande agrégée totale (comme décrit dans la section 4.3.6) répond à l'équation suivante :

$$EPV = j/7 * [ET / \rho T - EAUX]$$

Où:

- EPV : Énergie photovoltaïque journalière nécessaire (KWh/jour);
- j : Nombre de jours pour semaine de service de l'installation (jours);
- ET : Demande journalière agrégée totale estimé (KWh/jour);
- ρT : Rendement global du système photovoltaïque (%);
- EAUX : Apport journalier de la source auxiliaire (KWh/jour);

Habituellement les micro-réseaux sont dessinés afin d'être en service tous les jours de la semaine. Dans ce cas, la formule antérieure reste simplifiée de la façon suivante:

$$EPV = [ET / \rho T - EAUX]$$

4.4.4.7. Calcul de la puissance crête photovoltaïque nécessaire

Une fois déterminée l'énergie totale photovoltaïque qui doit être produite on peut procéder au calcul de la puissance nominale photovoltaïque nécessaire, obtenue à partir de l'expression suivante:

$$P_{pv} = \frac{E_{pv}}{II,O}$$

Où:

- PPV: Puissance pic nominale du système photovoltaïque nécessaire (KWp)
- EPV : Énergie photovoltaïque journalière nécessaire (KWh/jour);
- II,O : Irradiation moyenne journalière à l'emplacement pour l'inclinaison et orientation établies et pour le mois de calcul choisi (KWh/m2/jour).

4.5 Conception de la batterie

4.5.1 Élection du type de batterie

4.5.1.1. Batteries stationnaires ouvertes vs Batteries stationnaires étanches

Comme cela a déjà été mentionné, les batteries habituellement utilisées dans les micro-réseaux photovoltaïques sont de Plomb-acide

et de type stationnaire, avec l'anode tubulaire et grilles avec bas contenu en antimoine, dessinées pour travailler à basse intensité et avec une profondeur de décharge élevée combinée avec une longue vie utile. Selon le type d'électrolyte utilisé elles sont subdivisées en deux typologies principales :

- **OPzS (O: stationnaire, Pz: plaque tubulaire blindé, S: électrolyte liquide):**

Les principaux avantages sont les suivants : prix plus bas ; vie utile plus longue ; une performance légèrement meilleure à haute température ; et la possibilité de charges d'égalisation permettant l'équilibrage de la série d'éléments de la batterie.
En revanche, elles ont besoin d'un entretien pour refaire le plein d'électrolyte ; dégagent des gaz inflammables (hydrogène en quantité faible) qu'il est nécessaire d'évacuer ; leur transport est plus délicat et soumis à des restrictions plus importantes.

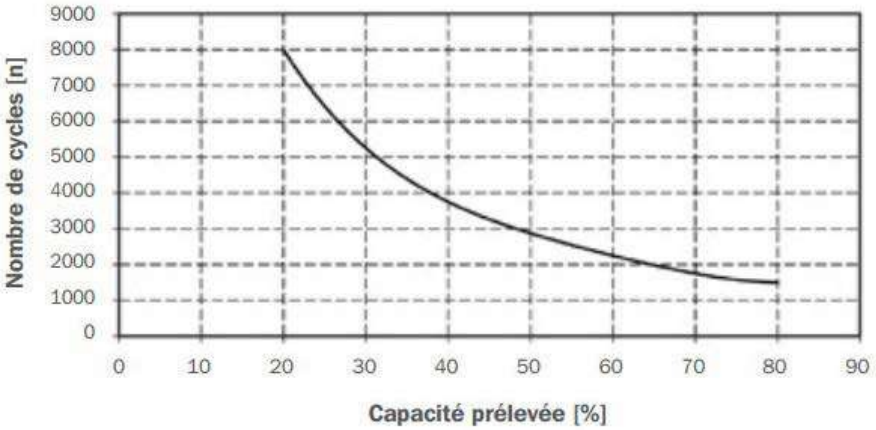


Figure 21 : Numéro de cycles estimés pour les batteries OPzS
SOURCE : batteries Hoppecke

- **OPzV (Ou: stationnaire, Pz: plaque tubulaire blindé, V: électrolyte gélifié):**

Les principaux avantages sont qu'elles ne nécessitent aucun entretien et qu'elles ne sont pas soumises à des restrictions pour l'expédition maritime ou par terre.
Mais leur prix est nettement plus élevé (environ 25%) et elles offrent une vie utile inférieure à celle des OPzS.

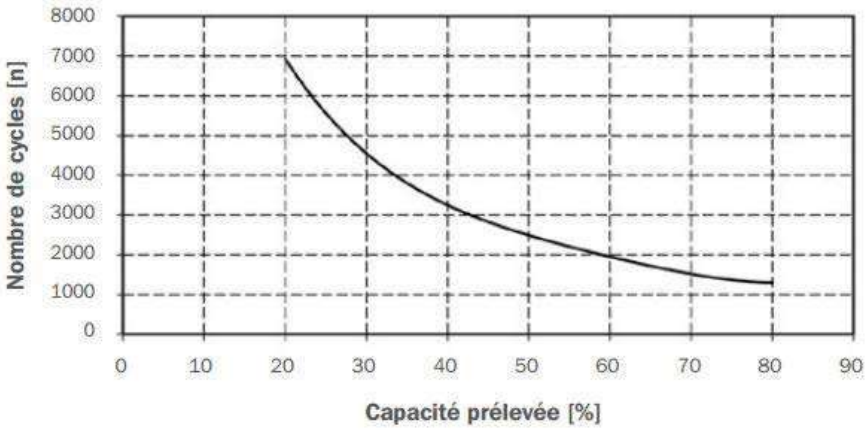


Figure 22 : Numéro de cycles estimés pour les batteries OPzV
SOURCE : batteries Hoppecke

En général, il est recommandé d'opter pour des batteries du type OPzS sauf lorsque l'entretien basique ne peut pas être garanti localement (par manque de personnel technique formé, isolement du site, difficulté d'obtention d'eau distillée, etc.) ou lorsque les conditions de sécurité ne permettent pas l'installation de batteries de conteneur ouvert ; dans ce cas il est conseillé d'opter pour une batterie de gel type OPzV.

4.5.1.2. Autres types de batteries

D'autres types de batteries comme celles de lithium ou de lithium avec phosphate de fer se trouvent en phase expérimentale et elles peuvent représenter dans l'avenir une bonne alternative économique et technique à celles de Plomb-acide. Mais, leur apparition est relativement récente et aujourd'hui l'acquis avec ce type de batteries est encore insuffisant.

4.5.2 Capacité de la batterie selon la vitesse de décharge

Il ne faut pas oublier que le comportement de la batterie est conditionné par sa nature chimique : ainsi des paramètres comme la vitesse et la température de réaction et la concentration des réactifs auront une forte influence sur l'efficacité de sa charge ou décharge.
Pour cette raison, la quantité d'énergie totale qu'une batterie de plomb-acide est capable de fournir dans son procès complet de décharge ne sera pas la même si celui-ci se produit avec plus ou moins d'intensité. C'est-à-dire qu'on obtiendra une quantité considérablement plus élevée d'énergie (Ah) si on réalise une décharge soutenue à une intensité IN pendant 100 heures que si celle-ci est réalisée à une intensité 10 fois supérieure (10·IN) pendant un temps 10 fois inférieur (10 heures).
Dans la figure antérieure, on peut observer la variation relative de la capacité réelle obtenue d'une batterie si on la décharge complètement en différents temps (en heures) comparée à sa capacité en 100 heures de décharge (considérée comme sa capacité nominale) ; plus la décharge complète se produit rapidement, plus la capacité réelle obtenue est moindre.
Si on veut comparer les capacités de deux batteries différentes, on devra s'assurer que ces capacités sont rapportées aux mêmes heures de décharge, car sinon la comparaison ne serait pas valable. Dans le cas contraire, il faudra corriger la capacité par le régime de décharge correspondant : l'information nécessaire pour calculer la capacité équivalente en différents régimes de décharge devra nous être fournie par le fabricant de la batterie choisie.
Néanmoins, si on ne dispose pas de cette information spécifique du fabricant, on peut utiliser de façon préliminaire les tables suivantes, selon qu'il s'agisse d'une batterie du type OPzS ou OPzV:

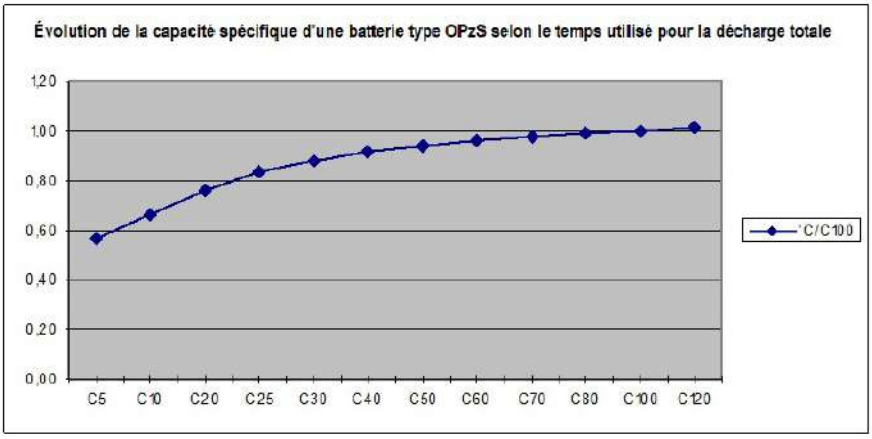


Figure 23 : Évolution de la capacité outil d'une batterie type OPzS selon les heures de décharge
SOURCE : Azimut 360

Ratio de capacités de la batterie stationnaire type OPzS selon les heures de descharge (source: EXIDE)												
De	C_5	C_{10}	C_{12}	C_{20}	C_{24}	C_{30}	C_{48}	C_{60}	C_{72}	C_{80}	C_{100}	C_{120}
à C_{10}	1,13	1	0,99	0,94	0,92	0,89	0,83	0,81	0,79	0,77	0,75	0,73
à C_{100}	1,51	1,34	1,32	1,25	1,22	1,19	1,11	1,08	1,05	1,03	1	0,98

Figure 24 : Facteurs de conversion de capacité selon heures de décharge pour des batteries type OPzS Exide (C100 < 1000 Ah)
SOURCE : Exide

Ratio de capacités de la batterie stationnaire type OPzV selon les heures de descharge (source: EXIDE)												
De	C_5	C_{10}	C_{20}	C_{24}	C_{30}	C_{48}	C_{50}	C_{60}	C_{72}	C_{80}	C_{100}	C_{120}
à C_{10}	1,13	1	0,93	0,91	0,89	0,84	0,84	0,83	0,81	0,81	0,8	0,79
à C_{100}	1,41	1,25	1,17	1,13	1,11	1,05	1,05	1,03	1,02	1,01	1	0,99

Figure 25 : Facteurs de conversion de capacité selon heures de décharge pour des batteries type OPzV Exide (C100 < 1000 Ah)
SOURCE : Exide

Ces tables nous permettront de transformer facilement la capacité considérée d'un régime de décharge à un autre. Par exemple, dans le cas d'une batterie Exide type OPzS de capacité nominale inférieure à 1.000 Ah, pour transformer sa capacité considérée à 24 heures de décharge à 100 heures de décharge il faudra appliquer le facteur de transformation indiqué dans la table dans un cercle rouge:

C100 = 1,22 * C24

Pour les installations photovoltaïques la capacité de la batterie est exprimée habituellement rapportée à 100 heures de décharge.

4.5.3 Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle journalier

La capacité de la batterie du point de vue du cycle journalier doit être égale au maximum de décharge qui se produira tout au long d'une journée, ce qui équivaut à la consommation moyenne par jour de batterie (ou "nocturne") augmentée par la perte du rendement et divisée par la profondeur de la décharge maximale admissible pour une décharge rapide :

$$C_{hd} = \frac{H_{TN}}{P_C * PD_D}$$

Où:

- ChD : Capacité nécessaire de la batterie pour le temps de décharge considéré au cycle journalier (KWh);
- ETN : Consommation journalière agrégée de batterie (ou "nocturne") estimée (KWh/jour), calculée selon décrit dans la section 4.3.6;
- ρC : Rendement de consommation (%), calculé selon décrit dans la section 4.4.4.3;
- PDD : Profondeur de décharge maximale admissible de la batterie pour le cycle journalier (%).

4.5.3.1 Temps de décharge pour le cycle quotidien

Cette capacité utile du cycle journalier est référée à un temps de décharge, qui est le temps moyen où on estime que la plupart des consommations vont se produire quotidiennement, hD.

Dans chaque cas, il faudra savoir quel est le temps de décharge de la batterie à utiliser pour le dimensionnement, en fonction de la typologie des consommateurs. À titre d'exemple:

- Pour des micro-réseaux où les consommateurs sont essentiellement du type domestique rural inclus l'éclairage public, le temps auquel la majorité de la consommation se produit peut être estimé à 10 ou 12 heures.
- Pour des consommations qui sont soutenues au long du temps (p.e. antennes de télécommunications) le temps de décharge pour le cycle journalier sera hD = 24 h.
- Pour des micro-réseaux où il y a une composante importante de consommation diurne en raison des activités productives et aussi nocturne grâce à la consommation domestique et à l'éclairage public, le temps de décharge pour le cycle journalier peut être considéré hD = 20 h.

4.5.3.2. Profondeur de décharge maximale pour le cycle quotidien

Comme mentionné précédemment, les cycles de vie d'une batterie sont liés à la profondeur de décharge à laquelle elle est soumise. D'un autre côté, si elle est pendant des temps prolongés dans des états de faible charge, des processus de sulfatation peuvent s'accélérer en causant une détérioration accélérée de la batterie et une réduction de sa vie utile.

Afin de maintenir la batterie normalement en travaillant dans un haut état de charge, on considère généralement pour le cycle journalier une profondeur de décharge PDD entre 40% et 50%. Seulement dans le cas où pratiquement on ne considère pas d'autonomie pour la batterie, il est convenable d'augmenter la profondeur de décharge jusqu'à 60%.

4.5.4 Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle avec N jours d'autonomie

4.5.4.1 Jours d'autonomie à prendre en considération

Pour des micro-réseaux hybrides où une source auxiliaire programmable est disponible, comme c'est le cas d'un groupe électrogène, surdimensionner la batterie avec un nombre élevé de jours d'autonomie ne sera pas nécessaire : dans ces cas, on considère en général « N » entre deux et trois jours d'autonomie, et, sporadiquement, dans le cas où des circonstances météorologiques adverses auraient une durée supérieure à cette période, il faudra compléter la génération avec un apport de la source auxiliaire.

4.5.4.2. Cycle de décharge pour le nombre de jours d'autonomie

Le cycle de décharge pour N jours d'autonomie sera référé à la durée maximale de décharge qui se produit au long des jours considérés, qui est égale à N fois le temps de décharge pour le cycle journalier, N*hD .

La capacité de la batterie nécessaire sera égale à la consommation moyenne journalière de batterie (ou "nocturne") augmentée par la perte du rendement de génération et multipliée par les N jours d'autonomie considérés, et divisée par la profondeur de décharge

$$C_{N \cdot hD} = \frac{N^{*} E_{TN}}{P_{C}^{*} PD_{MAX}}$$

Où:

- CN·hD : Capacité nécessaire de la batterie pour le temps de décharge pendant le cycle avec N jours d'autonomie (KWh);
- ETN : Demande journalière agrégée de batterie (ou "nocturne") (KWh/jour), calculée selon décrit à la section 4.3.6;
- ρG : Rendement de consommation (%), calculé selon décrit à la section 4.4.4.3;
- PDMAX : Profondeur de décharge de la batterie maximale admissible selon le type de

batterie choisi (%).

La profondeur maximale de décharge devra être indiquée par le fabricant de la batterie choisie. Néanmoins, si on ne dispose pas de cette information spécifique du fabricant, on peut estimer PDMAX=80% pour des batteries de Pb-acide avec plaque positive tubulaire type OPzS ou OpzV ; pourtant si on souhaite augmenter la vie utile attendue de la batterie on peut prendre une valeur plus conservatrice, de 70% ou même de 60%.

4.5.5 Capacité de stockage nécessaire

4.5.5.1 Détermination du cycle de décharge critique

Pour déterminer quel est le cycle de décharge le plus critique on doit comparer la capacité nécessaire obtenue pour le cycle quotidien avec celle obtenue pour N cycles d'autonomie.
Il faut prendre en compte que ces deux capacités seront rapportées normalement à des heures de décharge différentes, et qu'afin de pouvoir les comparer nous devrons calculer la capacité équivalente à nombre d'heures similaire (normalement 100 ou 120h), en utilisant les tables présentées à la section 4.5.2:

$$C_{NOM} = MAX\{C_{hD}]_{100h} ; C_{N.hD}]_{100h}\}$$

maximale admissible selon le type de batterie choisi :
Où:

- CNOM : Capacité nominale nécessaire de la batterie à 100h de décharge (KWh);
- ChD : Capacité nécessaire de la batterie pour le temps de décharge souhaité en le cycle journalier (KWh);
- ChD]100 : Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle journalier transformée à 100 h de décharge (KWh);
- CN·hD : Capacité nécessaire de la batterie pour le temps de décharge souhaité pour un cycle avec N jours d'autonomie (KWh);
- CN·hD]100 : Capacité nécessaire de la batterie pour cycle avec N jours d'autonomie transformée à 100 h de décharge (KWh).

Généralement, le cycle le plus critique sera pour N jours d'autonomie, mais pour des situations avec très peu d'autonomie et selon les profondeurs de décharge maximales admises dans chacun des cas cela peut donner le cas où la batterie calculée pour le cycle journalier soit supérieure.

4.5.5.2. Voltage nominal de l'accumulation.

Pour la plage de puissance habituelle dans les micro-réseaux photovoltaïques hybrides un voltage nominal élevé de l'accumulation a des avantages significatifs : il réduit proportionnellement le courant nominal de travail au côté CC et il permet de travailler avec des éléments de batterie plus petits donc plus facilement manipulables.
Pourtant pour des raisons de sécurité –puisque à partir d'un certain voltage les mesures en ce sens sont beaucoup plus exigeantes- et à cause de la difficulté de maintenir équilibrée une série très longue d'éléments de batterie, la plupart des fabricants spécialisés en onduleurs de batterie travaillent avec des équipements dessinés pour un voltage nominal de l'accumulation de 48Vcc au maximum.

4.5.5.3. Batteries en parallèle

La connexion de plusieurs batteries en parallèle permet aussi de travailler avec des éléments de batterie plus petits et facilement manipulables.
Néanmoins, la connexion directe de plusieurs batteries en parallèle est fortement déconseillée, puisque –même si celles-ci sont apparemment exactement pareilles- avec le temps les petites différences de résistance interne entre elles vont décompenser le groupe, déséquilibrer son fonctionnement et causer un vieillissement prématuré. Pour cela, les différents fabricants d'onduleurs ont développé des systèmes de groupement par clusters en parallèle où chacun d'eux gère séparément un groupe de batteries.
Tandis que lorsqu'on fait une connexion directe en parallèle de deux batteries, celles-ci doivent être exactement égales en caractéristiques et temps de service, quand cette connexion se fait à travers des groupes ou clusters d'onduleurs différents, l'unique réquisit indispensable est que toutes les batteries aient le même voltage nominal.

4.5.5.4. Capacité nominale de la batterie

La capacité nominale de la batterie est normalement exprimée en Ampères-heures (Ah).
Pour l'obtenir il faut diviser la valeur de la capacité nominale obtenue à la section 4.5.5.1 par le voltage nominal d'accumulation:

$$C_{NOM\text{-}Ah} = \frac{C_{NOM}}{V_{BAT} \cdot n_p}$$

Où:

- CNOM-Ah : Capacité nominale nécessaire des éléments qui composent l'ensemble de la batterie exprimée en Ah à 100h de décharge (Ah);
- CNOM : Capacité nominale nécessaire de la batterie à 100h de décharge (KWh);
- VBAT : Voltage nominal de la batterie (V);
- np: Nombre de séries de batteries connectées en parallèle.

4.5.6 Correction de la capacité nominale par effet de la température

Compte tenu que la capacité réelle de la batterie diminue lorsque la température descend, il est conseillé d'utiliser un coefficient de correction dans les situations où on sait que la température moyenne à laquelle sera soumise la batterie est inférieure à 20 °C:

$$K_T = MIN \left\{ 1;1 \quad 16020 - T_{BAT} \right\}$$

Où:

- KT : Coefficient correcteur de la capacité pour température;
- TBAT : Température moyenne de la batterie dans la période de dimensionnement (°C).

Lorsque la batterie est située dans un local ventilé et sans isolation, on peut considérer que pour le mois de calcul la température moyenne de la batterie sera de quelques degrés audessus de la température extérieure moyenne :

$$T_{BAT} = T_{EXT} + 2$$

Où:

- TBAT : Température de travail moyenne de la batterie pour la période de dimensionnement (°C);
- TEXT : Température nocturne moyenne dans le mois de dimensionnement (°C).

Finalement la capacité nominale de la batterie, corrigée par basse température, sera:

$$C'_{NOM} = \frac{C_{NOM}}{K_T}$$

Où:

- C'NOM-Ah : Capacité nominale de la batterie corrigée par température (Ah);
- KT : Coefficient correcteur par température de la capacité;
- CNOM-Ah : Capacité nominale de la batterie sans corriger par température (Ah);

Cependant, ce facteur n'est généralement pas applicable dans le contexte des pays d'Afrique de l'Ouest, compte tenu que c'est rare d'avoir températures au-dessous de 20 °C et que pour des températures supérieures on n'utilise pas cette correction de la capacité.
En fait, quand la température baisse, la capacité des batteries diminue, mais leur durée de vie augmente. D'un autre côté, même si théoriquement la capacité de la batterie augmente légèrement avec la température, il faut tenir compte qu'elle a un effet opposé en relation aux cycles de vie : la durée de vie moyenne des batteries diminue de 30% environ à chaque augmentation de 10°C car la corrosion est accélérée. Et, au-delà de 40° de température interne, une batterie de plomb souffre de dommages irréversibles : c'est pour cela que la plupart des fabricants ne garantissent pas le fonctionnement correct de la batterie à partir de 35°C.
Par conséquent, il est très important de s'assurer que la batterie est placée dans un endroit protégé de la montée excessive de la température. Généralement, il suffit de prévoir une salle bien ventilée, toit préférablement en béton avec plafond isolant et en évitant l'impact direct des rayons du soleil sur les murs. Néanmoins, si avec ces précautions on ne peut pas assurer une température moyenne autour des 25 °C, il faudra prévoir des appareils de climatisation dans les cas les plus critiques.

4.6 Conception des onduleurs

4.6.1. Estimation de la puissance par raccordement

Chacune des typologies de consommateurs définies pour le calcul de la demande maximale d'énergie quotidienne (voir section 4.3.1) doit être associée aussi à une puissance instantanée maximale.
Cette limitation de la puissance peut être assurée grâce aux protections électriques de chaque raccordement ou, préférablement, aux mêmes compteurs électriques puisque ceux-ci sont plus difficiles à manipuler.
Sur beaucoup des compteurs électriques actuels cette limitation de la puissance peut être configurée de façon variable le long de la journée selon une courbe préétablie : ce fait permet de stimuler la demande de puissance pendant les heures diurnes -spécialement pour les applications productives les plus intensives électriquement- parce que c'est le moment où il y aura une plus grande disponibilité de génération, en limitant la demande de puissance pendant la nuit.

4.6.2. Facteur de simultanéité global

L'expérience montre que dans les installations électriques partagées par plusieurs récepteurs la puissance agrégée totale est inférieure à la somme des puissances individuelles. Ce fait est dû à la basse probabilité que tous les utilisateurs soient en train de consommer simultanément la puissance maximale embauchée pour son raccordement.
Afin de ne pas surdimensionner inutilement l'onduleur du Micro-réseau, on peut utiliser le dit "Facteur de Simultanéité" FS, définit comme un coefficient positif inférieur à 1 qui s'applique à la somme des puissances maximales individuelles pour obtenir la puissance totale.
L'estimation de ce facteur est le fruit de l'acquis, mais de manière générique, en micro-réseaux avec plusieurs consommateurs domestiques, il peut être assimilé au facteur de simultanéité prévu pour les immeubles avec plusieurs utilisateurs, lequel peut être estimé selon le tableau suivant:

Nombre d'abonnés situés en aval	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Figure 26 Facteur de simultanéité dans un immeuble d'habitation
SOURCE: Schneider Electric - Guide de l'installation électrique 2009

4.6.3. Puissance agrégée totale

La puissance agrégée totale du micro-réseau répond à l'addition des niveaux de puissance contractés par chaque utilisateur branché au micro-réseau multiplié par le Facteur de Simultanéité global et par le Facteur de Croissance (défini à la section 4.3.3):

$$P_T = F_C \cdot F_s \cdot (P_1 + P_2 + P_3 + ... + PI)$$

Où:

- PT: Puissance agrégée totale du micro-réseau (KW);
- FC: Facteur de croissance de la demande (%), calculé selon décrit à la section 4.3.3;
- FS: Facteur de simultanéité de la puissance (%);
- Pi: Puissance maximale pour le branchement « i » du micro-réseau (KW).

4.6.4. Calcul de la puissance nominale des onduleurs

La puissance totale nominale à être fournie par les onduleurs devra être supérieure à la puissance agrégée totale du micro-réseau:

$$P_{NOM} \geq P_T$$

Où:

- PNOM : Puissance nominale de l'ensemble des onduleurs de batterie du microréseau (KW);
- PT : Puissance agrégée totale du micro-réseau (KW).

Il faut tenir en compte que PNOM sera la puissance nominale qu'on peut extraire de façon instantanée de la batterie, mais que, dans le cas où la génération solaire est régulée au moyen d'onduleurs de réseau, une certaine puissance additionnelle de leur part sera disponible pendant la journée.

4.7 Conception du générateur auxiliaire

4.7.1. Considérations générales

Contrairement à la production photovoltaïque, l'un des grands avantages des générateurs est que leur utilisation peut être planifiée et donc leur production d'électricité : cette caractéristique leur confère une grande flexibilité et ils deviennent une source très complémentaire avec le système solaire.

Les onduleurs photovoltaïques actuels incluent généralement des mécanismes de synchronisation avec des générateurs qui en facilitent grandement leur interconnexion et leur intégration dans la stratégie de gestion du Micro-réseau.

Pour la plage de puissance habituelle dans les micro-réseaux photovoltaïques hybrides, on utilise habituellement des moteurs diesel avec 1.500 tours par minute équipés d'alternateur monophasé ou triphasé selon la configuration choisie pour le Micro-réseau.

En général, le générateur accomplit une ou plusieurs des fonctions suivantes :

- Éviter le surdimensionnement du système photovoltaïque afin de répondre de manière fiable aux courtes périodes les plus critiques de l'année ;
- Remplacement des onduleurs de batterie en cas de panne ou d'arrêt pour cause de maintenance, en assurant le service électrique;
- Réalisation périodique des charges complètes et d'égalisation de la batterie pour la maintenir équilibrée et prolonger la durée de sa vie utile;
- Effectuer une charge supplémentaire de la batterie quand l'état de charge est trop faible en raison des conditions météorologiques défavorables;
- Assurer la pointe de puissance pendant les heures du jour avec une plus grande demande des consommateurs.

4.7.2. Élection de la puissance nominale du générateur

Le choix de la puissance nominale du générateur sera fait en tenant compte des fonctions et du régime d'utilisation prévu.
En général, le générateur auxiliaire doit être en mesure de garantir une puissance active continue au moins égale à la puissance totale des convertisseurs photovoltaïques du microréseau, de sorte qu'il peut agir pour éventuellement les remplacer.
Dans le cas où le générateur a pour fonction d'assurer le pic de puissance pendant les heures de pointe de la consommation d'énergie, la puissance nominale du groupe doit être dimensionnée en accord avec cette puissance pointe de la demande.

4.8 Conception des protections et câblage électrique

Le calcul et la conception des protections électriques, des prises de terre, des lignes de distribution du réseau, des branchements des abonnés, des installations internes dans les foyers et leurs protections est régie par les règles générales applicables pour les installations électriques en basse tension à l'emplacement où les travaux sont exécutés et par la pratique habituelle des sociétés électriques nationales.
À cet égard, il n'y a pas de différence avec d'autres réseaux de distribution ruraux.
Cependant, il est intéressant de noter quelques observations à considérer spécifiquement pour les micro-réseaux:

- Tous les équipements actifs de l'installation photovoltaïque (régulateurs, onduleurs, etc.) doivent être correctement protégés contre les surtensions d'origine atmosphérique autant pour les connexions électriques d'entrée que de sortie;
- Il faut prévoir un sélecteur général permettant de basculer complètement la consommation sur le générateur auxiliaire en cas de déconnexion totale du système photovoltaïque;
- Il est conseillé de réaliser la mise à la terre reliant les cadres métalliques des modules photovoltaïques et les structures de support avec la masse du bâtiment, séparément de la prise électrique générale liée au neutre, le pôle négatif des batteries et les châssis des équipements électroniques;
- Pour le dimensionnement de la section des conducteurs des lignes électriques de distribution on doit considérer que l'intensité maximale est limitée par la puissance des onduleurs photovoltaïques et du générateur auxiliaire du micro-réseau, et que la chute de tension au point le plus éloigné dans le réseau BT sera également calculée en fonction de cette puissance maximale des équipements installés;
- Le contrôle des lignes d'éclairage public peut être commandé de préférence à partir du système photovoltaïque, permettant l'activation de son fonctionnement à l'arrivée du crépuscule et la régulation des heures de fonctionnement en fonction de l'état de charge du système;
- L'installation des compteurs doit de préférence être effectuée à l'extérieur des foyers. Ils doivent être plombés et avec les conducteurs du branchement convenablement protégés à l'arrivée, ce qui empêche l'accès aux contacts et connexions et permet l'inspection visuelle et la détection des éventuelles fraudes.

Pour le dessin et conception technique des micro-réseaux hybrides les standards internationaux suivants peuvent être pris en compte:

Électrification rurale par des EERR:

• IEC/PAS 62111 Ed. 1.0 en. 1999. Amended by IEC/TS 62257-6 Ed. 1.0 en:2005
Specifications for the use of renewable energies in rural decentralised electrification
• IEC/TS 62257-1 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 1: General introduction to rural electrification.
• IEC/TS 62257-2 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 2: From requirements to a range of electrification systems.
• IEC/TS 62257-3 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 3: Project development and management.
• IEC/TS 62257-4 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 4: System selection and design.

• IEC/TS 62257-5 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 5: Protection against electrical hazards.
• IEC/TS 62257-6 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 6: Acceptance, operation, maintenance and replacement.
• IEC/TS 62257-7 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 7: Generators.
• IEC/TS 62257-7-1 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 7-1: Generators - Photovoltaic arrays.
• IEC/TS 62257-7-3 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 7-3: Generator set - Selection of generator sets for rural electrification systems.
• IEC/TS 62257-8-1 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 8-1: Selection of batteries and battery management systems for stand-alone electrification systems - Specific case of automotive flooded lead-acid batteries available in developing countries.
• IEC/TS 62257-9-1 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-1: Micropower systems.
• IEC/TS 62257-9-2 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-2: Microgrids.
• IEC/TS 62257-9-3 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-3: Integrated system - User interface.
• IEC/TS 62257-9-4 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-4: Integrated system - Userinstallation.
• IEC/TS 62257-9-5 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-5: Integrated system - Selection of portable PV lanterns for rural electrification projects.
• IEC/TS 62257-9-6 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 9-6: Integrated system - Selection of Photovoltaic Individual Electrification Systems (PV-IES).
• IEC/TS 62257-12-1 Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification - Part 12-1: Selection of self-ballasted lamps (CFL) for rural electrification systems and recommendations for household lighting equipment.

À part de ces standards, les règlementations nationales de chaque pays devront être prises en compte lors de la conception du système, surtout pour la conception des systèmes BT.

CHAPITRE 5: Entretien des micro-réseaux photovoltaïques

TABLE DES MATIÈRES

5.1 Introduction **80**
5.2 Entretien basique quotidien **80**
5.3 Entretien préventif spécialisé **81**
5.4 Entretien correctif spécialisé **82**
5.5 Suivi et supervision de l'opération **82**

5.1 Introduction

L'un des facteurs clé et même indispensable pour qu'un micro-réseau fonctionne avec succès est un bon entretien et une supervision technique appropriée.

Normalement, il est de la responsabilité de l'opérateur du micro-réseau d'assurer l'entretien et le contrôle des équipements installés jusqu'au point de raccordement du réseau de distribution avec les installations intérieures des usagers.

Étant donné que ces installations sont souvent situées dans des endroits reculés – dans lesquels il est souvent difficile de trouver et d'assurer un personnel qualifié de façon permanente – le système doit être conçu de manière simple et robuste pour simplifier au maximum l'entretien nécessaire. Cependant, l'entretien doit être planifié dès le début, viable et assuré par l'opérateur du système : en ce sens, les prévisions au moment de l'exécution des installations en ce qui concerne le stock de pièces de rechange et les outils nécessaires pour assurer la maintenance – par rapport aux instructions des fabricants des équipements qui intègrent le micro-réseau – est un aspect important à considérer.

Le projet doit donc avoir un plan d'entretien qui -à partir des révisions du fonctionnement du système et des interventions correctives- permette l'identification des faiblesses et des améliorations à mettre en œuvre au cours de la vie de l'installation.

L'existence de plusieurs micro-réseaux dans une région peut devenir un facteur clé pour abaisser et optimiser les coûts des visites périodiques des techniciens qualifiés de l'organisation responsable de l'entretien.

En général, on peut distinguer quatre niveaux différents d'entretien qui peuvent être exécutés par un ou plusieurs organismes ou entreprises sous la supervision du gestionnaire ou de l'opérateur du système, et qui sont décrits dans les sections suivantes du présent chapitre.

5.2 Entretien basique quotidien

L'entretien basique quotidien et non spécialisé de l'installation est généralement effectué par des personnes liées à l'opérateur du micro-réseau et qui résident dans la ville où le micro-réseau est placé. Ce qui fait qu'ils peuvent agir rapidement en cas d'incident ou de panne dans le système. Souvent, cette tâche est assumée par plus d'une personne afin d'assurer à tout moment la présence d'un technicien responsable.

Il s'agit d'un entretien qui n'exige pas de grandes compétences techniques mais qui est d'une grande importance pour la tenue du système. Il comprend des tâches basiques de surveillance et de contrôle qui doivent être menées à terme de façon très régulière afin d'assurer un bon fonctionnement du système et une résolution efficace des petits problèmes qui peuvent se produire. Il n'est pas nécessaire que les personnels en charge aient un haut niveau de formation en électricité ou systèmes photovoltaïques, mais il est essentiel qu'ils aient reçu une formation spécifique pour comprendre la signification des différents indicateurs et alarmes, les éléments basiques de manipulation du système et les protocoles à suivre.

Les opérations habituelles comprenant l'entretien basique quotidien, d'une périodicité hebdomadaire, sont les suivantes:

- vérification des indicateurs généraux et de l'absence d'alarmes et avertissements qui signaleraient un dysfonctionnement,
- contrôle d'accès au système photovoltaïque,
- contrôle de l'état de charge des batteries du système photovoltaïque et des éléments auxiliaires (générateur, etc.),
- contrôle du niveau de l'électrolyte des batteries et, si nécessaire, remplissage avec de l'eau distillée (pas nécessaire dans le cas des batteries scellées),
- nettoyage de la surface des panneaux photovoltaïques si nécessaire (normalement pendant la saison des pluies, cette tâche peut être ajournée),
- contrôle de l'absence d'ombre sur les panneaux photovoltaïques (au moins pendant 3 heures avant et après midi),
- nettoyage et entretien des salles techniques et de l'espace global de l'installation photovoltaïque,
- mise en service du générateur si nécessaire,
- contrôle et fourniture de la réserve de gasoil,
- contrôle et fourniture de la réserve d'eau distillée (pas nécessaire dans le cas des batteries scellées),
- révision du stock de pièces de rechange et d'outils,
- contrôle des services auxiliaires fournis par la centrale (régulation saisonnière concernant l'éclairage, la minoterie, le chargeur de batteries, etc.) (dans le cas où il n'y aurait pas un responsable spécifique),
- en cas d'alarme ou d'un dysfonctionnement qui ne puisse pas être résolu par lui, donner un avis aux techniciens chargés de la maintenance corrective et aux responsables établis par l'opérateur,
- permettre l'accès aux installations aux techniciens spécialisés si nécessaire,
- Dans certains cas, ils peuvent prendre en charge les tâches liées à la gestion comme la recharge d'unités des compteurs, par exemple.

Figure 1 Contrôle de la densité de d'électrolyte des batteries

SOURCE: Azimut 360

Figure 2 Nettoyage des panneaux photovoltaïques

SOURCE: Azimut 360

En aucun cas le personnel chargé de l'entretien basique quotidien ne doit manipuler les installations de génération au-delà de leurs capacités techniques et des tâches qui leur ont été conférées.

5.3 Entretien préventif spécialisé

L'entretien préventif spécialisé doit être effectué régulièrement par un personnel expert lié par contrat avec l'opérateur. Ce personnel doit avoir des connaissances techniques approfondies (au niveau d'un installateur professionnel) sur l'électricité en basse tension et une vaste expérience dans les systèmes photovoltaïques. Et, habituellement, les techniciens qui le mènent à terme sont recrutés dans les localités près de l'emplacement du micro-réseau, de sorte que les frais de déplacement soient raisonnables.

Les tâches d'entretien préventif ont pour buts principaux ceux qui suivent :
- détecter et corriger les dysfonctionnements dans les équipements,
- anticiper les pannes graves,
- veiller à la bonne utilisation des installations,
- assurer la durée de vie des équipements.

Les vérifications habituelles qui comprennent l'inspection préventive, menée à terme d'habitude avec une périodicité trimestrielle, sont:

- état correct des structures de support et fixations,
- état des modules photovoltaïques et de leurs connexions,
- absence d'ombres sur l'ensemble photovoltaïque,

- production des différents groupes des modules photovoltaïques,
- performance de la régulation photovoltaïque (régulateurs ou onduleurs de connexion au réseau),
- état de conservation mécanique et électrique des accumulateurs,
- besoin d'égalisation des batteries,
- paramètres de configuration des équipements,
- performance de(s) onduleur(s),
- bon fonctionnement des sondes, du système d'acquisition de données et du monitoring,
- bon fonctionnement du groupe électrogène et changement d'huile et filtres si nécessaire,
- fonctionnement des protections électriques,
- alarmes, expiration des extincteurs et autres éléments de sécurité,
- lignes de distribution et l'éclairage public,
- fonctionnement correct des appareils de consommation de la centrale et des services auxiliaires,

La fréquence d'exécution des tâches de maintenance préventive doit être strictement respectée.

5.4 Entretien correctif spécialisé

L'entretien correctif spécialisé concerne les travaux éventuellement développés suite à une panne ou à un mauvais fonctionnement des équipements qui intègrent l'installation photovoltaïque et qui n'ont pas pu être détectés ou résolus lors de l'exécution des tâches d'entretien préventif.

Ces travaux correctifs impliquent souvent le remplacement d'un ou plusieurs composants des installations. La disponibilité des pièces de rechange est donc essentielle à la réalisation effective de ces travaux. Outre le stock complet de pièces de rechange pour assurer une résolution rapide des incidents, il faut prévoir une voie d'approvisionnement efficace pour les différents composants de l'installation. Ceci est particulièrement important lors de la conception du micro-réseau, en essayant de toujours sélectionner les équipes qui ont des fournisseurs fiables sur le marché local ou national. Une fois que les pièces qui composent le stock des pièces de rechange ont été utilisées, elles doivent être remplacées immédiatement, de sorte que le stock des pièces de rechange comprend toujours le nombre d'unités de réserve prévues.

Figure 3 Nettoyage et graissage des bornes des batteries

SOURCE: Azimut 360

Les travaux d'entretien correctif doivent être effectués par un personnel technique avec une formation spécialisée dans les systèmes photovoltaïques et spécifiquement dans les équipements qui intègrent les micro-réseaux. Souvent, ce sont les mêmes techniciens chargés de l'entretien préventif qui sont aussi responsables de l'entretien correctif et, dans le cas où il faut faire face à certains types de défaillances de plus grande complexité, ils peuvent recourir à un support externe qui puisse les aider.

Ces techniciens sont souvent aussi les techniciens qui exécutent des travaux extraordinaires liés au micro-réseau. Cela peut être l'extension du réseau électrique de distribution ou de l'éclairage public, la connexion de nouveaux usagers, l'extension de la puissance du système, la déconnexion du service des usagers qui ne paient pas, etc.

5.5 Suivi et supervision de l'opération

Après l'achèvement du projet et la mise en service du micro-réseau photovoltaïque, il est conseillé de maintenir un suivi et une surveillance de l'opération et de l'entretien du système, tant au niveau technique qu'économique, pour atteindre les objectifs suivants:

- Validation des hypothèses techniques et économiques assumées par le projet (dépenses et revenus prévus, capacité technique des techniciens pour faire l'entretien du système, etc.),
- Veiller à ce que les limites techniques et économiques du système soient respectées tout au long du fonctionnement du système (énergie et puissance maximales contractées, amortissement économique des équipements, etc.),
- Veiller à ce que les modifications qui pourraient être apportées n'affectent pas la durabilité du service à long terme (par exemple, une réduction des tarifs ou de la fréquence de la mise en œuvre des tâches d'entretien préventif peuvent être des mesures intéressantes à court terme mais peuvent compromettre la durabilité du fonctionnement du système à long terme),
- Assurer la cohérence avec les objectifs de développement social et économique posés au début du projet et, en général, avec les critères d'électrification rurale du pays.

Figure 4 Vérification d'un onduleur photovoltaïque

SOURCE: Azimut 360

Normalement, cette tâche peut être effectuée de manière appropriée par le bureau technique qui a été responsable de la conception du système et du contrôle des travaux d'installation, mais peut également être faite par le développeur ou par des institutions spécialisées de l'Etat.

Du point de vue du suivi au niveau technique, la supervision entraînera les tâches suivantes dont la périodicité recommandée pour les mener à terme est semestrielle (ou au maximum annuelle):

- analyse des données opérationnelles obtenues grâce au système de surveillance,
- contrôle des résultats collectés dans les fiches techniques d'entretien préventif,
- liste des usagers mise à jour avec la puissance et l'énergie journalières disponibles pour chaque branchement,
- rapports de défaillances et d'incidents survenus au cours de la période de fonctionnement.

Figure 5 Techniciens pour l'entretien correctif

SOURCE: Azimut 360

CHAPITRE 6: Coûts et revenus d'exploitation

TABLE DES MATIÈRES

6.1 Introduction 84
6.2 Cycle de vie des équipements d'un micro-réseau 84
6.3 Coûts 85
6.3.1. Coût des installations/ Investissement initial 85
6.3.2. Coûts de Fonctionnement et d'Entretien 86
6.3.3. Coûts d'amortissement des équipements 87
6.4 Structure tarifaire 87
6.4.1. Concepts à prendre en considération 87
6.4.2. Composition de l'abonnement 89
6.4.3. Mécanismes de paiement 91
6.4.4. Calcul des tarifs 91
6.5 Revenus 92
6.5.1. Revenus des tarifs 92
6.5.2. Revenus d'aides et/ou subventions 93
6.5.3. Revenus d'activités complémentaires 94
6.6 Estimation des flux de trésorerie ou cashflow 94
6.6.1. Dépenses 94
6.6.2. Revenus annuels 95

6.1 Introduction

Planifier de manière adéquate la gestion économique des coûts et des revenus d'un micro-réseau solaire hybride est une tâche à accomplir avec autant d'exactitude et de précision que possible afin d'éviter des écarts imprévus qui pourraient laisser inachevées les infrastructures dans la phase de construction, et en phase d'exploitation pourraient compromettre la durabilité à long terme de celles-ci, avec toutes les conséquences que cela impliquerait sur le plan économique, social et environnemental.
Les coûts et les revenus d'exploitation d'un micro-réseau varient en fonction du scénario temporaire considéré pour en faire l'analyse et, puisqu'un micro-réseau est formé par différentes parties qui, à leur tour, sont formées par différents équipements, il faudra faire une analyse de la durée de vie utile des différents composants pour estimer la durée de la vie utile globale du système.

6.2 Cycle de vie des équipements d'un micro-réseau

Comme mentionné ci-dessus, le cycle de vie des équipements d'un micro-réseau est différent pour chacun d'eux et cela ne dépend pas seulement de leur qualité et performance mais aussi des facteurs suivants:

- Le dimensionnement correct des équipements dans la phase de conception du micro-réseau: cette question est essentielle pour que leur utilisation (et donc vie utile) soit celle qui avait été prévue.
- Une utilisation correcte et un entretien régulier des équipements.

Si le dimensionnement est approprié (voir le chapitre 4) et si l'entretien des équipements se fait correctement et régulièrement (voir le chapitre 5), on estime couramment la durée de vie du micro-réseau à 25 ans, ce qui équivaut à la durée de vie du composant le plus durable (les modules PV). À partir de ce scénario temporaire qu'on prend (25 ans habituellement) on détermine les équipements qui devront être remplacés périodiquement et leur coût associé.
Dans le tableau suivant on estime la durée de vie des composants principaux d'un micro-réseau et le nombre de remplacements nécessaires pour chaque au long du cycle de vie du micro-réseau, estimé à 25 ans. Ce nombre de remplacements conditionnera les coûts d'amortissement associés à chaque équipement qui devront être pris en compte dans l'analyse des coûts d'exploitation:

Équipe	Garantie contre les défauts de fabrication	Perte de la performance	Durée de vie estimée	Remplacements en 25 ans
Module PV	10/12 ans	Perte de 20% de la puissance nominale après 25 ans	25 ans*	0
Batteries	2 ans	Selon le type de batterie et d'utilisation **	8-12 ans**	2
Équipements de régulation et transformation	5 ans (extensible à 10 ans)	Obsolescence	15 à 25 ans selon la technologie	0/1
Groupe Electrogène	2 ans	Panne du moteur	Selon la technologie et le nombre moyen d'heures d'utilisation: Diesel 1500 rpm: 60.000h Diesel 3000 rpm: 30.000h	0 - Si le GE est utilisé de façon auxiliaire. 1-3 – Quand le GE fonctionne de façon habituelle en fonction des h/jour et de la technologie choisie.
Aérogénérateur petite puissance	De 2 à 5 ans	Obsolescence / panne du moteur	10 à 15 ans selon la technologie	1/2
Turbine hydroélectrique petite puissance	De 2 à 5 ans	Obsolescence / panne du moteur	15 à 25 ans selon la technologie	0/1
Compteurs	2 ans	Obsolescence	15 à 25 ans selon la technologie	0/1
Installations de distribution d'énergie	Garantie d'installation d'1 année	Détérioration	> 25 ans	0

**: En raison du développement rapide de la technologie photovoltaïque au cours des dernières décennies la durée de vie de quelques composants est incertaine ; on prend une estimation prudente basée sur les garanties offertes par les fabricants et sur l'obsolescence des équipements due au rapide développement mentionné.*
***: La durée de vie des batteries est liée à l'utilisation cyclique et à la température d'usage ; on parle de cycles de vie en fonction des cycles de charge et décharge totales de la batterie à certaines profondeurs de décharge (DOD: deep of discharge). On peut prendre comme référence une vie utile de 2.800 cycles à 60% de DOD et 20ºC pour batteries OPzS et de 1.600 cycles à 60% de DOD et 20ºC pour batteries OPzV.*

6.3 Coûts

Une analyse minutieuse nous amène à considérer trois types différents de coûts:

- **coûts d'investissement initiaux,**
- **coûts d'exploitation:** coûts d'opération et d'entretien,
- **coûts d'amortissement:** coûts de remplacements des équipements à la fin de leur vie utile.

Les coûts d'investissement initiaux et les coûts d'exploitation seront conditionnés par le contexte géographique et socio-économique de chaque projet et il faudra prendre en considération la variabilité de ceux-ci en fonction de ces facteurs et au fil du temps.

6.3.1. Coût des installations/ Investissement initial

Le coût des installations ou bien le coût d'investissement initial sont les coûts liés à l'investissement réalisé pour l'exécution des installations de génération et distribution de l'énergie. Souvent, mais pas toujours, l'investissement initial est fait par le même acteur qui après sera chargé de l'exploitation du micro-réseau.

Les coûts qui devront être pris en compte sont:

- Coût de la construction et la mise en service de la centrale de génération d'énergie,
- Coût de la construction et la mise en service de l'installation de distribution d'énergie basse tension (BT) et raccordements.

Dans certains cas, il peut y avoir une partie importante de l'investissement initial financé par des institutions publiques nationales ou internationales dont la mission est l'amélioration de l'accès à l'énergie. Dans ce cas, le coût initial doit être considéré comme:

C initial = C centrale génération + C distribution - Subvention

Si l'investissement est réalisé par le capital privé ou à travers d'un crédit, il faudra prendre en considération les coûts financiers liés à l'investissement (intérêts du crédit, etc.).

C initial = C génération + C distribution + C financier

Les principaux coûts qu'il faudra prendre en considération pour l'investissement initial sont ceux qui suivent:

Éléments de génération:

- Structures de fixation des modules PV ;
- Modules photovoltaïques ;
- Batteries ;
- Équipes de régulation et transformation de la puissance ;
- Câblage et protections ;
- Système de monitoring de l'installation ;
- Groupe Electrogène auxiliaire ;
- Autres sources auxiliaires (éolienne, hydroélectrique, biomasse) ;
- Pièces de rechange et outils d'entretien ;
- Construction des salles techniques ;
- Main d'œuvre d'installation et câblage des équipements.

Figure 1 Installation de modules photovoltaïques

SOURCE: Azimut 360

Éléments de distribution:

- Réseau de distribution d'énergie et éclairage public ;
- Foyers et contrôle d'éclairage public ;
- Branchements des utilisateurs ;
- Compteurs/dispensateurs d'énergie et protections.

Figure 2 Installation de l'éclairage public

SOURCE: Azimut 360

Parfois on inclut dans les coûts de distribution la réalisation d'une installation intérieure basique (quelques prises et deux ou trois ampoules) dans les foyers bénéficiaires pour permettre le démarrage de la consommation alors que le Micro-réseau est mis en service. Il est fortement recommandé d'inclure, dans les coûts initiaux, les outils de base pour l'entretien préventif et correctif ainsi qu'un stock suffisant de pièces de rechange.
Les coûts financiers liés à l'investissement initial peuvent être totale o partialement inclus dans la matrice des coûts d'exploitation.

6.3.2. Coûts de Fonctionnement et d'Entretien

Les coûts de fonctionnement et d'entretien du micro-réseau peuvent être divisés entre les coûts qui sont fixes - c'est à dire, indépendants de l'énergie produite par le système (kWh), du nombre de clients et de leur consommation - et les coûts variables et qui dépendent donc du nombre de clients et de leur consommation. On identifie, ensuite, les principaux coûts liés au fonctionnement et à l'entretien d'un micro-réseau.

6.3.2.1 Coûts fixes

Les éléments suivants sont inclus dans les coûts fixes:

- Salaires et/ou per diem des responsables de la gestion et du fonctionnement du micro-réseau (même si c'est essentiellement un coût fixe, il peut augmenter légèrement si le nombre d'utilisateurs du micro-réseau croît beaucoup),
- Loyers, fournitures de bureau, services (eau, électricité, téléphone) et consommables,
- Véhicules, carburant et assurances,
- Outils pour l'entretien préventif et correctif des installations,
- Tâches périodiques d'entretien préventif des installations,
- Organisation des rencontres directifs (selon le modèle de gestion mis en place),
- Assurance de responsabilité civile et assurance du bureau (et des installations, le cas échéant),
- Assistances techniques éventuellement nécessaires (techniques, de gestion, etc.),
- Taxes, impôts, licences ou permis d'opérateur.

6.3.2.2 Coûts variables

Les coûts suivants sont des coûts variables:

- Travaux d'entretien correctif éventuellement nécessaires,
- Remplacement des équipements endommagés et du stock de pièces de rechange,
- Extensions du réseau et nouveaux branchements,
- Carburant pour le groupe électrogène auxiliaire.

Il faudra considérer un certain IPC (Indice des prix à la consommation) lié à l'évolution de ces coûts fixes et variables (matériel, salaires, etc.).

6.3.3. Coûts d'amortissement des équipements

On considère comme coûts d'amortissement des équipements ceux qui sont liés au remplacement des équipements à la fin de leur vie utile et selon le scénario temporaire de fonctionnement considéré (voir la section 6.2 Cycle de vie des équipements d'un micro-réseau).

Afin de faire une estimation réaliste des coûts d'amortissement des équipements, il faudra estimer un IPC annuel qui aura un impact sur l'achat futur des équipements à remplacer, en fonction de l'année où l'achat sera fait par rapport à l'année 0, considérée comme telle celle dans laquelle le micro-réseau a été construit et mis en fonctionnement.

Figure 3 Banc de batteries d'installation photovoltaïque

SOURCE: Azimut 360

6.4 Structure tarifaire

La détermination d'une structure tarifaire appropriée est un défi qui n'est pas facile mais qui est clé pour assurer la durabilité du micro-réseau à long terme. Cette structure tarifaire dépendra de divers facteurs soumis aux caractéristiques spécifiques du pays et de la zone géographique d'emplacement du micro-réseau, du point de vue économique et du point de vue social et politique.

En ce sens, la règlementation dans les différents pays est extrêmement variable, alors que dans certains cas la marge de manœuvre peut être négligeable, et dans d'autres cas l'absence de couverture juridique peut faire obstacle à sa réalisation.

Les tarifs fixés d'un micro-réseau peuvent répondre à des logiques différentes (comme sera exposé dans la section suivante), mais en tout cas, il faudra qu'ils puissent couvrir les coûts de fonctionnement et d'entretien du Micro-réseau (fixes et variables), les coûts d'amortissement des équipements installés et le coût financier du capital initialement investi. En outre, il est recommandé de prévoir un montant pour des coûts imprévus, des éventualités qui pourraient compromettre la durabilité du micro-réseau à long terme.

L'ajustement du tarif au contexte économique, social et politique de l'emplacement du micro-réseau - c'est-à-dire, aux tarifs payés par les usagers d'énergie électrique dans les zones qui présentent des caractéristiques similaires dans le même pays - sera crucial pour l'obtention d'une bonne acceptation du modèle de gestion du micro-réseau, pas seulement par les utilisateurs mais aussi par les autorités locales et les institutions responsables des systèmes d'électrification rurale.

La capacité de la future population d'usagers du micro-réseau à faire face au payement des différents tarifs (ainsi qu'aux attentes de consommation d'énergie) **doit être étudiée à fond dans la phase initiale du projet** à partir d'une étude socio-économique complète pour assurer la viabilité du projet.

Mettre en place une structure qui soit en mesure de couvrir les coûts mentionnés et qui s'inscrive dans le contexte géographique, social et économique du site (capacité de payer et désir ou "culture de paiement pour le service" des usagers) est l'un des défis plus importants du projet.

Figure 4 Rencontre avec la communauté

SOURCE: Azimut 360

6.4.1. Concepts à prendre en considération

6.4.1.1 Concept d'Énergie Journalière Disponible (EJD)

Contrairement au concept plus largement utilisé autour de la puissance disponible pour être utilisée par chaque abonné, pour les micro-réseaux autonomes, qui ne sont pas connectés au réseau national, la limitation la plus importante et qui sera transmise à tous les usagers sera la quantité d'énergie disponible à être consommée. Le concept de puissance ne sera donc pas le seul facteur ni le plus important à prendre en considération pour calculer le tarif.

Ainsi, on définit l'Énergie Journalière Disponible ou l'Energy Daily Allocation (EDA) comme **l'énergie quotidienne disponible pour la consommation**. Un micro-réseau bien conçu permettra d'assurer la capacité d'approvisionnement de la somme des EDA établis pour chaque utilisateur du système.

Il faudra prendre en compte que, par leur nature même, le système de génération photovoltaïque a une production limitée d'énergie quotidienne et une limitation par rapport à la capacité d'accumulation, laquelle habituellement est de l'ordre de quelques jours. Par conséquent, ce qui limitera la consommation de l'EDA de chaque utilisateur ne sera pas seulement journalière, mais aussi en fonction des jours d'autonomie.

Il faudra assurer la disponibilité d'une source d'énergie complémentaire non stochastique (comme c'est le cas d'un groupe électrogène) qui permette d'assurer le service en cas d'une concentration éventuelle de la consommation d'énergie dans des moments spécifiques qui dépasse l'EDA agrégée et la limite de jours d'autonomie du système considérés dans le dimensionnement du micro-réseau.

6.4.1.2 Types de structure tarifaire

On peut définir quatre types principaux de structures tarifaires d'un micro-réseau : progressive, régressive, temporaire et flexible. Il faut considérer que les structures tarifaires non-linéaires (le prix de l'énergie est indépendant du niveau de consommation du client) ont tendance à permettre l'existence de différents types de consommateurs et cela aura une incidence sur la composition des types de tarifs contractés et sur la complexité de la gestion de ceux-ci, mais aussi sur la performance du système photovoltaïque et sur l'intensité d'utilisation de celui-ci. Les principaux avantages, caractéristiques, et implications de chacun des types de tarifs sont énumérés ci-dessous:

A) **Structure tarifaire progressive:** on fixe un prix bas pour une consommation faible et on augmente le prix unitaire à partir d'une certaine valeur.

Cette structure tarifaire favorise l'accès à l'électricité pour la population avec la plus faible capacité économique et entraîne souvent une gestion avec plusieurs petits clients. En même temps, la petite taille des demandes protège le système – limité en énergie et en puissance– d'usages intensifs qui pourraient le faire travailler à plusieurs reprises à la limite de sa capacité et éventuellement en raccourcir la vie utile.

B) **Structure tarifaire régressive:** le prix de l'énergie diminue quand la consommation augmente.

Ce type de tarifs promeut un nombre réduit de grands clients, normalement reliés à des installations productives. Cela facilite la gestion du système et favorise le développement industriel, mais en même temps peut représenter un obstacle à l'accès à l'électricité de la population avec une capacité économique plus faible.

C) **Structure tarifaire saisonnière:** on établit des tarifs saisonniers liés aux mois de plus grande production solaire.

Très intéressant dans le cas du photovoltaïque en raison de sa tendance saisonnière : la production est beaucoup plus élevée au cours des mois de plus grand rayonnement. De sorte que, si le système a été dimensionné pour le mois de rayonnement le plus bas, il produit un surplus qui n'est pas consommé. Les tarifs saisonniers liées aux mois de production solaire plus importante peuvent aider à optimiser l'usage de l'installation et permettre d'obtenir des bénéfices extraordinaires.

D) **Structure tarifaire variable:** le prix de l'énergie varie en fonction de l'heure, du jour, de l'offre, de la demande d'énergie et de la source d'énergie utilisée pour générer l'électricité.

Cette structure est également très intéressante dans le cas du photovoltaïque parce que la production est concentrée dans des moments particuliers de la journée : encourager la consommation au cours de cette tranche horaire permet d'approximer les courbes de charge et de production et d'augmenter à la fois la performance de l'installation et les revenus tarifaires.

Structure tarifaire	Description	Avantages	Inconvénients
Progressive	Le prix de l'énergie augmente avec la consommation.	Il favorise l'accès à l'électricité pour la population avec plus faible capacité économique. Protège le système –en limitant l'énergie et la puissance-d' usages intensifs.	Schéma de gestion de plusieurs petits clients (augmente la difficulté de gestion).
Régressive	Le prix de l'énergie diminue avec la consommation.	Promeut un nombre réduit de grands clients, normalement reliés à des installations productives. Facilite la gestion du système et favorise le développement industriel.	Peut représenter une barrière pour l'accès à l'électricité de la population avec moins de capacité économique.
Saisonnière	Le prix de l'énergie varie selon la période de l'année.	Optimisation du système à travers l'utilisation de l'énergie les mois où il y en a davantage (le dimensionnement a été fait pour le mois de moins de radiations). Permet d'obtenir des revenus extraordinaires.	Difficulté due à la gestion des clients saisonniers. Il faut créer des infrastructures (branchements, réseau, compteurs, etc.) qui seront utilisées uniquement de façon saisonnière.
Variable	Le prix de l'énergie varie en fonction de l'heure, du jour, de l'offre et la demande et de la source d'énergie.	Permet d'approximer les courbes de charge et de production et d'augmenter à la fois la performance de l'installation et les revenus tarifaires.	Difficulté d'implémentation (au niveau du comptage).

6.4.2. Composition de l'abonnement

Quelle que soit la structure tarifaire choisie pour les tarifs du micro-réseau, il faut considérer d'abord un paiement initial pour obtenir le droit de branchement au micro-réseau. Les paiements successifs sur la consommation d'énergie devront aussi prendre en considération la puissance instantanée disponible pour l'usager d'un côté et l'Energie Journalière Disponible de l'autre.

6.4.2.1 Paiement initial pour le droit de branchement:

L'on fixe un montant à payer lors de la signature du contrat entre l'opérateur du micro-réseau et l'usager, un paiement nécessaire pour se brancher au réseau et devenir client du système. Ce paiement est une mesure pour assurer l'engagement du client et montrer la volonté de devenir client du système.

Il faut considérer qu'une grande proportion des utilisateurs potentiels du micro-réseau ne pourra pas faire face au paiement en une seule fois pour obtenir le droit à se brancher. Il faudra donc prévoir des mesures pour pouvoir payer ce droit en plusieurs versements, ou même l'affecter sur le prix du tarif mensuel pendant une certaine période.

Figure 5 Branchement électrique

SOURCE: Azimut 360

Le contrat à signer entre l'opérateur du micro-réseau et

Le contrat à signer entre l'opérateur du micro-réseau et l'utilisateur devra considérer le mécanisme de sanction en cas de non-paiement des tranches successives.

6.4.2.2 Paiements périodiques en concept de tarif:

En plus des structures tarifaires susmentionnées qui répondent à l'approche conceptuelle de l'utilisation et du fonctionnement du micro-réseau, il faut définir un cadre de tarifs pour les usagers en fonction de la puissance souscrite, de l'énergie disponible ou des deux. Selon le concept sur lequel le tarif est basé, il y aura différents types de tarifs:

A) **Tarif sur la puissance:** basé sur la consommation maximale instantanée (kW), il faudra compter sur des interrupteurs généraux de puissance individualisés pour chaque usager. Le client consomme librement l'énergie et il est seulement limité par la puissance souscrite.
B) **Tarif sur la consommation:** basé sur l'énergie consommée (kWh), il faudra considérer des compteurs individuels pour chaque client/usager.
Dans les tarifs sur la consommation, on peut distinguer deux grandes catégories selon que l'énergie totale est limitée ou non:

B.1) Achat d'unités d'énergie: le tarif est défini par la quantité d'énergie à disposition, sans limitation de l'énergie totale journalière consommée.
B.2) Achat d'Unités EDA: dans le mode tarif forfaitaire EDA, le client peut consommer une quantité moyenne d'unités EDA par jour, prédéfinie et limitée par le tarif souscrit.
Si l'énergie journalière assignée n'est pas consommée, elle peut être accumulée dans le réservoir EDA jusqu'à une capacité nominale programmée préalablement.

Figure 6 Compteur prépayé dispensateur d'énergie
SOURCE: Azimut 360

C) **Prix par appareil:** en fonction du nombre et/ou du type de dispositifs qui consomment de l'énergie dans la maison (par exemple, X points de basse consommation + 1 TV + 1 réfrigérateur).
L'inconvénient de ce tarif c'est qu'il faut faire un contrôle rigoureux de l'utilisation réelle qui se produit dans les installations à travers des visites périodiques non programmées.

D) **Tarif par service:** basé sur d'autres unités de mesure comme les kilogrammes (kg) ou les litres (l), en fonction du service auquel le tarif est lié.
Il s'agit souvent d'un tarif pour l'utilisation de services énergétiques proportionnés par le micro-réseau, comme l'utilisation de machinerie communautaire (moulin, pompe, chargeur de batteries, ...).

Figure 7 Moulin électrique
SOURCE: Azimut 360

E) **Tarifs personnalisés par client:** basé sur les particularités de chaque client, du type d'institution, entreprise, service médical, etc.

Structure tarifaire	Description	Avantages	Inconvénients
par puissance	Le client est seulement limité par la puissance souscrite	Il n'y a pas besoin de compteur d'énergie. Gestion simple des tarifs.	Il n'y a pas de limitation au niveau de l'énergie. Risque de fraude élevé.
par consommation	Tarif basée sur l'énergie consommée.	Il permet de limiter la consommation maximale d'énergie. Permet l'application de structures tarifaires plus adaptées au type de consommateurs et non linéaires.	Il faut installer des compteurs individuels par chaque abonné. Gestion complexe des tarifs.
par appareil	Tarif en fonction du nombre et type d'appareils installés à la maison.	Il n'y a pas besoin de compteur d'énergie. Gestion simple des tarifs.	Le nombre d'appareils peut changer rapidement sans contrôle. Risque de fraude élevé.
par service	Tarif pour l'utilisation de services complémentaires.	Il permet au gestionnaire du système l'obtention de revenus supplémentaires.	Seulement applicable pour les activités complémentaires à la distribution d'énergie électrique.
personnalisé	Tarif négocié individuellement avec chaque client.	On peut envisager des critères sociaux tels que l'utilité publique des consommateurs lors du réglage du taux.	Les gros consommateurs ont beaucoup plus de pouvoir de négociation pour obtenir un tarif du type régressif.

6.4.3. Mécanismes de paiement

Les tarifs mentionnés ci-dessus peuvent être payés par les consommateurs à des moments différents de l'utilisation du service (avant ou après), ce qui nous fait deux catégories principales:

6.4.3.1 Tarifs de prépaiement:

Les utilisateurs paient à l'avance pour le droit de consommer un certain nombre de kWh à un prix fixe et le fonctionnement est semblable à celui des soldes de la téléphonie mobile prépayée. Il nécessite des appareils et un système informatique qui permettent le contrôle de la consommation et la mise à jour des soldes pour chaque utilisateur.
Ce système tend à protéger le Micro-réseau contre les non-paiements et contribue à la durabilité de celui-ci.

6.4.3.2 Tarifs de post-Paiement:

A la fin d'une période de temps (habituellement un ou deux mois), l'opérateur du micro-réseau fait une inspection de la consommation de chaque utilisateur et fait une facture à payer en fonction de celle-ci. Ce système nécessite l'installation de compteurs d'énergie électrique et d'une infrastructure pour surveiller efficacement la consommation individuelle. Contrairement aux tarifs prépayés, ce système ne protège pas le micro-réseau contre les usagers qui ont une consommation électrique mais qui n'arrivent pas à la payer, et c'est pour ça que souvent on prend des cautions à l'heure de la signature du contrat de service.

6.4.4. Calcul des tarifs

Le calcul des tarifs doit être prudent et doit être accompagné d'une estimation aussi précise que possible du nombre et du type d'utilisateurs pendant toute la durée de vie du Micro-réseau. Le Micro-réseau sera viable lorsque le montant total payé par les usagers (y compris les éventuelles subventions publiques existantes) sera égal ou supérieur au total des coûts d'exploitation de celui-ci. Idéalement il faudrait obtenir des revenus plus élevés que le total des frais afin d'attirer des capitaux privés à investir dans des micro-réseaux qui contribuent à l'électrification des zones rurales isolées. A priori, il faudra établir le nombre minimal d'utilisateurs (et les tarifs associés) nécessaires pour rendre viable le réseau au niveau économique.
Les tarifs des usagers du Micro-réseau peuvent être soumis au **Tarif Uniforme National**, ou bien peuvent être basés sur un **Taux Coût-Prix**.

6.4.4.1 Tarif National Uniforme:

Dans ce scénario, le prix fixé pour les utilisateurs du Micro-réseau serait le même que celui que paient les autres usagers du pays pour leur énergie, indépendamment du fait qu'elle provient directement du réseau national ou d'un micro-réseau dont la source d'énergie est renouvelable (solaire photovoltaïque) ou diesel.
Afin de respecter cette uniformité de prix avec d'autres consommateurs d'électricité du pays, il faudrait pouvoir compter soit avec des subventions de l'Etat pour couvrir la construction du Micro-réseau, soit avec des subventions directes aux consommateurs, car une des

caractéristiques d'un micro-réseau c'est que les coûts unitaires de génération (par kWh) et d'exploitation sont souvent plus élevés que les coûts associés au réseau électrique national.
Il faut prendre en considération que la fourniture d'électricité „conventionnelle" (sans origine dans un micro-réseau) est aussi souvent subventionnée, directement ou indirectement, en particulier dans les zones rurales éloignées des grandes villes ; il est intéressant d'identifier la partie subventionnée de l'énergie fournie à des consommateurs similaires afin de pouvoir négocier avec le gouvernement local les subventions futures que le projet de construction et d'exploitation du micro-réseaux ou bien les usagers de l'énergie de celui-ci pourraient recevoir.

6.4.4.2 Tarif Coût-Prix:

Dans le cas d'un tarif spécifique adapté à l'infrastructure du Micro-réseau, il sera nécessaire d'arriver à un consensus entre les différentes parties prenantes pour la mise en place d'un prix de l'énergie. Ainsi, en fonction du type de micro-réseau et de l'opérateur qui l'exploite, il y aura différents types de tarifs:

A) **Tarifs négociés:** les prix seront convenus par toutes les parties prenantes (gouvernement, fournisseurs de services, agences de l'énergie, investisseurs, commerçants, consommateurs).
B) **Tarifs approuvés:** les prix seront négociés directement entre l'opérateur et le consommateur, mais ils devront être validés et acceptés par le gouvernement.

Dans tous les types de tarif, il faudra partir d'un calcul de tarif qui tient compte de tous les coûts d'exploitation du micro-réseau qui ont été identifiés dans la section 6.3, ainsi que les avantages potentiels qui doivent exister afin d'encourager les capitaux privés à investir dans l'électrification des zones rurales isolées des grandes villes.
Certains des tarifs (aussi bien le Tarif National Uniforme que le Tarif Coût-Prix) pourraient éventuellement inclure les Primes Réglementées d'utilisation des énergies renouvelables comme source de production d'électricité. Ces primes sont un mécanisme utilisé pour encourager et favoriser le développement des énergies renouvelables et rendre son utilisation plus attrayante pour les petits et moyens investisseurs. Elles doivent être consciemment calculées pour ne pas nuire au système électrique du pays et sont généralement établies pour une longue période (15 à 25 ans) pour garantir la stabilité des systèmes tarifaires et la viabilité des investissements.

6.5 Revenus

Les revenus, dans le cas des micro-réseaux, proviennent principalement de trois sources : d'un côté, les tarifs payés à l'égard des ventes d'énergie aux usagers ; de l'autre, des subventions éventuellement existantes dans le pays ou la région ; et finalement des activités ou services complémentaires à la vente d'énergie fournis par le gestionnaire du système.

6.5.1. Revenus des tarifs

Les revenus provenant des tarifs sont le résultat de l'application des tarifs décrits dans la section 6.4 sur le nombre et les types d'usagers du Micro-réseau.
Comme indiqué ci-dessus, la conception des tarifs doit être accompagnée d'une estimation aussi précise que possible du nombre et du type d'usagers pendant toute la durée de vie du micro-réseau afin de conclure un calcul des revenus aussi réaliste que possible au cours des années envisagées et afin de rendre l'infrastructure économiquement viable.
Les revenus provenant des tarifs sont généralement affectés par l'IPC énergétique qui peut être estimé au début du projet, mais qui peut varier d'année en année ou même être inexistant si nous sommes assujettis au Tarif National Uniforme et celui-ci ne considère pas un IPC énergétique annuel.

6.5.2. Revenus d'aides et/ou subventions

Les revenus provenant d'aides ou subventions devraient être considérés seulement si les aides ou subventions sont destinées aux opérateurs/investisseurs des micro-réseaux ; au cas où elles sont destinées aux clients finaux, il faudra les prendre en considération dans la conception de la structure tarifaire et l'établissement des tarifs pour la vente d'électricité.
Les aides aux opérateurs/investisseurs des micro-réseaux sont conçues pour encourager le capital privé à s'intéresser aux micro-réseaux et les apprécier comme des investissements rentables, avec un taux interne de rendement intéressant compensant le risque de l'investissement qui existe souvent dans les contextes politiques qu'on trouve lors de l'analyse de la viabilité d'un micro-réseau pour l'électrification d'une zone rurale.
Les aides ou subventions pour la construction d'un micro-réseau peuvent être garanties parfois par des bailleurs internationaux ou par le gouvernement de la région ou du pays. En ce sens, au moment d'évaluer un projet potentiel, il est essentiel d'identifier les

gouvernements et les agences d'électrification avec des politiques intéressantes et stables dans le temps visant à promouvoir les micro-réseaux.
On identifie différents types d'aides ou subventions pour financer et/ou subventionner des projets d'électrification utilisant des micro-réseaux solaires:

- Aides à l'élaboration de plans d'électrification, études de viabilité, pré-projets, etc.,
- Aides à la construction de micro-réseaux solaires hybrides,
- Aides à l'opération et entretien de micro-réseaux, à travers des tarifs subventionnés ou d'aides directes aux opérateurs (par exemple en fonction du nombre d'abonnés auxquels ils rendent service),
- Aide à la génération d'énergie.

Il est présenté ci-dessous un tableau récapitulatif des aides les plus courantes, leur description et leurs avantages et limites:

Aide à l'investissement pour la construction	Montant qui subventionne/ financement d'une partie ou de la totalité de l'investissement initial.	-Apporte soutien seulement aux projets économiquement viables. -Facilité d'implémentation.	Il est concédé avant que le micro-réseau soit mis en service et que sa fiabilité soit testée.
Aide pour chaque usager connecté au micro-réseau	Paiement garanti pour chaque branchement au micro-réseau.	- Incitation à l'investissement afin de maximiser le nombre d'usagers dans des zones isolées.	- Risque de surutilisation par l'opérateur du système pour maximiser l'aide reçue et par conséquent impact négatif sur la qualité du service. - Il doit être bien conçu et prendre en compte la taille du consommateur connecté (petit, moyen ou grand consommateur d'énergie).
Aide à la production d'énergie électrique	Subvention sur l'électricité produite (couvre la différence éventuellement existante entre les coûts et les revenus)	- Forte incitation à mobiliser des capitaux privés. - Favorise et encourage l'entretien des installations. - Il est une garantie pour l'avenir, au moment où le réseau électrique arrive à l'emplacement du micro-réseau.	-Compteur fiable indispensable, révisions périodiques nécessaires. - Nécessite un cadre juridique stable dans le temps.
Aide directe aux usagers du micro-réseau	Subvention pour les personnes avec un pouvoir d'achat plus bas.	- Promeut que les consommateurs ruraux aient accès à l'électricité. - Augmente la viabilité du système, car elle favorise les nouvelles adhésions au service.	- S'il n'est pas correctement dimensionné peut entraver la perception de la valeur de l'énergie et décourager l'efficacité énergétique et les économies d'énergie.
Aide à l'Opération et l'Entretien du micro-réseau	Subventionne les coûts d'entretien et d'opération du micro-réseau (mais pas les coûts de l'investissement initial).	- Incitation à mobiliser des capitaux privés. - Favorise la création d'emplois stables en milieu rural.	- N'encourage pas la durabilité économique. - Nécessite un cadre juridique stable dans le temps.

6.5.3. Revenus d'activités complémentaires

L'exploitant d'un micro-réseau photovoltaïque hybride tient souvent à développer des activités complémentaires génératrices de revenus qui n'ont pas à voir directement avec la commercialisation de l'énergie : après avoir fourni tous les consommateurs, il a à sa disposition une quantité importante d'énergie disponible au niveau des excédents de production de la centrale photovoltaïque, qui peut être utilisée de telle façon que l'installation devienne une sorte de plateforme multifonctionnelle. L'exploitation de moulins électriques, chargeurs de batteries, réfrigérateurs ou autre petite machinerie peut rapporter des revenus additionnels qui permettent au gestionnaire d'équilibrer les dépenses avec ces apports extraordinaires.

6.6 Estimation des flux de trésorerie ou cashflow

Le flux de trésorerie sera établi sur une période du cycle de vie du micro-réseau (habituellement 25 ans comme indiqué dans la section 6.2) et prendra en compte la totalité des revenus prévus et des dépenses, année par année. Ci-dessous sont récapitulés les concepts exposés au long de ce chapitre qui devraient être considérés dans le cashflow d'un micro-réseau solaire hybride.

6.6.1. Dépenses

- Retour des investissements et intérêts des prêts (en cas de financement privé) ;
- Salaires ;
- Location du bureau et magasin, matériel et fournitures de bureau et services ;
- Véhicules, assurances et carburant ;
- Réparation ou substitution d'équipements, matériaux et pièces détachées ;
- Contrat d'entretien technique préventif et correctif (si l'entretien est sous-traité) ;
- Travaux d'extension du réseau de distribution et nouveaux branchements ;
- Assistances techniques ponctuelles (si elles sont éventuellement nécessaires) ;
- Fond d'amortissement des grands équipements (batteries, onduleurs) ;
- Gas-oil (une prévision des heures d'utilisation du groupe électrogène devrait être faite) ;
- Taxes et licences ;
- Perdiems, dépenses de fonctionnement et imprévus;

Figure 8 Réfrigérateur alimenté par énergie solaire

SOURCE: Azimut 360

Il faut prendre en compte qu'un certain taux d'inflation devra être considéré sur les équipements et matériaux ainsi que sur les salaires.

6.6.2. Revenus annuels

Le flux de trésorerie sera établi sur une période du cycle de vie du micro-réseau (habituellement 25 ans comme indiqué dans la section 6.2) et prendra en compte la totalité des revenus prévus et des dépenses, année par année. Ci-dessous sont récapitulés les concepts exposés au long de ce chapitre qui devraient être considérés dans le cashflow d'un micro-réseau solaire hybride.

- Subventions à la production d'énergie électrique ou à l'opération et entretien ;
- Tarifs des consommateurs privés (à partir du nombre des tarifs contractés de chaque montant) ;
- Tarifs des consommateurs publics (Centre de Santé, École). Quand les Ministères ou les institutions publiques locales ne prennent pas en charge la consommation des services publics, alors il faudra annuler ces revenus et les affecter sur les tarifs des privés ;
- Tarifs par usages productifs de l'énergie (par exemple moulins de grain, congélateurs communautaires, fer à souder, recharge de batteries, etc.).

Aussi un certain taux d'inflation devra être considéré sur les tarifs, toujours quand le cadre légal et les lois locales le prennent aussi en compte.

Le résultat du flux de trésorerie ou cashflow devrait être équilibré au long de toute la période temporaire établie pour éviter des tensions de trésorerie, avoir une valeur actualisée nette (VAN) au moins inférieure à la période de vie de la centrale et, dans le cas de l'exploitation par des entreprises privées, obtenir un taux de rendement suffisant et juste pour la partie d'investissement privée.

CHAPITRE 7 : Modèles de gestion des Micro-réseaux

TABLE DES MATIÈRES

7.1 Critères généraux 97
7.2 Rôles 97
7.2.1. Propriétaire 97
7.2.2. Bailleur de fonds / financeur 97
7.2.3. Concepteur et installateur 98
7.2.4. Clients 98
7.2.5. Mainteneur 99
7.2.6. Opérateur du Service 99
7.2.7. Gestionnaire du Service 99
7.2.8. Gouvernement local 100
7.2.9. Autres 100
7.3 Outils de gestion du micro-réseau 100
7.3.1. Limites techniques du service 101
7.3.2. Règlement du service électrique 101
7.3.3. Régime Tarifaire 101
7.3.4. Contrat gestionnaire - usager 101
7.3.5. Protocoles d'entretien 101
7.4 Modèles de gestion d'un Micro-réseau 103
7.4.1. Opérateur Public et Promoteur Public 103
7.4.2. Promoteur Public et Opérateur Privé 103
7.4.3. Promoteur Privé et Opérateur Privé 104
7.4.4. Opérateur communautaire et/ou coopératif 105
7.4.5. Modèles hybrides 106
7.4.6. Tableau récapitulatif 106

7.1 Critères généraux

Une organisation doit être mise en place pour établir la façon dont les tâches de gestion, d'opération et d'entretien du micro-réseau (G&O&M) seront faites, visant à garantir un service électrique dans certaines conditions de qualité tout au long de la vie utile de la centrale solaire.

Il existe différents modèles de gestion qui ont été mis en œuvre avec plus ou moins de succès au cours des dernières décennies et dans différents projets et pays. Ces modèles diffèrent les uns des autres en ce qui concerne les relations entre les différents acteurs impliqués dans la gestion du micro-réseau (par exemple, qui est le propriétaire du système, qui fait l'investissement initial, comment les relations entre les différents participants sont établies, etc.). Cependant, quel que ce soit le modèle de gestion choisi, il y a quelques rôles qui doivent toujours exister et être intégrés dans le modèle, en veillant à ce que le rôle soit joué par un acteur qui établira aussi des relations avec d'autres acteurs à travers des mécanismes appropriés.

Il faut noter qu'il n'y a pas un « modèle idéal », sinon que la pertinence du modèle dépendra du contexte politique, socio-économique, législatif et environnemental, ainsi que des ressources énergétiques disponibles localement.

Tous ces aspects devront être considérés de façon précise lors de la conception du modèle de gestion d'un micro-réseaux, pour essayer de mettre en place celui qui puisse optimiser le fonctionnement du service à long terme.

7.2 Rôles

Les rôles impliqués seront ceux qui sont nécessaires pour garantir la continuité d'un service essentiel tel que l'électrification domestique et communautaire, lors des différentes étapes de génération, distribution et utilisation/consommation d'énergie.

Certains de ces rôles peuvent être parfois joués par le même acteur, selon le modèle de gestion choisi.

7.2.1. Propriétaire

La propriété des équipements d'un Micro-réseau est une question fondamentale qui doit être décidée depuis le début du projet ; ce qui, dans de nombreux cas, aura une influence sur le modèle de gestion choisi pour le service.

D'une manière générale, il existe deux types de propriétés différentes:

Propriété publique:

- **État:** lorsque le financement des installations provient de l'État ou de subventions dont l'État est le bénéficiaire.

L'Opération du service sera souvent concédée à la société publique en charge de la distribution d'électricité dans la région. Cela pourrait être une concession à une entreprise privée (par le biais d'un mécanisme d'appel d'offres).

- **Communautaire:** lorsque le financement des installations provient de dons facilités par des ONG ou des institutions internationales, la propriété des équipements est souvent transférée à la communauté locale. Dans ce cas, la tendance sera à un modèle de gestion coopératif ou communautaire.

Propriété privée:

- **Entreprise privée:** lorsque le financement provient de capitaux privés, à travers des prêts commerciaux ou des fonds d'investissement, le modèle choisi sera habituellement un modèle de gestion par un opérateur privé.

- **Association des usagers:** dans certains cas, les bénéficiaires eux-mêmes sont capables de recueillir les fonds nécessaires pour la construction du micro-réseau pour leur donner accès à l'électricité. Le modèle choisi sera alors habituellement un modèle de gestion associative ou coopérative.

7.2.2. Bailleur de fonds / financeur

L'achèvement et la mise en service d'un micro-réseau nécessite un investissement important. Celui-ci n'est généralement pas abordable par les futurs usagers ni même par les autorités nationales, régionales ou locales en charge de l'électrification rurale. Cela implique un besoin de rechercher du financement externe, provenant d'institutions aussi bien publiques que privées.

Souvent, les gouvernements ont accès à des lignes de crédit à faible intérêt pour le développement de ce genre de projets, à travers des banques ou des institutions financières transnationales qui visent au développement des pays intégrés. Les gouvernements ont également la possibilité d'accéder à des fonds de la coopération bilatérale ou multilatérale axés sur le développement de ce genre de projets. Certaines ONGD sont capables parfois d'accéder à des fonds pour financer ce genre de projets, à travers des lignes ou programmes de coopération internationale visant à l'électrification rurale.

Dans le cas des bailleurs de fonds privés, la décision d'investir dans un projet de cette nature sera basée sur les ratios financiers (tels

que le taux interne de rentabilité TIR ou la valeur actuelle nette VAN) et le business plan du projet, en espérant un retour économique proportionnel au risque de l'investissement.
Le fait que le marché des micro-réseaux solaires hybrides soit un marché relativement nouveau et qu'il n'y ait pas beaucoup d'expériences précédentes réussies amènent de nombreux investisseurs à considérer qu'ils n'ont pas assez d'informations ou de garanties pour assumer le risque de financer ce genre de projets.

7.2.3. Concepteur et installateur

La conception et l'installation correctes des équipements du Micro-réseau sont deux facteurs clés pour assurer un service électrique de qualité tout au long de la durée de vie de l'installation.
Une conception du système, qui n'aurait pas été bien planifiée et qui aurait sous-estimé la demande des consommateurs et son évolution et augmentation au long des années, soumettra l'installation à des contraintes techniques qui pourraient compromettre la durabilité des équipements ainsi que la satisfaction des utilisateurs avec la qualité de service. En outre, si la demande est plus faible que prévu, cela mettra en danger la viabilité économique de l'exploitation, puisque les revenus par vente d'énergie seront plus faibles que prévu.
Finalement, un choix inapproprié ou incorrect des équipements pourrait entraîner de graves difficultés pendant la période de fonctionnement du micro-réseau.
Il est essentiel que le concepteur et installateur du Micro-réseau ait une expérience remarquable dans le domaine et, de préférence, dans la région spécifique où le projet est soulevé.

7.2.4. Clients

On peut distinguer entre les différents types d'utilisateurs ayant des besoins différents:

- **Client privé (foyers):** les villageois des zones rurales aspirent fortement à obtenir un service électrique fiable à un prix abordable qui leur permette d'éclairer les maisons, d'utiliser la télévision, de recharger leurs téléphones portables ou de conserver la nourriture réfrigérée. Dans de nombreux cas, ils partent sur la base d'une dépense importante des systèmes pré-électriques destinés à ces usages (tels que le kérosène, bougies, carburant ou bois), et ils sont prêts à dépenser de l'argent dans un système plus efficace, confortable, sûr (pas dangereux) et fiable.
- **Institutions sociales et services communautaires:** pour de nombreux pays l'électrification des équipements communautaires et sociaux est prioritaire, afin de fournir des services publics de qualité aux citoyens. Entre autres, ceux-ci comprennent: les écoles, les centres médicaux, l'éclairage public, les centres administratifs, les logements pour les fonctionnaires de l'état, les stations de pompage ou les infrastructures d'assainissement.
L'une des difficultés associées à ce type de client sera d'identifier qui sera responsable du paiement des coûts de branchement et de consommation d'électricité de ces équipements puisque leur consommation sera significative dans l'ensemble de consommations du micro-réseau. Les tarifs associés auront donc un impact majeur sur la viabilité économique du système de gestion. Souvent, puisque les Ministères (d'Éducation, Santé, etc.) qui devraient prendre en charge ces consommations ne le font pas, c'est la communauté même qui finira par assumer ces coûts d'une manière ou d'une autre.

Figure 1 Pompage électrique et château d'eau communautaire
SOURCE: Azimut 360

- **Client usages productifs:** il s'agit généralement de petites entreprises ou de petits entrepreneurs qui nécessitent fortement un service électrique fiable et économique pour leur développement et croissance. Ils ont un impact économique important sur la communauté et, généralement, il s'agit de clients fiables en raison de leur forte dépendance au service électrique ; c'est la raison pour laquelle de nombreux programmes donnent la priorité à ce type de clients qui permettent d'assurer la viabilité économique des micro-réseaux.

Certaines applications d'usages productifs de l'énergie sont:

- Agriculture : pompage d'eau pour l'irrigation, machinerie agricole, etc.
- Commercial : magasins, restaurants, bars, hôtels, services, etc.
- Production industrielle : scieries, serrurier, atelier de mécanique, moulins, mines, etc.

• Communication : tours de communication, station de recharge de téléphones mobiles, station Internet, etc.

Figure 2 Example d'usage productif | SOURCE: Azimut 360

Il faut prendre en compte que chaque structure productive a des courbes de charge de consommation différentes et qu'elles doivent être considérées dès la phase de conception du micro-réseau. De plus, ces clients sont très sensibles aux changements de tarif, de sorte qu'un changement significatif dans le prix de l'électricité pourrait entraîner des pertes pour leurs négoces et à la limite provoquer l'arrêt de l'activité.

7.2.5. Mainteneur

Le Mainteneur est le responsable de l'exécution des tâches de maintenance préventives et correctives associées au micro-réseau (voir chapitre 5).

Le service peut être sous-traité à une société externe. Cependant, très souvent, la maintenance (surtout préventive) est prise en charge par l'opérateur du service lui-même, par sa proximité avec l'installation, et parce qu'il peut la prendre en charge à un coût plus faible (s'il a des techniciens suffisamment qualifiés ou bien formés).

Figure 3 Technicien d'entretien du projet Gbreko Kenian

SOURCE: Azimut 360

7.2.6. Opérateur du Service

L'Opérateur du Service est le responsable de la gestion et de la supervision technique de tous les équipements qui composent la centrale de génération et de distribution d'énergie jusqu'aux branchements des clients.
En cas de panne d'un des équipements, il lui incombe d'avertir et de donner accès au Mainteneur (service technique) responsable de la maintenance corrective.
L'opérateur du service peut être une entreprise publique ou privée sous-traitée pour l'exécution exclusive de ces tâches. Cependant, très souvent, le rôle de l'Opérateur du Service est pris en charge par le même Gestionnaire du Service, lequel intègre les deux fonctions.

7.2.7. Gestionnaire du Service

Le Gestionnaire du Service est responsable du service électrique et donc de:

• Collecter les tarifs
• Embaucher et superviser l'Opérateur du Service et le Mainteneur du Service
• Faire la Coordination Générale des différents acteurs
• Garantir les flux financiers nécessaires pour assurer la continuité du service pendant toute la durée de vie du système.

Figure 4 Trésorière d'une Association Locale du projet Gbreko Kenian

SOURCE: Azimut 360

Selon la nature publique ou privée du Gestionnaire du Service des caractéristiques et motivations différentes peuvent exister:

Gestionnaire / Opérateur Public:
Généralement les Sociétés Électriques publiques ou de l'état sont conçues et organisées pour gérer les grands centres de production et de distribution de l'énergie dans le système du réseau électrique national, ainsi que les grands mini-réseaux interconnectés ou isolés. Ils sont rarement impliqués dans l'installation et le fonctionnement des micro-réseaux conçus pour un petit nombre d'utilisateurs car les coûts d'exploitation sont relativement élevés (au cas où il n'existe pas de centre opérationnel à proximité du site du micro-réseau) et ne peuvent pas être couverts par la faible performance économique de ces installations. En outre, souvent, ces Sociétés Électriques n'ont pas d'expérience dans cette solution technologique.
Une autre difficulté majeure est que ces opérateurs ont habituellement des tarifs établis harmonisés pour différents types de clients en fonction de la puissance contractée et de l'énergie consommée et ces taux ne peuvent pas discriminer les abonnés sur la base de l'emplacement ou de la technologie utilisée pour la génération d'énergie. Les tarifs pour les abonnés en milieu rural sont souvent à peine suffisants pour couvrir les coûts réels de fonctionnement d'un micro-réseau. Cependant, dans certains cas –dus à une volonté politique claire, à l'existence d'un opérateur public décentralisé ou à l'existence des subventions conjointes- on pourrait trouver un micro-réseau géré par un Opérateur Public.
Dans d'autres cas, l'Opérateur Public est seulement responsable de la réglementation et de la vérification des installations du point de vue strictement technique au lancement du système (ou le branchement des nouveaux abonnés), en laissant d'autres responsabilités aux sociétés privées ou aux communautés électrifiées par le micro-réseau.

Gestionnaire privé:
Historiquement, les gestionnaires privés de micro-réseaux ont été des petites coopératives ou associations, des structures juridiques liées aux mouvements sociaux, des ONG ou de petites entreprises locales, car les moyennes ou plus grandes entreprises ont généralement préféré être sous-traités pour fournir des travaux ou services (travaux d'installation ou construction, etc.). Cela, à cause des nombreuses difficultés et de la faible marge de bénéfice offerte par la gestion des micro-réseaux (spécialement quand il s'agit des micro-réseaux dans les petites collectivités éloignées).
Dernièrement, il y a des investisseurs et de grandes entreprises qui ont une expertise technique suffisante dans le domaine des micro-réseaux. Ils ont alors exprimé leur intérêt pour l'installation et la gestion de micro-réseaux hybrides solaires, si les conditions suivantes existent:

• Existence des processus juridiques et administratifs clairs, stable, favorables et simples,
• Possibilité de fixer les prix de vente de l'électricité (tarifs) en fonction des coûts réels d'exploitation du micro-réseau et indépendamment des tarifs réglementés de l'électricité,
• Coordination efficace avec les plans nationaux de l'énergie et les autorités publiques chargées de l'électrification rurale, de sorte que les emplacements identifiés ne soient pas inclus dans la prévision de l'extension du réseau national à court terme (ou qu'un accord de compensation ou de conversion sur un système couplé au réseau soit pris pour prévoir cette situation).

7.2.8. Gouvernement local
Il est essentiel que les autorités locales soient informées et approuvent le projet et le Modèle de Gestion du micro-réseau choisi, à la fois face à la communauté électrifiée et face aux autres organes administratifs.
Souvent certains représentants emblématiques de ces autorités peuvent participer comme membres honoraires aux organismes de gestion du micro-réseau ou aux comités de suivi qui font un contrôle non-technique du système.
En cas de conflit entre le Gestionnaire du système et certains utilisateurs les autorités locales impliquées pourraient jouer un rôle de médiation pour faciliter l'accord entre les différentes parties.

7.2.9. Autres
En fonction des caractéristiques particulières de chaque projet et de son emplacement, d'autres rôles que ceux décrits pourraient apparaître pour développer des tâches spécifiques. Ces rôles et les implications financières éventuellement existantes doivent être pris en compte dans l'étude de faisabilité du Micro-réseau.

7.3 Outils de gestion du micro-réseau
Dans tous les modèles de gestion possibles pour les Micro-réseaux, il y a un certain nombre d'instruments qui sont toujours présents et qui doivent être intégrés dans le Modèle de Gestion pour établir et faciliter le cadre des relations entre les différents rôles et acteurs.

Ci-dessous, une liste des outils les plus remarquables et fréquents:

7.3.1. Limites techniques du service

Les limites techniques du service du Micro-réseau doivent être clairement établies au moment de la conception du système et, de préférence, explicitées dans le Projet de Construction de la Centrale.
Cette limitation a un effet sur la puissance et l'énergie maximales qui peuvent être fournies par le système dans des conditions normales, de sorte que la somme totale des puissances nominales et énergie consommée par tous les usagers ne pourront jamais dépasser les limites initialement établies pour la centrale.
Après une période suffisante de fonctionnement du Micro-réseau (entre un et deux ans), et toujours si des données détaillées et fiables ont été enregistrées et sont disponibles, ces limites techniques peuvent être examinées et éventuellement modifiées par une équipe avec suffisamment d'expertise technique.

7.3.2. Règlement du service électrique

Un Règlement du Service Électrique clair et explicite est nécessaire pour établir les obligations et les limites du service.
Ce Règlement établit les procédures à suivre dans les diverses éventualités typiques de ce type de service, tels que:
- Le branchement d'un nouvel abonné ;
- L'annulation d'un branchement ;
- Le changement de tarif d'un abonné ;
- Comment les coûts d'une éventuelle extension du réseau nécessaire pour un nouveau branchement seront assumés et par qui ;
- Les sanctions en cas de non-paiement du service par un abonné et la déconnexion conséquente du service (si la situation n'est pas résolue dans les délais établis) ;
- Les obligations du Gestionnaire du Service dans le cas où le service électrique tombe en panne;

Toutes les situations antérieurement décrites doivent être considérées pour les abonnés privés ainsi que pour les branchements des services communautaires.
Un bon règlement du service devrait être capable de prévoir et d'éviter des actions arbitraires et il devrait définir clairement cas par cas la façon selon laquelle le Gestionnaire et les Abonnés devront agir dans les différentes situations prévisibles liées au service électrique.
Dans le cas où la gestion du service est assumée par l'Opérateur Public d'électricité, ce règlement peut être le même que celui que l'Opérateur utilise en général pour son service aux abonnés.

7.3.3. Régime Tarifaire

L'information par rapport à la structure tarifaire doit être claire et explicite, et doit être portée à la connaissance de tous les usagers du Micro-réseau.
Les tarifs peuvent être variables et comprendre différents concepts (puissance souscrite, énergie consommée, coûts de branchement, etc.), mais en tout cas devraient être suffisants pour couvrir les coûts d'exploitation du Micro-réseau (voir chapitre 6).

7.3.4. Contrat gestionnaire - usager

La relation entre le Gestionnaire du Service et chaque Usager (Abonné), quel que soit le Modèle de Gestion choisi, devrait être réglementée par un Contrat de Service où les droits et obligations de chacune des parties seraient clairement exposés.
Selon le Régime Tarifaire approuvé, les termes économiques du contrat seront définis pour chaque usager spécifique.
Il serait intéressant de recueillir également, dans cet accord, la gestion des situations tel qu'un mauvais usage du service (manipulation) ou le branchement d'appareils non autorisés, ainsi que la durée et les causes de la résiliation du contrat.

7.3.5. Protocoles d'entretien

Le plan pour l'entretien régulier du système sera composé d'une série de protocoles qui établissent de façon claire les tâches (et périodicité) d'entretien préventif qui devraient être faites par le Mainteneur, ainsi que la procédure à suivre dans le cas où une action corrective serait nécessaire.
Ces protocoles d'entretien préventif et correctif comprennent d'habitude des fiches détaillées pour les différentes actions préventives et correctives, telles que:

- Feuille de contrôle quotidien et conservation basique ;
- Protocole d'inspection préventive périodique de la centrale ;
- Feuille de contrôle de compteurs ;
- Feuille de réparation ;
- Liste de contrôle de pièces détachées.

Lorsque le Mainteneur du Micro-réseau est différent du Gestionnaire, ces protocoles et feuilles devraient être inclus comme une Annexe du Contrat d'Entretien et ils devraient permettre de vérifier qu'un bon entretien du système est réalisé.
La figure suivante montre les rôles existants dans la construction et l'exploitation d'un Micro-réseau solaire et les outils de gestion utilisés à cet effet ; les relations entre outils et rôles ont aussi été signalés:

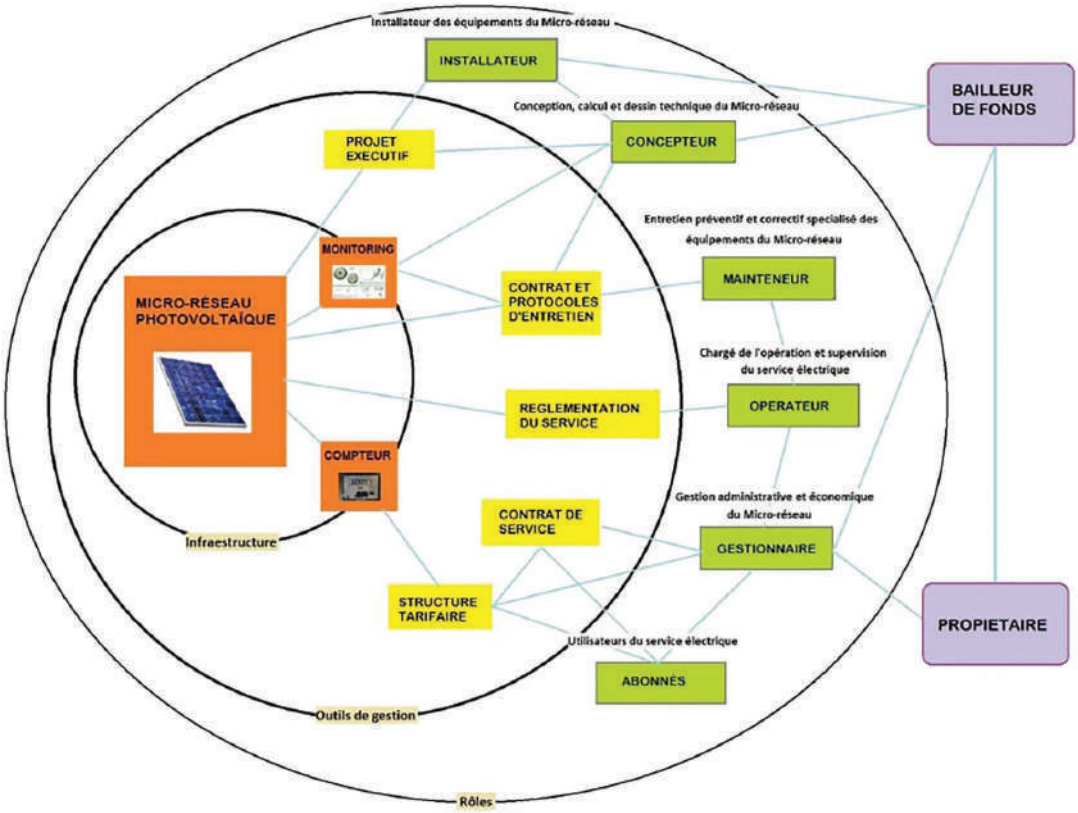


Figure 5 **Rôles et outils de gestion**

SOURCE: Azimut360

7.4 Modèles de gestion d'un Micro-réseau

Une description des modèles les plus habituels de gestion des Micro-réseaux est faite ci-dessous, ainsi qu'une identification des points forts et faibles de chaque option. La classification est essentiellement basée sur le fait que l'opérateur et le promoteur du micro-réseau peuvent être publics ou privés.

7.4.1. Opérateur Public et Promoteur Public

L'État est propriétaire des installations et la gestion est confiée à un opérateur public (généralement la société publique nationale d'électricité), qui développe les rôles de Gestionnaire, Opérateur et Mainteneur du système ; et qui pourrait aussi éventuellement développer les rôles de Concepteur et d'Installateur du système.
Le financement est assuré par l'État et l'exploitation du Micro-réseau reste intégrée dans la gestion générale du réseau de distribution d'électricité en BT déjà existant : les usagers du Micro-réseau ont des tarifs équivalents à ceux du reste des usagers connectés au réseau électrique national.

Avantages:

État est propriétaire des installations et la gestion est confiée à un opérateur public (généralement la société publique nationale d'électricité), qui développe les rôles de Gestionnaire, Opérateur et Mainteneur du système ; et qui pourrait aussi éventuellement développer les rôles de Concepteur et d'Installateur du système.

- Grande capacité de financement, grâce au fait que les fonds sont publics.
- Facilités juridiques et administratives dues au fait que le système est propriété de l'État.
- Haute disponibilité des ressources techniques puisque le Micro-réseau est intégré dans une superstructure avec beaucoup d'expérience et des techniciens qualifiés.
- L'Opérateur du système est à la fois le Concepteur et le Mainteneur.

Faiblesses:

- Financement sensible aux interférences politiques et aux changements de direction au sein du gouvernement.
- Le micro-réseau est un investissement élevé et qui ne donne pas une grande marge de bénéfice dans le long terme : ce n'est pas très attractif pour les promoteurs politiques qui voudraient peut-être des gains électoraux immédiats.
- L'implication des bénéficiaires peut être faible à cause du fait que le Gestionnaire du Système est perçu comme éloigné et de caractère centraliste.

7.4.2. Promoteur Public et Opérateur Privé

Dans ce modèle, l'état est le propriétaire des installations mais la gestion est confiée à un opérateur privé, généralement à travers une concession d'exploitation pour une période de temps établie ; L'Opérateur Privé développe alors les rôles de Gestionnaire, Exploitant et Mainteneur du système.
La conception et l'installation du système sont promus par l'Etat à travers un appel d'offres public, qui parfois comprend aussi l'Opération du Micro-réseau, pour favoriser la récupération de l'investissement initial engagé par l'entreprise gagnante.
Le financement – total ou partiel – est assuré par l'Etat, dans la phase d'installation et aussi d'opération du micro-réseau.

Avantages:

- La partie la plus importante du financement qui correspond à l'investissement en infrastructures est garantie par l'État.
- Facilités juridiques et administratives dues au fait que le système est propriété de l'État.
- Les subventions et les concessions à long terme donnent une stabilité juridique et financière et rendent les investissements en Micro-réseaux plus attractifs pour un opérateur privé.

Faiblesses:

- Dans la plupart des cas, les entreprises ne sont pas libres de fixer les prix des tarifs, lesquels sont établis par le Promoteur public sur la base de critères politiques.

- Lorsque le Concepteur n'est pas le même que l'Opérateur du système un certain conflit d'intérêts pourrait apparaître pour minimiser l'investissement initial au détriment de la disponibilité d'outils de surveillance appropriés pour l'opération du micro-réseau.
- Faible participation de la communauté locale (futurs abonnés du micro-réseau).
- Les entreprises privées ont une forte motivation pour la phase d'installation, mais beaucoup moins pour la phase d'exploitation où les marges financières sont généralement beaucoup plus serrées.
- Il faut avoir une garantie de demande minimale (abonnés) pour assurer la viabilité économique du Micro-réseau.

7.4.3. Promoteur Public et Opérateur Privé

Dans ce modèle de gestion le Promoteur des installations est une société privée, généralement la même qui développe le rôle de concepteur, installateur, gestionnaire, exploitant et mainteneur du Micro-réseau.
Le financement provient de capitaux privés, souvent à travers des prêts bancaires ou des fonds d'investissement. La participation des entrepreneurs locaux est particulièrement importante pour faciliter tous les processus, réduire les coûts d'exploitation et aussi assurer une présence continue sur le terrain et la connaissance du réseau social local.
Bien que le risque soit supporté entièrement par le promoteur privé, il faut toujours avoir les autorisations administratives nécessaires conformément à la réglementation en vigueur, et assurer la coordination du projet avec les plans nationaux pour l'électrification rurale ; il est toujours conseillé d'encourager l'État à participer au projet sous forme de subventions à l'investissement ou à l'exploitation.
Selon le Business Plan du Micro-réseau, les caractéristiques techniques du Micro-réseau ainsi que la stratégie commerciale et de gestion pourraient varier considérablement.
Parmi les différents modèles de Business Plan, on pense qu'il faut souligner les approches suivantes:

- **Approche ABC (Anchor-Business-Communauté):**

L'investissement pour la construction du Micro-réseau est faite avec un (ou quelques) clients principaux (A-Ancre), comme par exemple une entreprise de télécommunications, une usine, une exploitation touristique ou hôtel, etc. – lequel assure une entrée économique fiable et sans risque.
Une partie de l'investissement nécessaire pour la construction et mise en œuvre du Micro-réseau est confiée à des entrepreneurs locaux qui ont l'expérience et connaissent bien la région et qui sont responsables du développement des affaires (B-Business), étendant ainsi le service à d'autres clients à proximité avec des usages productifs, tels que : magasins, usines, fermes, sites de pompage, moulins pour produire de la farine, etc.
L'alimentation en énergie aux consommateurs domestiques (C-Comunity) auxquels on peut également offrir la possibilité d'achat du service électrique serait un complément et non pas le but principal du projet.
- **Approche Cluster:**
L'investissement est étendu dans un certain nombre de communautés situées près de l'autre, mais un micro-réseau indépendant est construit pour chaque communauté. La singularité de ce modèle réside dans le fait qu'un Opérateur peut alors gérer tous les Micro-réseaux, en réduisant ainsi les coûts de maintenance, et en optimisant l'expérience et la capacité technique.

Avantages:
- Souvent dans des endroits où il n'y a pas de réseau national les entreprises privées sont libres de négocier les prix des tarifs directement avec les consommateurs.
- Si le modèle de gestion du Micro-réseau est correct et qu'il est basé sur des études antérieures sérieuses, l'approvisionnement en électricité sera fiable et efficace et la maintenance préventive périodique du système pourra être assurée.
- La présence d'usagers productifs et industriels du Micro-réseau implique souvent le développement économique rapide de la localité.
- L'inclusion des investisseurs privés locaux aide à la gestion des relations avec les communautés locales et avec les interférences politiques.

Faiblesses:
- La rentabilité du modèle de gestion est liée à la continuité de la demande d'électricité par les clients.
- Pas de motivation pour couvrir la demande d'électricité des utilisateurs domestiques.
- Il est souvent nécessaire de trouver une aide de l'État pour rendre le système rentable, soit en facilitant l'obtention des permis de construction du Micro-réseau ainsi que les tâches administratives, soit à travers des subventions partielles aux tarifs de consommation.
- Il n'y a pas de normalisation et beaucoup d'incertitude par rapport aux processus juridiques et administratifs nécessaires pour l'obtention des permis nécessaires.

- Difficulté de trouver des investisseurs privés locaux avec l'expérience et les connaissances techniques dans le domaine des micro-réseaux photovoltaïques hybrides.
- Des ingérences politiques ou les actions de l'État à la région peuvent affecter défavorablement les prévisions assumées dans le Business Plan du micro-réseau.

7.4.4. Opérateur communautaire et/ou coopératif

Dans ce modèle, le système appartient à la communauté locale ou à un groupe d'utilisateurs organisés en coopérative ou association, lesquels sont responsables de l'opération du Micro-réseau.
Le financement provient généralement de contributions de la communauté, bien que parfois il puisse y avoir un financement supplémentaire fourni par des organismes externes.
La conception du Micro-réseau et l'installation sont sous-traitées à des entreprises ou organisations qui peuvent fournir des connaissances et des compétences techniques qui ne sont normalement pas disponibles au sein de la communauté. Souvent l'entreprise même qui a réalisé l'installation est responsable ultérieurement de la maintenance spécialisée du système, même si certains membres de la communauté (ayant reçu une formation spécifique) peuvent être responsables de quelques tâches de la Maintenance préventive basique.
Les revenus provenant des tarifs doivent être suffisants pour couvrir tous les coûts de fonctionnement du système, y compris l'amortissement des équipements pour leur remplacement quand c'est nécessaire (voir chapitre 6).

Figure 6 Assemblée d'une Association Locale du projet Gbreko Kenian

SOURCE: Azimut 360

Avantages:
- Fort sentiment d'appartenance et d'implication de la communauté locale, engagée au fait de donner un service électrique de qualité.
- Généralement des mécanismes de soutien mutuel en cas de difficultés de paiement temporaires de certains utilisateurs sont prévus.
- Autonomie de gestion, toujours en coordination et avec le soutien des autorités locales.
- Adéquation du système tarifaire aux caractéristiques socio-économiques de la communauté.
- Permet de minimiser les dépenses et les coûts administratifs et de fonctionnement.

Faiblesses:
- Faible niveau de connaissances techniques (en électricité et en systèmes photovoltaïques) et de gestion (administrative et économique) : l'exploitation et la gestion du système ne sont pas professionnelles.
- Réticence à utiliser des compteurs individuels ou à limiter l'énergie quotidienne maximale, ce qui peut mettre en danger la viabilité du système dans le long terme.
- Tendance à la hiérarchie au sein de l'association ou la coopérative responsable de la gestion, ce qui peut conduire à un manque de participation, à des comportements d'abus de pouvoir ou peut rendre inefficaces les mécanismes internes de prévention de la corruption.
- Les conflits internes de la communauté peuvent être reproduits au sein de l'organisme de gestion du Micro-réseau.
- Représentation institutionnelle faible devant les autorités du secteur de l'énergie.
- Maturation lente des projets.

7.4.5. Modèles hybrides

Les modèles hybrides cherchent à combiner différentes approches, en bénéficiant des avantages mentionnés auparavant et en réduisant les faiblesses. Ils peuvent être très différents en fonction des caractéristiques particulières de chaque lieu auquel il faudra les adapter.

7.4.6. Tableau récapitulatif

Les modèles hybrides cherchent à combiner différentes approches, en bénéficiant des avantages mentionnés auparavant et en réduisant les faiblesses. Ils peuvent être très différents en fonction des caractéristiques particulières de chaque lieu auquel il faudra les adapter.

7.4.6. Tableau récapitulatif

Ci-dessous un tableau récapitulatif de toutes les options avant décrites:

MODÈLE	MODÈLE 1 Promoteur public – opérateur public	MODÈLE 2 Promoteur public – opérateur privé	MODÈLE 3 Promoteur privé – opérateur privé	MODÈLE 4 Opérateur commun-autaire
Propriété	État ou Entreprise Publique	État / Communauté	Privée	Communautaire
Caractéristiques	L'Etat, à travers 'une société publique ou semi-publique, gère le système.	La gestion est confiée à un opérateur privé, qui développe les rôles de Gestionnaire, Exploitant et Mainteneur du système.	Le financement provient de capitaux privés, et une société privée est chargée de la conception, l'installation, la gestion, l'exploitation et la maintenance du micro-réseau.	La communauté locale gère la construction et opération, avec le soutien des organisations ou des ONG qui font des tâches de conseil technique / gestion.
Avantages	- Facilité de financement. - Facilité dans les procédures administratives. - Simplicité pour les nouveaux branchements. -Garantie d'existence des subventions de l'État (habituellement sur les tarifs).	- Une partie importante du financement est assumé par l'État. - Concessions à long terme qui donnent la sécurité juridique à l'opérateur. - Tarifs subventionnés => sécurité économique. - Combinaison des acteurs qui favorisent les avantages. - Avantages juridiques pour l'interconnexion du système en cas d'arrivée du réseau national.	- Existence d'un business plan détaillé à long terme. - L'installation et la mise en service est plus rapide que dans le cas où des marchés publics sont nécessaires. - Les entreprises privées ont un know-how technique. - Croissance économique rapide de la ville grâce aux usagers productifs et industriels.	- Participation et engagement de la communauté dans la qualité du service électrique. - Moins de conflits potentiels avec les clients et les autorités locales. - Création de produits locaux. - Adaptation des tarifs aux caractéristiques de la communauté. - Minimisation des coûts de gestion et administratifs.

CHAPITRE 8 : Principaux obstacles et défis à considérer

TABLE DES MATIÈRES

8.1 Introduction **108**
8.2 Obstacles de financement **108**
8.3 Barrières politiques **109**
8.4 Barrières législatives **109**
8.5 Obstacles de l'opération et l'entretien **110**
8.5.1. Difficultés économiques **110**
8.5.2. Difficultés techniques **110**
8.5.3. Difficultés culturelles / sociales **110**
8.6 Obstacles techniques et technologiques **111**
8.7 Obstacles dus au manque de formation **111**
8.8 Conclusions **112**

8.1 Introduction

L'esprit de ce chapitre est d'extraire les principales conclusions / leçons apprises les plus pertinentes de l'expérience dans la conception et la construction des micro-réseaux solaires hybrides pour l'électrification rurale.
Les conclusions / leçons apprises sont classées dans les catégories suivantes:

- Obstacles de financement
- Barrières politiques et législatives
- Obstacles de l'opération et de l'entretien
- Obstacles techniques et technologiques
- Obstacles dus au manque de formation (capacitation)

L'identification de ces obstacles est importante pour anticiper les faiblesses des projets et pour essayer de les réduire / neutraliser autant que possible.

8.2 Obstacles de financement

L'investissement initial pour la construction d'un micro-réseau est l'un des principaux obstacles dans ce genre de projet, suivi par les coûts d'opération et de maintenance qui sont considérables et rendent difficile non seulement la durabilité de l'infrastructure à long terme, mais aussi la récupération de l'investissement dans la première étape du projet.
Ainsi, la construction d'un micro-réseau hybride solaire, contrairement à un micro-réseau alimenté par un générateur diesel, nécessite un investissement initial considérable (CAPEX >> OPEX):

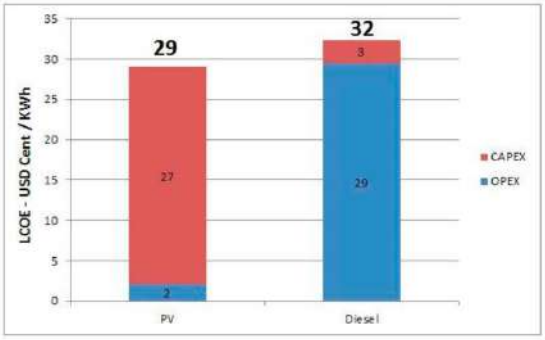


Figure 3: CAPEX / OPEX comparison Diesel versus PV

Figure 1 **APEX/OPEX comparaison Diesel vs Photovoltaïque**

SOURCE: Risk Mitigation for Mini-Grids by using the PUMA concept as an appropriate business model

Les pays avec un besoin d'électrification des zones rurales isolées sont souvent des pays avec des économies précaires et intervenues, de façon que, dans les dernières années, la mobilisation de capitaux privés pour faire face à l'investissement initial et aussi à l'opération et à l'entretien de ce type d'infrastructures est devenue un défi clé. Cette tentative de mobiliser des capitaux privés a été essentiellement basée sur:

- Assurer des aides ou subventions (des gouvernements nationaux ou régionaux) pour la construction ou bien pour l'opération et l'entretien du micro-réseau (par exemple à travers des primes à la génération d'énergie).
- Subventionner à fonds perdus une partie des coûts initiaux, généralement par des agences internationales multilatérales de financement de projets.

Cependant, l'instabilité politique des pays bénéficiaires des micro-réseaux (avec l'insécurité légale et économique – taux de change et inflations / déflations survenues- que cela implique) et le bénéfice limité qui peut être obtenu à partir de l'exploitation continuent à être des obstacles à l'entrée des capitaux privés pour financer les micro-réseaux solaires hybrides.
A cause de ce qui a été exposé ci-dessus, la viabilité des projets de micro-réseaux solaires hybrides est presque toujours liée à l'existence de subventions d'investissement. Et, dans ce sens, la stratégie du pays dans le domaine de l'électrification rurale par le biais des énergies renouvelables est essentielle.

8.3 Barrières politiques

Comme indiqué ci-dessus, l'instabilité politique des pays cibles des micro-réseaux solaires hybrides devient un obstacle majeur au développement de projets de micro-réseaux solaires hybrides. Cela rend donc nécessaire une période de programmation, d'exécution et d'exploitation longue pour garantir la viabilité technique, économique et sociale.
L'instabilité politique entraîne essentiellement les difficultés suivantes:

• Difficulté à attirer les crédits bancaires et les investissements de capitaux privés.
• Difficulté à réaliser les procédures et négociations et à obtenir les permis, et le prolongement des processus de construction sans aucune garantie de succès.
• Existence d'une politique et d'une attitude pour promouvoir les énergies renouvelables soutenues au fil du temps : les gouvernements peuvent avoir des stratégies contradictoires et le projet peut être soudainement bloqué ou les éventuelles subventions ou aides convenues être annulées.
• Il peut se produire des conflits armés qui entraînent une expropriation des infrastructures (ou la destruction de l'infrastructure elle-même).

Ainsi, l'instabilité politique est clairement une difficulté pour des projets qui ont un temps de planification, d'exécution et d'amortissement de 20 ou 25 ans.

8.4 Barrières législatives

La mise en œuvre des micro-réseaux comme une solution efficace pour l'électrification rurale a besoin d'un cadre législatif stable et de bases juridiques qui garantissent aux investisseurs l'opération avec des garanties à long terme.
Cependant fréquemment les réglementations en vigueur dans les pays où cette technologie peut avoir une application potentielle plus importante viennent d'une conception très centralisée visant à intégrer tous les consommateurs dans un seul réseau de distribution national ou monopolisé par quelques grandes entreprises. En conséquence, le développement de projets de micro-réseaux solaires hybrides nécessitera donc souvent des réaménagements du cadre institutionnel défini par les lois et réglementations relatives au secteur de l'électricité.
La législation sur le domaine devrait clarifier les points fondamentaux pour faciliter l'implantation des micro-réseaux, entre autres:

• L'adoption de mesures législatives et réglementaires instituant des avantages fiscaux et douaniers pour les ER.
• La libéralisation de la production, distribution et/ou commercialisation de l'énergie électrique dans certains contextes.
• Les conditions fixées pour l'autoproduction d'énergie électrique et la vente des éventuels excédents.
• La possibilité de fixer des tarifs diversifiés en fonction des coûts de génération.
• Les règles de péréquation sur l'ensemble du territoire.
• Et de façon générale, le développement de la réglementation qui fixe tous les aspects techniques, économiques et financiers du cadre réglementaire de la production décentralisée d'électricité d'origine renouvelable.

L'adaptation du cadre institutionnel pour développer les micro-réseaux entre autres solutions basées sur les énergies renouvelables et pour attirer l'investissement privé, notamment avec l'implication des IPP, constitue l'un des piliers sur lesquels repose la stratégie de promotion de l'ensemble des filières du secteur.

8.5 Obstacles de l'opération et l'entretien

Dans le cas où l'obstacle initial pour l'obtention du capital nécessaire pour financer la construction du micro-réseau a été surmonté, le principal défi sera d'établir un modèle de gestion et un modèle de tarification qui assurera la pérennité du projet à long terme, aussi bien au niveau technique qu'économique et social. Ces trois domaines comportent essentiellement des obstacles ou des difficultés qui peuvent être classés comme suit:

8.5.1. Difficultés économiques

Un flux de trésorerie et une planification appropriée permettent de prévoir et d'éviter des difficultés financières à court et à long terme, qui se produisent souvent parce que les revenus provenant des tarifs ne sont pas suffisants pour couvrir les coûts d'opération et les éventuelles dépenses en raison de pannes ou d'obsolescence des équipements installés.
Une bonne conception du système de tarification est essentielle (voir le chapitre 6) et permettra d'avoir un flux de trésorerie viable. Certaines mesures visant à atténuer les risques à cet égard pourraient être:

• Définir des tarifs qui ne dépendent pas d'un compteur mais des tarifs prépayés ou des tarifs forfaitaires : cela aide à prédire des revenus relativement constants.
• Favoriser la création d'activités productives liées à l'utilisation de l'énergie contribuera à la stabilité des revenus et rendra plus simple la gestion du système (moins d'usagers avec plus de consommation).
• Prévoir l'inclusion, dans les tarifs, des coûts de remplacement des équipements à la fin de leur vie utile évitera que le système arrête de fonctionner avant de la fin de sa vie utile.
Il reste à résoudre la façon de faire face à la nécessité d'éventuelles extensions futures du micro-réseau dans le cas où la demande d'énergie augmente afin que l'investissement nécessaire soit disponible et, cela, dépendra essentiellement du modèle de gestion choisi.

8.5.2. Difficultés techniques

Afin de minimiser les difficultés techniques dans l'opération et l'entretien des micro-réseaux solaires hybrides il faut s'assurer d'une utilisation adéquate et donc s'assurer que le système ne fonctionnera pas dans des conditions forcées qui réduiraient la durée de vie du micro-réseau. Avec cet objectif, il faut limiter la consommation d'énergie pour maintenir les batteries dans un état de charge élevé (ce qui augmentera leur durabilité) et il est conseillé d'encourager les tarifs et activités productives qui favorisent une consommation diurne pour mieux profiter de la source photovoltaïque et donc moins charger de consommation aux batteries.

8.5.3. Difficultés culturelles / sociales

Dans le milieu rural, le fossé culturel qui peut exister dans certains cas entre les acteurs qui conçoivent, financent et gèrent un micro-réseau et les utilisateurs rend difficile non seulement les tâches de conception du système mais aussi l'opération et l'entretien de celui-ci. Il est fortement recommandé -dans la mesure du possible et selon le modèle choisi pour construire et exploiter le micro-réseau- d'impliquer les utilisateurs à chaque étape de la conception, de la construction, de l'exploitation et de l'entretien:

• Cela rendra le système plus adapté aux besoins et permettra donc une utilisation plus adéquate du point de vue technique.
• Cela permet de transmettre aux utilisateurs les particularités d'un micro-réseau par rapport à un système conventionnel connecté au réseau national. Ce qui contribuera à une meilleure utilisation de l'énergie et à l'acceptation que les tarifs payés peuvent être éventuellement supérieur à ceux habituellement pratiqués en milieu rural.
• Cela contribuera à prévoir les difficultés futures dans la gestion et l'opération du système (pour des raisons souvent cachées aux yeux d'une mentalité différente).
• Permettra de prévoir les futurs usages productifs de l'énergie.
• Aidera à à ce que les utilisateurs se sentent responsables du système, particulièrement s'ils sont aussi responsables des tâches d'opération et d'entretien du micro-réseau.

Bien que l'implication des utilisateurs finaux soit essentielle, l'expérience dans divers projets internationaux montre que la capacité de gestion de ces systèmes par les communautés rurales éloignées est limitée et qu'un modèle dans lequel les tâches de gestion et les tâches techniques sont externalisées au secteur privé (même pour la communauté) augmente l'efficacité de la gestion sans réduire l'autonomisation des utilisateurs (ceux qui ont le pouvoir d'engager les services d'opération et d'entretien du micro-réseau à l'un ou l'autre fournisseur).
Finalement il faut prendre en considération que, en fonction du modèle de gestion choisi, il peut y avoir un conflit d'intérêts entre les parties qui entrave la gestion du système et sa viabilité à long terme.

8.6 Obstacles techniques et technologiques

Actuellement, il existe une technologie robuste et appropriée pour la conception de micro-réseaux qui doivent fonctionner dans des endroits éloignés et en climats extrêmes. Le choix de cette technologie et le bon dimensionnement des systèmes seront essentiels pour assurer le bon fonctionnement et la durée du micro-réseau à long terme.
Même si cette technologie appropriée existe et est disponible sur le marché, trouver des équipes de rechange ou des services techniques dans certaines régions peut devenir une tâche presque impossible (ou coûteuse) pour la structure responsable de l'exploitation et de l'entretien du micro-réseau. Avec le temps et l'expansion de cette solution, il faudra consolider les canaux d'approvisionnement des services après-vente et de remplacement d'équipements qui permettent un bon entretien de ces systèmes.
Dans un autre ordre de considération, on détecte un manque de réglementations unifiées qui établissent les règles de conception normalisées des micro-réseaux solaires hybrides et cela se traduit en critères de design différents qui impliquent des systèmes différents ; cette disparité peut entraver la conception des micro-réseaux solaires hybrides comme une solution „unique, pertinente et appropriée»

pour résoudre le problème de l'approvisionnement d'électricité dans les régions éloignées du réseau électrique. Cela peut alors donner l'impression qu'il s'agit d'une solution toujours adaptée et faite sur mesure et qu'il faut prouver que cela fonctionne encore et encore.

8.7 Obstacles dus au manque de formation

Le manque de formation est toujours une difficulté à tous les niveaux : depuis les personnes qui prennent les décisions dans les gouvernements des pays bénéficiaires jusqu'à celles qui évaluent la viabilité économique des systèmes pour donner un crédit ; depuis les entreprises qui seront responsables de l'opération et de l'entretien des systèmes jusqu'aux usagers finaux. Ainsi, dans la mesure du possible, il est recommandé de prévoir de la formation continue depuis le début du projet, mais aussi pendant le fonctionnement du micro-réseau. Formation qui inclut au moins les tâches suivantes:

- Formation de caractère technique et divulgateur des politiciens, des autorités locales et régionales.
- Formation de caractère technique aux responsables de l'entreprise électrique nationale.
- Formation aux usagers dans l'utilisation de l'énergie de sources renouvelables.
- Formation technique des futurs techniciens qui feront l'entretien des systèmes (si possible, les impliquer dans la construction du système et prévoir des formations successives tout au long de l'exécution du projet et de la période d'opération et d'entretien).

Il faudra faire très attention au niveau et aux caractéristiques de la formation programmée. Il est conseillé de s'appuyer sur les organisations locales, surtout par rapport à la formation et à la sensibilisation de la population rurale qui a souvent besoin de davantage et de plusieurs outils de communication.

Figure 2 Remise des diplômes de formation technique en Gambie

SOURCE: Azimut 360

8.8 Conclusions

Il est important d'identifier les obstacles qui se posent au cours d'un projet de construction et d'opération d'un micro-réseau, de sorte qu'on puisse en prévoir et en minimiser l'impact.

Comme il a déjà été exposé, un des obstacles principaux est le financement de la construction, mais aussi la conjonction d'une stabilité politique, économique et sociale pour garantir un fonctionnement de l'infrastructure à long terme.

Les micro-réseaux solaires hybrides font toujours face à de nombreux défis, mais les expériences réussies suggèrent une expansion de ce type de solution pour l'électrification des zones rurales défavorisées sur tous les continents.

L'accès à l'électricité dans des endroits éloignés devrait être considéré comme un droit fondamental, crucial pour le développement économique, et les micro-réseaux sont un outil qu'il faudra promouvoir et améliorer afin de l'encourager.

Annexe 1: Exemple de calcul de dimensionnement d'un micro-réseau

NOTE 1:

La solution présenté dans cet exemple n'est qu'à titre illustratif. Il existe plusieurs solutions valides en fonction des hypothèses, contraintes et décisions prises par le concepteur dans chaque cas.
Plus qu'une solution spécifique, cet exemple a l'objectif de montrer à la pratique la procédure de calcul exposé dans le chapitre 4.

a) Définition des consommateurs type:

Les consommateurs peuvent choisir son niveau de consommation entre un nombre restreint de typologies, en fonction de leur besoin énergétique moyen journalier et leur capacité de payement pour le service.
Les typologies considérés dans notre exemple sont les suivantes :

MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE: Fréquence d'utilisation: Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	6	3,6 h	109,0 Wh	100%	109,0 Wh
Fluorescent	18 W	1	7,0 h	126,0 Wh	100%	126,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	2	20 Wh/jour	40,0 Wh	70%	28,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	41 W		CONSOMMATION JOUR	275,0 Wh/jour	96%	263,0 Wh/jour
Marge de sécurité: + 0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	8,4 kWh/mois		8,0 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	275 Wh/jour = 8 kWh/mois			= 100 kWh/an		

MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN: Fréquence d'utilisation: Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	7	3,7 h	129,0 Wh	100%	129,0 Wh
Fluorescent	18 W	1	7,0 h	126,0 Wh	100%	126,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	2	20 Wh/jour	40,0 Wh	70%	28,0 Wh
TV basse consommation	60 W	1	3,0 h	180,0 Wh	80%	144,0 Wh
DVD / Décodeur satellite	25 W	1	3,0 h	75,0 Wh	80%	60,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	95 W		CONSOMMATION JOUR	550,0 Wh/jour	89%	487,0 Wh/jour
Marge de sécurité: + 0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	16,7 kWh/mois		14,8 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	550 Wh/jour = 17 kWh/mois			= 201 kWh/an		

MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT: Fréquence d'utilisation: Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	7	3,7 h	129,0 Wh	100%	129,0 Wh
Fluorescent	18 W	1	7,0 h	126,0 Wh	100%	126,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	3	20 Wh/jour	60,0 Wh	70%	42,0 Wh
TV basse consommation	60 W	1	5,0 h	300,0 Wh	80%	240,0 Wh
DVD / Décodeur satellite	25 W	1	5,0 h	125,0 Wh	80%	100,0 Wh
Equipements de froid						
Réfrigérateur classe A+ (150 Lit.)	60 W	1	360 Wh/jour	360,0 Wh	60%	216,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	209 W		CONSOMMATION JOUR	1.100,0 Wh/jour	78%	853,0 Wh/jour
Marge de sécurité: + 0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	33,4 kWh/mois		25,9 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	1.100 Wh/jour = 33 kWh/mois			= 401 kWh/an		

MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT: Fréquence d'utilisation: Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	10	3,7 h	184,3 Wh	100%	184,3 Wh
Fluorescent	18 W	2	7,0 h	252,0 Wh	100%	252,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	3	20 Wh/jour	60,0 Wh	70%	42,0 Wh
TV basse consommation	60 W	1	10,0 h	600,0 Wh	80%	480,0 Wh
DVD / Décodeur satellite	25 W	1	10,0 h	250,0 Wh	80%	200,0 Wh
Autres						
Ventilateur	40 W	1	5,5 h	218,7 Wh	60%	131,2 Wh
Equipements de froid						
Réfrigérateur classe A+ (150 Lit.)	60 W	1	360 Wh/jour	360,0 Wh	60%	216,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	253 W		CONSOMMATION JOUR	1.925,0 Wh/jour	78%	1.505,5 Wh/jour
Marge de sécurité: + 0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	58,5 kWh/mois		45,8 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	1.925 Wh/jour = 59 kWh/mois			= 702 kWh/an		

MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:

Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	2	5,9 h	59,0 Wh	100%	59,0 Wh
Fluorescent	18 W	1	7,0 h	126,0 Wh	100%	126,0 Wh
Autres						
Ventilateur	40 W	1	6,0 h	240,0 Wh	60%	144,0 Wh
Equipements de froid						
Réfrigérateur-congélateur classe A+ (450 Lit.)	120 W	1	1.500 Wh/jour	1.500,0 Wh	60%	900,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	257 W		CONSOMMATION JOUR	1.925,0 Wh/jour	70%	1.347,5 Wh/jour
Marge de sécurité: +0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	58,5 kWh/mois		41,0 kWh/mois
DEMANDE MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	1.925 Wh/jour ~ 59 kWh/mois			~ 702 kWh/an		

CENTRE DE SANTÉ:

Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	5 W	8	4,0 h	160,0 Wh	60%	96,0 Wh
Fluorescent	18 W	4	4,0 h	288,0 Wh	100%	288,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	4	20 Wh/jour	80,0 Wh	60%	48,0 Wh
Appareils						
Ordinateur portable	60 W	1	4,0 h	240,0 Wh	50%	120,0 Wh
Imprimante injection	60 W	1	0,5 h	30,0 Wh	50%	15,0 Wh
Equipements de froid						
Réfrigérateur classe A+ (250 Lit.)	120 W	1	800 Wh/jour	800,0 Wh	80%	640,0 Wh
Autres						
Ventilateur	40 W	2	4,0 h	320,0 Wh	60%	192,0 Wh
Microscope	25 W	1	2,0 h	50,0 Wh	60%	30,0 Wh
Équipement médical	200 W	1	1,2 h	232,0 Wh	80%	185,6 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	562 W		CONSOMMATION JOUR	2.200,0 Wh/jour	73%	1.614,6 Wh/jour
Marge de sécurité: +0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	66,9 kWh/mois		49,1 kWh/mois
DEMANDE CENTRE DE SANTÉ:	2.200 Wh/jour = 67 kWh/mois			= 803 kWh/an		

ÉCOLE:

Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	15 W	1	4,0 h	60,0 Wh	60%	36,0 Wh
Fluorescent	18 W	2	4,0 h	144,0 Wh	60%	86,4 Wh
Fluorescent	36 W	12	4,5 h		100%	
Communications				0,0 Wh		0,0 Wh
Chargeur de cellulaire	10 W	2	20 Wh/jour	400,0 Wh	60%	240,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	43 W		CONSOMMATION JOUR	604,0 Wh/jour	60%	362,4 Wh/jour
Marge de sécurité: +0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	18,4 kWh/mois		11,0 kWh/mois
DEMANDE ÉCOLE:	604 Wh/jour = 18 kWh/mois			= 220 kWh/an		

CENTRE RÉLIGIEUX:

Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	15 W	6	6,0 h	540,0 Wh	70%	378,0 Wh
Fluorescent	36 W	2	4,0 h	288,0 Wh	100%	288,0 Wh
Communications						
Chargeur de cellulaire	10 W	1	20 Wh/jour	20,0 Wh	70%	14,0 Wh
Autres						
Ventilateur	50 W	2	2,5 h	252,0 Wh	70%	176,4 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	163 W		CONSOMMATION JOUR	1.100,0 Wh/jour	78%	856,4 Wh/jour
Marge de sécurité: +0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	33,4 kWh/mois		26,0 kWh/mois
DEMANDE CENTRE RÉLIGIEUX:	1.100 Wh/jour ~ 33 kWh/mois			~ 401 kWh/an		

STATION POMPAGE:

Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Autres						
Pompe basse consommation (1100w)	1.100 W	1	5,5 h	6.050,0 Wh	50%	3.025,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	4.400 W		CONSOMMATION JOUR	6.050,0 Wh/jour	50%	3.025,0 Wh/jour
Marge de sécurité: +0 %			CONSOMMATION MENSUELLE	183,9 kWh/mois		92,0 kWh/mois
DEMANDE STATION POMPAGE:	6.050 Wh/jour = 184 kWh/mois			= 2.207 kWh/an		

FOYER DE JEUNES: Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Fluorescent	18 W	4	5,0 h	360,0 Wh	100%	360,0 Wh
Communications						
Appareil musique	300 W	1	4,0 h	1.200,0 Wh	80%	960,0 Wh
TV écran plat	120 W	1	4,4 h	529,8 Wh	80%	423,8 Wh
DVD / Décodeur satellite	25 W	1	4,4 h	110,2 Wh	80%	88,1 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	320 W		CONSOMMATION JOUR	2.200,0 Wh/jour	83%	1.832,0 Wh/jour
Marge de sécurité:	+ 0 %		CONSOMMATION MENSUELLE	66,0 kWh/mois		55,7 kWh/mois
DEMANDE FOYER DE JEUNES:	2.200 Wh/jour	= 67 kWh/mois		= 803 kWh/an		

SALLE SOCIALE: Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Ampoule basse consommation	15 W	2	4,0 h	120,0 Wh	70%	84,0 Wh
Fluorescent	36 W	2	4,0 h	288,0 Wh	100%	288,0 Wh
Autres						
Chargeur de batteries	120 W	4	3,5 h	1.692,0 Wh	50%	846,0 Wh
Moulin (300w)	300 W	1	4,0 h	1.200,0 Wh	50%	600,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
PUISSANCE NOMINALE NÉCESSAIRE:	705 W		CONSOMMATION JOUR	3.300,0 Wh/jour	55%	1.818,0 Wh/jour
Marge de sécurité:	+ 0 %		CONSOMMATION MENSUELLE	100,3 kWh/mois		55,3 kWh/mois
DEMANDE SALLE SOCIALE:	3.300 Wh/jour	= 100 kWh/mois		= 1.204 kWh/an		

ÉCLAIRAGE PUBLIC: Fréquence d'utilisation Permanente

APPAREIL DE CONSOMMATION	PUISSANCE	QUANTITÉ	h/jour	CONSOMMATION TOTALE	FRACTION NOCTURNE	CONSOMMATION NOCTURNE
Éclairage						
Fluorescent	35 W	25	6,0 h	5.250,0 Wh	100%	5.250,0 Wh
Fluorescent	35 W	25	9,7 h	8.500,0 Wh	100%	8.500,0 Wh
				Totale		Fraction nocturne
POTÊNCIA NOMINAL NECESSÁRIA:	1.750 W		CONSOMMATION JOUR	13.750,0 Wh/jour	100%	13.750,0 Wh/jour
Marge de sécurité:	+ 0 %		CONSOMMATION MENSUELLE	418,0 kWh/mois		418,0 kWh/mois
DEMANDE ÉCLAIRAGE PUBLIC:	13.750 Wh/jour	= 418 kWh/mois		= 5.016 kWh/an		

Une fois tous les utilisateurs ont choisi leur niveau d'électricité on obtient le tableau suivant:

MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	23
MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	47
MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	31
MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	15
MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	13
CENTRE DE SANTÉ:	0
ÉCOLE:	1
CENTRE RÉLIGIEUX:	2
FOYER DE JEUNES:	0
SALLE SOCIALE:	1
STATION POMPAGE:	1
ÉCLAIRAGE PUBLIC:	1
	135 branchements

b) **Facteur de croissance:**

Compte tenu qu'on ne dispose pas de données par rapport au taux d'accroissement naturel de la population du village et que le micro-réseau envisagé doit fournir service électrique basique principalement sur des consommations domestiques ruraux, nous prenons un facteur de croissance du 15% au long de la vie utile du système.

c) **Facteur d'utilisation:**
Comme on a un nombre de branchements supérieur à 100 nous estimons ce facteur au 80%.

d) **Saisonnalité:**
Dans notre exemple la demande moyenne estimée reste invariable tout au long de l'année, et il n'y a pas aucun facteur de saisonnalité à considérer.

e) **Demande agrégée totale:**
À partir de la consommation maximale établlie pour chaque niveau de consommation et le nombre de branchements attendus de chaque type nous pouvons estimer la demande agrégée
totale:

	ÉNERGIE	PUISSANCE	UTS.	CONSOMMATION TOTALE	CONSOMMATION NOCTURNE	PUISSANCE TOTALE
MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	8 kWh/mois	0,5 kW	23	192 kWh/mois	184 kWh/mois	11,50 kW
MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	17 kWh/mois	0,5 kW	47	786 kWh/mois	696 kWh/mois	23,50 kW
MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	33 kWh/mois	0,5 kW	31	1.037 kWh/mois	804 kWh/mois	15,50 kW
MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	59 kWh/mois	0,5 kW	15	878 kWh/mois	686 kWh/mois	7,50 kW
MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	59 kWh/mois	0,5 kW	13	761 kWh/mois	533 kWh/mois	6,50 kW
CENTRE DE SANTÉ:	67 kWh/mois	1,0 kW	0	0 kWh/mois	0 kWh/mois	0,00 kW
ÉCOLE:	18 kWh/mois	0,5 kW	1	18 kWh/mois	11 kWh/mois	0,50 kW
CENTRE RÉLIGIEUX:	33 kWh/mois	0,5 kW	2	67 kWh/mois	52 kWh/mois	1,00 kW
FOYER DE JEUNES:	67 kWh/mois	0,5 kW	0	0 kWh/mois	0 kWh/mois	0,00 kW
SALLE SOCIALE:	100 kWh/mois	1,0 kW	1	100 kWh/mois	55 kWh/mois	1,00 kW
STATION POMPAGE:	184 kWh/mois	4,5 kW	1	184 kWh/mois	92 kWh/mois	4,50 kW
ÉCLAIRAGE PUBLIC:	418 kWh/mois	2,0 kW	1	418 kWh/mois	418 kWh/mois	2,00 kW
CONSOMMATION TOTALE MENSUELLE				4.441 kWh/mois	3.531 kWh/mois	73,50 kW
Consommation totale compte tenu de la prévision de croissance[1]		1% annuel dans le terme de 15 ans		5.107 kWh/mois	4.060 kWh/mois	84,53 kW
Facteurs d'utilisation et simultanéité				80%		38%
CONSOMMATION TOTALE NOMINALE				4.085 kWh/mois	3.248 kWh/mois (80% sur consom. totale)	32,12 kW
				134 kWh/jour	107 kWh/jour	

[1] *PRÉVISION DE CROISSANCE: pour faire l'estimation de la prévision de croissance de la demande d'énergie du système on a assumé l'hypothèse d'un taux annuel de croissance autour du 0,01 à l'horizon de 15 années.*
Le taux total de croissance de la demande d'énergie dans ces 15 années est d'environ 1,15.

Le tableau ci-dessus fait ressortir la demande journalière moyenne agrégée totale calculée ET et que la demande journalière agrégée de batterie (ou "nocturne"):

ET = 134 kWh/jour
ETN = 107 kWh/jour
Facteur global d'utilisation de la batterie = 80%.

f) **Critère de dimensionnement:**
Compte tenu de l'absence de saisonnalité de la demande et qu'il s'agit principalement de consommations de type domestique, on adopte le critère de dimensionner le système pour le mois de radiation solaire la plus faible (dimensionnement pour le pire des mois).

g) **Rayonnement solaire disponible:**
On obtient les données de rayonnement moyen selon l'inclination choisie sur la base de donnés CM SAF, laquelle peut être consultée sur le site du projet PVGIS du Joint Research Centre de l'UE
(http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/):

On peut consulter la radiation pour différentes inclinations (5º, 10º et 15º sur l'horizontale dans cet exemple), à l'objectif de localiser l'inclination optimale pour le pire mois:

JRC EUROPEAN COMMISSION

Système d'information géographique photovoltaïque

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Irradiation globale à l'emplacement choisi

Site: 8°33'28" Nord, 3°46'12" Ouest,Élévation: 262 m.s.n.m,

L'angle d'inclinaison optimale est: 13 degrés

Irradiation annuelle perdue à cause des ombres (horizontale): 0.0 %

Mois	Hh	Hopt	H(5)	Iopt
Jan	6060	6720	6340	36
Fev	6120	6510	6300	27
Mar	6570	6660	6600	12
Avr	6000	5820	5960	-5
Mai	5670	5310	5550	-18
Juin	4910	4580	4800	-22
Jui	4310	4090	4240	-16
Aug	4020	3900	3980	-7
Sep	4390	4370	4400	4
Oct	5010	5180	5090	19
Nov	5240	5660	5420	32
Dec	5570	6210	5840	38
Année	5320	5410	5380	13

Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour)

Hopt: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m2/jour)

H(5): Irradiation sur un plan incliné:5deg. (Wh/m2/jour)

Iopt: Inclinaison optimale (deg.)

Mois	Hh	Hopt	H(10)	Iopt
Jan	6060	6720	6590	36
Fev	6120	6510	6440	27
Mar	6570	6660	6660	12
Avr	6000	5820	5880	-5
Mai	5670	5310	5410	-18
Juin	4910	4580	4660	-22
Jui	4310	4090	4150	-16
Aug	4020	3900	3930	-7
Sep	4390	4370	4390	4
Oct	5010	5180	5150	19
Nov	5240	5660	5580	32
Dec	5570	6210	6090	38
Année	5320	5410	5410	13

Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour)

Hopt: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m2/jour)

H(10): Irradiation sur un plan incliné:10deg. (Wh/m2/jour)

Iopt: Inclinaison optimale (deg.)

Mois	Hh	Hopt	H(15)	Iopt
Jan	6060	6720	6800	36
Fev	6120	6510	6550	27
Mar	6570	6660	6650	12
Avr	6000	5820	5770	-5
Mai	5670	5310	5240	-18
Juin	4910	4580	4510	-22
Jui	4310	4090	4040	-16
Aug	4020	3900	3870	-7
Sep	4390	4370	4360	4
Oct	5010	5180	5190	19
Nov	5240	5660	5710	32
Dec	5570	6210	6290	38
Année	5320	5410	5410	13

Hh: Irradiation sur un plan horizontal (Wh/m2/jour)

Hopt: Irradiation sur un plan avec l'inclinaison optimale (Wh/m2/jour)

H(15): Irradiation sur un plan incliné:15deg. (Wh/m2/jour)

Iopt: Inclinaison optimale (deg.)

On procède à collecter toutes ces informations dans un unique tableau:

On procède à collecter toutes ces informations dans un unique tableau :

Emplacement: Zamou
Latitude: 8,56 º
Azimut sur le sud: 0 º
Inclination s/horizontale: 5º / 10º / 15º
Source: PV GIS

	RADIATION JOURNALIÈRE MOYENNE MENSUELLE (kWh/m²·jour)		
	Inclination 5 º	Inclination 10 º	Inclination 15 º
Janvier	6,34	6,59	6,80
Février	6,30	6,44	6,55
Mars	6,63	6,66	6,65
Avril	5,96	5,88	5,77
Mai	5,55	5,41	5,24
Juin	4,80	4,66	4,51
Juillet	4,24	4,15	4,04
Août	3,98	3,93	3,87
Septembre	4,40	4,39	4,36
Octobre	5,09	5,15	5,19
Novembre	5,42	5,58	5,71
Décembre	5,84	6,09	6,29
MOYENNE ANNUELLE	5,38	5,41	5,41
MINIMUM ANNUEL	3,98	3,93	3,87

Inclination sélectionnée 5 º
Radiation de calcul: 3,98 H.S.P

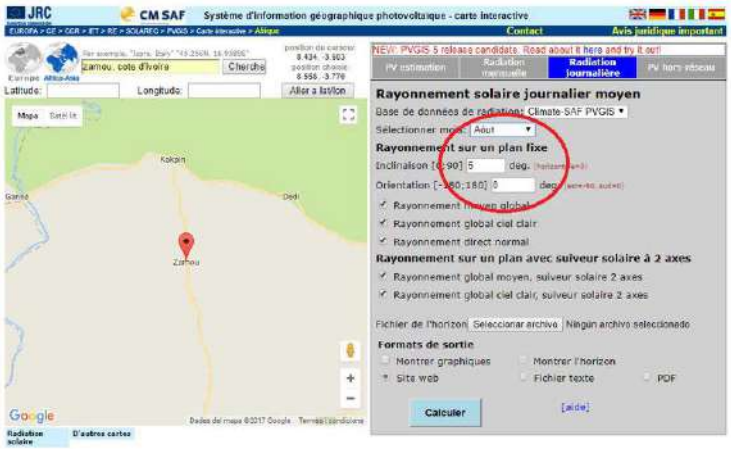
On choisit l'inclinaison pour laquelle la radiation mensuelle minimale est la plus grande, est à dire 5º sur l'horizontal.
La radiation moyenne journalière disponible pour le pire mois (Août) à cette inclination est de 3,98 kWh/m2·jour.
Il faut signaler que toutes ces radiations ont été calculés avec orientation sud (car l'emplacement est à l'hémisphère nord), en absence d'ombres et avec un albédo standard.

h) **Rendement par température:**
D'abord il faut obtenir les données de température moyenne à l'emplacement de l'installation:

Données climatiques à Zamou Latitude 8,56ºN, Longitude 3,77ºE, 262 m. altitude

	Jan	Fev	Mar	Avr	May	Juin	Juil	Aou	Sep	Oct	Nov	Dec
Température Moyenne	26	27	29	28	28	26	25	25	25	25	25	24
Température Maximale Moyenne	33	35	36	35	33	31	30	29	30	31	32	32
Température Minimale Moyenne	17	18	22	23	22	21	21	20	20	20	18	16
Moyenne des jours avec précipitations	0	0	1	2	1	2	4	6	5	2	0	0
Moyenne des jours avec des précipitations de neige	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

La température que nous utiliserons sera la maximale moyenne pendant le mois de calcul (Août), TMAX = 29ºC.
Deuxièmement nous avons besoin de l'irradiation solaire journalière maximale moyenne, à l'emplacement pour le mois de calcul et pour l'inclination et l'orientation choisies.
Pour obtenir cela nous pouvons rechercher une fois en plus dans la base de donnés CM SAF du projet PVGIS:



À effet du calcul, nous prenons le maximum journalier du rayonnement global ciel clair sur le plan à l'orientation et inclination choisies en W/m2, lequel normalement sera autour de midi:

JRC EUROPEAN COMMISSION

Système d'information géographique photovoltaïque

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Rayonnement solaire journalier moyen

PVGIS estimation des profils moyens journaliers

Site: 6°33'28" Nord, 3°46'12" Ouest,Élévation: 262 m.s.n.m.

Inclinaison du panneau: 5 deg.
Orientation (azimut) du panneau: 0 deg.

G: Rayonnement global sur un plan fixe (W/m2)
Gd: Rayonnement diffus sur un plan fixe (W/m2)
Gc: Rayonnement global ciel clair sur un plan fixe (W/m2)
DNI: Rayonnement direct normal (W/m2)
DNIc: Rayonnement direct normal ciel clair (W/m2)
A: Rayonnement global sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m2)
Ad: Rayonnement diffus sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m2)
Ac: Rayonnement global ciel clair sur un plan avec suiveur solaire à 2 axes (W/m2)

Estimation de la radiation

Heure	G	Gd	Gc	DNI	DNIc	A	Ad	Ac
06:07	38	37	31	17	62	46	26	94
06:22	76	68	87	38	157	94	52	212
06:37	165	92	118	68	315	142	76	326
06:52	136	117	159	79	286	187	100	426
07:07	188	140	213	97	349	227	122	517
07:22	260	169	270	112	464	264	142	594
07:37	231	179	328	126	452	297	161	661
07:52	260	199	380	137	495	326	179	717
08:07	288	219	446	148	522	362	194	796
08:22	313	222	504	157	565	376	208	896
08:37	337	233	559	166	595	396	221	846
08:52	358	249	613	172	620	412	232	886
09:07	380	259	663	179	643	427	241	892
09:22	398	267	710	184	663	440	249	911
09:37	414	282	754	189	680	451	256	927
09:52	429	266	794	193	695	460	262	938
10:07	441	270	831	197	708	467	264	946
10:22	452	272	865	200	720	473	270	957
10:37	461	274	896	203	729	478	273	963
10:52	469	276	913	206	736	481	275	967
11:07	475	277	932	206	742	484	277	970
11:22	479	278	946	208	747	486	278	972
11:37	482	278	956	208	750	487	278	974
11:52	484	279	960	209	751	489	279	974
12:07	484	279	960	209	751	488	279	974
12:22	482	278	956	208	750	487	278	974
12:37	479	278	946	208	747	486	278	972
12:52	475	277	932	206	742	484	277	970
13:07	469	276	913	206	736	481	276	967
13:22	461	274	890	203	729	478	273	963
13:37	452	272	865	200	720	473	270	957
13:52	441	270	831	197	708	467	264	946
14:07	429	266	794	193	695	460	262	938
14:22	414	262	754	189	680	451	254	927
14:37	398	257	710	184	663	440	249	911
14:52	380	250	663	179	643	427	241	892
15:07	358	242	613	172	620	412	232	868
15:22	337	233	559	165	595	395	221	846
15:37	313	222	504	157	565	375	208	896
15:52	288	210	446	148	522	352	194	796
16:07	260	199	380	137	495	326	179	717
16:22	231	179	328	126	452	297	161	661
16:37	260	169	270	112	464	264	142	594
16:52	188	140	213	97	349	227	122	517
17:07	136	117	159	79	286	187	100	426
17:22	165	92	118	68	315	142	76	326
17:37	76	68	87	38	157	94	52	212
17:52	38	37	31	17	62	46	26	94
18:07	7	7	6	0	8	3	2	2

Encore nous avons besoin du paramètre TONC et γ_{PMPP} caractéristiques des modules photovoltaïques, lesquels caractérisent le comportement thermique de la cellule dans certaines conditions de travaux ; en absence de ces données si on n'a pas encore choisi le module spécifique qu'on utilisera, on peut prendre les valeurs standard TONC = 45°C et γ_{PMPP} = 0,45 %/°C.
Ça nous permet maintenant estimer la température de travail des panneaux photovoltaïques pendant les heures de production maximale, et à partir d'ici calculer le rendement par température:

$$T_P = T_{MAX} + (TONC - 20) * GEF / 800 = 29 + (45 - 20) * 960 / 800 = 59\ ^{o}C$$

$$\rho_{TEMP} = 1 - \gamma_{PMPP} * (TP - 25) / 100 = 1 - 0{,}45 / 100 * (59 - 25) = 84{,}7\ \%$$

i) **Rendement de fabrication:**
Choix des panneaux avec tolérance de fabrication positive rapportée à la puissance nominale,
ρ_{FAB} = 100%

j) **Rendement de la connexion en série:**
On estime qu'on travaillera avec des onduleurs de couplage au réseau pour faire la régulation PV, et donc probablement des séries électriques avec un nombre de panneaux supérieur à 10.
ρ_S = 97%

k) **Rendement du régulateur:**
On utilisera comme régulateurs photovoltaïques des onduleurs de couplage au réseau avec contrôle du MPPT.
ρ_{reg} = 95%

l) **Rendement du câblage en courant continu:**
On adopte comme critère de design une chute de tension maximale dans le câblage de courant continu du 2%.
ρ_{CC} = 98%

m) **Rendement de la génération**:
$\rho_G = \rho_{TEMP} * \rho_{FAB} * \rho_S * \rho_{REG} * \rho_{CC}$ = 0,847 * 1 * 0,97 * 0,95 * 0,98 = 0,765 (76,5 %)

n) **Rendement de la batterie:**
On prévoit des batteries stationnaires de plomb-acide du type OPzS.
$\rho BAT = 90\%$

o) **Rendement d'autodécharge de la batterie:**
Pour ces technologies de batterie et dans des climats chaleureux nous estimons l'autodécharge quotidienne autour du 1%.
$\rho AUT = 99\%$

p) **Rendement de l'onduleur de batterie:**
On fera le choix d'un onduleur avec un rendement élevé.
$\rho OND = 90\%$

q) **Rendement du câblage de courant alternatif:**
On adopte comme critère de design une chute de tension moyenne de 3,5% entre les extrémités les plus éloignés des lignes de distribution en courant alternatif du micro-réseau.
$\rho CA = 96{,}5\%$

r) **Rendement de consommation:**
$\rho C = \rho BAT * \rho AUT * \rho OND * \rho CA = 0{,}9 * 0{,}99 * 0{,}9 * 0{,}965 = 0{,}774$ (77,4 %)
s) Rendement global :
$\rho T = \rho G * \rho C = 0{,}765 * 0{,}774 = 0{,}592$ (59,2%)

t) **Apport de la source auxiliaire:**
On considère qu'on aura un groupe électrogène auxiliaire d'une puissance nominale supérieure à 45 kVA et une capacité de chargeur de batteries de 27 kW avec un rendement de charge moyen ρCH du 80%.

Pendant le mois avec moins de rayonnement solaire –est à dire, notre mois de dimensionnement- on estime une utilisation hGE de 2 h/jour en moyenne, et que la puissance moyenne de la demande de consommation pendant les heures de fonctionnement du groupe électrogène PC-hGE est moyenne, autour de 10 kW.
Nous pouvons estimer alors la contribution de la source auxiliaire comme suit:

$EAUX = hGE * [PC\text{-}hGE + PCH * \rho CH * \rho C] = 2 * (10 + 27 * 0{,}8 * 0{,}774) = 53{,}4$ kWh/jour

u) **Énergie photovoltaïque à produire:**
Pour calculer l'énergie moyenne journalière à produire par le système photovoltaïque nous utilisons l'expression suivante:

$EPV = [ET / \rho T - EAUX] = 134 / 0{,}592 - 53{,}4 = 173$ kWh/jour

v) **Calcul de la puissance crête photovoltaïque nécessaire:**
À partir de l'expression suivante:

$PPV = EPV / II{,}O = 173 / 3{,}98 \geq 43{,}5$ kWc

À titre d'exemple, si on considère une puissance nominale unitaire des modules photovoltaïques à installer de 300 Wc alors on peut estimer que l'installation nécessaire sera composée par au moins ce nombre de panneaux :

N_p = 43.500 / 300 = 145 modules de 300 Wc

Conclusion 1: l'ensemble photovoltaïque à installer aura une puissance nominale d'au moins 43,5 kW crête, composé par exemple par au moins 145 modules de puissance unitaire 300 Wc.

w) **Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle journalier:**
La consommation journalière agrégée de batterie (ou "nocturne") ETN a été calculée en 107 KWh/jour.
Le type de batterie choisi est plomb-acide stationnaire ouverte à électrolyte liquide OPzS.
Comme profondeur de décharge maximale admissible de la batterie pour le cycle journalier PDD nous considérons 50%.
Compte tenu que les consommateurs sont essentiellement du type domestique rural inclus l'éclairage public, nous considérons le temps de décharge pour le cycle journalier hD de 10 h.

C10 = ETN / (ρC * PDD) = 107 / (0,774 * 0,5) = 276,5 kWh

Pour rapporter cette capacité à 100 heures de décharge nous pouvons utiliser le tableau d'équivalences:

Ratio de capacités de la batterie stationnaire type OPzS selon les heures de descharge (source: EXIDE)												
De	C_5	C_{10}	C_{12}	C_{20}	C_{24}	C_{30}	C_{48}	C_{60}	C_{72}	C_{80}	C_{100}	C_{120}
à C_{10}	1,13	1	0,99	0,94	0,92	0,89	0,83	0,81	0,79	0,77	0,75	0,73
⇨ à C_{100}	1,51	1,34	1,32	1,25	1,22	1,19	1,11	1,08	1,05	1,03	1	0,98

Cjour]100 = 1,34 * 276,5 = 370,5 kWh

x) **Capacité nécessaire de la batterie pour le cycle avec N jours d'autonomie:**
En considérant que ce micro-réseau aura un groupe électrogène comme source auxiliaire, nous prenons pour le calcul des batteries 2 jours d'autonomie.
Le cycle de décharge pour 2 jours d'autonomie sera référé à un temps de décharge N*hD = 20 h.
La profondeur de décharge maximale admissible pour ce type de batterie PDMAX est du 80%.

C20 = N * ETN / (ρC * PDMAX) = 2 * 107 / (0,774 * 0,8) = 345,6 kWh

Pour rapporter cette capacité à 100 heures de décharge nous utilisons nouvellement le tableau d'équivalences:

Ratio de capacités de la batterie stationnaire type OPzS selon les heures de descharge (source: EXIDE)												
De	C_5	C_{10}	C_{12}	C_{20}	C_{24}	C_{30}	C_{48}	C_{60}	C_{72}	C_{80}	C_{100}	C_{120}
à C_{10}	1,13	1	0,99	0,94	0,92	0,89	0,83	0,81	0,79	0,77	0,75	0,73
⇨ à C_{100}	1,51	1,34	1,32	1,25	1,22	1,19	1,11	1,08	1,05	1,03	1	0,98

C2 jours]100 = 1,25 * 345,6 = 432,0 kWh

y) **Capacité nominale de la batterie:**
Donc la capacité nominale nécessaire de la batterie à 100h de décharge sera:

CNOM]100 = MAX{ Cjour]100 ; C2 jours]100 } = 432,0 kWh

Si on considère un voltage nominal de l'accumulation de 48Vcc et 2 groups de batteries connectées en parallèle, alors la capacité nominale de la batterie exprimée en Ampères-heures sera:

CNOM(Ah)]100 = CNOM / (np * VBAT) = 432,0 / (2 * 48) * 1.000 ≥ 4.500 Ah

La correction de la capacité par température ne s'avère pas nécessaire pour l'emplacement choisi.

Conclusion 2: l'ensemble de la batterie sera composé par 48 éléments d'une capacité nominale d'au moins 4.500 Ah considérée à 100 heures de décharge, divisés en deux séries de 24 éléments chacune en parallèle.

z) **Puissance nominale des onduleurs:**
Pour calculer la puissance agrégée totale du micro-réseau nous avons besoin d'un côté du facteur de croissance défini dans la section b), FC = 15% ; et d'autre côté du facteur de simultanéité en fonction du nombre total de branchements:

Nombre d'abonnés situés en aval	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Comme on a un nombre de branchements supérieur à 100 nous estimons ce facteur FS au 38%.
L'addition des niveaux de puissance contractés par chaque utilisateur branché au micro-réseau atteint la somme de 73,5 kW (voir le tableau dans la section e)).
On calcule la puissance agrégée totale du micro-réseau selon l'expression suivante:

PT = FS * FC * ΣPi = 0,38 * 1,15 * 73,5 = 32,12 kW

La puissance totale nominale de l'ensemble d'onduleurs de batterie devra être supérieure à la puissance agrégée totale du micro-réseau:

PNOM ≥ PT = 32,12 kW

Conclusion 3: l'ensemble des onduleurs de batterie à installer aura une puissance nominale d'au moins 32,2 kW et un voltage à l'entrée CC de 48Vcc.

Annexe 2 : Exemple de calcul des coûts et revenus d'exploitation

NOTE 2:

La solution présenté dans cet exemple n'est qu'à titre illustratif. Il existe plusieurs solutions valides en fonction des hypothèses, contraintes et décisions prises par le concepteur dans chaque cas et régulations d'application dans chaque pays.
Plus qu'une solution spécifique, cet exemple a l'objectif de montrer comme évaluer à la pratique les différents éléments exposés dans le chapitre 6.
L'exemple est basé dans un village et un pays fictives qu'on peut considérer représentatifs mais on doit vérifier les hypothèses dans chaque cas réel.

Dans cet exemple nous allons déterminer le cashflow d'exploitation et les tarifs nécessaires pour assurer la viabilité du Micro-réseau photovoltaïque dimensionné dans l'Annexe 1, situé dans un village fictive appelé Zamou dans une région rurale de l'Afrique de l'Ouest.

a) **Durée de la vie de la centrale**
Compte tenu du contexte politique et sociale du pays et la région spécifique où le Micro-réseau est placé nous estimons que le village de Zamou sera pris en compte dans les plans d'électrification du gouvernement et effectivement raccordé au réseau national à l'avenir dans une période qui ne dépassera pas les 15 ans.
Pour notre analyse nous prenons donc 15 ans comme horizon de la durée de vie de la centrale photovoltaïque, auquel nous allons référer le cycle de vie des équipements et projeter le cashflow d'exploitation.

b) **Cycle de vie des équipements du Micro-réseau**
En tenant compte de la durée de vie estimé de la centrale, les remplacements prévus des équipements principaux pendant cette période en fonction de leur cycle de vie estimé sont les suivants:

Équipe	Durée de vie estimée	Remplacements prévus pendant la vie de la centrale
Modules PV	25 ans	0
Batteries	10 ans	1
Onduleurs	15 ans	0
Groupe Electrogène	> 25 ans	0
Compteurs	15 ans	0
Installations de distribution d'énergie	> 25 ans	0

c) **Flux de trésorerie du Micro-réseau**
Le cash-flow du Micro-réseau de Zamou est réalisé pour une période de 15 ans et il prend en compte les dépenses et revenus suivants:

DÉPENSES:

d1) **Prêt à l'investissement**
Le gestionnaire du Micro-réseau a bénéficié d'un prêt pour faire face à son contribution à l'investissement initial, pour un montant total de 25 millions de Fcfa.
Le reste de l'investissement (dans cet exemple autour du 90%) a été fourni à fond perdu par des institutions internationales d'aide au développement et le gouvernement national.
Le retour de ce prêt est à 15 ans mais n'est pas considéré linéaire : pendant les premiers 4 ans on rembourse jusqu'à le 21% du capital ; suivi d'une période de grâce de 4 ans ; deux ans avec un faible retour (5% respectivement) ; et le 69% restant du capital est retourné pendant les derniers 5 ans.
Ces conditions variables et avantageuses du retour peuvent être fondamentales pour éviter que la trésorerie devienne négative dans certaines années d'exploitation, surtout compte tenu du poids de certaines dépenses telles que l'amortissement des équipements.

d2) **Commission d'ouverture et intérêt du prêt**
Nous avons supposé dans ce cas une commission d'ouverture du prêt du 1% sur le capital (à payer pendant la première année) et un intérêt du 6% qui est appliqué au montant du capital dû à chaque année.

d3) **Salaires**

Le gestionnaire devra couvrir au moins les salaires suivants:
- Gérant : il sera chargé des tâches de collecte des contributions des utilisateurs aux frais de service, la gestion des comptes bancaires, les contrats avec les usagers, l'approbation des achats et des factures relatives à l'exploitation et en général des services et infrastructures nécessaires jour à jour pour le fonctionnement du Micro-réseau.

- Directeur d'Opérations : il sera chargé du contrôle et vérification des tâches d'entretien basique menées par les techniciens internes et externes ; le contrôle du stock des pièces de rechange, outils basiques et achats nécessaires ; le contrôle des tâches relatives aux éventuels nouveaux branchements ou extensions du réseau de distribution ; l'achat de nouveaux équipements en substitution de ceux amortis ; la collecte et analyse des données de monitoring ; et la recherche de support technique au-delà des techniciens d'entretien si nécessaire.
- Aides administratives : tâches de secrétariat.
- Gardien et nettoyage : tâches de sécurité, supervision basique des équipements et nettoyage des salles techniques.

Dans les cas où il s'agit d'un certain nombre de micro-réseaux au lieu d'un seul, on pourrait ajouter des Superviseurs Locaux et Agents Locaux dans les autres emplacements pour réaliser les tâches d'entretien basique et collecte des tarifs localement.

d4) **Coûts de fonctionnement, bureau et consommables**
Les principaux coûts de fonctionnement qui ont été pris en compte sont les suivants:
- Location de bureau : on considère ce coût zéro car le gestionnaire peut localiser son bureau dans une des salles de la centrale.
- Dépenses de communication et internet : on prévoit une dépense mensuelle de 15.000 Fcfa pour les dépenses de téléphone, connexion du système de monitoring au réseau internet et autres petites fournitures de matériel de bureau.
- Achat d'ordinateurs : deux ordinateurs ont été prévus pour le démarrage de l'activité.
- Réunions des organes directeurs : compte tenu du modèle associatif de gestion de ce Micro-réseau, on prévoit des perdiems et dépenses de fonctionnement pour les rencontres trimestrielles du Conseil Général Directif et pour l'Assemblée annuelle de l'Association.

d5) **Taxes et licences**
Le cadre légale et réglementaire du pays ne prévoit aucune taxe ou licence nécessaire pour l'exploitation d'un micro-réseau de cette taille en régime d'autoproduction.

d6) **Véhicules**

Ont été pris en compte les concepts suivants:
- Achat d'1 moto;
- Prévision carburant mensuel et entretien mécanique;
- Assurance et inspections obligatoires.

d7) **Entretien préventif**
Le gestionnaire signera le contrat avec une entreprise d'installateurs qualifiée pour la réalisationdes tâches d'entretien technique préventif du Micro-réseau, incluant cinq visites annuelles de surveillance et assistance pour les tâches d'opération du réseau, et fixant les conditions pour les éventuelles actions d'entretien correctif.

d8) **Pièces détachées**
La dépense en pièces de rechange est considérée nulle (0) pour la première année, ou la garantie de l'installation sera encore active. À partir de la deuxième année elle est prise en compte, mais toujours en considérant l'existence d'un stock important de pièces de rechange fournies lors de l'exécution du projet.

d9) **Extension du réseau et nouveaux branchements**
Le réseau de distribution et éclairage public est conçu pour raccorder le 100% des abonnés prévus lors de l'étude de dimensionnement du Micro-réseau. Néanmoins le recrutement des abonnés n'est pas immédiat, mais on estime qu'il sera prolongé au cours des cinq premières années jusqu'à atteindre le nombre total.
À partir de la cinquième année, compte tenu du facteur de croissance considéré, toute nouvelle incorporation de nouveaux abonnés comportera la réalisation des correspondants branchements et peut entraîner aussi l'extension du réseau de distribution.
À partir du coût total du réseau de distribution à l'heure de la réalisation du projet on estime selon le pourcentage correspondant l'investissement nécessaire annuellement pour la complétion de cette tâche.

d10) **Gas-oil groupe électrogène**
On a calculé –à partir du dimensionnement- un certain nombre d'heures par an d'utilisation du groupe électrogène auxiliaire du Micro-réseau, soit par niveau de charge insuffisant de la batterie, soit pour la réalisation des charges d'égalisation et entretien des

batteries. Le gestionnaire devra assurer toujours un stock minimal de litres de gasoil dans la centrale pour assurer le service en cas de panne dans le système solaire.

d11) **Assistance technique**
L'engagement des techniciens du bureau d'études qui ont conçu le Micro-réseau avec le Gestionnaire est essentiel pour assurer que les limites techniques des systèmes ne sont pas dépassées, que les tâches d'entretien sont correctement achevées et que la faisabilité économique et sociale de l'exploitation est toujours assurée.
Un certain montant pour maintenir cet appui technique après la première année a été considéré dans les comptes d'exploitation.

d12) **Imprévus**
On a considéré une ligne d'imprévus, calculé comme le 1,5% des coûts d'exploitation fixes et variables (sans prendre en compte donc les coûts liés à l'investissement initial et à l'amortissement des équipements).

d13) **Fond de remplacement des batteries**
L'amortissement des batteries a été impacté sur les premiers 10 ans, mais de façon non linéaire pour alléger l'amortissement pendant les premières années où tous les abonnés prévus ne sont pas encore recrutés, il y a besoin d'équiper le Gestionnaire (achat d'ordinateurs, motos, etc.) et en tout cas éviter une trésorerie négative.
Pour calculer cet amortissement on a pris en considération un taux d'inflation du 3% annuel sur le prix de la batterie.

REVENUS:

r1) **Aides et subventions**
Nous ne prévoyons aucune subvention publique à la génération autonome d'électricité par moyen de sources renouvelables dans les zones rurales, ni non plus à l'opération et entretien de ce type de systèmes.

r2) **Activités complémentaires**
Des services complémentaires seront mis en place pour profiter des excédents de production d'énergie pendant certaines heures du jour ou saisonnièrement, à partir de l'installation d'équipes électroménagers ou machinerie spécifique gérés par le Gestionnaire:

- Congélateurs : la vente de glace, de l'eau fraîche et la conservation de viande ou poisson peuvent produire des revenus complémentaires aux Gestionnaire qui ne sont pas strictement liés au service d'électricité.
Dans cet exemple nous avons estimé la vente de 15 sachets de glace par jour, à 50 Fcfa
l'unité.
- Moulin de grain : cette activité a une répercussion importante pour alléger significativement les tâches ménagères des femmes du village dans ce contexte rural ouestafricain, au-delà des revenus complémentaires qui peut apporter au Gestionnaire.
Nous avons prévu prudemment 6 broyages par jour à 150 Fcfa le service.
- Chargeur de batteries : la recharge de batteries monoblock n'est pas seulement dirigé aux petites batteries des motos et voitures, sinon aussi peut permettre d'étendre l'impact du Micro-réseau à certains foyers lesquels -par raison de leur distance au noyau du villagen'ont pas bénéficié de l'arrivé du réseau BT de la centrale mais qui peuvent, à partir de la recharge d'une petite batterie, profiter d'un service basique d'éclairage.
Nous avons estimé la recharge de 4 batteries par jour, à 200 Fcfa chaque.

r3) **Tarifs et branchements**
Les principaux revenus du gestionnaire seront ceux correspondants aux contributions ou tarifs collectées à l'ensemble des usagers du Micro-réseau photovoltaïque.

Pour calculer ces revenus nous avons tenu compte des principes suivants:
• Il faut considérer que les consommations des branchements liés aux services sociaux n'auront pas des revenus associés, même s'ils auront un usage d'électricité journalier : dans ce cas donc le tarif pour la Salle sociale, la Station de Pompage et l'Éclairage Publique sont fixés à zéro. La contribution relative à ces services communautaires et à l'amortissement des batteries pour son replacement à la fin de sa vie utile devra être répercutée proportionnellement sur la contribution ou tarifs associés aux foyers privés.
• On a considéré que l'incorporation d'utilisateurs sera graduelle pendant les premières 5 années jusqu'à atteindre le 100% prévu dans

le projet. À partir de la 5ème année on prévoit annuellement une petite croissance jusqu'à arriver au maximum du 15% sur le nombre d'abonnés prévus initialement à la fin de la vie utile du Micro-réseau.

• L'on fixe un paiement initial pour le droit de branchement au réseau de 80.000 Fcfa par foyer. Ce paiement est intégré dans la grille du cash-flow en fonction du facteur de recrutement d'abonnés estimé pour chaque année.

• Aussi, pour prendre en compte l'inflation, on a considéré l'augmentation périodique des tarifs au long des 15 années pris en compte pour la confection du cash-flow : 10 % la 4ème année, 10 % la 8ème année et 10 % la 12ème année. Nous le faisons de cette façon, considérant qu'il est irréaliste que les tarifs puissent être modifiés chaque année pour tenir compte de l'inflation et qu'il est préférable de le faire cumulativement après une période plus longue.

• Pour fixer les tarifs nous avons choisi un type de structure linéaire, composé d'un facteur sur l'énergie journalière mise à disposition et d'un facteur sur la puissance:

$$P\,[\text{Fcfa}] = A * E\,[\text{Wh/jour}] + B * (P\,[\text{W}] - 500)$$

Pour fixer les valeurs A et B nous avons utilisé une dynamique d'itération, jusqu'à nous avons obtenu une trésorerie toujours positive permettant d'assurer la viabilité de l'exploitation.

À la fin de ce processus itératif nous avons obtenu les tarifs suivants:

TARIFS ET BRANCHEMENTS	Énergie (Wh/jour)	Puissance (W)	A	B	Tarif (FCFA/mois)	Branchement (FCFA)
MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	275	500	4,5	1,5	1.250 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	550	500	4,5	1,5	2.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	1100	500	4,5	1,5	5.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	1925	1000	4,5	1,5	9.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	1925	2000	4,5	1,5	11.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
CENTRE DE SANTÉ:	2200	1000	4,5	1,5	0 Fcfa/mois	0 Fcfa
ÉCOLE:	559	500	4,5	1,5	1.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
CENTRE RÉLIGIEUX:	1100	500	4,5	1,5	5.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
FOYER DE JEUNES:	2200	500	4,5	1,5	10.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa
SALLE SOCIALE:	3300	1000	4,5	1,5	0 Fcfa/mois	0 Fcfa
STATION POMPAGE:	2200	4500	4,5	1,5	0 Fcfa/mois	0 Fcfa
ÉCLAIRAGE PUBLIQUE	4400	2000	4,5	1,5	0 Fcfa/mois	0 Fcfa

L'évolution des tarifs au long des 15 années de vie utile de la centrale sera l'indiqué au tableau suivant:

	ÉVOLUTION TARIF							
	AN 1	AN 2	AN 3	AN 4	AN 5	AN 6	AN 7	AN 8
TARIF ÉCONOMIQUE	1.250 Fcfa/mois	1.250 Fcfa/mois	1.250 Fcfa/mois	1.375 Fcfa/mois	1.375 Fcfa/mois	1.375 Fcfa/mois	1.375 Fcfa/mois	1.513 Fcfa/mois
TARIF MOYEN	2.500 Fcfa/mois	2.500 Fcfa/mois	2.500 Fcfa/mois	2.750 Fcfa/mois	2.750 Fcfa/mois	2.750 Fcfa/mois	2.750 Fcfa/mois	3.025 Fcfa/mois
TARIF CONFORT	5.000 Fcfa/mois	5.000 Fcfa/mois	5.000 Fcfa/mois	5.500 Fcfa/mois	5.500 Fcfa/mois	5.500 Fcfa/mois	5.500 Fcfa/mois	6.050 Fcfa/mois
TARIF GRAND CONFORT	9.500 Fcfa/mois	9.500 Fcfa/mois	9.500 Fcfa/mois	10.450 Fcfa/mois	10.450 Fcfa/mois	10.450 Fcfa/mois	10.450 Fcfa/mois	11.495 Fcfa/mois
TARIF BOUTIQUE	11.000 Fcfa/mois	11.000 Fcfa/mois	11.000 Fcfa/mois	12.100 Fcfa/mois	12.100 Fcfa/mois	12.100 Fcfa/mois	12.100 Fcfa/mois	13.310 Fcfa/mois
	AN 9	AN 10	AN 11	AN 12	AN 13	AN 14	AN 15	
TARIF ÉCONOMIQUE	1.513 Fcfa/mois	1.513 Fcfa/mois	1.513 Fcfa/mois	1.664 Fcfa/mois	1.664 Fcfa/mois	1.664 Fcfa/mois	1.664 Fcfa/mois	
TARIF MOYEN	3.025 Fcfa/mois	3.025 Fcfa/mois	3.025 Fcfa/mois	3.328 Fcfa/mois	3.328 Fcfa/mois	3.328 Fcfa/mois	3.328 Fcfa/mois	
TARIF CONFORT	6.050 Fcfa/mois	6.050 Fcfa/mois	6.050 Fcfa/mois	6.655 Fcfa/mois	6.655 Fcfa/mois	6.655 Fcfa/mois	6.655 Fcfa/mois	
TARIF GRAND CONFORT	11.495 Fcfa/mois	11.495 Fcfa/mois	11.495 Fcfa/mois	12.645 Fcfa/mois	12.645 Fcfa/mois	12.645 Fcfa/mois	12.645 Fcfa/mois	
TARIF BOUTIQUE	13.310 Fcfa/mois	13.310 Fcfa/mois	13.310 Fcfa/mois	14.641 Fcfa/mois	14.641 Fcfa/mois	14.641 Fcfa/mois	14.641 Fcfa/mois	

Le tableau ci-dessous résume l'évolution du flux de trésorerie relatif à la gestion du Microréseau, à partir du calcul des coûts et revenus d'exploitation décrits précédemment, au long des 15 ans de vie utile de la centrale:

CASHFLOW D'EXPLOITATION DU MICRO-RÉSEAU PHOTOVOLTAÏQUE PENDANT LES PREMIERS 15 ANS - AVEC REPOSITION DES BATTERIES

DEPENSES ANNUELLES			AN 0 (Fcfa)	AN 0 (€)	AN 1	AN 2	AN 3	AN 4	AN 5	AN 6	AN 7	AN 8	AN 9	AN 10	AN 11	AN 12	AN 13	AN 14	AN 15
					FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA
INVESTISSEMENT INITIAL																			
Prêt à l'investissement	25.000.000 Fcfa	6% intérêt	non linéaire		2.500.000	1.750.000	750.000	250.000	0	0	0	0	1.250.000	1.250.000	2.250.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000	3.750.000
Commision et intérêt du prêt	1% ouverture	15 ans	250.000	381,33	1.750.000	1.350.000	1.245.000	1.200.000	1.185.000	1.185.000	1.185.000	1.185.000	1.185.000	1.110.000	1.035.000	900.000	675.000	450.000	225.000
COÛTS D'EXPLOITATION FIXES																			
Salaire Gérant	60.000 Fcfa/mois	12 mois	720.000	1.098,24	360.000	720.000	720.000	720.000	720.000	792.000	792.000	792.000	792.000	792.000	871.200	871.200	871.200	871.200	871.200
Salaire Directeur d'Opérations	40.000 Fcfa/mois	12 mois	480.000	732,16	240.000	480.000	480.000	480.000	480.000	528.000	528.000	528.000	528.000	528.000	580.800	580.800	580.800	580.800	580.800
Salaire Administrative	15.000 Fcfa/mois	12 mois	180.000	274,56	90.000	180.000	180.000	180.000	180.000	198.000	198.000	198.000	198.000	198.000	217.800	217.800	217.800	217.800	217.800
Salaire gardien et nettoyage	15.000 Fcfa/mois	12 mois	180.000	274,56	90.000	180.000	180.000	180.000	180.000	198.000	198.000	198.000	198.000	198.000	217.800	217.800	217.800	217.800	217.800
Salaire Superviseurs locaux	0 Fcfa/mois	12 mois	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Salaire Agents Locaux	0 Fcfa/mois	12 mois	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Location bureau	0 Fcfa/mois	12 mois	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Communication et internet	15.000 Fcfa/mois	12 mois	180.000	274,56	180.000	185.400	190.962	196.691	202.592	208.669	214.929	221.377	228.019	234.859	241.905	249.162	256.637	264.336	272.266
Taxes et licences	0 Fcfa/ut	0 Ut.	0	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contrat d'entretien préventif et correctif	400.000 Fcfa/village	1 villages	400.000	610,1	0	400.000	400.000	400.000	400.000	440.000	440.000	440.000	440.000	440.000	484.000	484.000	484.000	484.000	484.000
Ordinateurs	350.000 Fcfa/ut	2 Ut.	700.000	1.067,73	700.000	0	0	0	0	811.492	0	0	0	0	940.741	0	0	0	0
Motos	1.500.000 Fcfa/ut	1 Ut.	1.500.000	2.287,98	1.500.000	154.500	159.135	163.909	168.826	173.891	179.108	1.844.811	190.016	195.716	201.587	207.635	213.864	220.280	226.888
Carburant véhicules	15.000 Fcfa/mois/ut.	12 mois	180.000	274,56	180.000	185.400	190.962	196.691	202.592	208.669	214.929	221.377	228.019	234.859	241.905	249.162	256.637	264.336	272.266
Assurances véhicules	30.000 Fcfa/an/ut.	1 an	30.000	45,76	30.000	30.900	31.827	32.782	33.765	34.778	35.822	36.896	38.003	39.143	40.317	41.527	42.773	44.056	45.378
Reunions Conseil Général Directif	35.000 Fcfa/reunion	4 réunions/an	140.000	213,55	140.000	144.200	148.526	152.982	157.571	162.298	167.167	172.182	177.348	182.668	188.148	193.793	199.607	205.595	211.763
Assemblée annuelle	100.000 Fcfa/reunion	1 assemb./an	100.000	152,53	100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927	119.405	122.987	126.677	130.477	134.392	138.423	142.576	146.853	151.259
COÛTS D'EXPLOITATION VARIABLES																			
Équipements et materiaux	600.000 Fcfa/village	1 villages	600.000	915,25	0	600.000	618.000	636.540	655.636	675.305	695.564	716.431	737.924	760.062	782.864	806.350	830.540	855.457	881.120
Extension du réseau et nouveaux branchements	150.000 Fcfa/branch.		0	0,00	0	0	0	0	0	352.130	725.387	1.120.723	1.539.126	1.981.624	2.449.288	3.363.688	3.897.674	4.460.671	4.594.491
Gas-oil		402 h/an	4.020	6,13	4.020	80.400	82.812	85.296	87.855	90.491	93.206	96.002	98.882	101.848	104.904	108.051	111.292	114.631	118.070
Assistence technique	200.000 Fcfa/an	1 villages	200.000	305,07	0	200.000	200.000	200.000	200.000	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	242.000	242.000	242.000	242.000	242.000
Imprevus	1,5% s/depenses			127,99	83.910	86.428	89.020	91.691	94.442	97.275	100.193	103.199	106.295	109.484	112.768	116.151	119.636	123.225	126.922
AMORTISSEMENT																			
1er remplacement onduleurs	Coût final an 15 :	20.801.318	Réposition au 100%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1er remplacement batteries	Coût final an 10 :	33.759.735	Réposition au 100%		0	2.025.584	2.025.584	3.038.376	3.038.376	4.219.967	4.219.967	5.063.960	5.063.960	5.063.960	0	0	0	0	0
2ème remplacement batteries	Coût final an 20 :	41.520.216	Réposition au 100%		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL DEPENSES				9.042,0	7.947.930	8.855.812	7.797.919	8.314.231	8.099.206	10.711.893	10.326.678	13.280.946	13.345.268	13.770.702	11.337.420	12.737.543	13.109.836	13.513.040	13.489.023
Inflation considéré sur matériel:						3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Inflation considéré sur salaires:						0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%
Amortissement des onduleurs 1er remplacement:						0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Amortissement des batteries 1er remplacement:						6%	6%	9%	9%	13%	13%	15%	15%	15%	0%	0%	0%	0%	0%
Inflation accumulée 1er remplacement:					1,00	103%	106%	109%	113%	116%	119%	123%	127%	127%	127%	127%	127%	127%	127%
REVENUS ANNUELS					AN 1	AN 2	AN 3	AN 4	AN 5	AN 6	AN 7	AN 8	AN 9	AN 10	AN 11	AN 12	AN 13	AN 14	AN 15
					FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA	FCFA
AIDES ET SUBVENTIONS																			
Subvention à la production d'énergie électrique	0 Fcfa/kWh	55.933 kWh/an			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subvention à l'Opération et l'Entretien	0 Fcfa/abonné	135 abonnés			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TARIFS ET BRANCHEMENTS	kWh/mois	Nombre	Tarif (FCFA/mois)	Branchement (FCFA)															
MAISON TYPE 1 - TARIF ECONOMIQUE:	8	23	1.250 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	1.311.000	534.750	477.250	544.525	471.500	412.793	418.485	463.835	470.097	476.359	482.621	569.498	548.786	555.674	528.074
MAISON TYPE 2 - TARIF MOYEN:	17	47	2.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	3.102.000	1.621.500	1.574.500	1.849.450	1.739.000	1.630.665	1.653.930	1.839.275	1.864.866	1.890.458	1.916.049	2.214.715	2.186.466	2.214.617	2.158.217
MAISON TYPE 3 - TARIF CONFORT:	33	31	5.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	2.604.000	1.767.000	1.829.000	2.191.700	2.170.000	2.113.890	2.144.580	2.389.077	2.422.836	2.456.595	2.490.354	2.847.139	2.847.074	2.884.209	2.847.009
MAISON TYPE 4 - TARIF GRAND CONFORT:	59	15	9.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	1.746.000	1.462.500	1.573.500	1.906.950	1.941.000	1.927.215	1.955.430	2.180.210	2.211.246	2.242.283	2.273.319	2.585.131	2.601.271	2.635.412	2.617.412
MAISON TYPE 5 - BOUTIQUE:	59	13	11.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	1.653.600	1.443.000	1.562.600	1.897.220	1.939.600	1.931.514	1.959.828	2.185.396	2.216.542	2.247.687	2.278.832	2.589.276	2.607.935	2.642.195	2.626.595
CENTRE DE SANTÉ:	67	0	0 Fcfa/mois	0 Fcfa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ÉCOLE:	17	1	1.500 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	58.800	25.500	23.300	26.810	23.800	21.297	21.594	23.960	24.287	24.614	24.940	29.233	28.392	28.752	27.552
CENTRE RÉLIGIEUX:	33	2	5.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	168.000	114.000	118.000	141.400	140.000	136.380	138.360	154.134	156.312	158.490	160.668	183.686	183.682	186.078	183.678
FOYER DE JEUNES:	67	0	10.000 Fcfa/mois	80.000 Fcfa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SALLES OCIALE:	100	1	0 Fcfa/mois	0 Fcfa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATION POMPAGE:	67	1	0 Fcfa/mois	0 Fcfa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ÉCLAIRAGE PUBLIQUE	134	1	0 Fcfa/mois	0 Fcfa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ACTIVITÉS COMPLÉMENTAIRES																			
Extension du réseau et nouveaux branchements					0	0	0	0	0	414.270	853.396	1.318.497	1.810.736	2.331.323	2.881.515	3.957.280	4.585.499	5.247.848	5.405.284
Vente de glace et usage congelateurs	50 Fcfa/Ut.	15 Uts./jour	273.750 Fcfa/an		273.750	273.750	273.750	301.125	301.125	301.125	301.125	331.238	331.238	331.238	331.238	364.361	364.361	364.361	364.361
Utilisation moulin de grain	150 Fcfa/Ut.	6 Uts./jour	328.500 Fcfa/an		328.500	328.500	328.500	361.350	361.350	361.350	361.350	397.485	397.485	397.485	397.485	437.234	437.234	437.234	437.234
Recharge de batteries monoblock	200 Fcfa/Ut.	4 Uts./jour	292.000 Fcfa/an		292.000	292.000	292.000	321.200	321.200	321.200	321.200	353.320	353.320	353.320	353.320	388.652	388.652	388.652	388.652
TOTAL REVENUS					11.537.650	7.862.500	8.052.400	9.541.730	9.408.575	9.571.699	10.129.278	11.636.426	12.258.964	12.909.849	13.590.340	16.166.206	16.779.353	17.585.032	17.584.067
MARGE ANNUELLE (Fcfa):					3.589.720	-993.312	254.481	1.227.499	1.309.369	-1.140.195	-197.400	-1.644.520	-1.086.304	-860.852	2.252.920	3.428.663	3.669.517	4.071.991	4.095.043
MARGE ANNUELLE (€):					5.472,13	-1.514,19	387,93	1.871,19	1.995,99	-1.738,10	-300,91	-2.506,89	-1.655,95	-1.312,28	3.434,33	5.226,62	5.593,78	6.207,30	6.242,44
MARGE ACCUMULÉ (Fcfa):					3.589.720	2.596.408	2.850.889	4.078.389	5.387.758	4.247.563	4.050.163	2.405.643	1.319.339	458.487	2.711.407	6.140.070	9.809.587	13.881.578	17.976.622
MARGE ACCUMULÉ (€):						3.957,94	4.345,87	6.217,06	8.213,05	6.474,94	6.174,03	3.667,14	2.011,19	698,91	4.133,24	9.359,86	14.953,64	21.160,94	27.403,39
Facteur de recrutement d'abonnés:					60%	75%	85%	95%	100%	101,5%	103%	105%	106%	108%	109,0%	112%	114%	115%	115%
Inflation considéré sur tarifs:						0%	0%	10%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%

d) **Conclusion**

On constate que, avec le cadre tarifaire mis en place et avec les hypothèses mentionnées, le flux de trésorerie d'exploitation se maintient toujours positif pendant toute la durée de vie du Microréseau, et même qu'à la fin de l'année 15 le Gestionnaire trouve une marge accumulée prochaine aux 18 millions de Fcfa.

Ce cash-flow démontre la viabilité de la mise en service et l'exploitation du Micro-réseau de Zamou, toujours dans les conditions décrites.

WWW.ECREEE.ORG