



Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad Para Proyectos del Sistema Híbrido Solar en Kogo

INFORME FINAL VALIDADO

Contiene:

- Estudio de pre-viabilidad
- Diseño estandarizado
- Especificaciones técnicas básicas
- Modelo de gestión

Preparado para:

PNUD Guinea Ecuatorial



TTA Ref: CI-18-0010

UNDP Ref: 001-2018

Fecha: 26 de julio de 2019

Proyecto:	Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad para proyectos del sistema híbrido solar Cogo		
Cliente:	PNUD, Guinea Ecuatorial		
Consultor:	Trama Tecnoambiental, S.L. (TTA)		
INFORME FINAL: Especificaciones técnicas básicas y modelo de gestión			
Entregable #3: Informe final			
Documentos Relacionados	Tipo	Borrador/Final	Fecha de Entrega
Entregable #1. Informe Preliminar: Estudio Pre-Viabilidad	Informe	Borrador	06/10/2018
Entregable #1. Informe Preliminar: Estudio Pre-Viabilidad	Informe	Final	02/11/2018
Entregable #2. Informe de avance: Especificaciones técnicas	Informe	Borrador	12/02/2019
Entregable #2. Informe de avance: Modelo de gestión	Informe	Borrador	12/02/2019
Financiado por:	PNUD Guinea Ecuatorial		
PRESENTACIÓN:			
<p>Este informe forma parte del último entregable del estudio de pre-viabilidad de la electrificación con energía solar híbrida de las comunidades de interior en la región de Kogo (Guinea Ecuatorial).</p> <p>Los autores de este reporte son Alejandro Arévalo, Marilena Lazopoulou, Laura Monteagudo y Roger Sallent.</p>			

Tabla de contenido

Lista de Ilustraciones	4
Lista de Tablas	6
Abreviaciones y acrónimos	7
1. Introducción	8
1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL)	8
1.2. Estudio de Pre-Viabilidad	8
1.3. Visita de campo	8
1.4. Diseño funcional básico y modelo de gestión	9
2. Estudio Pre-viabilidad	10
2.1. Metodología	10
2.1.1. Estudio de demanda	10
2.1.2. Dimensionamiento de microrredes solares/híbridas	13
2.1.2.1. Planta de generación	13
2.1.2.2. Red de distribución	15
2.1.3. Estimación de Costes	15
2.1.3.1. Costes de inversión inicial	15
2.1.3.2. Gastos operacionales	17
2.1.4. Simulación de escenarios	18
2.2. Estudio básico de viabilidad y diseño	19
2.2.1. Cuma Anvom	19
2.2.2. Midjobo Anvom	19
2.2.2.1. Descripción general	19
2.2.2.2. Datos meteorológicos	21
2.2.2.3. Red de distribución y localización de la planta	23
2.2.2.4. Demanda y perfil de carga del pueblo	23
2.2.2.5. Comparativa de Escenarios	26
2.2.2.6. Diseño recomendado para la planta de generación	28
2.2.2.7. Verificación de diseño	29
2.2.3. Mbon Elon	30
2.2.3.1. Descripción general	30
2.2.3.2. Datos meteorológicos	33
2.2.3.3. Red de distribución	35
2.2.3.4. Demanda y perfil de carga del pueblo	35
2.2.3.5. Comparativa de Escenarios	40

2.2.3.6.	Diseño recomendado para la planta de generación	42
2.2.3.7.	Verificación de diseño	43
2.3.	Análisis de Resultados y Conclusiones	44
2.3.1.	Impacto de los subsidios al combustible	45
2.3.2.	Solución técnica y social recomendada	46
2.3.3.	Recomendaciones adicionales	47
2.3.3.1.	Energy Daily Allowance (EDA)	47
2.3.3.2.	Gestion de la Demanda	48
3.	Estandarización del Diseño	49
3.1.	Diseño Modular	49
3.2.	Dimensionado	49
3.3.	Componentes	49
3.4.	Configuración funcional MR P y MR M	50
3.4.1.	Escenario de funcionamiento diurno:	50
3.4.2.	Escenario de funcionamiento nocturno:	51
3.5.	Asociación de las microrredes base	51
3.5.1.	Configuración Funcional MR P + M y MR M + M	52
3.5.1.1.	Escenario de funcionamiento diurno de cada subgrupo:	52
3.5.1.2.	Escenario de funcionamiento nocturno de cada subgrupo:	52
3.5.1.3.	Escenario de funcionamiento diurno de subgrupos asociados:	52
3.5.1.4.	Escenario de funcionamiento nocturno de subgrupos asociados:	53
3.6.	Caracterización de necesidades en las comunidades de estudio	54
3.6.1.	Midjobo Anvom	54
3.6.2.	Mbon Elon	54
4.	Guía metodológica para desarrollar proyectos piloto	56
5.	Modelo de gestión	57
5.1.	Agentes locales relevantes	57
5.1.1.	Ministerio de Agricultura, Ganadería, Bosques y Medioambiente (MAGBM)	57
5.1.2.	Ministerio de Industria y Energía (MIE)	57
5.1.3.	Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial Sociedad Anónima (SEGESA)	57
5.1.3.1.	Interacción entre el MIE y SEGESA	59
5.1.3.2.	Tarifas	59
5.1.4.	Estructuras de Gobierno Locales	60
5.1.5.	ONGs	62
5.1.5.1.	ANDEGE	62
5.1.6.	Sector Privado	62

5.2.	Marco Regulatorio	62
5.3.	Revisión de los modelos de gestión existentes	64
5.3.1.	Modelo público (empresa pública).....	66
5.3.2.	Modelo privado	66
5.3.3.	Modelo comunitario.....	66
5.3.4.	Partenariado Público-Privado (PPP)	67
5.4.	Recomendaciones para la construcción de un proyecto piloto en Guinea Ecuatorial.....	68
5.4.1.	Contexto actual	68
5.4.2.	Sostenibilidad económica de proyectos de renovables	68
5.4.3.	El rol del sector público	69
5.4.4.	Propuesta para proyecto piloto	71
6.	Plan de O&M.....	72
7.	Planificación de electrificación rural de país.....	75
8.	Impacto ambiental.....	76
8.1.	Fase de construcción.....	76
8.1.1.	Uso de la tierra	76
8.2.	Fase de operación	76
8.2.1.	Emisiones de gases.....	76
8.2.2.	Contaminación acústica	77
8.2.3.	Gestión de residuos.....	77
8.2.3.1.	Baterías plomo-ácido	77
8.2.3.2.	Módulos fotovoltaicos	78
8.2.3.3.	Generador diésel.....	78

Lista de Ilustraciones

Ilustración 1: Localización de pueblos visitados	9
Ilustración 2: Esquema básico de una microrred solar/híbrida con acoplamiento en continua	14
Ilustración 3: Poste de distribución de SEGESA	15
Ilustración 4: Localización de Midjobo Anvom (fuente: Google Earth)	19
Ilustración 5: Vista aérea de Midjobo Anvom (fuente: Bing maps)	20
Ilustración 6: Vistas del pueblo.....	20
Ilustración 7: Datos de radiación e índice de claridad en Midjobo Anvom (Fuente: NASA).....	22
Ilustración 8: Datos de temperatura en Midjobo Anvom (Fuente: NASA)	22
Ilustración 9. Datos de precipitación y humedad en Midjobo Anvom (Fuente: NASA).....	22
Ilustración 10: Esquema de red de distribución y localización óptima de planta de energía (cuadro rojo).....	23
Ilustración 11: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5.....	25
Ilustración 12: Previsión de demanda anual futura de Midjobo Anvom, del año +1 al año +5.....	25
Ilustración 13: Generación eléctrica total por mes	29
Ilustración 14: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).	29
Ilustración 15: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad suministrada en kW (línea negra), demanda de la comunidad no suministrada en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).	30
Ilustración 16: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año	30
Ilustración 17: Localización de Mbon Elon (fuente: Google Earth)	31
Ilustración 18: Vista aérea de Mbon Elon (fuente: Bing maps)	31
Ilustración 19: Vista panorámica de la nueva sección del distrito urbano en desarrollo	32
Ilustración 20: Vista general de casas y uno de los 3 nuevos grifos de agua en primer plano	32
Ilustración 21: Imagen de la nueva escuela en construcción y su torre de agua	32
Ilustración 22: Datos de radiación e índice de claridad en Mbon Elon (Fuente: NASA)	34
Ilustración 23: Datos de temperatura en Mbon Elon (Fuente: NASA).....	34
Ilustración 24. Datos de precipitación y humedad en Mbon Elon (Fuente: NASA)	34
Ilustración 25: Esquema de red de distribución y localización óptima de planta de energía (cuadro rojo).....	35
Ilustración 26: Perfil de carga desglosado en año de Mbon Elon 1 y perfil de demanda de diseño en año 5	39
Ilustración 27: Previsión de demanda anual futura de Mbon Elon, del año +1 al año +5	39
Ilustración 28: Generación eléctrica total por mes	43
Ilustración 29: Simulación semanal de planta solar en Mbon Elon durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).	43
Ilustración 30: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad suministrada en kW (línea negra), demanda de la comunidad no suministrada en kW (línea azul) generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).	44
Ilustración 31: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año	44
Ilustración 32. Esquema general de una microrred y su sistema de distribución	50
Ilustración 33. Esquema de conexiones para MR P o MR M	51
Ilustración 34. Esquema de conexiones para las MR P + M o MR M + M.....	54
Ilustración 35: Organigrama de la integración vertical del sector eléctrico en Guinea Ecuatorial.....	58
Ilustración 36: Mapa de Energía (Fuente: SEGESA)	58
Ilustración 37: Tarifas de conexión (Fuente: SEGESA)	59
Ilustración 38: Estructura del PDGE en Midjobo Anvom	60
Ilustración 39: Panorámica de Midjobo Anvom	60
Ilustración 40: Estructura del PDGE en Mbon Elon	61
Ilustración 41: Panorámica de Mbon Elon.....	61
Ilustración 42: Árbol de decisión para microrredes (fuente: EUEI/RECP 2014)	65

Ilustración 43: Comparación de modelos (fuente: EUEI/RECP 2014)	65
Ilustración 44: Tipos de mantenimiento	73
Ilustración 45: Niveles de O&M	74

Lista de Tablas

Tabla 1: Resumen del tipo de conexión y categorías (de acuerdo con la metodología estandarizada de TTA basada en 30 años de experiencia en el campo) - Ejemplo	10
Tabla 2: Comparativa de tipos de baterías de plomo-ácido	13
Tabla 3: Hipótesis de diseño de microrredes fotovoltaicas	14
Tabla 4: Costes unitarios de componentes desglosados	16
Tabla 5: Costes unitarios de componentes instalados	16
Tabla 6: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios	17
Tabla 7: Datos mensuales de radiación y temperatura en Midjobo Anvom (fuente: NASA)	21
Tabla 8: Análisis de demanda diaria estimada para Midjobo Anvom	24
Tabla 9: Comparación de escenarios	27
Tabla 10: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Midjobo Anvom	28
Tabla 11: Datos mensuales de radiación y temperatura en Mbon Elon (fuente: NASA)	33
Tabla 12: Número y tipo de abonados potenciales	35
Tabla 13: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto	36
Tabla 14: Análisis de demanda diaria estimada para Mbon Elon	38
Tabla 15: Comparación de escenarios	41
Tabla 16: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Mbon Elon	42
Tabla 17: Indicadores de rendimiento de solución técnica propuesta para Midjobo Anvom y Mbon Elon	46
Tabla 18. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.	47
Tabla 19. Especificaciones generales de las Microrredes P y M (Penetración solar 100%)	49
Tabla 20. Especificaciones generales de las MRs – MR P, MR M, MR P + M y MR M + M (Penetración solar 100%) ..	52
Tabla 21. Diseño propuesto para Midjobo Anvom	54
Tabla 22. Diseño propuesto para Mbon Elon	54
Tabla 23. Guía metodológica para el desarrollo de proyectos piloto de electrificación rural	56
Tabla 24: Tarifas en Malabo y Bata para abonados de baja tensión (Fuente: SEGESA)	59
Tabla 25: Tarifas en Malabo y Bata para abonados de baja tensión con generación diésel (Fuente: SEGESA)	59
Tabla 26: Varios modelos de PPP (Fuente: Inensus, modificado por el autor)	67
Tabla 27: Instrumentos públicos para promover la inversión en minirredes solares	70
Tabla 28: Actores clave y responsabilidades	71
Tabla 29: Fases de proceso de desarrollo de proyectos de energías renovables para electrificación rural	75
Tabla 30: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica	76
Tabla 31: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica	77

Abreviaciones y acrónimos

ANDEGE	Amigos de la Naturaleza y del Desarrollo de Guinea Ecuatorial
BOM	<i>Bill of Materials</i> (mediciones)
BT	Baja Tensión
CA	Corriente Alterna
CAPEX	<i>CAPital EXpenditures</i> (Inversiones en bienes de capitales)
CC	Corriente Continua
CEMAC	Comunidad Económica Monetaria África Central
EDA	<i>Energy Daily Allowance</i> (Cupo Diario de Energía)
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
FV	Fotovoltaica
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
HPS	Horas Pico Solar
kW	Kilovatio
kWp	Kilovatio-pico
kWh	Kilovatio-hora
LCOE	<i>Levelized Cost Of Electricity</i> (Coste ponderado de electricidad)
MPM	Ministerio de Pesca y Medioambiente
MR	Microrred
MR P	Microrred pequeña
MR M	Microrred mediana
MR P + M	Microrred pequeña asociada a una microrred mediana
MR M + M	Microrred mediana asociada a otra microrred mediana
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	<i>OPerational EXpendiutre</i> (Gastos operacionales)
POBLADO	Puede hacer referencia a un pueblo o distrito poblado de Guinea Ecuatorial
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
TIR	Tasa interna de retorno
TTA	Trama TecnoAmbiental
SEGESA	Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial, S.A.
ZNI	Zonas No Interconectadas

1. Introducción

1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL)

El Gobierno de Guinea Ecuatorial, a través de los ministerios de Agricultura, Ganadería, Bosques y Medioambiente (MAGBMA) y el Ministerio de Industria y Energía (MIE), junto con el Fondo Mundial para el Medioambiente (GEF, por sus siglas en inglés) y el Programa de las Naciones Unidas Para el Desarrollo (PNUD Guinea Ecuatorial) coordinan la ejecución del proyecto **“Energía Sostenible para Todos: Promoviendo hidroelectricidad a pequeña escala en Bioko y otras soluciones de energías limpias para islas remotas”**. El objetivo de este proyecto es crear un mercado para soluciones de energía renovable descentralizadas en las islas pequeñas y territorios remotos. El objetivo se alcanzará abordando la debilidad de los marcos de oferta tecnológica, comerciales y político-institucionales del país, y afrontando las causas fundamentales de las barreras para la utilización de energías renovables (ER) en el país. Este proyecto está en línea con la visión del Gobierno tendente a proporcionar energía para todos, articulado con el Plan de Desarrollo Nacional “Horizonte 2020”.

El proyecto consta de los siguientes componentes: (1) Planificación de energías limpias y políticas para implementación y expansión; (2) demostración de tecnologías de energías limpias (hidroeléctricas); (3) demostración de tecnologías de energías limpias (solares); (4) Conocimiento y capacidad de desarrollo de energías limpias.

1.2. Estudio de Pre-Viabilidad

Dentro del componente (3) del proyecto de SE4ALL, se incluye el de Plan de viabilidad y de negocios para energía solar (Annobón) y evaluación de recursos y pre-viabilidad (solar para zonas rurales/remotas).

La **“Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad para proyectos del sistema híbrido solar en Kogo”** se encuentra enmarcado en este componente 3 y tiene como objetivo estudiar la factibilidad de plantas solares híbridas en la región de Kogo y preparar el diseño básico para la construcción de dichas plantas. Las comunidades seleccionadas son el pueblo **Midjobo Anvom** y el distrito urbano **Mbon Elon**.

El trabajo se realiza en estrecha colaboración con el Gerente del Proyecto GEF, el Ministerio de Agricultura y Bosques, el Ministerio de Industria y Energía y la empresa nacional de energía SEGESA.

1.3. Visita de campo

La información utilizada para la realización de este estudio proviene principalmente de la visita de campo hecha por miembros de TTA, representantes de PNUD y los Ministerios entre el 26 y el 31 de agosto de 2018. Durante esta misión se visitaron las dos comunidades y se realizaron reuniones con las delegaciones de SEGESA en Malabo, Bata y Kogo, la ONG local ANDEGE y la dirección de los Ministerios implicados en el proyecto. Además se visitó un tercer pueblo que actualmente dispone de servicio eléctrico para recoger información adicional y realizar el estudio con la mayor precisión.



Ilustración 1: Localización de pueblos visitados

1.4. Diseño funcional básico y modelo de gestión

El presente informe propone una solución técnica de electrificación rural estandarizada, normalizada y adaptada al contexto de las comunidades visitadas. Esta solución ha sido definida para ser utilizada en primera instancia en proyectos piloto que tendrían lugar en una primera fase del programa de electrificación rural del país. Posteriormente podría ser utilizada como modelo de desarrollo de los proyectos futuros.

Este documento no pretende ofrecer especificaciones técnicas detalladas si no un primer diseño funcional. Por lo tanto, no debe ser usado como base de una licitación para la construcción de una microrred, pues el nivel de detalle no se considera suficiente.

De este estudio y los comentarios recibidos por el PNUD se desprende que la solución técnica deseada para la electrificación de estas comunidades son microrredes basadas 100% en generación solar.

El presente informe también presenta una propuesta de modelo de gestión para las microrredes solares después de una presentación de las diversas opciones disponibles.

Este documento comprende:

- Estudio de pre-viabilidad
- La descripción del dimensionado y configuración funcional de las microrredes base.
- La descripción de la asociación de microrredes y la configuración funcional de las microrredes asociadas.
- Una guía metodológica para el desarrollo del proyecto piloto y los pasos para su implementación.
- Presentación y comparación de los diferentes modelos de gestión para microrredes, así como los principales actores involucrados.
- Propuesta para los modelos de gestión de Midjobo Anvom y Mbon Elon y su plan de operación y mantenimiento técnico.
- Descripción de alto nivel del plan de operación y mantenimiento para microplantas solares híbridas de acceso a la energía.
- Esquema general de etapas para el desarrollo de plantas solares para electrificación rural del país.

2. Estudio Pre-viabilidad

2.1. Metodología

2.1.1. Estudio de demanda

Midjobo Anvom y Mbon Elon se encuentran actualmente sin servicio eléctrico, salvo algunos particulares que disponen de sus propios generadores. Por ese motivo, para estimar la curva de demanda de los poblados, se ha hecho una estimación de consumo por tipo de conexión potencial basado en la información cualitativa recogida durante la visita sobre las necesidades energéticas de la población, así como la experiencia de TTA en electrificación rural en África Subsahariana.

Además de los dos pueblos del estudio, se visitó un tercer poblado (Cuma Anvom) que actualmente dispone de servicio eléctrico para servir como referencia para este estudio (comunidad de control).

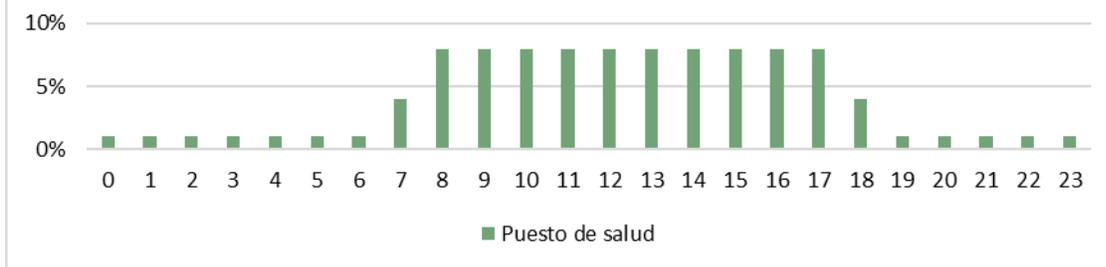
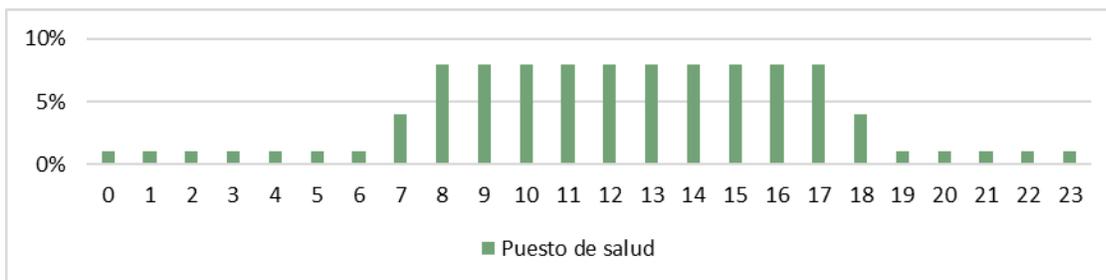
Según la metodología de TTA para estimación de demanda energética, cada conexión potencial se asigna una cantidad de energía diaria (Cupo Diario de Energía o EDA por sus siglas en inglés – *Energy Daily Allowance*) y una curva de distribución. Véase el capítulo 2.3.3.1 para más información relativa a EDA.

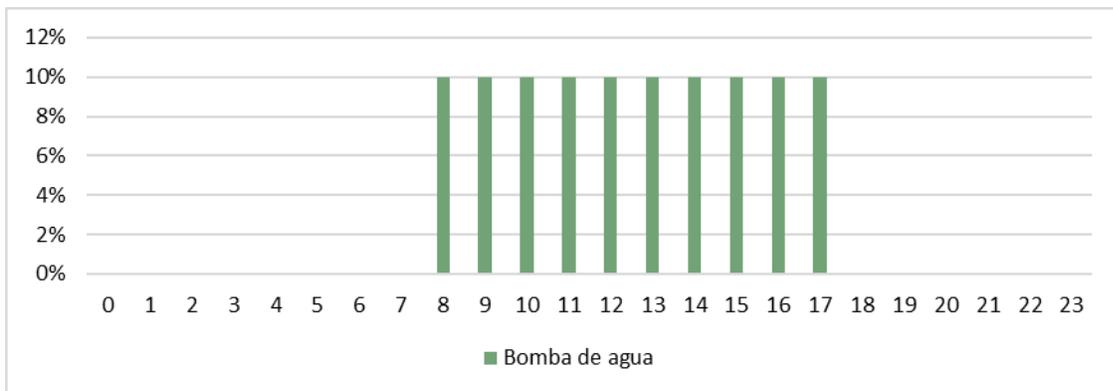
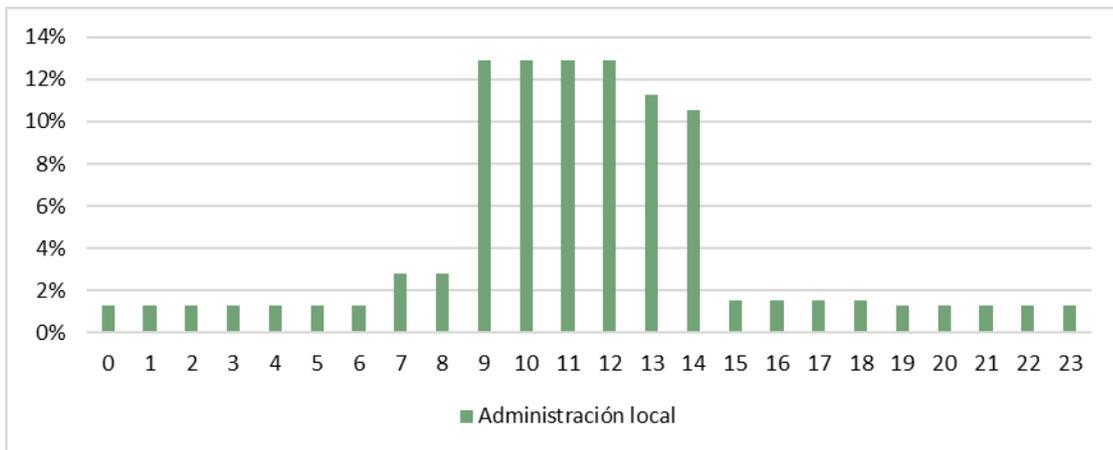
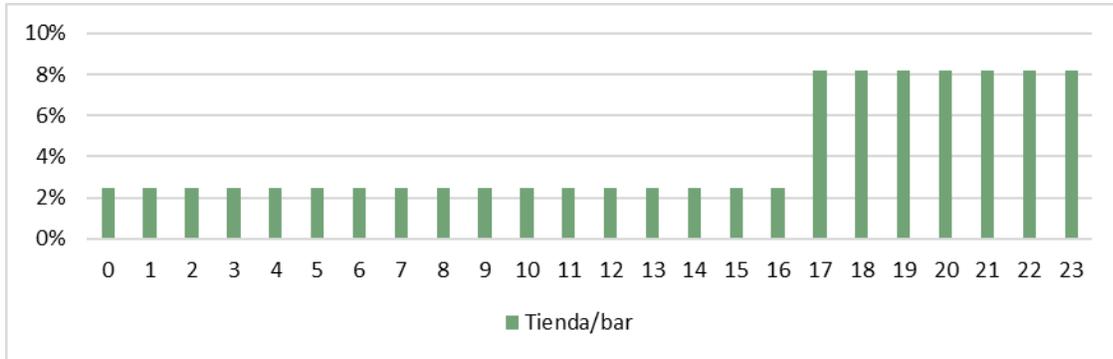
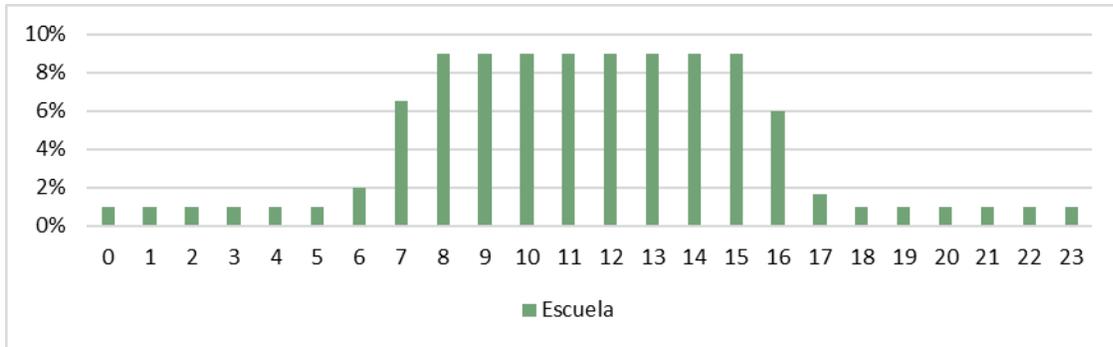
Un ejemplo de dichos tipos de conexión, según los 30 años de experiencia de TTA en el campo, se da en la siguiente tabla. Cada tipo de conexión se divide en varias categorías de 1 a 3 niveles de energía, la energía diaria asegurada (EDA), cada una con una proporción sobre el total.

Tabla 1: Resumen del tipo de conexión y categorías (de acuerdo con la metodología estandarizada de TTA basada en 30 años de experiencia en el campo) - Ejemplo

Tipo de conexión	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3		
	Cat. 1	EDA (Wh/día)	Proporción	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Proporción	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Proporción
Residencial (RE)	RE-básico	275	25%	RE-intermedio	550	60%	RE-alto	1,650	15%
Comercial (CO)	CO-básico	550	50%	CO-intermedio	1,650	38%	CO-alto	3,850	13%
Institucional (IN)	IN-básico	550	100%						
Sitios religiosos (SR)	SR-mezquita	550	50%	SR-iglesia	1,650	50%			
Centro de educación (CE)	CE-básico	550	33%	CE-intermedio	1,650	33%	CE-alto	3,850	33%
Centro de salud (CS)	CS-básico	550	50%	CS-intermedio	1,650	50%			
Torre de telecomunicación (TT)	TT-básico	5,500	100%						
Molino de grano (MG)	MG-básico	2,200	50%	MG-intermedio	4,400	50%			
Bomba de agua	Según número de habitantes								

Las siguientes gráficas muestran la distribución de demanda de algunos tipos de conexiones, que se usan para la construcción del perfil de carga del pueblo.





2.1.2. Dimensionamiento de microrredes solares/híbridas

Las plantas solares/híbridas suministrarán energía limpia, confiable y de alta calidad basada en tecnología de estado de arte. Para minimizar los costes de inversión y mantenimiento, se propone que las plantas de ambas comunidades se diseñen con una misma tecnología y mismos componentes. Cabe destacar que las plantas de generación serán altamente modulares, por lo que estas serán fácilmente expandibles en el caso que se dé un incremento de demanda futuro.

Las plantas propuestas se basan en la generación solar. Sin embargo, se podrían hibridar con tecnologías de generación hidráulica aprovechando la energía cinética o dinámica. Este tipo de hibridación requeriría unos estudios detallados del recurso hidráulico (caudal de ríos, etc), con datos de mínimo 1 año. La energía hidráulica podría ser una fuente de energía limpia adicional para cargar las baterías o alimentar a los consumos directamente.

2.1.2.1. Planta de generación

El modelo de planta de generación propuesta se compone de: un generador fotovoltaico (placas solares), una bancada de baterías de plomo ácido de descarga profunda, cargadores de baterías y onduladores (ver Ilustración 2). La electricidad en corriente alterna resultante se inyecta en la línea de distribución de baja tensión (BT) y se distribuye a los abonados.

Para estos estudios de pre-viabilidad se consideran baterías de plomo-ácido y no de litio, ya que se considera una tecnología más sencilla, de coste inferior, de impacto ambiental más bajo, dado su alta reciclabilidad y más madura. Además, las baterías de litio requieren un sistema de control sofisticado, entonces no se consideran óptimas para un proyecto piloto.

Existen varias tecnologías de baterías de plomo ácido, como se puede ver en el esquema siguiente. Para microrredes autónomas en climas cálidos y húmedos, como se encuentran en la región de Kogo, y necesidades de descarga lenta y profunda de ~20 horas, la tecnología óptima propuesta es la batería estacionaria abierta con placas positivas tubulares. Al contrario de las baterías gelificadas reguladas por válvula VRLA, las baterías abiertas requieren mantenimiento para rellenar con agua destilada cuando su nivel es bajo.

Tabla 2: Comparativa de tipos de baterías de plomo-ácido

Tecnología	Inmersión, abiertas (<i>flooded</i>)	Selladas reguladas por válvula - Gel	Selladas reguladas por válvula - AGM
Vida útil	Excelente ciclo de vida	Buen ciclo de vida	Buen ciclo de vida
Temperatura	Mejor rendimiento a temperaturas altas	Rango de temperaturas amplio	Mejor rendimiento a temperaturas bajas
Cargar	Sin necesidad de cargador especial	Con necesidad de cargador especial	Con necesidad de cargador especial
Mantenimiento	Con necesidad de mantenimiento	Libre de mantenimiento	Libre de mantenimiento
Auto descarga	Auto descarga alta	Auto descarga baja	Auto descarga baja
Coste	Coste más bajo	Coste más alto	Coste bajo

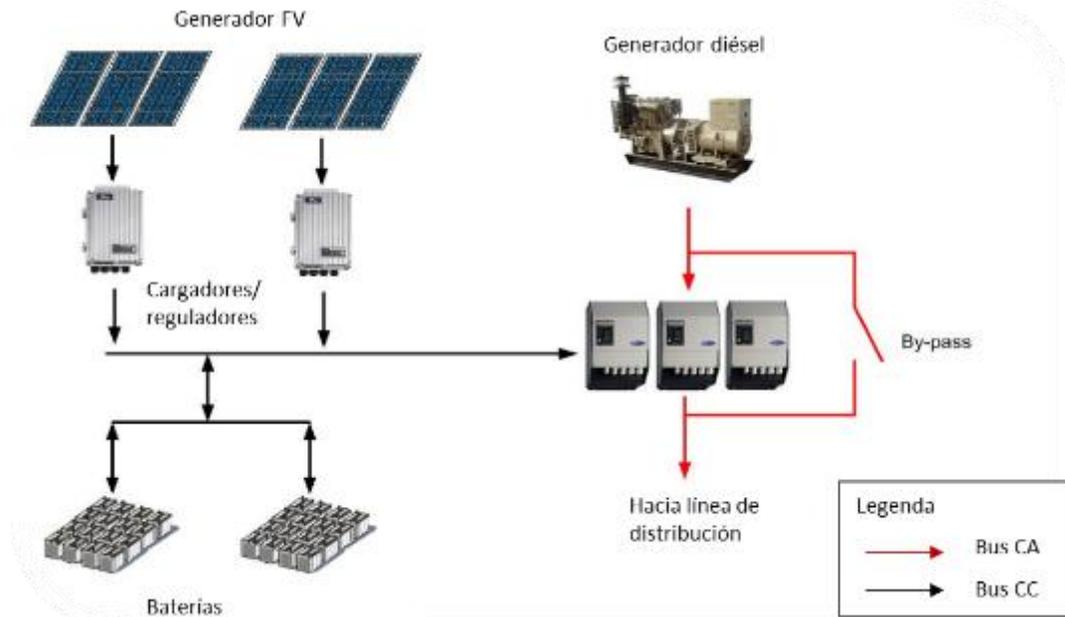


Ilustración 2: Esquema básico de una microrred solar/híbrida con acoplamiento en continua

Para el dimensionamiento de las plantas solares híbridas se han considerado las siguientes hipótesis de diseño:

Tabla 3: Hipótesis de diseño de microrredes fotovoltaicas

Factor	Valor	Explicación
Incremento de demanda futuro	50%	Es el aumento de la demanda una vez que se ha alcanzado el acceso global. La demanda de diseño de las microrredes tiene en cuenta esta previsión de crecimiento de la demanda hasta el año 5.
Factor de utilización	85%	Es un factor correctivo igual a la relación entre la demanda real de electricidad y la suma de las EDAs.
Factor de rendimiento	60%	La relación entre la energía generada (en corriente alterna) y la generación nominal del generador fotovoltaico. El factor de rendimiento refleja las pérdidas eléctricas en los inversores, el sistema de almacenamiento, las pérdidas de corriente continua y alterna (CC y CA).
Disponibilidad de energía	100%	La microrred solar/híbrida suministra a los pueblos electricidad con alta fiabilidad gracias al grupo electrógeno de respaldo.
Autonomía de baterías	1.5-2 días	Es el número de días que la batería puede suministrar la demanda de los pueblos (demanda de diseño) sin otra fuente de energía.
Profundidad de descarga de batería (State of Charge, SOC)	70%	El nivel de descarga máximo permisible de las baterías de plomo-ácido.

2.1.2.2. Red de distribución

La red de distribución se propone a baja tensión dado el tamaño de los dos pueblos. Los diseños consideraran todos edificios existentes, así como futuras expansiones que están previstas, según la información recogida durante la visita a los pueblos y las entrevistas con los responsables. Los postes de distribución que se han considerado son de metal, igual a los que se usan por SEGESA en otros proyectos (Ilustración 3).



Ilustración 3: Poste de distribución de SEGESA

El diseño de la red de distribución se basará en las siguientes premisas:

- Se establece un perímetro de trabajo central, donde se colocan las cargas principales.
- Las líneas principales siempre se colocan lo más cerca posible de las calles principales, previendo la potencial instalación de alumbrado público.
- Las líneas secundarias siempre se colocan lo más cerca posible de las calles o caminos secundarios, para evitar extender las líneas sobre los techos de los edificios.
- Los postes se colocan cada 50 metros o menos si es necesario, en caso de un cambio en la dirección de la línea, o cargas específicas que requieren estar cerca de un poste.
- No hay una longitud de línea máxima; sin embargo, se promoverá extender dos o más líneas desde la planta de generación a diferentes lugares en lugar de tener una sola línea que soporte todas las cargas del pueblo. De este modo se reducen las pérdidas y se incrementa la robustez de la red.

2.1.3. Estimación de Costes

2.1.3.1. Costes de inversión inicial

Este capítulo lista los costes de inversión (*capital expenditure* o *CAPEX*) unitarios de un proyecto fotovoltaico híbrido autónomo tipo que se utilizará para el análisis económico posterior. Los costes considerados para los componentes son EXW (precios en las instalaciones del fabricante). Además, se presentan otros costes y consideraciones adicionales para ajustar la estimación al caso específico de las comunidades de Midjobo Anvom y Mbon Elon.

Tabla 4: Costes unitarios de componentes desglosados

Componente	Unidad	Coste unitario (EUR)	Descripción
Generador fotovoltaico	kWp	850	Paneles FV con estructura, reguladores de carga de batería con MPPT, protecciones CC y CA y tierra
Baterías	kWh	120	Baterías de plomo-ácido con estantería
Generador de diésel	kW	250	Generador de diésel
Onduladores	kW	700	Onduladores de batería
Obras civiles	kWp	100	Preparación de terreno con participación de gente local
Transporte interior	100 km	1.000	Camión desde Bata
Logística internacional	Contenedor	4.000	1 contenedor de 40'' de Europa o China a Bata, incluyendo documentación de administración ecuatoguineana. Se estima 1 contenedor por planta de generación de 50 kWp
Instalación	Sobre coste de capital	5%	Basado en cotización de instalación de línea de distribución
Impuestos de importación, etc.	Sobre coste de capital	30%	Hipótesis
Contadores	Por usuario	100	Contadores monofásicos con cuadro de distribución
Caseta técnica	Por caseta	40.000	Caseta técnica para instalación de electrónica de potencia, baterías y otros elementos, con valla, instalada
Ingeniería	Por microrred	20.000	Ingeniería de detalle (planos, BOM)
Red de distribución	km	45.200	Línea de baja tensión con postes de distribución y farolas de alumbrado público, incluyendo la obra civil, logística y asistencia técnica
Contingencias		10%	Sobre el valor total

Considerando los conceptos descritos en la tabla anterior, los costes totales por unidad de componente instalado (coste de material más su transporte, instalación, etc), se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5: Costes unitarios de componentes instalados

Componente	Unidad	Precio EXW (EUR/unidad)	Precio instalado (EUR/unidad)
Generador fotovoltaico	kWp	850	1.634
Baterías	kWh	120	217
Generador de diésel	20 kW	5.000	10.175
Onduladores	kW	700	1.301

2.1.3.2. Gastos operacionales

Los gastos operacionales (*operational expenditures u OPEX*) incluyen los sueldos del personal empleado para la operación técnica y administrativa, así como el mantenimiento de las microrredes y los costes de reemplazo de los componentes y el coste mensual de combustible.

Coste de combustible

En el estudio se ha diferenciado dos costes para el combustible:

- *Precio de venta (subvencionado)*. Para el análisis de factibilidad económico se considera el precio de combustibles fósiles fijado por decreto¹, siendo el precio del diésel 350 FCFA/L (0.53 EUR/L) y de gasolina 480 FCFA/L (0.73 EUR/L) incluyendo un suplemento para contabilizar el coste de su transporte hasta las comunidades. Este precio está muy por debajo de su coste real (por debajo del costes de referencia internacional). La diferencia entre el coste real y el precio de venta la cubre el gobierno mediante subsidios.
- *Coste real (no subvencionado)*. Se considera que el coste real de importación del diésel es 540 FCFA/L y 630 FCFA/L para la gasolina, lo que supone un 54% y 31% superior al precio de venta, respectivamente. Esta estimación se ha determinado a través de conversaciones durante la misión. Sería recomendable disponer de cifras oficiales del coste de importación del diésel con el objetivo de ofrecer un análisis más preciso. A modo preliminar se considera este coste de importación como coste real del combustible, si bien el coste real es superior al coste de importación².

Costes de reemplazo

En las microrredes solares/híbridas hay 3 componentes principales que se reemplazarán a lo largo de la vida del proyecto, que está considerando igual a 20 años:

- Las baterías de plomo ácido, que se reemplazan cada 6-7 años, según su rendimiento, la temperatura de trabajo y el ciclaje de las mismas, con una disminución anual de coste de 3%.
- Los inversores y cargadores, que se reemplazan el año 12 suponiendo una disminución anual de coste de 2%.
- Los generadores, que tienen una vida útil de 15.000 horas

Costes de Personal

La siguiente tabla muestra los diferentes agentes involucrados en la operación y mantenimiento (O&M) de cada una de las microrredes.

Tabla 6: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios

Personal	Dedicación	Número de gente	Dedicación (días/mes)	Salario* (EUR/día)	Coste total (EUR/mes)
Administrador profesional	2 días por mes para crear informes de operación	1	2	10.5	21
Técnico profesional	2 días por mes	1	2	10.5	21
Administrador local	4 días por mes para la lectura de contadores	1	4	8.2	32.8
Técnico local	1 día por semana para arreglos pequeños y	1	4	8.2	32.8

¹ Decreto Núm. 10/2007, de fecha 5 de febrero, por el que se establecen las Nuevas Tarifas a los Productos Petrolíferos en la República de Guinea Ecuatorial.

² El coste real no solo debería reflejar los costes de importación si no también el coste y margen de beneficio para su distribución y comercialización y también las externalidades causadas por el uso de combustibles fósiles como la contaminación, la promoción del vehículo privado o el empeoramiento de la salud de las personas entre otros.

Personal	Dedicación	Número de gente	Dedicación (días/mes)	Salario* (EUR/día)	Coste total (EUR/mes)
	mantenimiento básico				
Guardia	24 horas entre 3 personas	4	30.5	8.2	250
TOTAL					357.7

(*) Según entrevistas durante la visita de campo e información publicada, el salario de los funcionarios está alrededor de 150.000 FCFA/mes (230 EUR) y el salario mínimo interprofesional en 117.304 FCFA/mes (180 EUR). El mes se considera igual a 22 días laborales.

Otros Costes

Otros costes operacionales son el arrendamiento de los terrenos y el seguro de las plantas:

Ítem	Coste total (EUR/mes)
Arrendamiento de terreno (40m x 40m)	100
Seguros	100
Total	200

2.1.4. Simulación de escenarios

Existen distintas estrategias a seguir a la hora de decidir la planta de generación de la microrred, y estas responden a distintos objetivos de diseño. Con el objetivo de contextualizar la solución técnica recomendada se han simulado y comparado múltiples escenarios con el software comercial *Homer Pro*® para ambas comunidades.

Los escenarios contemplan opciones tecnológicas 100% diésel, 100% solar y soluciones intermedias (híbridas). Por otro lado, se han considerado escenarios tanto ofreciendo servicio ininterrumpido a lo largo del año como observando la posibilidad de que algunos días el sistema no pueda garantizar ciertas demandas pico. Los escenarios estudiados son los siguientes:

1. **Solar híbrida / servicio ininterrumpido (opción recomendada):** Planta solar híbrida con acumulación y grupo electrógeno de respaldo. La solución cubriría el 100% de la demanda estimada de la comunidad. Se garantizaría un servicio sin interrupciones.
2. **Solar híbrida / servicio interrumpido:** El servicio eléctrico quedaría interrumpido durante la noche. Esto permite apagar el grupo electrógeno durante la noche y por lo tanto ahorrar combustible.
3. **Solar 100% / servicio interrumpido:** El servicio eléctrico con contribución 100% solar y con acumulación. No habría grupo electrógeno de respaldo.
4. **Solar 100% / servicio ininterrumpido:** El suministro se haría a través de una planta solar con acumulación de mayor capacidad para garantizar un servicio sin interrupciones de 95% de la demanda y sin grupo electrógeno de respaldo. El 5% restante no serán kilovatios-horas no suministradas, sino será demanda desplazada hacia otros momentos con mayor radiación solar (gestión de la demanda) o demanda disminuida gracias a medidas de eficiencia energética
5. **Menor LCOE³:** Opción teórica que minimiza el coste de la energía según la simulación.
6. **Diésel 100%:** Servicio continuo basado solo en grupo electrógeno, donde el generador se reemplaza cada 2-3 años (a las 20,000 horas de funcionamiento)

Es importante destacar que para la comparación económica de estos escenarios se ha utilizado el Coste Real del combustible, y no el Precio de Venta (véase apartado 2.1.3.2). De este modo se pretende ofrecer una comparativa más ajustada a la realidad a un nivel nacional. El uso del precio de venta, siendo este subsidiado, distorsionaría los

³ *Levelized Cost Of Electricity* (Coste ponderado de electricidad), es el Valor Actual Neto del coste unitario de la electricidad a lo largo de la vida útil de un activo de generación eléctrica.

resultados. Así por ejemplo, la opción más económica considerando únicamente el precio de venta podría de hecho ser la opción más cara en perspectiva nacional si esta conlleva un incremento de los subsidios.

2.2. Estudio básico de viabilidad y diseño

2.2.1. Cuma Anvom

Cuma Anvom no forma parte de este estudio. Sin embargo, se visitó para recoger información que servirá como referencia en este estudio (comunidad de control). Cuma Anvom es un pequeño pueblo que se alimenta a través de un generador eléctrico que se instaló en el pueblo hace 6 años. Hay 40 casas, 2 iglesias y 2 escuelas.

De las 40 casas, 6 tienen congeladores (lo que equivale a un 15% de los hogares). El generador funciona solo cuando hay combustible, que es proporcionado por el diputado del pueblo. En su ausencia, la población no acepta asumir el gasto para la compra de combustible.

2.2.2. Midjobo Anvom

2.2.2.1. Descripción general

Midjobo Anvom (1°13'8.00"N, 10° 7'1.00"E) es un pueblo de 400 habitantes y unas 100 casas aproximadamente, según recuento realizado mediante imágenes de satélite. Está localizado en el este de la provincia Litoral, a unos 20 km de autopista más 70 km de carretera no pavimentada (ver Ilustración 4 e Ilustración 5). Las actividades económicas principales son la ganadería y agricultura para consumo propio. La época con mayor actividad comercial es durante la semana de la fiesta del pueblo, el 23 de junio. La mayoría de los ingresos vienen de familiares que viven en las ciudades principales del país (Malabo y Bata).

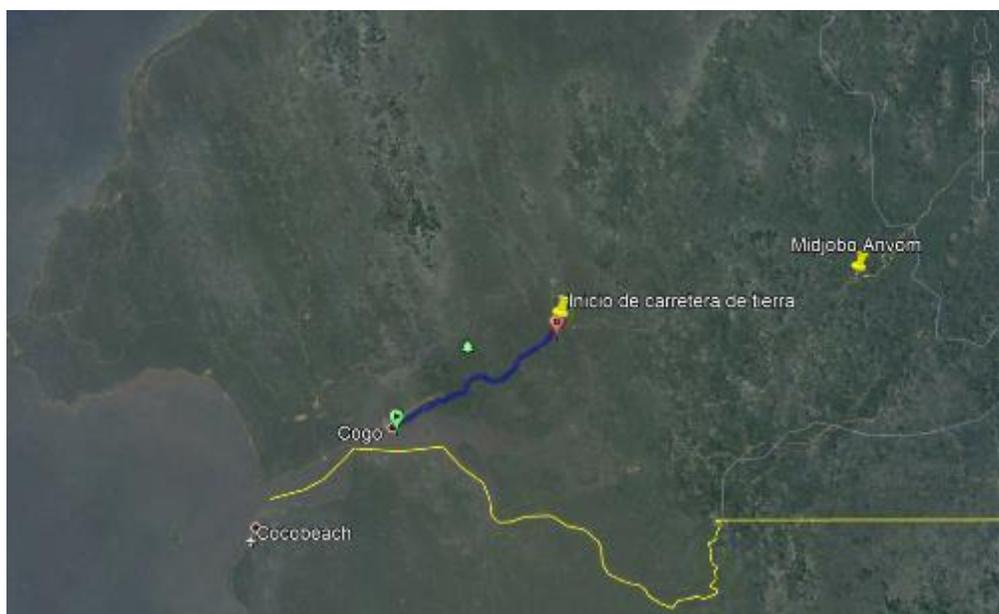


Ilustración 4: Localización de Midjobo Anvom (fuente: Google Earth)



Ilustración 5: Vista aérea de Midyobo Anvom (fuente: Bing maps)



Ilustración 6: Vistas del pueblo

El pueblo no dispone actualmente de servicio de electricidad, si bien dispone de 1 generador de diésel (31 kVA, marca Himoina) actualmente averiado y 20 casas con instalación interna conectadas a una microrred. Seis casas se encuentran con su generador privado. El combustible proviene de Mveayong, en el sureste de Midjobo Anvom.

El precio del diésel 350 FCFA/L (0.53 EUR/L) y de gasolina 480 FCFA/L (0.73 EUR/L). Sumando 3000 FCFA por viaje para suministrar el combustible desde Mveayong (6000 FCFA en total) y estimando 200 L por transporte, el precio final de combustible en Midjobo Anvom se estima a 380 FCFA/L (0.58EUR/L) de diésel y 510 FCFA/L (0.78 EUR/L) de gasolina.

La capacidad de pago para electricidad por familia se estima entre 2.000 FCFA/mes y 10.000 FCFA/mes, según respuestas directas de las entrevistas realizadas durante la misión en campo.

2.2.2.2. Datos meteorológicos

Los datos de la radiación horizontal global y temperatura usada para este estudio provienen de la base de datos de NASA⁴. La Tabla 7 y las siguientes gráficas muestran los datos promedios mensuales de radiación diaria, temperatura, humedad relativa, precipitación e índice de claridad en Midjobo Anvom.

La radiación solar tiene valores máximos el enero y febrero, coincidiendo con la primera época seca del año. Los meses de radiación mínima son agosto, septiembre y octubre, que corresponden a la época de lluvias. La radiación en Midjobo Anvom con promedio anual de 4.35 kWh/m²/día se considera adecuada para un proyecto de electrificación rural con fuente de generación solar, aunque se necesitará usar el generador de combustible durante los días seguidos de radiación baja para suministrar el 100% del consumo.

La temperatura tiene una variación mínima durante todo el año: las temperaturas máximas ocurren el mes de abril (24.85 °C) y temperaturas mínimas en julio (23.16 °C).

Tabla 7: Datos mensuales de radiación y temperatura en Midjobo Anvom (fuente: NASA)

Mes	Radiación diaria (kWh/m ² /día)	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Precipitación (mm/día)	Índice de claridad
Enero	5,06	24,00	88,43	4,25	0,50
Febrero	5,08	24,30	88,52	5,11	0,49
Marzo	4,92	24,69	89,99	7,88	0,47
Abril	4,56	24,85	91,25	8,04	0,44
Mayo	4,28	24,60	91,40	7,52	0,44
Junio	4,05	23,65	89,91	4,12	0,42
Julio	4,13	23,16	88,28	1,79	0,42
Agosto	3,93	23,35	88,31	2,86	0,39
Septiembre	3,82	23,47	90,02	7,80	0,37
Octubre	3,72	23,66	92,17	14,24	0,37
Noviembre	3,99	23,86	91,48	11,28	0,40
Diciembre	4,63	23,94	89,77	5,80	0,47

⁴ Base de datos de meteorología y energía solar de la NASA, datos mensuales de julio 1983 a junio 2005 para la radiación y la temperatura, y datos mensuales durante 30 años (1984-2013) para humedad, precipitación e índice de claridad.

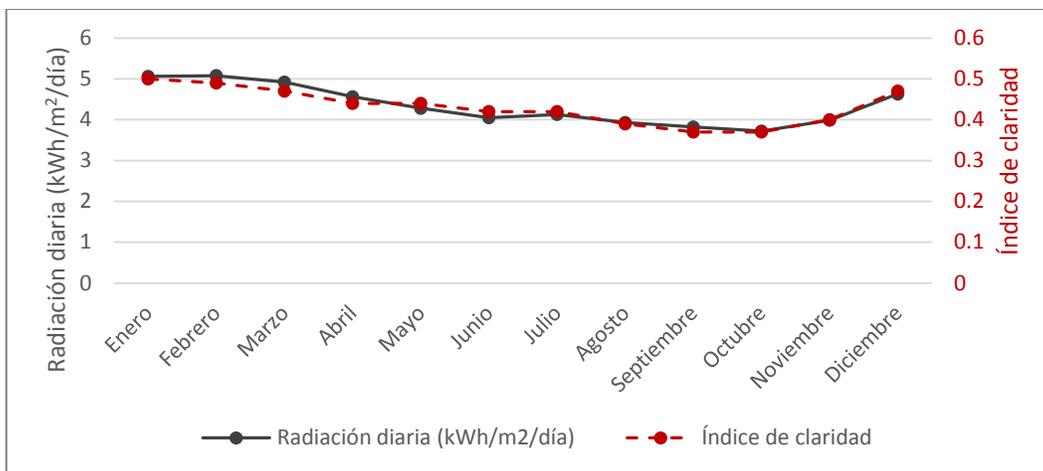


Ilustración 7: Datos de radiación e índice de claridad en Midjobo Anvom (Fuente: NASA)

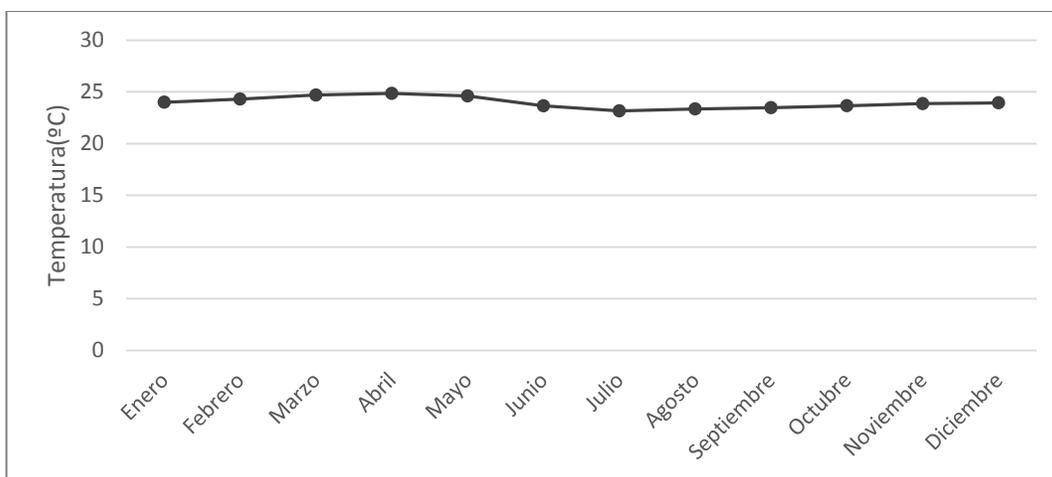


Ilustración 8: Datos de temperatura en Midjobo Anvom (Fuente: NASA)

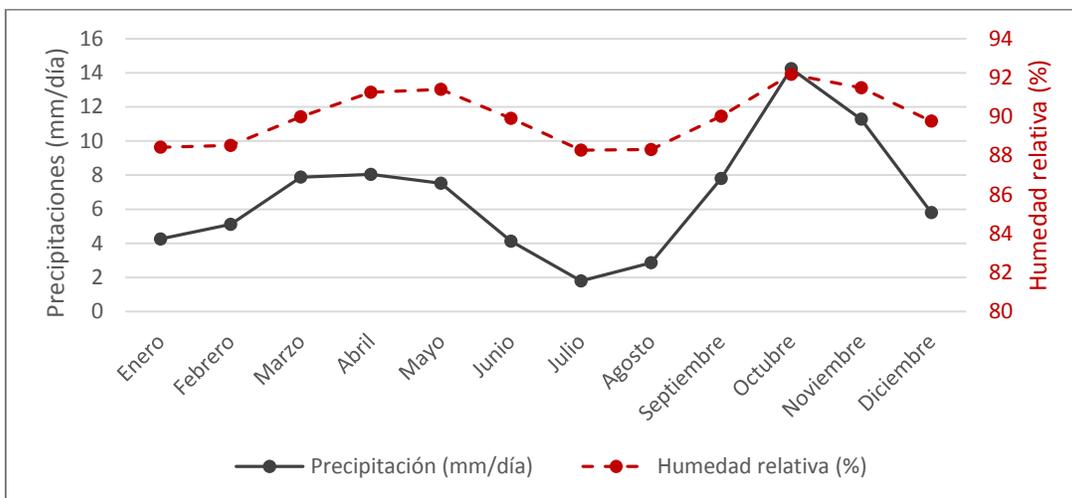


Ilustración 9. Datos de precipitación y humedad en Midjobo Anvom (Fuente: NASA)

2.2.2.3. Red de distribución y localización de la planta

Se ha diseñado la red de distribución para suministrar con energía el total de los abonados potenciales de Midjobo Anvom. Durante la visita de campo, se ha identificado un terreno con medidas adecuadas para hospedar la planta de producción de energía, como se ve en la Ilustración 10. La red consiste en un tramo de 140 m de línea trifásica (línea roja) justo después de la salida de la planta generación, 890 m de línea monofásica para el resto de distribución (línea azul) y 22 postes.

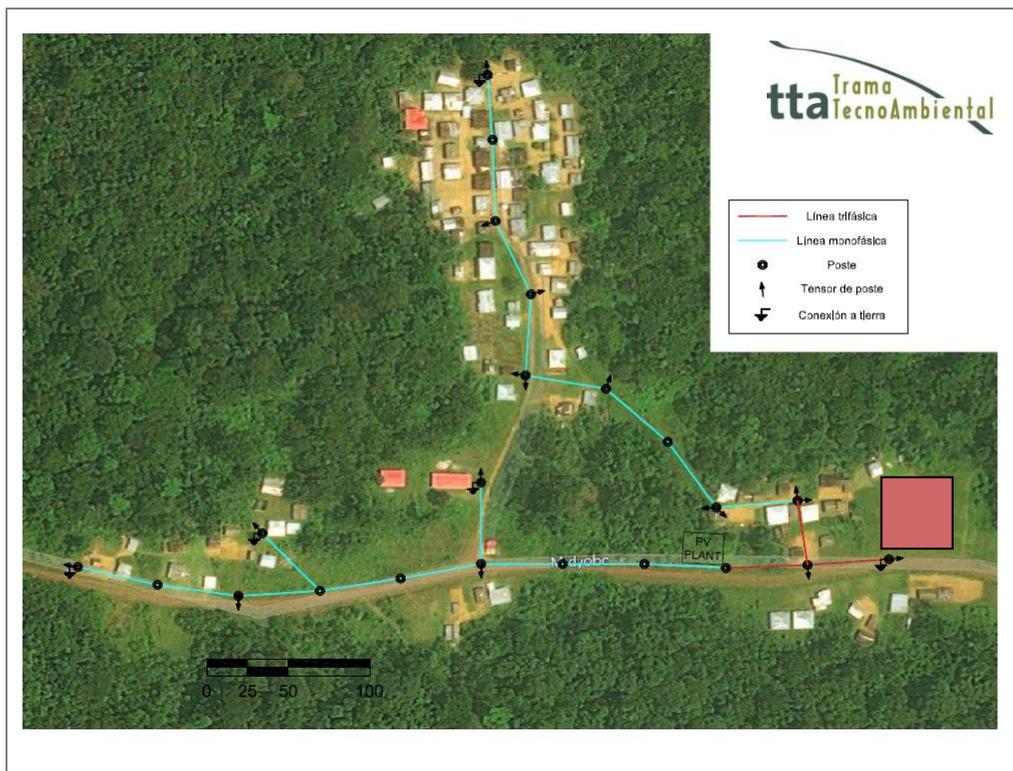


Ilustración 10: Esquema de red de distribución y localización óptima de planta de energía (cuadro rojo)

2.2.2.4. Demanda y perfil de carga del pueblo

Además de las 100 viviendas, hay 8 comercios pequeños dispersos en el pueblo, 2 iglesias, 1 escuela y 1 centro de salud. No hay grandes consumidores de electricidad potenciales. Sin embargo, se estima un crecimiento significativo de la demanda después de la electrificación del pueblo. No hay pozos de agua y la gente se abastece directamente del río. Según los datos recaudados durante la visita de campo, no hay estacionalidad de la demanda, menos la semana de la fiesta del pueblo, donde la demanda sería más alta.

Como parte del proyecto, se propone incluir también un sistema de alumbrado público compuesto por un total de 10 farolas de 60 W cada una (en la mitad de los postes de línea de distribución).

Debido a la falta de servicio de electricidad, hay solo 6 viviendas con pequeñas neveras. Las entrevistas revelaron que un 30% de las viviendas desearía adquirir una nevera en cuanto llegue la electrificación al pueblo. Para este estudio, este factor se ha corregido a 25% considerando el ejemplo de Cuma Anvom.

Tabla 8: Análisis de demanda diaria estimada para Midjobo Anvom

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
Residencial (RE)	100	RE-básico	275	50	RE-intermedio	550	25	RE-alto	1,650	25	68,75
Comercial (CO)	8	CO-básico	550	4	CO-intermedio	1,650	2	CO-alto	3,850	2	13,20
Sitios religiosos (SR)	2	SR-básico	550	2							1,10
Centro de educación (CE)	1	CE-básico	550	1							0,55
Centro de salud (CS)	1	CS-básico	550	1							0,55
TOTAL	112										84,15

La suma de las EDAs para Midjobo Anvom se estima en 84,15 kWh/día. El perfil de carga desglosado por tipo de usuario en el año 1 y el año 5 (perfil de diseño) se muestran en la Ilustración 11. Midjobo Anvom tiene un perfil de demanda predominantemente residencial. La curva presenta un primer pico de demanda por la mañana entre las 6:00 y 8:00, cuando empiezan las actividades en los hogares. Como no se han identificado usos comerciales que requerirían una carga eléctrica alta, la demanda diurna es relativamente baja (solo cubre algunos usos residenciales y comerciales como por ejemplo neveras o iluminación). A partir de las 17:00, la demanda del pueblo aumenta y llega a su pico máximo sobre las 20:00. Entre la medianoche y las 6:00, la demanda es debida a neveras de los abonados y el alumbrado público.

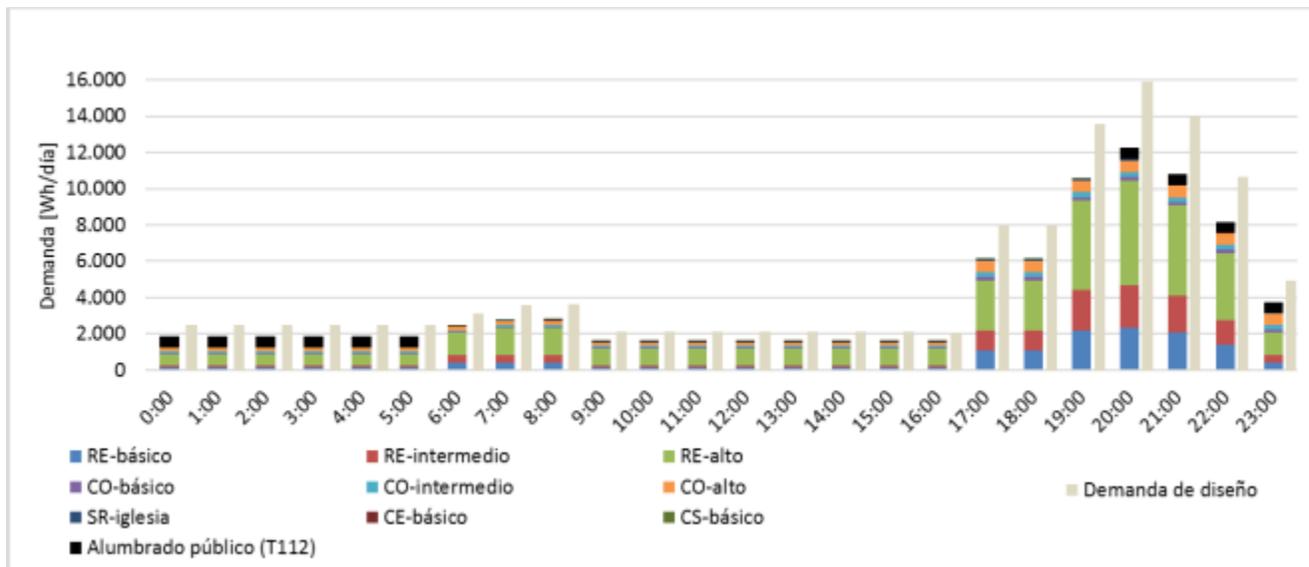


Ilustración 11: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5

Aplicando el factor de utilización (85%) y el factor de crecimiento de demanda futura (50%), la demanda de diseño para el año 5 es **116.37 kWh/día**. La evolución anual de la demanda considerando el crecimiento de demanda respecto al año 1 y la evolución de conexiones se muestra en la gráfica siguiente.

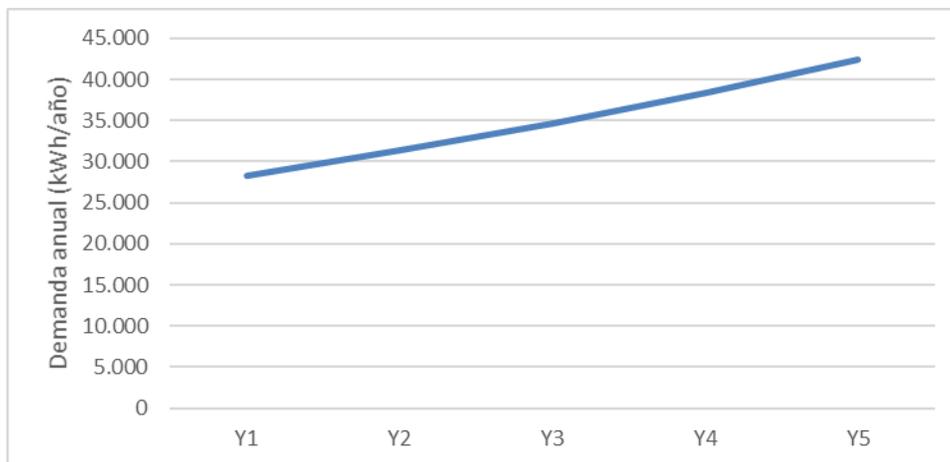


Ilustración 12: Previsión de demanda anual futura de Midjobo Anvom, del año +1 al año +5

2.2.2.5. Comparativa de Escenarios

A continuación, se presentan distintos escenarios en cuanto a la planta de generación eléctrica de la microrred. Estos escenarios se describen en el apartado 2.1.4 e incluyen:

1. Solar híbrida / servicio ininterrumpido (opción recomendada)
2. Solar híbrida / servicio interrumpido
3. Solar 100% / servicio interrumpido
4. Solar 100% / servicio ininterrumpido
5. Menor LCOE
6. Diésel 100%

Tabla 9: Comparación de escenarios

Escenario	Capacidad FV (kWp)	Capacidad nominal baterías (kWh)	Grupo electrógeno	Coste inicial planta de generación ⁵ (EUR)	Coste inicial microrred total ⁶ (EUR)	Coste anual de combustible (EUR)	Suministro de demanda	Fracción solar de generación	Autonomía de baterías (horas)	LCOE (EUR/kWh)
1. Híbrido 1	50	252	Respaldo	173.774	290.274	1.543	100%	90%	36	0,524
2. Híbrido 2	50	252	Respaldo	173.774	290.274	1076	97.4%	92.4%	36	0,520
3. Solar 1	50	252	-	163.599	280.099	0	88%	100%	36	0,514
4. Solar 2	65	280	-	194.169	310.669	0	95%	100%	40	0,554
5. Menor LCOE	20	20	Uso continuo	74.495	190.995	10.244	100%	27%	3	0,485
6. Diésel	-	-	Uso continuo	10.175	66.675	15.135	100%	0%	0	0,507

⁵ Coste de generador fotovoltaico, conversión y baterías, instaladas en Midjobo Anvom (material, logística, transporte, coste de importación, instalación y obra civil). No incluye la red de distribución.

⁶ Incluye costes independientes de la solución como es la red de distribución, contadores, caseta técnica, ingeniería y red de distribución. Para el escenario 5 no se incluye caseta técnica e ingeniería.

2.2.2.6. *Diseño recomendado para la planta de generación*

A continuación, se presentan las principales especificaciones técnicas de la planta solar que se recomienda para Midjobo Anvom. Se trata de una planta 100% solar para evitar las emisiones generadas por la utilización de combustibles fósiles en grupos electrógenos. Los indicadores técnicos y económicos que se presentan en la Tabla 10 se han estimado mediante el software comercial *Homer Pro*⁷.

Tabla 10: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Midjobo Anvom

Indicadores de rendimiento (año 5)	
Demanda de diseño	116.37 kWh/día
Demanda pico máxima	16 kW
Factor de demanda nocturna	75%
Fracción solar	100%
Excedencias de energía solar	33%
Consumo de diésel anual	-
Coste de combustible anual⁷	-
Generador Fotovoltaico	
Tamaño de generador FV	65 kWp
Tecnología de paneles FV	Cristalina
Conversión	
Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C	21 kW
Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C	24 kW
Tipo de onda	Sinusoidal
Acumulación	
Capacidad nominal de baterías (C48)	280 kWh
Voltaje de trabajo	48 V
Autonomía de baterías	40 horas
Profundidad de descarga máxima	70%
Vida útil de baterías	6 años
Línea de distribución	
Tipo	Baja tensión, monofásica
Longitud total	140 m trifásica 890 m monofásica
Número de postes	22
Número de abonados (contadores)	113

⁷ Considerando el precio de venta del diésel según decreto más el coste de su transporte.

2.2.2.7. Verificación de diseño

Con el simulador tecno-económico de microrredes HOMER Pro, se ha producido una serie de simulaciones de un año con resolución de una hora de la microrred, con las características descritas en la Tabla 10.

La microrred de generación solar de 65 kWp bajo las hipótesis anteriormente listadas, suministraría los abonados de Midjobo Anvom continuamente con energía solar (área verde de la gráfica siguiente en la Ilustración 13).

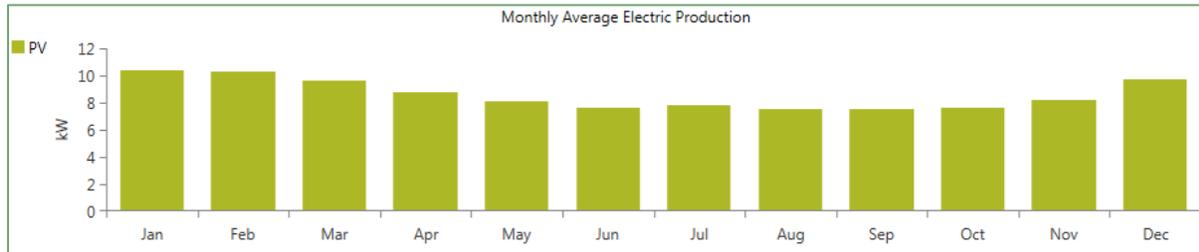


Ilustración 13: Generación eléctrica total por mes

Las gráficas siguientes muestran los resultados de la simulación de una planta FV de 65 kWp durante una semana de época seca y una semana de época de lluvia en Midjobo Anvom.

Durante una semana al azar de abril (Ilustración 14), la planta fotovoltaica genera energía solar (línea amarilla) para suministrar la demanda del pueblo (línea negra) directamente o para cargar las baterías (línea roja). Como se ha mencionado en el capítulo 2.2.2.4, la demanda diurna es baja así que la generación de energía solar no coincide con la demanda. Por ello, en la semana ejemplo la generación solar carga las baterías hasta que llegan a su máximo nivel de carga sobre las 16:00, para luego descargar y suministrar el pico de demanda del pueblo que sucede entre las 17:00 y 24:00.

En la Ilustración 14 se observa cómo hay días cuando la producción FV es relativamente baja (días 1 y 2 de abril). Cuando esto ocurre, la mayor parte de la energía se suministra a través de las baterías, que pueden ofrecer una autonomía de 40 horas.

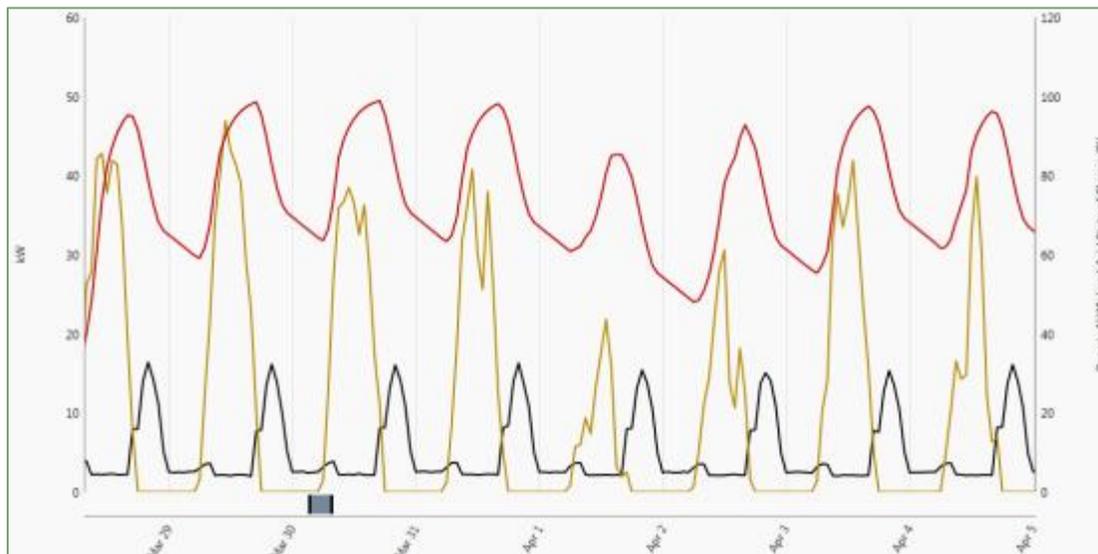


Ilustración 14: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

Durante la época de lluvia (Ilustración 15), pueden ocurrir varios días seguidos sin producción solar suficiente, durante los cuales no se consigue suministrar la demanda de la noche (línea azul). Sin embargo, con gestión

inteligente de la demanda, durante las épocas de lluvia se pueden recortar los picos de la demanda (o *load shedding* en inglés) o desplazar consumos durante las horas con generación solar.

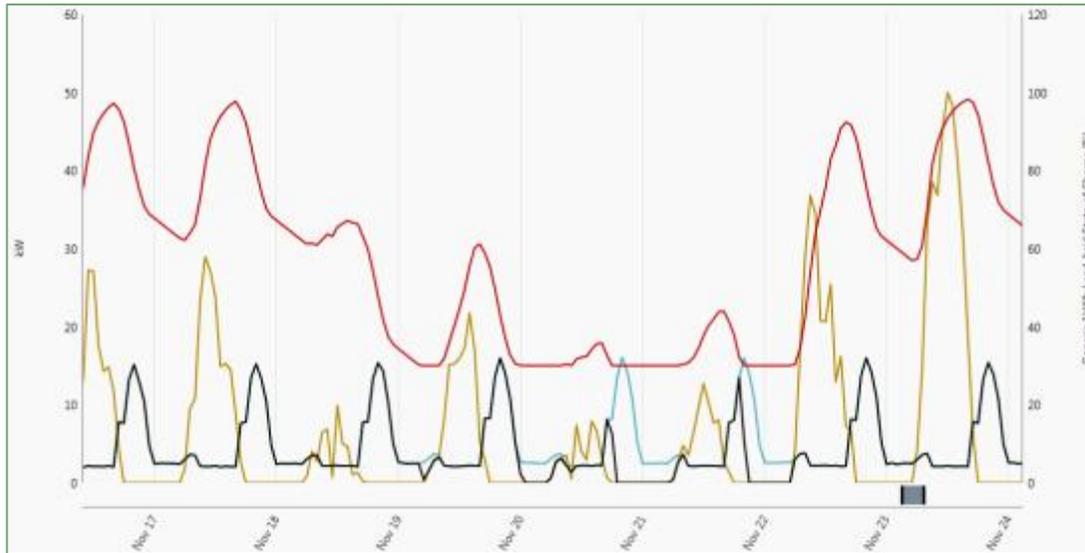


Ilustración 15: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad suministrada en kW (línea negra), demanda de la comunidad no suministrada en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

La siguiente Ilustración 16 presenta el histograma nivel de carga de la batería durante un año (gráfica de barras azul). Durante el 7% del tiempo, la batería está descargada al 30% de su estado de carga y aproximadamente el 20% del tiempo, la batería está al 60%-70% de su estado de carga. Con este rendimiento, la vida útil de la batería se estima a **6.4 años**, según el simulador Homer Pro.

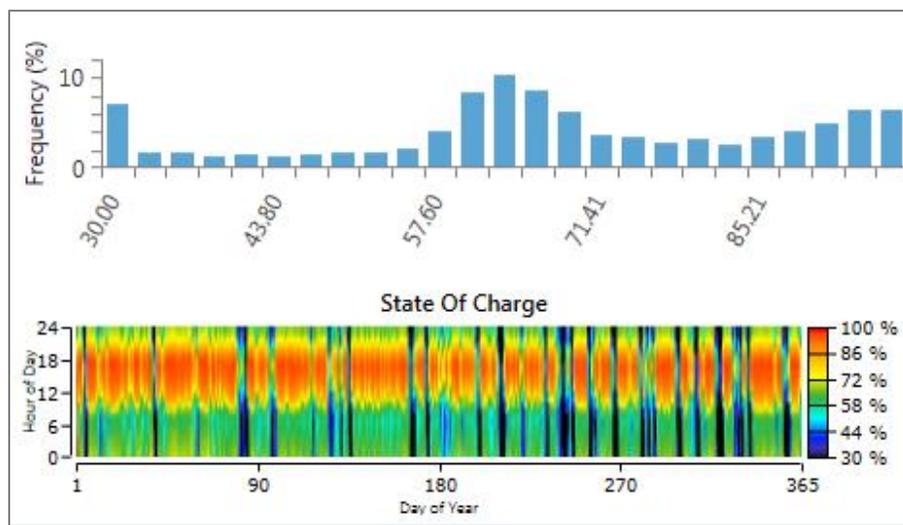


Ilustración 16: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año

2.2.3. Mbon Elon

2.2.3.1. Descripción general

Mbon Elon (0°59'56.58"N, 9°59'55.93"E), recientemente nombrado Distrito Urbano, es una comunidad con mucha actividad de construcción y desarrollo actual. Está localizado en la frontera con Gabón, a unos 20 km de autopista

desde Kogo, más 70 km de carretera no pavimentada, como en el caso de Midjobo Anvom. Las actividades principales son la ganadería y agricultura para consumo propio, así como la construcción actual de viviendas sociales, iglesia, escuela y otros edificios públicos. La época con mayor actividad comercial es durante la semana de la fiesta del pueblo, el 28 de diciembre.



Ilustración 17: Localización de Mbon Elon (fuente: Google Earth)

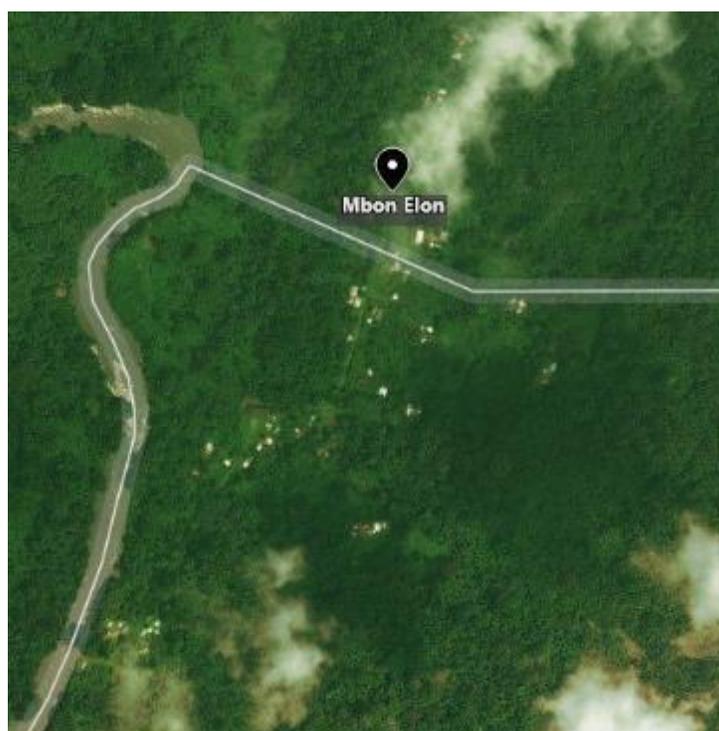


Ilustración 18: Vista aérea de Mbon Elon (fuente: Bing maps)



Ilustración 19: Vista panorámica de la nueva sección del distrito urbano en desarrollo



Ilustración 20: Vista general de casas y uno de los 3 nuevos grifos de agua en primer plano



Ilustración 21: Imagen de la nueva escuela en construcción y su torre de agua

En Mbon Elon hay unas 35 familias, cada una de las cuales dispone de 4 edificios aproximadamente. Se estima que la población de Mbon Elon es 700 (20 personas por familia). Según información recopilada en el campo, en 2017 había 287 votantes censados y 141 casas. En las elecciones anteriores de 2012 hubo 244 votantes. En 5 años hubo un crecimiento de 18% de número de votantes que puede reflejar la evolución de la población. El mismo factor de crecimiento se usa para la estimación de demanda futura.

Los ingresos mensuales de la construcción son de 35.000-50.000 FCFA/mes, los carpinteros unos 100.000 FCFA/mes y los bares grandes pueden llegar a 200.000 FCFA/mes

Es importante destacar que la propuesta inicial de las autoridades es que los servicios públicos estén conectados en la microrred futura sin tener que pagar por el servicio eléctrico.

El pueblo no dispone actualmente de servicio de electricidad centralizado, si bien algunos habitantes tienen generadores de gasolina privados. El combustible es suministrado por un privado que lo compra en Kogo por 500 FCFA/L y posteriormente lo vende a 750 FCFA/L (1.14 EUR/L), tanto gasolina como diésel.

La capacidad de pago para electricidad por familia se estima entre 2.000 FCFA/mes y 10.000 FCFA/mes, según respuestas directas de las entrevistas realizadas durante la misión en campo.

2.2.3.2. Datos meteorológicos

Los datos de la radiación horizontal global y temperatura usada para este estudio provienen de la base de datos de NASA⁸. La

Tabla 11 y las siguientes gráficas muestran los datos promedios mensuales de radiación diaria, índice de claridad, temperatura, humedad relativa y precipitación en Mbon Elon.

La radiación solar tiene valores máximos el enero y febrero, coincidiendo con la primera época seca del año. Los meses de radiación mínima son agosto, septiembre y octubre, durante la segunda época de lluvia, cuando las precipitaciones son más altas. Las temperaturas se mantienen estables a lo largo del año y no siguen la misma tendencia que la radiación; temperaturas máximas ocurren el mes de abril (24.85 °C) y temperaturas mínimas en julio (23.16 °C) pero con poca variación entre los meses.

Tabla 11: Datos mensuales de radiación y temperatura en Mbon Elon (fuente: NASA)

Mes	Radiación diaria (kWh/m ² /día)	Temperatura (°C)	Humedad relativa (%)	Precipitación (mm/día)	Índice de claridad
Enero	5.06	24.00	87.35	4.95	0.53
Febrero	5.08	24.30	87.14	5.67	0.53
Marzo	4.92	24.69	87.84	8.55	0.51
Abril	4.56	24.85	88.77	8.54	0.48
Mayo	4.28	24.60	89.24	8.02	0.46
Junio	4.05	23.65	88.46	3.86	0.45
Julio	4.13	23.16	87.24	1.67	0.46
Agosto	3.93	23.35	87.22	2.64	0.45
Septiembre	3.82	23.47	88.52	7.50	0.41
Octubre	3.72	23.66	90.16	14.53	0.39
Noviembre	3.99	23.86	90.06	12.02	0.46
Diciembre	4.63	23.94	88.64	6.53	0.51

⁸ Base de datos de meteorología solar y energía solar de la NASA, datos mensuales de julio 1983 a junio 2005 para la radiación y la temperatura, y datos promedios mensuales durante 30 años (1984-2013) para humedad, precipitación e índice de claridad.

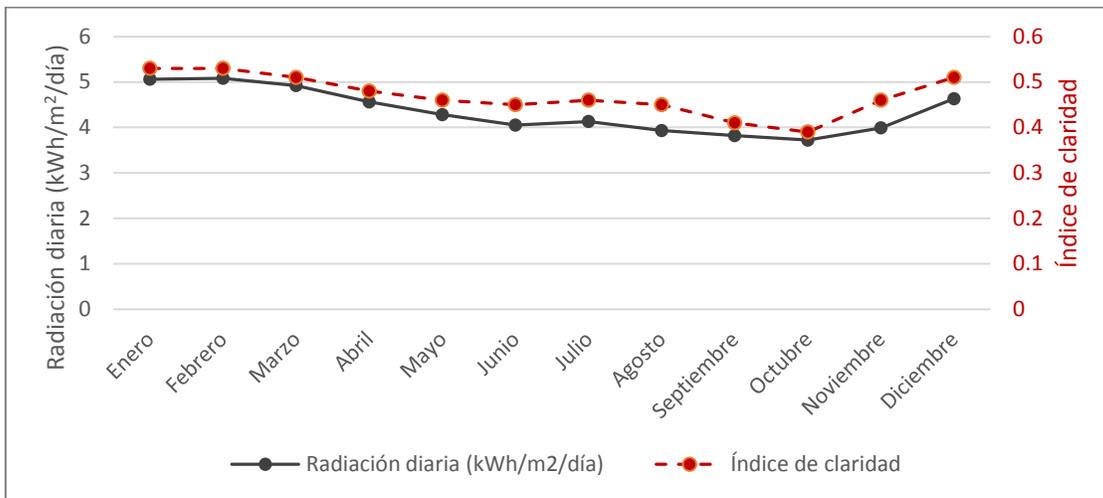


Ilustración 22: Datos de radiación e índice de claridad en Mbon Elon (Fuente: NASA)

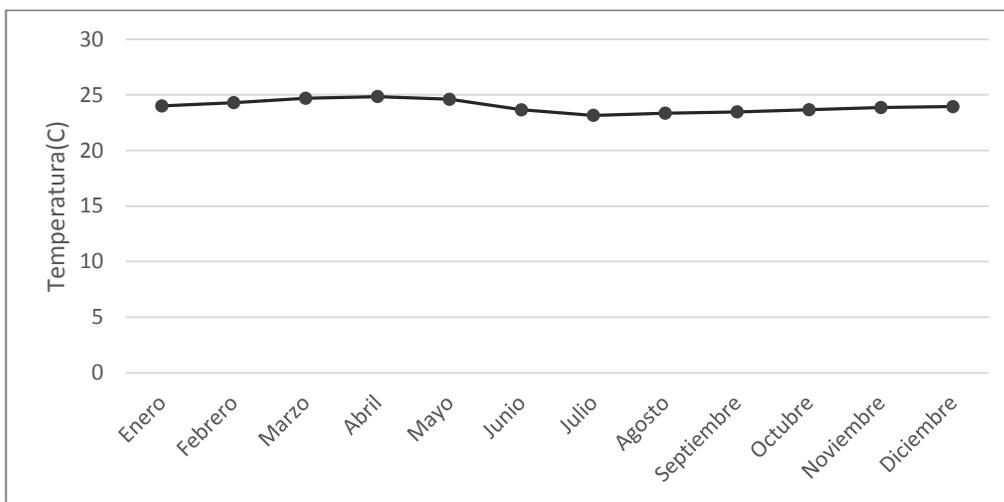


Ilustración 23: Datos de temperatura en Mbon Elon (Fuente: NASA)

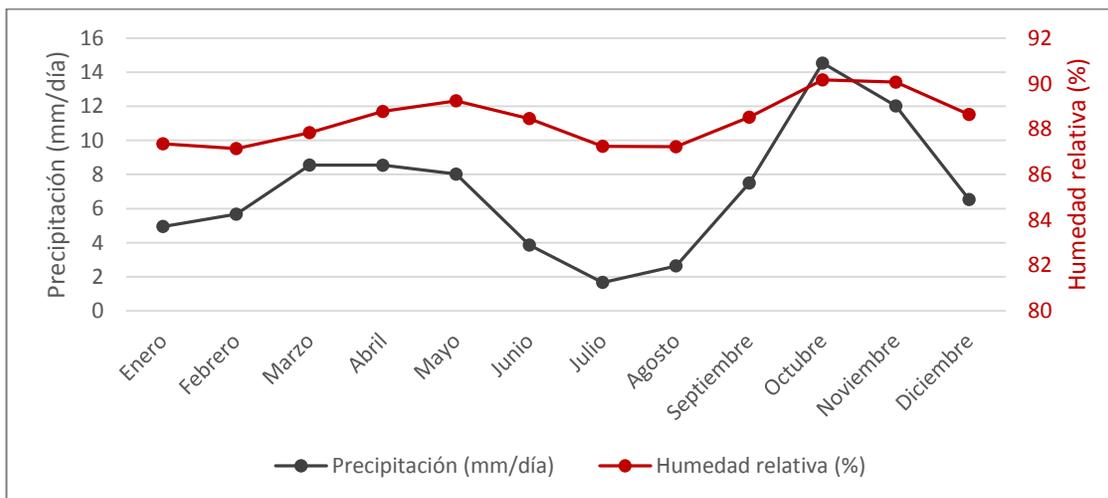


Ilustración 24. Datos de precipitación y humedad en Mbon Elon (Fuente: NASA)

2.2.3.3. Red de distribución

Se ha diseñado la red de distribución para suministrar con energía el total de los abonados potenciales de Mbon Elon. La red consiste en un tramo de 440 m de línea trifásica (línea roja) justo después de la salida de la planta generación hacia el nuevo barrio en construcción, 1810 m de línea monofásica para el resto de distribución (línea azul) y 47 postes.

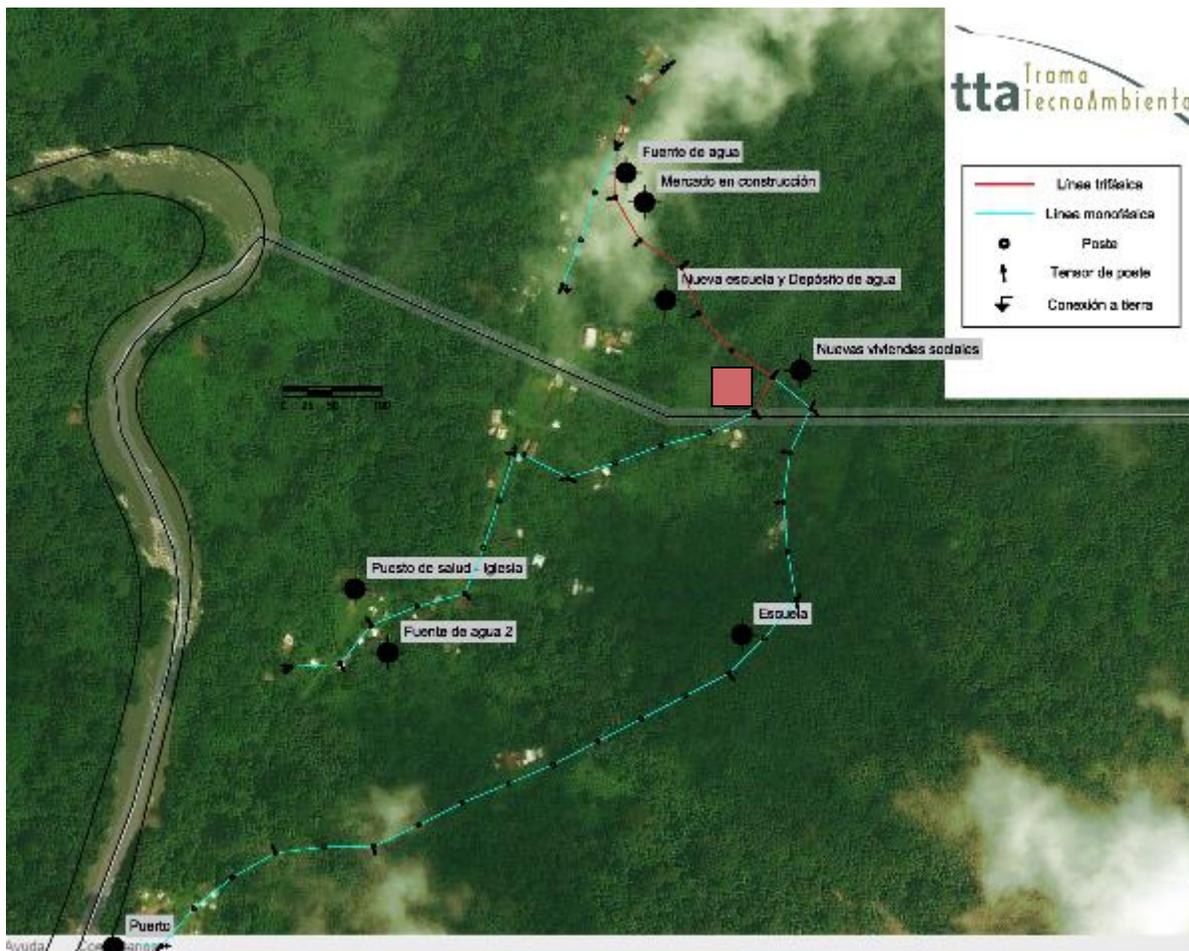


Ilustración 25: Esquema de red de distribución y localización óptima de planta de energía (cuadro rojo)

2.2.3.4. Demanda y perfil de carga del pueblo

De momento, a parte de las 35 conexiones residenciales, existen 6 bares y 6 carpinteros. Ninguna otra actividad comercial se haya previsto. Sin embargo, se está construyendo una cantidad alta de instituciones y servicios públicos, así como 25 nuevas viviendas sociales. El número total de los abonados futuros previstos son:

Tabla 12: Número y tipo de abonados potenciales

Número	Tipo de abonado	Número
Existentes	Residenciales (existentes)	35
	Bares	6
	Carpintería	6
En construcción	Residencias sociales	25
	Puesto de salud	1

Número	Tipo de abonado	Número
	Iglesia	1
	Comisaría	1
	Mercado	1
	Ayuntamiento	1
	Delegación de gobierno	1
	Escuela	1
	Bombas de agua	3
	Alumbrado público	1
TOTAL		77

La información recopilada con respecto a las cargas más importantes durante la misión se presenta a continuación.

Tabla 13: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto

Tipo de abonado	Descripción y comentarios	Demanda diaria estimada asignada (Wh/día)
Residencias grandes	Cada familia consiste en 4 casas aproximadamente. Algunas que tienen generadores privados de 2 kVA consumen aproximadamente 1 L de gasolina por hora. Se supone que 50% de las residencias tendrán alto nivel de consumo con 2 neveras	3850
Escuela	La escuela tendrá 3 aulas con 3 puntos de luz cada una, 9 baños, 1 cocina y 1 alumbrado exterior. Se estima que la cocina tendrá una nevera (1.5 kWh/día) y que el alumbrado exterior tendrá 5 farolas de 60 W cada una funcionando 10 horas diarias (3 kWh/día)	5500
Bombas de agua	Cada grifo tiene una bomba de 1 Hp (750 W). Se estima que la profundidad del pozo son 25m y que cada persona necesita 50 L/día de agua, así que 700 personas necesitarán 35.000 L/día. La demanda diaria serían 2.382 Wh/día igual al uso continuo de 3 horas de la bomba de 750 W ⁹ .	2750
Comercios (bares) grandes	La mayoría de los comercios son básicos y la mayoría no dispone de congelador por falta de electricidad. Funcionan de 8:30 a 16:00 y sus ingresos disparan durante la semana de la fiesta del pueblo. Los que tienen generadores privados de 2 kVA consumen aproximadamente 1 L de gasolina por hora.	3850
Iglesia	No hay información de las cargas y la demanda futura de la iglesia. Se asigna una cantidad de energía suficiente para suministrar luces y sistema de sonido y altavoces	1100
Puesto de salud	No hay información de las cargas y la demanda futura de la iglesia. Se asigna una cantidad de energía suficiente para suministrar luces y sistema de sonido y una pequeña nevera para conservación de medicamentos y vacunas	1650
Instituciones públicas (comisaría,	No hay información de las cargas y la demanda futura de las instituciones. Se asigna una cantidad de energía suficiente	550

⁹ Durante la visita se ha mencionado que grifos similares en otros lugares en el país se estropean meses después del comienzo de su funcionamiento y como consecuencia hay un flujo de agua continuo.

Tipo de abonado	Descripción y comentarios	Demanda diaria estimada asignada (Wh/día)
ayuntamiento, Delegación de gobierno)	para suministrar luces y cargas básicas (cargadores de móvil, computadores)	
Mercado	No hay información de las cargas y la demanda futura del mercado. Sin embargo, se ha mencionado que se construirán y se alquilarán puestos de venta, sin más detalles. Para el análisis de demanda, se estima que habrá 5 tiendas fijas a las cuales se asigna energía suficiente para electrificar una nevera	8250
Alumbrado público	Se estima una farola de alumbrado público en la mitad de los postes de línea de distribución (23), de 60 W cada una.	14300

Partiendo de las estimaciones presentadas en la Tabla 13 y la información recogida en el campo sobre el consumo de residencias y comercios, se ha producido la siguiente tabla de demanda de todos los tipos de abonados potenciales de Mbon Elon.

Tabla 14: Análisis de demanda diaria estimada para Mbon Elon

Tipo de conexión	Número	Categoría 1			Categoría 2			Categoría 3			Demanda total (kWh/día)
		Cat. 1	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 2	EDA (Wh/día)	Número estimado	Cat. 3	EDA (Wh/día)	Número estimado	
Residencial (RE)	60	RE-básico	275	15	RE-intermedio	1650	25	RE-alto	3850	20	122,375
Comercial (CO)	6	CO-básico	275	2	CO-intermedio	1650	2	CO-alto	3850	2	11,55
Institucional (IN)	3	IN-básico	550	3							1,65
Sitios religiosos (SR)	1				SR-intermedio	1100	1				1,10
Centro de educación (CE)	1							CE-alto	5500	1	5,50
Centro de salud (CS)	1				CS-intermedio	1650	1				1,65
Mercado (ME)	1							ME-alto	8250	1	8,25
Bombas de agua (BA)	3							BA-alto	2750	3	8,25
Alumbrado público (AP)	1							AP-alto	14300	1	14,30
TOTAL	77										174,63

La suma de las EDAs para Mbon Elon se estima en 174,63 kWh/día. El perfil de carga desglosado por tipo de usuario en el año 1 y el año 5 (perfil de diseño) se muestran en la Ilustración 26.

Mbon Elon tiene un perfil de demanda predominantemente residencial. La curva presenta un primer pico de demanda por la mañana entre las 6:00 y 8:00, cuando empiezan las actividades en los hogares. La demanda diurna es debida a las instituciones, el mercado, las bombas de agua y los comercios (tiendas y carpinteros). A partir de las 17:00, la demanda del pueblo aumenta y llega a su pico máximo sobre las 20:00. Entre la medianoche y las 6:00, la demanda es debida a neveras de los abonados y el alumbrado público.

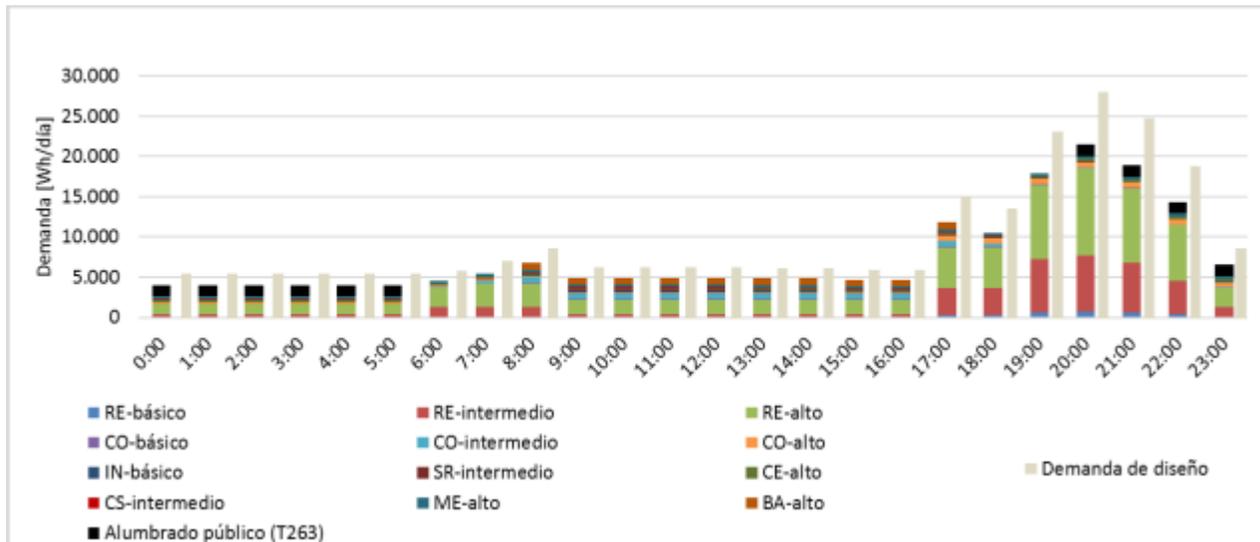


Ilustración 26: Perfil de carga desglosado en año de Mbon Elon 1 y perfil de demanda de diseño en año 5

Aplicando el factor de utilización (85%) y el factor de crecimiento de demanda futura (50%), la demanda de diseño para el año 5 es **234 kWh/día**. La evolución anual de la demanda considerando el crecimiento de demanda respecto al año 1 y la evolución de conexiones se muestra en la gráfica siguiente.

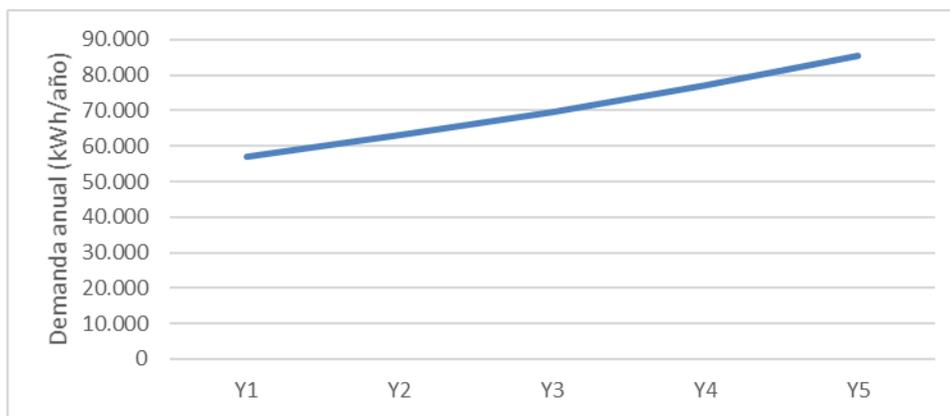


Ilustración 27: Previsión de demanda anual futura de Mbon Elon, del año +1 al año +5

2.2.3.5. Comparativa de Escenarios

A continuación se presentan distintos escenarios en cuanto a la planta de generación eléctrica de la microrred. Estos escenarios se describen en el apartado 2.1.4 e incluyen:

1. Solar híbrida / servicio ininterrumpido (opción recomendada)
2. Solar híbrida / servicio interrumpido
3. Solar 100% / servicio interrumpido
4. Solar 100% / servicio ininterrumpido
5. Menor LCOE
6. Diésel 100%

Tabla 15: Comparación de escenarios

Escenario	Capacidad FV (kWp)	Capacidad nominal baterías (kWh)	Grupo electrógeno	Coste inicial planta de generación ¹⁰ (EUR)	Coste inicial microrred total ¹¹ (EUR)	Coste anual de combustible (EUR)	Suministro de demanda	Fracción solar de generación	Autonomía de batería (horas)	LCOE (EUR/kWh)
1. Híbrido 1	100	520	Respaldo	330.319	446.819	3.490	100%	87%	36	0,492
2. Híbrido 2	100	520	Respaldo	330.319	446.819	2920	98,12	88%	36	0,489
3. Solar 1	100	520	-	315.057	431.557	0	88%	100%	36	0,471
4. Solar 2	125	580	-	368.896	485.396	0	95%	100%	42	0.512
5. Menor LCOE	80	340	Uso continuo	241.849	358.349	6467	100%	77%	24	0,466
6. Diésel	-	-	Uso continuo	15.263	125.263	27.856	100%	0%	0	0,515

¹⁰ Coste de generador fotovoltaico, conversión y baterías, instaladas en Midjobo Anvom (material, logística, transporte, coste de importación, instalación y obra civil). No incluye la red de distribución.

¹¹ Incluye costes independientes de la solución como es la red de distribución, contadores, caseta técnica, ingeniería y red de distribución. Para el escenario 5 no se incluye caseta técnica e ingeniería.

2.2.3.6. *Diseño recomendado para la planta de generación*

A continuación se presentan las principales especificaciones técnicas de la planta solar que se recomienda para Midjobo Anvom. Se trata de una planta 100% solar para evitar las emisiones generadas por la utilización de combustibles fósiles en grupos electrógenos. Los indicadores técnicos y económicos que se presentan en la Tabla 10 se han estimado mediante el software comercial *Homer Pro*®.

Tabla 16: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Mbon Elon

Indicadores de rendimiento (año 5)	
Demanda de diseño	234 kWh/día
Demanda pico máxima	28 kW
Factor de demanda nocturna	68%
Fracción solar	100%
Excedencias de energía solar	30%
Consumo de diésel anual	-
Coste de combustible anual¹²	-
Generador Fotovoltaico	
Tamaño de generador FV	125 kWp
Tecnología de paneles FV	Cristalina
Conversión	
Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C	30 kW
Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C	37 kW
Tipo de onda	Sinusoidal
Acumulación	
Capacidad nominal de baterías (C48)	580 kWh
Voltaje de trabajo	48 V
Autonomía de baterías	42 horas
Profundidad de descarga máxima	70%
Vida útil de baterías	6 años
Línea de distribución	
Tipo	Baja tensión, monofásica
Longitud total	440 m trifásica 1810 m monofásica
Número de postes	47
Número de abonados (contadores)	83

¹² Considerando el precio de venta del diésel según decreto más el coste de su transporte.

2.2.3.7. Verificación de diseño

Con el simulador tecno-económico de microrredes HOMER Pro, se ha producido una serie de simulaciones de un año con resolución de una hora de la microrred, con las características descritas en la Tabla 16.

La microrred de generación solar de 125 kWp bajo las hipótesis anteriormente listadas, suministraría los abonados de Mbon Elon con energía solar durante todo el tiempo (área verde de la gráfica siguiente en la Ilustración 28).

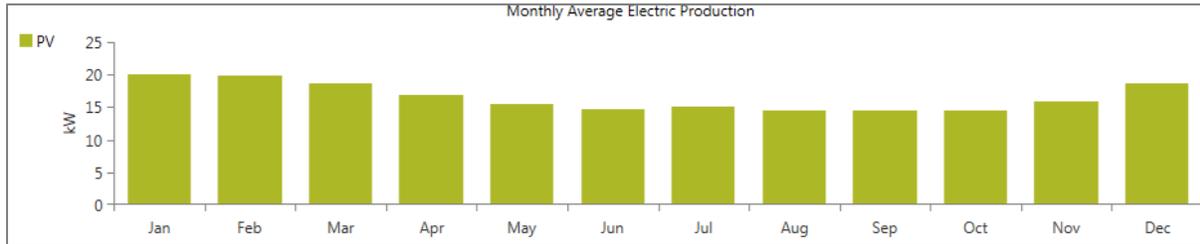


Ilustración 28: Generación eléctrica total por mes

Las gráficas siguientes muestran los resultados de la simulación de una planta FV de 125 kWp durante una semana de época seca y una semana de época de lluvia en Mbon Elon.

Durante una semana al azar de abril (Ilustración 29), la planta fotovoltaica genera energía solar (línea amarilla) para suministrar la demanda del pueblo (línea negra) directamente o para cargar las baterías (línea roja). En la semana ejemplo la generación solar carga las baterías hasta que llegan a su máximo nivel de carga sobre las 16:00, para luego descargar y suministrar el pico de demanda del pueblo que sucede entre las 17:00 y 24:00.

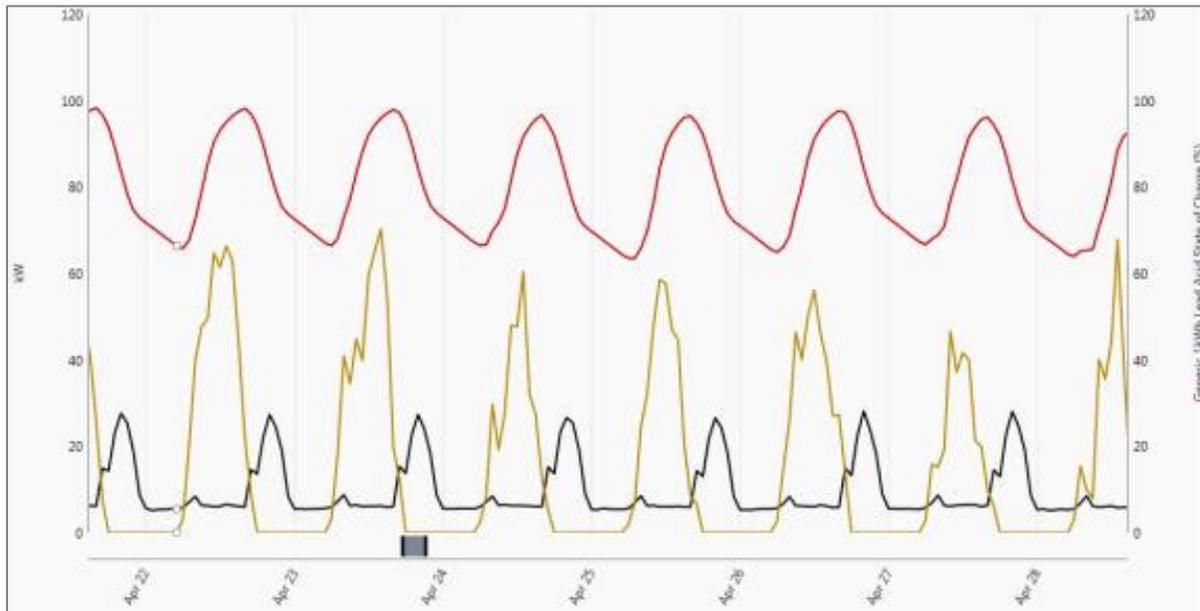


Ilustración 29: Simulación semanal de planta solar en Mbon Elon durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

Durante la época de lluvia (Ilustración 30), pueden ocurrir varios días seguidos sin producción solar suficiente, durante los cuales no se consigue suministrar la demanda de la noche (línea azul). Sin embargo, con gestión inteligente de la demanda, durante las épocas de lluvia se pueden recortar los picos de la demanda (o *load shedding* en inglés) o desplazar consumos durante las horas con generación solar.

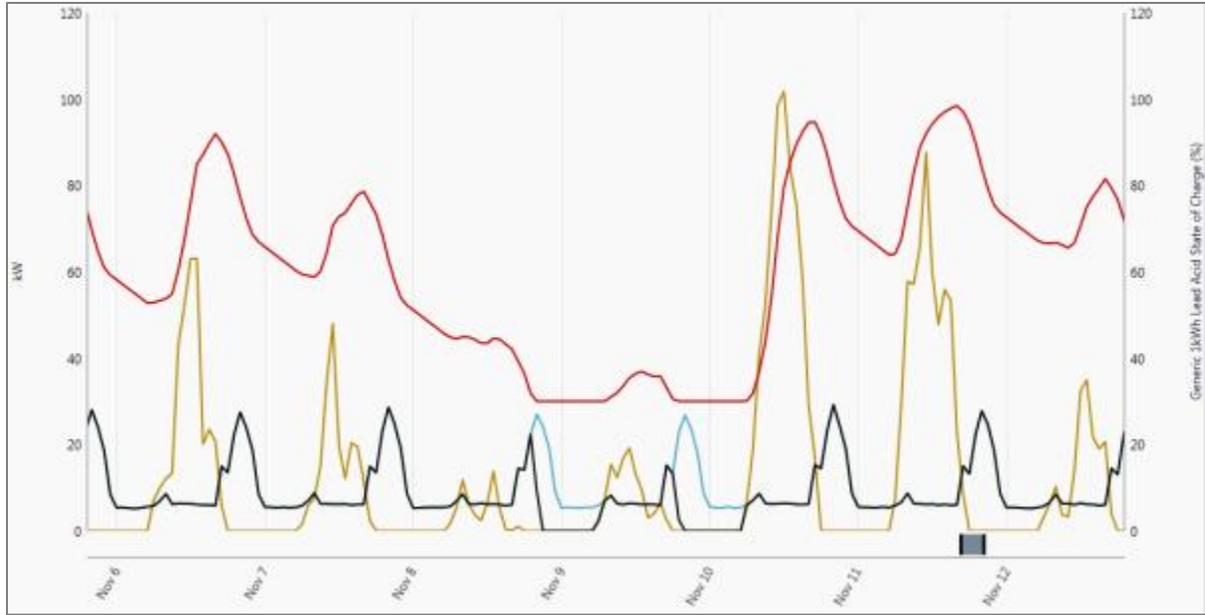


Ilustración 30: Simulación semanal de planta solar en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad suministrada en kW (línea negra), demanda de la comunidad no suministrada en kW (línea azul) generación solar en kW (línea amarilla) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

La siguiente Ilustración 31 presenta el histograma nivel de carga de la batería durante un año (gráfica de barras azul). Durante el 6% del tiempo, la batería está descargada al 30% de su estado de carga y aproximadamente el 30% del tiempo, la batería está al 60%-70% de su estado de carga. Con este rendimiento, la vida útil de la batería se estima a **7 años**, según el simulador Homer Pro.

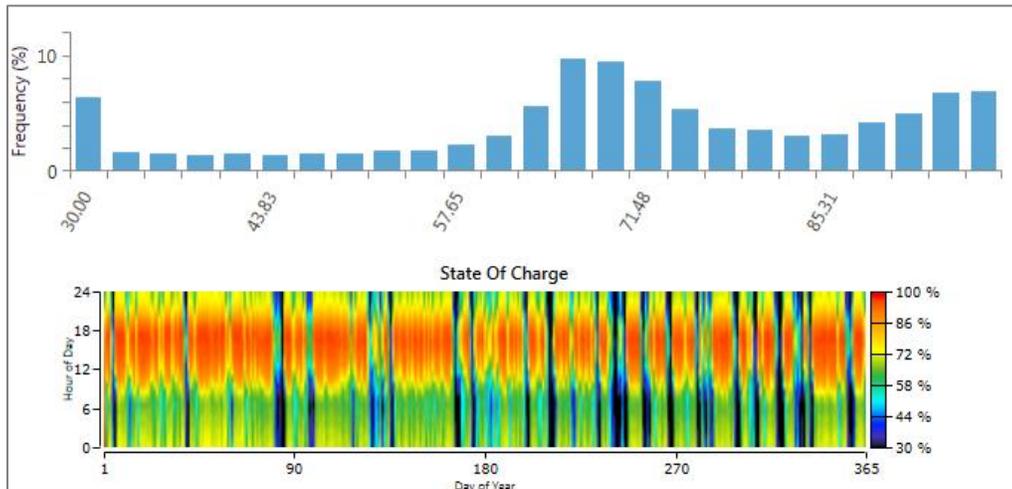


Ilustración 31: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año

2.3. Análisis de Resultados y Conclusiones

Los resultados obtenidos en las simulaciones para ambas comunidades demuestran que el modo de generación que supone un coste de inversión inicial (CAPEX) inferior es por diferencia la generación mediante grupos electrógenos diésel únicamente (escenario 5). Las plantas solares propuestas para ambas comunidades requieren una inversión de un orden de magnitud mayor que sus equivalentes en generación diésel. Así pues, si el análisis se

ciñera al criterio de minimizar el coste de inversión, la estrategia a seguir sería sin duda la de implementar dos microrredes suministradas por generadores diésel.

No obstante, cuando se consideran los costes de operación y mantenimiento (OPEX) asociados a la generación a partir de diésel, la generación solar gana interés. Si bien los generadores diésel requieren una inversión inicial menor, estos conllevan un conjunto de costes que encarecen su operación y mantenimiento. El principal de estos es el coste del combustible, el cual ha de ser garantizado de forma regular para evitar cortes en el servicio eléctrico. Otros costes incluyen los lubricantes, los servicios periódicos o el repuesto de componentes. Por el contrario, la energía solar requiere costes de inversión superiores pero ofrece unos costes de operación y mantenimiento muy por debajo de los del diésel.

Por este motivo, si se quiere analizar de forma objetiva ambas fuentes de generación, es necesario hacer un análisis que incluya toda la vida útil del sistema, desde su instalación hasta su desmantelamiento (CAPEX + OPEX). Para ello típicamente se emplea el coste ponderado de la electricidad o LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), una estimación de coste por unidad de energía que contempla toda la vida útil de la instalación. Cuando se analizan los valores de LCOE la brecha entre generación diésel y solar se hace más estrecha, por lo que la energía solar se hace más atractiva a nivel económico. Con los costes de combustible actuales en Guinea Ecuatorial y las suposiciones para los costes de componentes de las microrredes solares, la generación solar es más competitiva económicamente que la diésel en varios escenarios, siendo la óptima una combinación de ambas.

Una forma de promover la energía solar desde el sector privado podría ser mediante la eliminación o reducción de los subsidios a los combustibles fósiles tal y como se justifica en el siguiente apartado. Otras estrategias podrían ser la aportación de ayudas por parte del gobierno a la energía generada a partir de fuentes renovables.

Desde la perspectiva pública, si el gobierno quiere implementar proyectos renovables puede buscar financiación internacional en forma de subvenciones o préstamos de bajo interés para sufragar los elevados costes de inversión inicial de los proyectos solares en condiciones favorables y así hacer más atractivos económicamente los proyectos

2.3.1. Impacto de los subsidios al combustible

La ventajosa situación de la generación diésel en comparación a la solar en términos económicos se sostiene de forma artificial. En Guinea Ecuatorial los precios de los combustibles fósiles están fijados por decreto a unos precios muy inferiores a su coste real. De lo contrario, si los precios de combustible no recibieran subvención, la energía solar fotovoltaica para la electrificación rural en Guinea Ecuatorial sería mucho más competitiva.

Guinea Ecuatorial no dispone de refinería para procesar el crudo que extrae. Consecuentemente, la demanda de productos refinados se satisface al 100% a través de importaciones. El precio actual del diésel es de 350 FCFA/L (0.53 EUR/L) según el Decreto Núm. 10/2007, mientras que el coste de importación se estima en 540 FCFA/L según conversaciones mantenidas durante la misión. Se observa pues una brecha de 190 FCFA/L entre el coste real y el precio de venta que responde a los subsidios ofrecidos por el gobierno. Es de vital importancia considerar esta brecha durante la preparación de planes de electrificación rural.

Si no se favorece el uso de la energía solar (o alguna otra fuente de energía alternativa), un aumento de la electrificación del país conllevaría un incremento del gasto público en subsidios al diésel. El caso de Guinea Ecuatorial no es aislado. Multitud de países han optado históricamente por subsidiar los combustibles fósiles, especialmente los países productores de petróleo. Sin embargo, también son muchos los países que paulatinamente han ido eliminando dichos subsidios, dado que los subsidios a los combustibles fósiles tienen muchos impactos negativos asociados¹³:

- Impacto Económico en:
 - Crecimiento económico. Los subsidios limitan la capacidad de inversión del gobierno en infraestructuras básicas y limitan la competitividad del sector privado.

¹³ Energy subsidy reform: lessons and implications / editors, Benedict Clements, David Coady, Stefania Fabrizio, Sanjeev Gupta, Trevor Alleyne, and Carlo Sdravovich. — Washington, D.C. : International Monetary Fund, c2013.

- Finanzas Públicas. Incremento del riesgo de déficit y deuda pública, especialmente durante periodos con altos precios del crudo en los mercados internacionales.
- Balanza de Pagos. Un precio de venta por debajo del de mercado fomenta su consumo y por tanto incrementa las importaciones, lo que afecta la balanza comercial del país.
- Impacto socio-ambiental en:
 - Medio Ambiente. Los subsidios a los combustibles fósiles contribuyen al calentamiento global y a la contaminación atmosférica, promueven el transporte privado incrementando así congestiones de tráfico y accidentes, y desincentivan las inversiones en tecnologías limpias (como las energías renovables).
 - Sociedad. Los subsidios generalizados son altamente regresivos y por tanto fomentan la desigualdad, dado que los principales beneficiarios son aquellos usuarios que utilizan más combustible (estadísticamente los habitantes con mayor poder adquisitivo).

Para más información sobre subsidios a la energía, organismos como el Banco Mundial o el Fondo Monetario Internacional ofrecen una amplia literatura sobre el tema.

El estudio de escenarios presentado en este informe demuestra mediante simulaciones como al incrementar el coste del combustible hasta su coste de importación, las soluciones técnicas que optimizan el coste integran energía solar fotovoltaica en el caso de ambas comunidades. Al comparar el coste utilizado en comparación con referencias internacionales se considera que el precio de importación considerado aun dista del coste real del combustible. Por tanto, cabe esperar que el análisis de escenarios con un coste de combustible más realista favoreciera aún más el uso de la generación solar.

2.3.2. Solución técnica y social recomendada

Tal y como se ha discutido en este informe, la solución técnica óptima dependerá de los objetivos del proyecto. Si se quiere minimizar el coste de inversión, o se quiere minimizar el coste de la energía a lo largo del ciclo de vida, o se pretende eliminar por completo la necesidad de diésel, por ejemplo, las soluciones resultantes serán distintas.

Si se busca una solución que elimina por completo la necesidad de diésel y las emisiones de CO₂, la recomendación de TTA es implementar las siguientes plantas de generación en las comunidades del proyecto. Para no sobredimensionar la planta de producción FV y sobre todo las baterías, que conllevan la parte de inversión más elevada, las microrredes siguientes suministran el 95% de la demanda de diseño futura. El 5% restante se puede evitar aplicando medidas de eficiencia energética o gestión de la demanda inteligente, automatizada o manual.

Tabla 17: Indicadores de rendimiento de solución técnica propuesta para Midjobo Anvom y Mbon Elon

Indicadores de rendimiento (año 5)	Midjobo Anvom	Mbon Elon
Demanda de diseño	116.37 kWh/día	234 kWh/día
Energía suministrada sin gestión de energía inteligente	95%	95%
Demanda pico máxima	16 kW	28 kW
Factor de demanda nocturna	75%	68%
Fracción solar	100%	100%
Excedencias de energía solar	33%	30%
Generador Fotovoltaico		
Tamaño de generador FV	65 kWp	125 kWp
Tecnología de paneles FV	Cristalina	Cristalina
Conversión		
Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C	21 kW	30 kW
Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C	24 kW	37 kW
Tipo de onda	Sinusoidal	Sinusoidal
Acumulación		
Capacidad nominal de baterías (C48)	280 kWh	580 kWh
Voltaje de trabajo	48 V	48 V

Indicadores de rendimiento (año 5)	Midjobo Anvom	Mbon Elon
Autonomía de baterías	40 horas	42 horas
Profundidad de descarga máxima	70%	70%
Línea de distribución		
Tipo	Baja tensión, monofásica	Baja tensión, monofásica
Longitud total	140 m trifásica 890 m monofásica	440 m trifásica 1810 m monofásica
Número de postes	22	47
Número de abonados (contadores)	113	83

En cualquier caso se recomienda promover la supresión de los subsidios a los combustibles fósiles, pues sin duda el subsidio a los combustibles fósiles es una de las principales barreras al desarrollo de solar en las comunidades del proyecto, y por consiguiente se considera también que del resto de zonas rurales de Guinea Ecuatorial.

Se debe destacar el impacto social de estos dos proyectos propuestos. Mbon Elon recién se nombró Distrito Urbano, así que es obligación de SEGESA de electrificarlo a través de generadores de diésel u otras fuentes. Así que la propuesta de la planta FV será una mejora del plan existente pero Mbon Elon se electrificará igual. Por otro lado, Midjobo Anvom no tiene previsto un proyecto de suministro de electricidad. La planta FV propuesta sería la primera instalación en el poblado y el efecto de suministrar electricidad sería significativo. La gente de Midjobo Anvom por la primera vez disfrutarían de este servicio, así que tendría un impacto social y económico significativo en la población. Además, el proyecto atraería más gente durante la fase de construcción, así como de operación y de otros poblados cercanos que no tienen suministro de electricidad.

2.3.3. Recomendaciones adicionales

2.3.3.1. Energy Daily Allowance (EDA)

El *Energy Daily Allowance* (EDA) es un concepto desarrollado por TTA con un algoritmo de control asociado patentado.

Tradicionalmente en las redes eléctricas los clientes pagan por unidades de energía consumidas (kWh). Sin embargo, en electrificación con energías renovables y en especial en el caso de microrredes, un aspecto clave es la limitación de energía disponible (además de la capacidad).

Por eso desde TTA se considera que las tarifas deben reflejar este concepto. Por ello se desarrolló en concepto de tarifa basada en la Energía Diaria a Disposición (similar a “igualada” de acceso ≠ prepago). El uso de una tarifa asociada a EDA permite una planificación financiera más fácil y clara para el operador y para el cliente a la vez que permite una reducción de costes de transacción.

Tabla 18. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.

Modo	Descripción	Factor	Activación
Normal	EDA y potencia según valores nominales	1	Energía en la planta dentro el rango normal
Bonificación	Precio instantáneo de la energía consumida es inferior al “normal”	0,5	Controlador de carga FV regulando
Restricción	Precio instantáneo de la energía consumida es superior al “normal”	2	Nivel de carga de batería bajo
Limitación de Potencia	Potencia máxima permitida reducida	0,8	Potencia del ondulator excede los niveles máximos configurados

Se recomienda discutir la posibilidad de integrar este algoritmo de control en las futuras microrredes piloto para facilitar la operación de estas. Contadores eléctricos inteligentes permiten la introducción de algoritmos de este tipo.

2.3.3.2. *Gestion de la Demanda*

Al trabajar con las futuras microrredes, se recomienda no solo centrar esfuerzos en el lado de la generación sino también en el lado de la demanda. Una microrred puede tener un generador basado en fuentes de tipo renovable pero eso no asegura que el uso de la energía por parte de los usuarios se haga de forma racional. Así pues, para que el sistema sea sostenible en su conjunto además de facilitar la generación de energía a partir de energía solar se recomienda tomar medidas para racionalizar la demanda. Estas incluirían no solo medidas de eficiencia energética en la distribución o en el consumo, si no medidas de concienciación de los usuarios.

3. Estandarización del Diseño

3.1. Diseño Modular

El presente capítulo propone un diseño funcional basado en la modularidad y la flexibilidad. El objetivo de este enfoque es ofrecer una solución técnica que no sea únicamente válida para las 2 comunidades objeto del estudio (el pueblo Midjobo Anvom y el distrito urbano Mbon Elon) si no que fácilmente replicable para múltiples y distintas comunidades de Guinea Ecuatorial.

A tal efecto se ha creado el concepto de **Microrred Base**. Las microrredes base serían las unidades básicas a replicar. Para garantizar la aplicabilidad de estas en distintos contextos se han definido dos tamaños, denominados *Microrred Pequeña* y *Microrred Mediana*, abreviados MR P y MR M, respectivamente. A su vez, la asociación de microrredes base, ya sea la MR P o MR M, dará lugar a 2 microrredes adicionales que permitirían cubrir las necesidades de comunidades mayores. Este conjunto de cuatro soluciones técnicas cubriría buena parte del espectro de necesidades estimado para los poblados y distritos urbanos.

Mediante el diseño modular propuesto en este informe, tanto el PNUD como el gobierno de Guinea Ecuatorial, dispondrán de una herramienta básica de fácil uso para determinar las necesidades de comunidades a electrificar. Esto facilitará la labor de pre-diseño, así como la posterior labor de diseño básico, sea esta externalizada o no.

Además de una fácil replicabilidad, un diseño modular permite la estandarización de componentes. Este aspecto es clave para facilitar las labores de Operación y Mantenimiento (O&M) de las futuras microrredes. El hecho de utilizar una menor variedad de componentes facilita el acopio de material, minimiza el inventario de componentes de repuesto necesarios, facilita la gestión de garantías, reduce el número de interlocutores (suministradores) en caso de problemas, etc.

Cabe destacar que el uso de un enfoque modular no impactaría la competitividad en el suministro de materiales. Las dimensiones y características de los componentes descritos en este informe son fácilmente alcanzables por la mayoría de fabricantes reconocidos.

3.2. Dimensionado

A continuación se caracteriza las dos microrredes base, MR P y MR M. El dimensionado de estas microrredes se ha hecho en base a los datos recopilados durante la visita de campo. De acuerdo a las conclusiones del Informe Preliminar, ambas microrredes consideran una contribución solar del 100%.

Tabla 19. Especificaciones generales de las Microrredes P y M (Penetración solar 100%)

Numeración	Concepto	Condición	Unidades	MR P	MR M
1.1	Demanda real actual	≤	kWh/día	45	90
1.2	Demanda de diseño (100% año 10)	≤	kWh/día	60.0	120.0
2.1	Capacidad nominal de la Batería	≥	kWh	145.0	290.0
2.2	Capacidad nominal continua de ondulación	≥	kW	10	20
2.3	Capacidad del Generador Fotovoltaico	≥	kWp	32.5	65.0
2.4	Capacidad del Grupo Electrónico (opcional)	≥	kW	10	20

3.3. Componentes

La microrred base (MR base) propuesta se compone de:

- Un generador fotovoltaico, con módulos fotovoltaicos, controladores de carga y los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento, acoplado al tablero de corriente continua (CC).

- Una batería de acumuladores y los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento, acoplada al tablero de CC.
- Un tablero de CC con los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento, con salida al subsistema de ondulación.
- Un grupo de onduladores interactivos de batería, *dual-mode* y bidireccionales, capaces de controlar, mediante relés, un grupo electrógeno y un grupo de contactores para el control general de acciones requerido. Adicionalmente los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento.
- OPCIONAL: Un grupo electrógeno conectado al grupo de onduladores con los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento.
- Un tablero de corriente alterna (CA) con los accesorios y protecciones suficientes para su funcionamiento, con salida a la red de distribución.
- Una red de distribución completa, incluyendo las acometidas de cada uno de los usuarios.

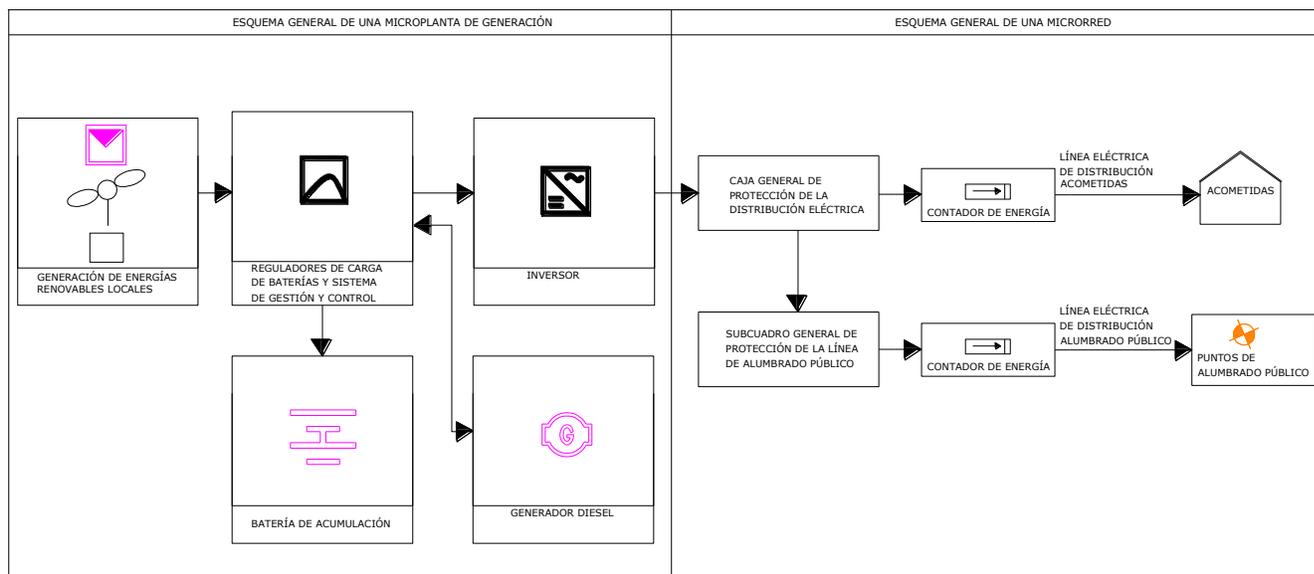


Ilustración 32. Esquema general de una microrred y su sistema de distribución

Las Microrredes base se acoplarán siempre en Corriente Continua y tendrán salida a la red de distribución en Corriente Alterna, pudiendo esta última ser monofásica o trifásica, según se establezca en la ingeniería de detalle.

3.4. Configuración funcional MR P y MR M

Se establece como premisa de diseño que las microrredes MR P y MR M deberán cubrir el 100% de la demanda con una penetración fotovoltaica del 100%.

3.4.1. Escenario de funcionamiento diurno:

La demanda diurna deberá ser cubierta por la generación solar, apoyada por la energía almacenada en las baterías para los momentos en los que la primera no fuera suficiente para cubrirla. El grupo de onduladores debe ser capaz de leer el estado de carga de la batería y usar la energía del generador fotovoltaico para recargarla de manera prioritaria cuando sea necesario. Cuando la batería esté completamente cargada, la energía proveniente del generador fotovoltaico se utilizará para alimentar las cargas. Si la generación fotovoltaica no es suficiente para alimentar las cargas, el grupo de onduladores podrá utilizar la energía almacenada en las baterías para cubrir la diferencia. En caso de que haya grupo electrógeno este podrá ser utilizado para recargar las baterías cuando la generación solar sea insuficiente para hacerlo y el estado de carga de las mismas esté llegando al mínimo admisible.

3.4.2. Escenario de funcionamiento nocturno:

Se deberá cubrir la demanda total con la energía almacenada en la batería. El grupo de onduladores debe ser capaz de leer el estado de carga de la batería en todo momento. En caso de sobrecarga o descarga profunda de la batería el grupo de onduladores deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así la batería. Una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente. En caso de que haya grupo electrógeno, este podrá ser utilizado para recargar las baterías cuando el estado de carga de las mismas esté llegando al mínimo admisible.

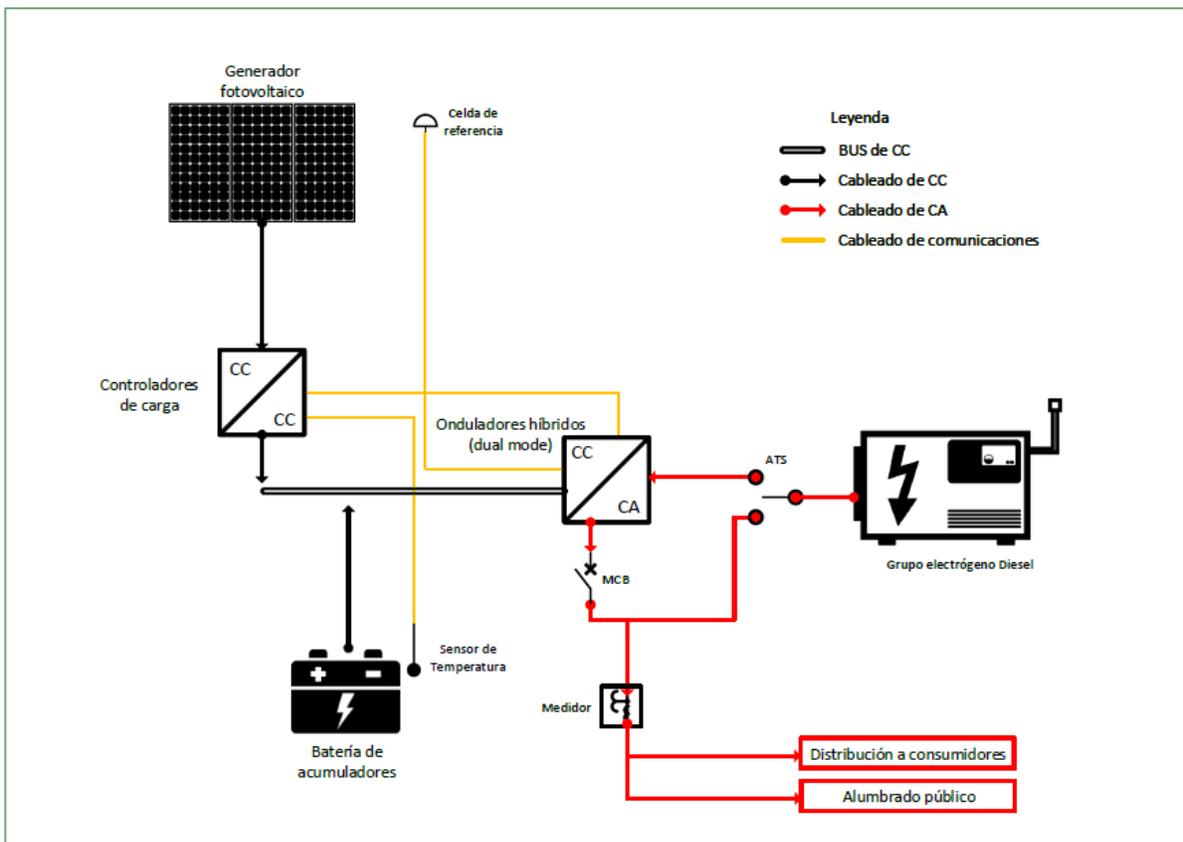


Ilustración 33. Esquema de conexiones para MR P o MR M

3.5. Asociación de las microrredes base

Será posible asociar dos microrredes para lograr valores de energía y potencia suficientes para suministrar electricidad a poblados con necesidades energéticas superiores a los dos casos base. Esta asociación será funcional pero no eléctrica, por tanto, cada microrred conservará sus características propias y suministrará de manera independiente a una línea de distribución separada en el mismo poblado.

Estas asociaciones se denominarán en adelante mediante siglas que indicarán el tipo de asociación realizada, por lo anterior y a manera de ejemplo, al asociar una MR P con una MR M se obtiene una MR P+M, que es capaz de suministrar electricidad a un poblado que tenga una demanda media diaria actual de hasta 135kWh/día.

Estas asociaciones admiten ajustes de sensibilidad en el dimensionado de sus componentes. Estas variaciones se deberán realizar en el momento de desarrollar la ingeniería de detalle de cada poblado. Se puede modificar la capacidad del generador fotovoltaico, la capacidad de acumulación y la capacidad del grupo electrógeno, siempre a la baja y en aras de reducir los costes de desarrollo si se encuentra una situación en la que las MR estén sobredimensionadas. En todo caso estos diseños no incluyen el dimensionado de la línea de distribución, que deberá ser diseñada en su totalidad en la etapa de ingeniería de detalle y atendiendo a las necesidades locales.

Tabla 20. Especificaciones generales de las MRs – MR P, MR M, MR P + M y MR M + M (Penetración solar 100%)

Numera ción	Concepto	Condición	Unidades	MR P	MR M	MR P + M	MR M + M
1.1	Demanda real actual	≤	kWh/día	45	90	135	180
1.2	Demanda de diseño (100% año 10)	≤	kWh/día	60	120	180	240
2.1	Capacidad nominal de la Batería	≥	kWh	145	290	435	580
2.2	Capacidad nominal continua de ondulación	≥	kW	10	20	30	40
2.3	Capacidad del Generador Fotovoltaico	≥	kWp	32.5	65	97.5	130
2.4	Capacidad del Grupo Electrónico	≥	kW	10	20	30	40

3.5.1. Configuración Funcional MR P + M y MR M + M

Las instalaciones MR P + M y MR M + M estarán compuestas, cada una, por dos MR que funcionalmente se denominarán Subgrupos 1 y 2. Se establece como premisa de diseño que estas microrredes deberán cubrir el 100% de la demanda del poblado en el que se construyan, con una penetración fotovoltaica del 100%. La cobertura de la demanda se hará mediante dos redes de distribución independientes, una para cada Subgrupo; teniendo en cuenta que la capacidad de los subgrupos es sustancialmente diferente en el caso de la MR P + M (con una relación de 1:2), será necesario cuantificar la demanda existente en las áreas a las que dará servicio cada una de estas líneas de distribución, asegurando que la carga conectada no supere la capacidad del subgrupo que le sirve. El diseño de la red de distribución dependerá de este proceso.

Gracias a la asociación de MR estas serán capaces de actuar de manera colaborativa, como **aportante** o **demandante** de energía, tal y como se explicará en los supuestos a continuación.

3.5.1.1. Escenario de funcionamiento diurno de cada subgrupo:

La demanda diurna deberá ser cubierta por la generación solar, apoyada por la energía almacenada en las baterías para los momentos en los que la primera no fuera suficiente para cubrirla. El grupo de onduladores debe ser capaz de leer el estado de carga de la batería y usar la energía del generador fotovoltaico para recargarla de manera prioritaria cuando sea necesario. Cuando la batería esté completamente cargada, la energía proveniente del generador fotovoltaico se utilizará para alimentar las cargas. Si la generación fotovoltaica no es suficiente para alimentar las cargas, el grupo de onduladores podrá utilizar la energía almacenada en las baterías para cubrir la diferencia. En caso de que haya grupo electrónico este podrá ser utilizado para recargar las baterías cuando la generación solar sea insuficiente para hacerlo y el estado de carga de las mismas esté llegando al mínimo admisible.

3.5.1.2. Escenario de funcionamiento nocturno de cada subgrupo:

Se deberá cubrir la demanda total con la energía almacenada en la batería. El grupo de onduladores debe ser capaz de leer el estado de carga de la batería en todo momento. En caso de sobrecarga o descarga profunda de la batería el ondulador deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así la batería. Una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente. En caso de que haya grupo electrónico, este podrá ser utilizado para recargar las baterías cuando el estado de carga de las mismas esté llegando al mínimo admisible.

3.5.1.3. Escenario de funcionamiento diurno de subgrupos asociados:

Si la generación solar es suficiente para recargar las baterías y cubrir la demanda de cada subgrupo por separado no será necesaria ninguna acción adicional a las ya estipuladas en 3.5.1.1.

Sin presencia de Generador Diésel:

En el caso en que uno de los subgrupos agote su reserva de energía podrá utilizar la energía proveniente del otro subgrupo para recargar sus baterías o cubrir parte de su demanda, siempre manteniendo reserva suficiente de energía para cubrir la demanda del subgrupo aportante; si la energía disponible en el subgrupo aportante no fuera suficiente el subgrupo demandante deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así su batería, una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente.

En el caso en el que ambos subgrupos agoten su reserva de energía y la generación solar sea insuficiente para recargar las baterías o cubrir la demanda, el grupo de onduladores de cada subgrupo deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así la batería, una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente.

En presencia de Generador Diésel:

En caso de que uno de los subgrupos requiera utilizar el generador Diésel para recargar sus baterías, será necesario contar con los mecanismos de control que permitan al grupo de onduladores de este subgrupo encender el generador Diésel impidiendo que el encendido de este afecte el funcionamiento normal del otro subgrupo, usando seccionadores o contactores accionados automáticamente. El grupo de onduladores que solicite la entrada en funcionamiento del grupo electrógeno deberá ser capaz de apagarlo y reestablecer los contactores o seccionadores a su estado de espera.

3.5.1.4. Escenario de funcionamiento nocturno de subgrupos asociados:

Si la energía almacenada en las baterías de cada subgrupo es suficiente para cubrir la demanda no será necesaria ninguna acción adicional a las ya estipuladas en 3.5.1.2.

El alumbrado público de todo el poblado estará conectado a una única línea de distribución independiente, que podrá ser suministrada desde cualquiera de los subgrupos, según su disponibilidad de energía, usando los mecanismos de transición adecuados para ello.

Sin presencia de Generador Diésel:

En el caso en que uno de los subgrupos agote su reserva de energía podrá utilizar la energía proveniente del otro subgrupo para recargar sus baterías o cubrir parte de su demanda, siempre manteniendo reserva suficiente de energía para cubrir la demanda del subgrupo aportante; si la energía disponible en el subgrupo aportante no fuera suficiente el subgrupo demandante deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así su batería, una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente.

En el caso en el que ambos subgrupos agoten su reserva de energía, el grupo de onduladores de cada subgrupo deberá ser capaz de desconectar las cargas y proteger así la batería, una vez superada la situación deberá ser capaz de reconectar las cargas automáticamente.

En presencia de Generador Diésel:

En caso de que uno de los subgrupos requiera utilizar el generador Diésel para recargar sus baterías, será necesario contar con los mecanismos de control que permitan al grupo de onduladores de este subgrupo encender el generador Diésel impidiendo que el encendido de este afecte el funcionamiento normal del otro subgrupo, usando seccionadores o contactores accionados automáticamente. El grupo de onduladores que solicite la entrada en funcionamiento del grupo electrógeno deberá ser capaz de apagarlo y reestablecer los contactores o seccionadores a su estado de espera.

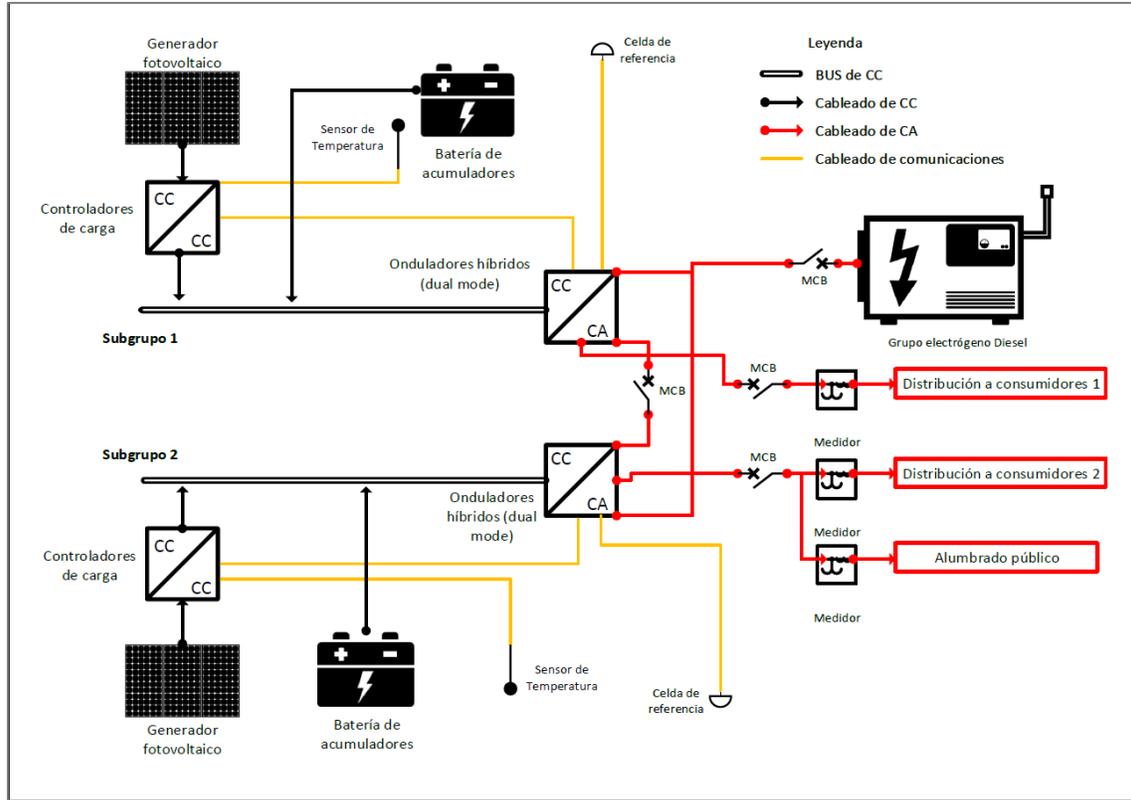


Ilustración 34. Esquema de conexiones para las MR P + M o MR M + M.

3.6. Caracterización de necesidades en las comunidades de estudio

3.6.1. Midjobo Anvom

En Midjobo Anvom se propone instalar una configuración de Microrred Mediana (MR M).

Tabla 21. Diseño propuesto para Midjobo Anvom

Concepto	Unidades	MR M
Demanda de Diseño Para Midjobo Anvom	kWh/día	116
Capacidad nominal de la Batería	kWh	290
Capacidad nominal continua de ondulación	kW	20
Capacidad del Generador Fotovoltaico	kWp	65
Capacidad del Grupo Electrónico	kW	20

3.6.2. Mbon Elon

En el caso de Mbon Elon se propone instalar una configuración de asociación de 2 Microrredes Medianas (MR M+M).

Tabla 22. Diseño propuesto para Mbon Elon

Concepto	Unidades	MR M + M
Demanda de Diseño Para Mbon Elon	kWh/día	234
Capacidad nominal de la Batería	kWh	580
Capacidad nominal continua de ondulación	kW	40
Capacidad del Generador Fotovoltaico	kWp	130
Capacidad del Grupo Electrónico	kW	40

4. Guía metodológica para desarrollar proyectos piloto

El diseño funcional presentado en el presente documento pretende facilitar, a nivel técnico, el proceso para desarrollar Proyectos Piloto de electrificación rural con energía solar para Guinea Ecuatorial, tanto la región continental como insular. A tal efecto se definen a continuación los pasos a seguir propuestos para dichos proyectos piloto:

Tabla 23. Guía metodológica para el desarrollo de proyectos piloto de electrificación rural

No.	Actividad	Producto esperado	Descripción de la actividad	Responsable de referencia
1	Identificación de poblados no electrificados	Listado general de poblados a electrificar	Utilizando información de campo, información preexistente en el Ministerio o cualquier entidad gubernamental, determinar los poblados que aún no se encuentran electrificados por la red nacional de SEGESA	MIE, SEGESA
2	Priorización definitiva de poblados a electrificar	Lista corta de poblados a los cuales se electrificará con proyectos piloto	A partir del listado general de poblados a electrificar seleccionar aquellos que por sus condiciones (ubicación, distancia de la red eléctrica nacional, necesidad urgente, logística, etc.) puedan ser electrificados dentro de la etapa de proyectos piloto	MIE
3	Selección del tamaño de la microrred aplicable a cada poblado seleccionado	Listado de poblados con un tamaño de microrred asignado	Determinar la demanda media diaria actual (kWh/día) de los poblados seleccionados. Posteriormente, utilizando esta demanda establecer el tamaño de microrred adecuado para su tamaño de acuerdo a la Tabla 20 y teniendo en cuenta que el valor de "Demanda real actual" expresado en la tabla 2 es un valor límite superior. Como ejemplo, si se identifica un poblado con una demanda media de energía de 120 kWh/día debería seleccionarse el Kit P + M, que es suficientemente grande para suministrar la energía requerida.	MIE, SEGESA
4	Desarrollo de la ingeniería de detalle	Ingeniería de detalle para cada proyecto a ejecutar	Desarrollar la ingeniería de detalle de cada uno de los proyectos a ejecutar. Deberá incluir planos de construcción, planos eléctricos y planos de la línea de distribución, además de cálculos eléctricos y cálculos estructurales. Deberá incluir también una estimación de presupuesto para la construcción que permita licitar sobre una base de costo estimado real.	PNUD, SEGESA
5	Construcción del proyecto	Microrred construida y comisionada	Contratar la construcción de la microrred, así como una supervisión independiente que permita hacer un seguimiento del proceso. La contratación deberá incluir el suministro de materiales y equipos, el transporte hasta el lugar de ejecución del proyecto, la construcción de salas de equipos y edificaciones necesarias, la interconexión de componentes, las pruebas y ensayos necesarios y el comisionado final de la obra. Todo lo anterior según lo establecido en la ingeniería de detalle, entregando al final el informe de construcción y planos según construido.	Sector privado, Universidades
6	Operación y mantenimiento	Microrred operada y mantenida	Contratar la operación y el mantenimiento de la microrred durante los primeros años de operación. Se propone que estos servicios los proporcione al sector privado pero con la participación de SEGESA y la comunidad y la Universidad, para así favorecer la difusión del conocimiento generado durante el desarrollo de los proyectos piloto y también promover la formación de nuevos profesionales en el sector. En cualquier caso, se debe promover que el operador cuente con personal local para realizar las tareas de servicio, operación y mantenimiento y así generar conocimiento y capacidad en la población local. Este proceso permitirá delegar en ellos la operación de la microrred por el período estimado de servicio restante, mediante la creación de una asociación o cooperativa que les agrupe y se encargue de las actividades que realizaba en principio el operador privado. La Operación y Mantenimiento también se puede incluir como parte del contrato de construcción (Paso No.6).	Sector Privado, SEGESA, Universidades
7	Evaluación por etapas	Evaluaciones periódicas del proyecto	Realizar evaluaciones periódicas del proyecto al finalizar cada una de las etapas anteriormente descritas. El conocimiento generado pretende consolidar la capacidad gubernamental para desarrollar proyectos de electrificación rural con mejores estándares de calidad y mejorar los procesos intermedios.	Sector Privado, MIE, SEGESA, Universidades

5. Modelo de gestión

5.1. Agentes locales relevantes

Las principales entidades gubernamentales involucradas en el sector eléctrico son:

5.1.1. Ministerio de Agricultura, Ganadería, Bosques y Medioambiente (MAGBM)

Es el socio implementador del proyecto de SE4ALL. Como tal, busca que se cumplan los objetivos del proyecto y las prioridades actuales del Gobierno, entre los que se encuentran la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y dotar a la población de energía a través de fuentes renovables, respectivamente. Por tal motivo, aunque es el Ministerio de Industria y Energía el que lleva la política energética del Gobierno a nivel nacional, el Ministerio de Medio Ambiente se involucra en la consecución de los objetivos por la consecuente reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero que conllevan los proyectos de energías renovables.

Según la entrevista mantenida con el Señor Gabriel Ngüa Ayecaba, Director de Medioambiente y Director del Proyecto SE4ALL, el Ministerio está interesado en que los estudios desemboquen en una experiencia piloto en un poblado remoto sin electrificar, y buscar su replicabilidad.

5.1.2. Ministerio de Industria y Energía (MIE)

Socio fundamental del gobierno, a cargo de las políticas de petróleo, gas y electricidad de Guinea Ecuatorial. Esto incluye las políticas relacionadas con la generación, transmisión y distribución de la electricidad. Recientemente, se ha producido la división de este Ministerio con respecto al Ministerio de Minas e Hidrocarburos. El enfoque actual del país se centra en el aumento de la producción de hidrocarburos y de energía eléctrica a gran escala para su exportación, pero se espera que este estudio sirva como base para la toma de decisiones a favor de la construcción de pequeñas instalaciones descentralizadas de generación limpia. Es responsable de la implementación del proyecto SE4ALL, junto con el MAGBM.

Según el representante designado por el Ministerio de Industria y Energía, la posición del Ministerio en cuanto al modelo de gestión para las microrredes solares es abierta y se esperan recomendaciones sobre la mejor alternativa para el modelo de gestión. En su experiencia, la disposición de pago en las comunidades rurales es baja, aunque se está trabajando en concienciar sobre el servicio eléctrico y la necesidad de pagar una tarifa a cambio de un determinado nivel de servicio.

5.1.3. Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial Sociedad Anónima (SEGESA)

La *Sociedad de Electricidad de Guinea Ecuatorial Sociedad Anónima* (SEGESA) es la única compañía que opera los activos del sector de la energía en el país y es dependiente del Ministerio de Industria y Energía. Con la tarea de generar, transmitir, distribuir y vender la electricidad a los hogares y establecimientos comerciales, SEGESA juega un rol central en el sector de la energía eléctrica de Guinea Ecuatorial y ha sido designado como Socio técnico del proyecto de SE4ALL.

La empresa está organizada en tres unidades (SEGESA Generación, SEGESA Transmisión y SEGESA Comercial) que operan todas ellas bajo una misma entidad (SEGESA Holding), y dos sedes, la insular en Malabo y la continental en Bata. La disociación de la empresa en unidades de negocio subsidiarias surgió como parte de la reestructuración del sector en 2015.



Ilustración 35: Organigrama de la integración vertical del sector eléctrico en Guinea Ecuatorial

Las pequeñas delegaciones de SEGESA en las regiones provinciales de la zona continental (como es el caso de Kogo), no disponen de una alta capacidad técnica, por lo que, en caso de problemas técnicos significativos, el Departamento de Agencias en coordinación con los servicios técnicos típicamente envía un equipo desde Bata.

SEGESA no tiene experiencia con generación solar fotovoltaica. Es por ello que se considera necesario que cualquier proyecto piloto a realizar en el ámbito de la solar fotovoltaica incluya formación especializada para el equipo técnico de SEGESA. Tampoco existe ningún pueblo aislado operado por SEGESA con generador diésel en la zona continental de Kogo. Actualmente sólo se ha observado la existencia de generadores operados por agentes privados de modo informal.



Ilustración 36: Mapa de Energía (Fuente: SEGESA)

5.1.3.1. Interacción entre el MIE y SEGESA

Según información recopilada durante las entrevistas realizadas por las consultoras de TTA, el Ministerio de Industria y Energía es el propietario de todas las infraestructuras de generación energética. El Ministerio realiza la generación, vende la electricidad a SEGESA por un canon y SEGESA distribuye la energía a los usuarios finales. El contador de los abonados lo instala SEGESA y es de su propiedad. Los abonados pagan unas tarifas mensuales que incluyen el alquiler del contador.

El mayor consumidor de electricidad en el país es el propio Gobierno (representa alrededor del 80% de la demanda en la Región Continental), puesto que es el encargado del pago de la energía consumida por las infraestructuras públicas del país como administraciones, empresas públicas, escuelas, centros de salud y otros.

El Ministerio también es el encargado de pagar extensiones de red, gastos de O&M (gastos de compensación) así como compensar los impagos que se produzcan.

5.1.3.2. Tarifas

En Guinea Ecuatorial, las tarifas oficiales son propuestas por el Ministerio de Energía y aprobadas por el Parlamento. Las tarifas para empresas y consumidores residenciales son fijas, según la Ley 03/2002. SEGESA cobra a sus clientes dependiendo del consumo mensual, la fuente de generación de la electricidad y la ubicación de su hogar o empresa.

En Malabo y Bata, el contrato (tarifa de conexión) varía en función del tipo de cliente:

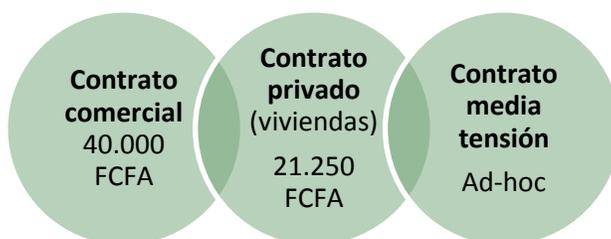


Ilustración 37: Tarifas de conexión (Fuente: SEGESA)

A continuación, se muestran las tarifas de consumo establecidas:

Tabla 24: Tarifas en Malabo y Bata para abonados de baja tensión (Fuente: SEGESA)

CONSUMO MENSUAL DE ELECTRICIDAD (kWh)	Precio (FCFA/kWh)
1-250 kWh al mes	60 FCFA
251-500 kWh al mes	80 FCFA
501-2.500 kWh al mes	100 FCFA
2.501-5.000 kWh al mes	90 FCFA
5.001-25.000 kWh al mes	70 FCFA
Más de 25.000 kWh al mes	60 FCFA

Tabla 25: Tarifas en Malabo y Bata para abonados de baja tensión con generación diésel (Fuente: SEGESA)

CONSUMO MENSUAL DE ELECTRICIDAD (kWh)	Precio (FCFA/kWh)
1-150 kWh al mes	60 FCFA
151-250 kWh al mes	90 FCFA
201-500 kWh al mes	115 FCFA
501-2.500 kWh al mes	160 FCFA
2.501-5.000 kWh al mes	150 FCFA
5.001-25.000 kWh al mes	140 FCFA
Más de 25.000 kWh al mes	120 FCFA

Tarifas para electrificación rural

La electricidad que se consume fuera de las principales áreas urbanas de Malabo y Bata se cobra a un precio fijo de **55 FCFA/kWh** cuando el proveedor es un productor independiente, **80 FCFA/kWh** cuando la electricidad proviene de productores independientes y generada a partir de diésel y **60 FCFA/kWh** cuando se trata de productores independientes y generación hidroeléctrica. El contrato (tasa de conexión), está establecido en **2000 FCFA** y existe un periodo de gracia de 1 o 2 meses en los que no se paga. Posteriormente, se comienza el cobro de la tarifa.

Como se puede observar, para electrificación rural, las tarifas son inferiores. Hace algunos años el servicio se proporcionaba subvencionado por el Gobierno. Actualmente, existe una alta tasa de morosidad por la falta de fuentes de ingresos entre la población rural. Los usuarios que pagan generalmente tienen sus ingresos y vivienda principal en Bata (información según reuniones).

Usuarios de alta tensión en Malabo y Bata

Tarifa invariable compuesta de un precio fijo de **1.500 FCFA por kW** más una tarifa de **100 FCFA por kWh** para consumo mensual. Se considera alta tensión el suministro de más de 1.000 voltios.

5.1.4. Estructuras de Gobierno Locales

El país está compuesto por dos regiones (insular y continental) y siete provincias, dos en la isla de Bioko, cuatro en la parte continental y Annobón. Éstas, a su vez, están divididas en 18 distritos (Annobón, Malabo, Baney, Riaba, Luba, Bata, Mbini, Kogo, Acurenam, Evinayong, Ebebiyin, Niefang, Micomiseg, Nsoc Nsomo, Aconibe, Añisok, Mongomo y Nsoc).

En el distrito de Kogo, se visitaron dos comunidades como parte de la visita de campo.

La primera de ellas, **Midjobo Anvom**, cuenta con una estructura simple del PDGE (Partido Democrático de Guinea Ecuatorial), por otro lado, única forma de asociación presente en el poblado.



Ilustración 38: Estructura del PDGE en Midjobo Anvom



Ilustración 39: Panorámica de Midjobo Anvom

En el segundo poblado, **Mbon Elon**, recientemente nombrado Distrito Urbano, la estructura es más compleja.

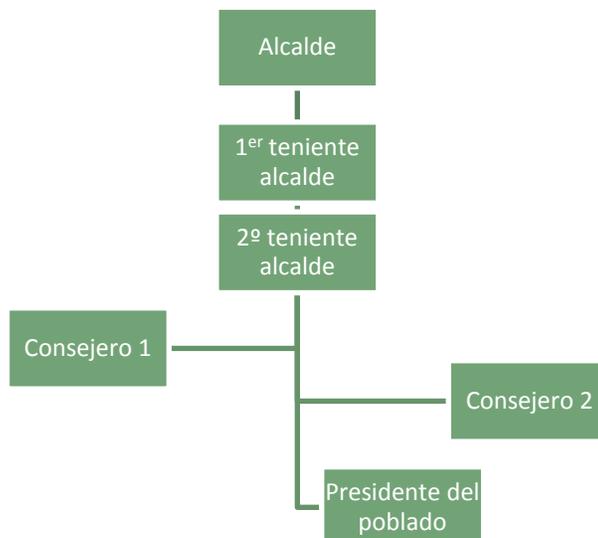


Ilustración 40: Estructura del PDGE en Mbon Elon

En Mbon Elon había 287 votantes censados en 2017 y 141 casas. En las elecciones anteriores (2012), hubo 244 votantes. Se estima que el poblado cuenta con una población de 500-600 personas.

Durante los próximos meses, se dotará al poblado con las siguientes instalaciones:

- Ayuntamiento
- Delegación de Gobierno
- Comisaría
- Escuela
- Puesto de salud
- Mercado
- 25 viviendas sociales
- Fuentes de agua/electricidad, alumbrado público
- Iglesia nueva



Ilustración 41: Panorámica de Mbon Elon

5.1.5. ONGs

Existen varias ONGs: ANDEGE, INDEFOR (INstituto de DEsarrollo FORestal), INCOMA, MAYSER, CEID, ADICOR, ANGE2020, MMH y M7.

5.1.5.1. ANDEGE

Tras la visita y entrevista con el Director de ANDEGE en Bata, se ha observado que la ONG no tiene presencia actualmente en Kogo, ni ningún proyecto en marcha. La última campaña que realizaron en la región fue la de sensibilización para conservación del medio ambiente (2015-2016) con fondos de FAO.

Sin embargo, confirman la información sobre ingresos de las comunidades rurales. En general, estas comunidades no presentan fuentes de ingresos estables. Los ingresos provenientes de la caza no superan los 50.000 FCFA al mes y los de la agricultura los 100.000 FCFA al año. No se proporciona información sobre los ingresos procedentes de la pesca.

También realizaron una identificación de amenazas en la Reserva Natural del Estuario del Río Muni (impacto ambiental). Por este motivo, la ONG puede ser una fuente útil de información para realizar el estudio de impacto ambiental si se decide realizar los proyectos piloto en los poblados de Kogo.

5.1.6. Sector Privado

Se han definido cinco barreras principales para el crecimiento de las microrredes privadas en África (GMG MDP Document Series: n°1):

1. Lagunas en el marco regulatorio y normativo, específicamente cuestiones relacionado con tarifas, licencias y llegada de la red nacional.
2. Falta de modelos comerciales probados
3. Falta de datos de mercado y vínculos
4. Falta de capacidad de los actores clave involucrados
5. Falta de acceso a la financiación

En el caso particular de Guinea Ecuatorial, las empresas privadas que deseen invertir en el sector energético deben obtener las licencias del Ministerio y pueden entrar en asociaciones con SEGESA. En otros países africanos, se ha observado que el proceso de obtener las licencias es lento, duradero en el tiempo y carente de transparencia.

Por otro lado, se ha establecido un nuevo sistema de legislación y tarificación para incentivar la producción de energía independiente. Además, los poblados visitados son remotos, y no se espera que la red llegue en los próximos años. Información clara sobre el plan de expansión de la red nacional ayudaría a mitigar este riesgo.

5.2. Marco Regulatorio

Según la información publicada por SEGESA, la primera ley que reguló la electricidad de Guinea Ecuatorial fue el Decreto Real anterior a la independencia, establecido en 1924. Tras la independencia, Guinea Ecuatorial ha establecido la legislación de la electricidad en su Ley Fundamental. Esta ley fue actualizada en 2012 para incorporar los cambios constitucionales después del referéndum de 2011. El cuerpo legislativo principal de la política eléctrica nacional es el Ministerio de Minas, Industria y Energía y es responsable de la regulación y el cumplimiento en el sector. Empresas privadas que deseen invertir en el sector deben obtener las licencias del Ministerio y pueden entrar en asociaciones con SEGESA.

- **DECRETO LEY NO. 03/2002:** Dicta las tarifas eléctricas para todos los usuarios y establece un marco para identificar los costos de producción de electricidad a partir de diferentes fuentes (como el gas natural, las represas hidroeléctricas, la gasolina o el diésel). Las tarifas no se han modificado desde la aprobación de esta ley.
- **REGULACIÓN 02/24:** Establece las condiciones, bajo la ley de 2002, para obtener la aprobación de proyectos de alta prioridad y regula también la aprobación de los proyectos transfronterizos en países vecinos y del área económica de la comunidad económica monetaria África Central (CEMAC).

- **DECRETO LEY NO. 20/2005:** Establece normas para el uso de la electricidad a escala nacional y será la base para futuros cambios legislativos para cumplir los objetivos económicos gubernamentales de 2020 y modernizar Guinea Ecuatorial
- **Decreto Núm. 10/2007:** Se establecen las Nuevas Tarifas a los Productos Petrolíferos en la República de Guinea Ecuatorial.

Como parte del plan “Luz para todos”, también se está creando un nuevo *Reglamento de Aplicación de la Ley de Energías Renovables*, que aún no está aprobado. La nueva ley sustituirá a la anterior, Número 3/2002, y su objetivo principal es promover el desarrollo de las energías renovables en el país.

Particularidades del nuevo marco regulatorio:

- Según la información disponible en la página web de SEGESA y las reuniones mantenidas por el equipo, se alentará a proveedores independientes de energía, teniendo en cuenta la fuente de generación y como será su coordinación con SEGESA.
- No se permitirá que una empresa produzca su propia energía en aquellos lugares en los que llega la red nacional. Según el Director Regional Continental de SEGESA (Francisco Oñana Mangué) esto será así para aprovechar las infraestructuras, evitar la contaminación acústica e impacto medioambiental de los generadores diésel (método utilizado actualmente por los usuarios privados para disponer de su propia energía). Los generadores auxiliares si están permitidos.

Los siguientes puntos presentan un resumen del borrador de nuevo Reglamento:

- **Desarrollo de energías renovables.** Se prioriza establecer instrumentos de fomento para los siguientes ámbitos: energía procedente de biomasa forestal, repoblaciones forestales energéticas, biomasa agrícola, energía de residuos, energía solar, eólica, geotérmica y energía de los mares.
- **Fondo de energías no convencionales y eficiencia energética.** Se creará el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). Los recursos podrán ser aportados por El Estado, entidades públicas o privadas, así como por organismos de carácter multilateral e internacional. Los usos del fondo serán múltiples, y estarán destinados a apoyar toda clase de iniciativas en relación a la gestión eficiente de la energía y al uso de renovables. Entre las actividades que financiará se encuentran auditorías energéticas, proyectos de ámbito residencial con renovables, autogeneración a pequeña escala, gestión eficiente de la energía y monitoreo de las soluciones instaladas en ZNI, capacitaciones, transferencia de tecnología y equipos e instalaciones.
- El MIE, encargado de reglamentar el fondo, también designará recursos del mismo para otorgar créditos blandos para la producción de energía mediante FNCER. En posteriores reglamentos, se especificarán las distintas formas de acceder a los fondos. **Promoción de autogeneración.** El nuevo Reglamento autoriza a los pequeños y grandes autogeneradores a entregar sus excedentes a la red de distribución, una vez el Órgano de Regulación de Energía (ORE) expida la regulación correspondiente. No se definen los umbrales entre los autogeneradores pequeños y grandes.

Para los autogeneradores a pequeña escala produciendo electricidad a través de fuentes no convencionales de energía (FNCE), se establece el mecanismo de **balance neto**. Los excedentes que se entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía. Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y entregas a la red.

- **Venta de energía.** El ORE establecerá una remuneración para la energía generada por generadores distribuidos. **Venta de créditos de energía.** Los autogeneradores que obtengan estos créditos por sus excedentes podrán negociarlos con terceros, según las normas que establezca la ORE.
- **Sustitución de generación con diésel en las Zonas No Interconectadas (ZNI).** Con el reto de reducir los costes de operación de las redes en ZNI y la emisión de gases contaminantes, el Gobierno implementará un programa destinado a sustituir los grupos electrógenos por generación con FNCE. El Ministerio desarrollará esquemas de

incentivos para que los prestadores de servicio eléctrico sustituyan la generación con diésel por generación con FNCE, basados en los ahorros producidos.

1. **Incentivos económicos.** Dedución de hasta el 50% del valor total de la inversión que se realice directamente en FNCE.
 2. **Incentivo tributario IVA.** Equipos nacionales o importados destinados a la producción, inversión y evaluación de FNCE serán excluidos de IVA.
 3. **Incentivo arancelario.** Exoneración arancelaria para importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables.
 4. **Incentivo contable depreciación acelerada de activos.** La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la inversión y operación de la generación con FNCE, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia del presente Reglamento. La tasa anual de depreciación será no mayor de veinte por ciento (20%) como tasa global anual.
- **Ahorro de energía y uso de renovables por la administración pública.** Se establecerán requisitos mínimos de eficiencia para los edificios de la administración pública, así como medidas de ahorro y de formación del personal.
 - **Cooperación internacional.** El borrador del nuevo Reglamento promueve la participación de empresas internacionales en el desarrollo de energías renovables siempre y cuando tomen medidas de capacitación local, desarrollo conjuntamente con el país, transferencia de tecnologías y conocimiento

El reglamento deja para una posterior definición los siguientes temas:

- Lineamientos de política energética: A este reglamento, le seguirán diversos mecanismos regulatorios como el Plan nacional de desarrollo energético.
- Reglamentos técnicos: con información más específica sobre generación con FNCE, generación distribuida y excedentes de autogeneración a pequeña escala.
- Procedimientos para la comercialización de energía de la autogeneración distribuida: El Órgano de Regulación de Energía establecerá procedimientos simplificados para auto generadores con excedentes de energía menores.
- Información al consumidor: relativa a la información sobre consumo y eficiencia energética contenida en las etiquetas de productos/instalaciones.
- Funcionamiento del fondo FENOGÉ
- Objetivos de eficiencia energética para todos los edificios de las administraciones públicas

5.3. Revisión de los modelos de gestión existentes

No existe un modelo óptimo estándar internacionalmente acordado para electrificación rural y su elección depende de múltiples factores. La capacidad y disposición de pago, así como el tipo de consumidor, la estructura tradicional y administrativa de la comunidad, la experiencia en otros proyectos colectivos similares, la capacidad técnica local, las expectativas de retorno de los inversores del proyecto y la disponibilidad de fondos están entre los factores que determinarán el modelo óptimo en cada caso. En el caso de Guinea Ecuatorial, no existen experiencias de microrredes locales existentes que puedan proveer información para el diseño del modelo en Kogo.

Como ya se ha mencionado, existen varios modelos de gestión válidos para las microrredes autónomas, y su elección está relacionada con otros parámetros como la financiación del proyecto y el tipo de tarifas. El proceso de decisión y las cuatro alternativas principales de modelos de gestión se ilustran en la Ilustración 42.

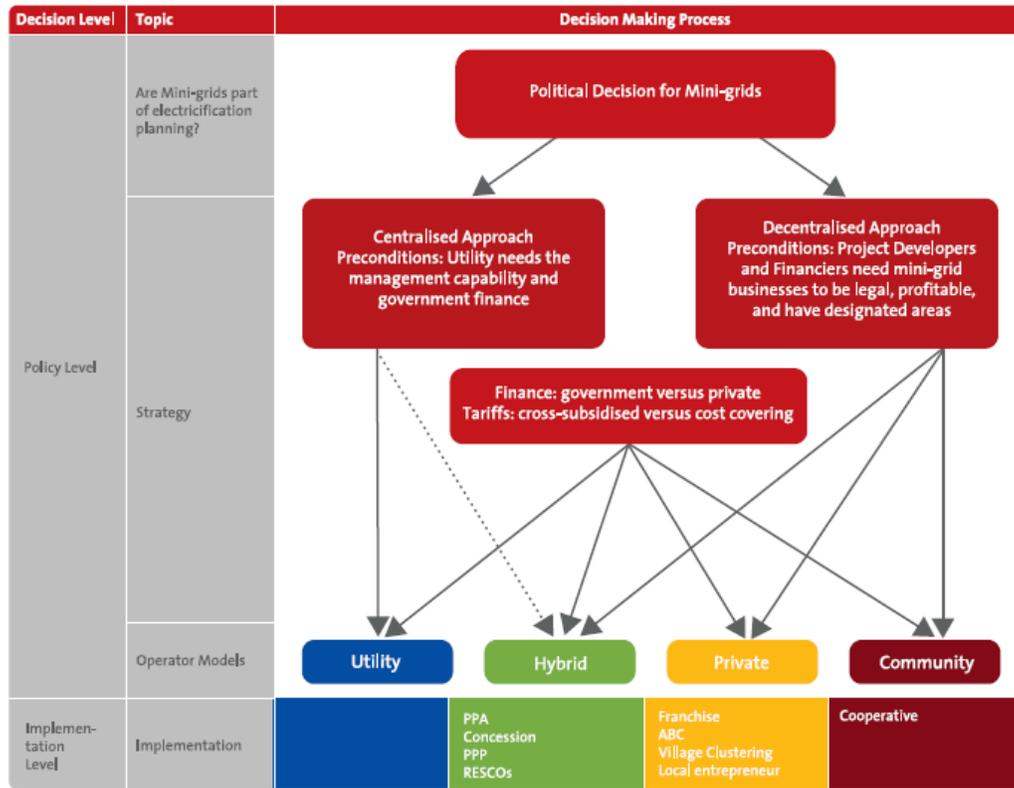


Ilustración 42: Árbol de decisión para microrredes (fuente: EUEI/RECP 2014)

Las cuatro opciones básicas presentan diferentes resultados con respecto al control del gobierno y la velocidad de entrega, como muestra la Ilustración 43. El modelo de utilidad tiene el mayor control por parte del gobierno mientras que el modelo privado es más rápido en términos de implantación de las microrredes. Cada opción será comentada en detalle en lo que resta de sección.

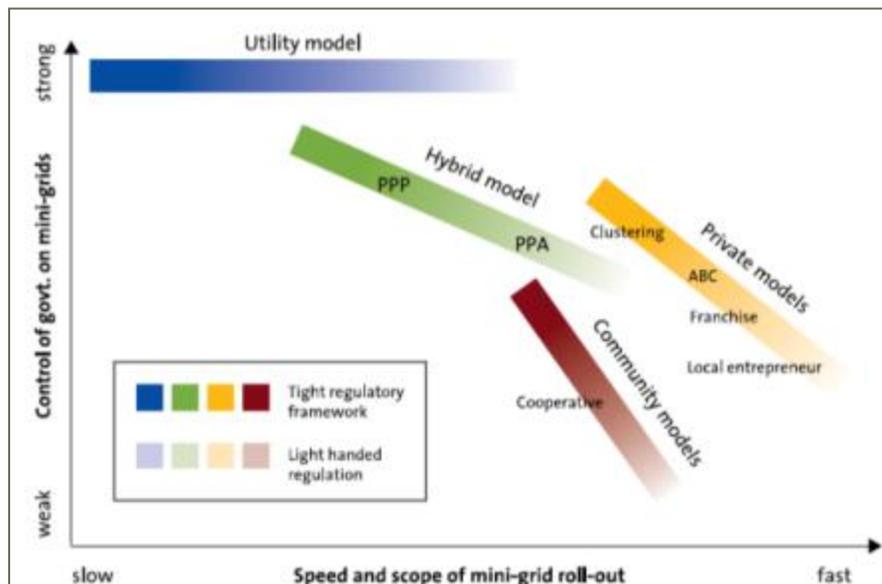


Ilustración 43: Comparación de modelos (fuente: EUEI/RECP 2014)

5.3.1. Modelo público (empresa pública)

Bajo el modelo público, la empresa pública/ministerio es el propietario y operador de la generación y la distribución de la microrred. La empresa pública también financia la planta normalmente con fondos públicos. Las tarifas para los modelos públicos son generalmente más bajas que las tarifas para cubrir costes basadas en el coste actualizado de generación eléctrica (*levelized cost of energy* o LCOE). De este modo, para asegurar que la empresa pública puede cubrir los costes de capital, debe, o bien utilizar un subsidio cruzado proveniente de los ingresos de otros clientes (por ejemplo, clientes de la red eléctrica nacional) o buscar un subsidio externo.

Uno de los aspectos positivos de un modelo así es que las empresas de servicios públicos tienen experiencia en operar las redes de distribución, tienen acceso a recursos financieros y normalmente tienen capacidad técnica local. La desventaja del modelo público es que los subsidios cruzados no son una estrategia sostenible, dando como resultado un mantenimiento escaso y falta de fondos para la sustitución de componentes (cómo las baterías).

5.3.2. Modelo privado

En este modelo, un agente privado invierte, construye, opera y es dueño de las microrredes (modelo BOO, por sus siglas en inglés). Cómo este tipo de proyectos son intensivos en capital, los fondos podrían ser fondos propios, préstamos o subvenciones. Si la regulación lo permite, las tarifas reflejan el coste permitiendo que los inversores obtengan un retorno de la inversión razonable.

Hay un buen número de estrategias que los operadores de microrredes privados han perseguido para hacer este modelo de negocio más atractivo. Por ejemplo, al seleccionar un lugar para instalar la microrred, los promotores normalmente prefieren aquellos lugares con al menos un gran cliente (conocido como “anchor customer” o cliente principal), que les proporciona ingresos más seguros. Esto se conoce como modelo ABC, por el que los operadores priorizan al cliente principal, luego negocios, y por último comunidades (Anchor, Businesses, Communities). Además de esta estrategia, hacer agrupaciones de emplazamientos de microrredes (esto es, operar más de una microrred un área dada) permite una operación y mantenimiento más eficiente y la aparición de economías de escala, lo que es crucial para obtener flujos de caja atractivos para los inversores.

En términos generales, los modelos privados pueden suponer una inversión rentable para una entidad privada, especialmente si la inversión inicial está parcialmente subvencionada. Sin embargo, el éxito de un modelo como tal requiere que los consumidores sean capaces, tengan disposición a pagar las tarifas, y consuman suficiente electricidad para que los flujos de caja sean positivos. Además, incluso si el modelo es completamente privado, también hay riesgos políticos y regulatorios a ser considerados. Por ejemplo, si el gobierno decide extender la red nacional hasta las localizaciones de las microrredes, o en otros casos nacionalizar las concesiones que fueron hechas a empresas privadas (como en el caso de Mali).

5.3.3. Modelo comunitario

En este modelo, los miembros de la comunidad (usualmente organizados bajo una entidad legal o una cooperativa) gestionan la planta descentralizada y también son responsables de recolectar los ingresos de las tarifas y de la operación y mantenimiento. El modelo comunitario o cooperativo opera esencialmente de la misma forma que el modelo privado, con tarifas que reflejan los costes, pero con algunos ajustes en los factores de coste.

El sistema presenta varias ventajas. La más importante es que los propietarios son también los consumidores, por lo que la buena marcha de la operación y mantenimiento de la planta es de su propio interés. También, la ausencia de cualquier inversor privado y cualquier obligación de generar beneficios adicionales minimiza las tarifas pagadas por los consumidores. En este caso, las tarifas están fijadas de forma que se cubran los gastos de funcionamiento, pagar cualquier préstamo existente y crear una reserva para gastos futuros, como el reemplazo de las baterías o inversores después de su final de vida.

Sin embargo, en modelos comunitarios donde la cooperativa (u otra forma de asociación) mantiene la infraestructura de la planta, pueden surgir problemas técnicos debido a la falta de habilidades dentro de la comunidad, lo que ocurre con frecuencia. Para evitar estos problemas, es importante poner énfasis en la

capacitación del pueblo, una actividad que consume tiempo y recursos, por lo que puede ser realizada por un contratista externo (público o privado). Además de los aspectos técnicos, la capacitación también debería enfocarse en los aspectos sociales y económicos de la microrred.

5.3.4. Partenariado Público-Privado (PPP)

Los PPPs son considerados los modelos más flexibles y mejor adaptados a grandes microrredes. Bajo un modelo de PPP, hay diferentes actores implicados que financian, construyen y operan los activos.

En los proyectos de microrredes, la entidad pública (Gobierno, Ministerio de Energía, Agencia de Electrificación rural...) normalmente mantienen la propiedad de la red de distribución, y en algunos casos también poseen los activos de generación. Normalmente, la entidad pública arrenda o realiza una concesión a un actor privado para encargarse de la gestión y la operación de la microrred y de recolectar los ingresos de las tarifas, tomando una serie de riesgos comerciales en este proceso. En algunos casos, los operadores privados también se involucran en la fase de construcción, ya sea meramente como contratistas o también como inversores, recuperando lo invertido a través de la operación de la microrred.

La siguiente table muestra los tres esquemas comunes, según el rol de los agentes públicos y privados.

Tabla 26: Varios modelos de PPP (Fuente: Inensus, modificado por el autor)

	Tipo A	Tipo B	Tipo C
Entidad pública	Suministra, es propietario e instala los activos de generación y distribución. 8 Comercializa la electricidad a los usuarios finales.	Suministra y es propietario de los activos de generación y distribución.	Suministra, y es propietario de los activos de distribución.
Entidad privada	O&M bajo un acuerdo de compra de energía	Instalación, O&M y comercialización de la electricidad a los usuarios finales.	Inversión, instalación operación y mantenimiento de los activos de generación, venta de electricidad a los usuarios finales.
Tarifa de usuario final	Normalmente tarifa nacional	Normalmente tarifa que refleja los costes	Tarifas que reflejan los costes

Comenzando de izquierda a derecha, el Tipo A es el esquema con el mayor grado de participación pública, con la entidad privada únicamente asegurando la O&M técnica y cobrando un precio fijo por la electricidad generada. Nótese que, en este caso, el riesgo comercial y de demanda, así como cualquier diferencia entre el precio marcado por el PPA y la tarifa del usuario final están a cargo del agente público.

En el modelo Tipo B, el agente privado tiene responsabilidades adicionales como la operación comercial (venta a usuarios finales, gestión de clientes, pérdidas técnicas, etc.). Esto implica mayor riesgo comercial asumido, pero también supone un incentivo para que se realice un trabajo eficiente que genere beneficios de la operación de la microrred.

Finalmente, en el modelo Tipo C, el agente privado invierte en los activos (generación) con fondos privados, aliviando así la carga financiera para la entidad pública. En este modelo, es particularmente importante que las tarifas reflejen el coste real, teniendo en cuenta que no sólo se deben recuperar los costes de O&M, pero también la inversión inicial hecha por la entidad privada.

5.4. Recomendaciones para la construcción de un proyecto piloto en Guinea Ecuatorial

5.4.1. Contexto actual

Para proponer un modelo de gestión para la primera microrred fotovoltaica del país, es esencial considerar los acuerdos y compromisos previos que los diferentes actores han tomado en este proyecto. Puesto que los estudios han sido subvencionados por un actor externo (PNUD), que no tomara un rol significativo durante la operación de la microrred, la tarea es identificar al mejor actor y el mejor marco contractual para llevar a cabo el papel de operador.

El modelo de gestión debería buscar un operador de microrredes, que suministre servicios de electricidad y colecte los ingresos de las tarifas (idealmente permitiendo que la operación sea autosostenible, ver capítulo 5.4.2). Los actores que podrían tener este papel de forma teórica son las empresas de servicios públicos (SEGESA), las asociaciones locales y los operadores privados (por ejemplo, contratistas eléctricos con cierto grado de experiencia). En el caso de Guinea Ecuatorial, será importante tener en cuenta:

- El único operador del país es SEGESA, la empresa nacional de electricidad.
- Según la información suministrada por el Director Regional Continental de SEGESA, la empresa no tiene suficientes conocimientos técnicos ni comerciales para operar microrredes fotovoltaicas de forma eficiente.
- SEGESA también indica tener problemas de morosidad con usuarios rurales en otras poblaciones en las que se ha comenzado a ofrecer servicio eléctrico de forma reciente. El Ministerio de Industria y Energía normalmente cubre los costes de estos impagos.
- La ONG ANDEGE para temas sociales y ambientales. No parece tener proyectos en activo. El director de ANDEGE, con el que los consultores mantuvieron una reunión en Bata, indica que no tienen actualmente ningún proyecto en la región de Kogo, y tampoco están trabajando con ningún proyecto de energías renovables en el país, y no cuentan con recursos humanos suficientes. Nuestra recomendación sería mantenerlos como contacto potencial, pero no tenerlo en cuenta como principal actor en relación a la operación de la microrred o para los aspectos sociales de la comunidad.
- El presidente de Midjobo Anvom informa a los consultores que no hay otros proyectos (educativos, sociales, de aguas, o de cualquier otra clase) en su poblado.
- Tras la visita a dos de las comunidades potenciales para instalar una microrred (Mbon Elon y Midjobo Anvom), se observa que los poblados no tienen ingresos recurrentes y una disposición de pago limitada para dedicar en el servicio eléctrico. Algunos “cabeza de familia” trabajan fuera del poblado y envía dinero a la comunidad de forma ocasional.
- PDGE: Partido Democrático de Guinea Ecuatorial. Se observa que toda estructura organizativa está bajo la estructura del partido. No se han identificado asociaciones que puedan participar en el modelo de gestión de las comunidades visitadas. Tampoco se han identificado candidatos potenciales en los poblados que puedan participar en la operación de la microrred.
 - o En el caso de Midjobo Anvom, la estructura del partido es simple: sólo hay un presidente.
 - o En el caso de Mbon Elon, la estructura del partido es la siguiente: Presidente del partido, Alcalde, 1er teniente alcalde, 2º teniente alcalde, 2 concejales, presidente del poblado y otros.
- Mbon Elon ha sido elevado a la categoría de distrito urbano, lo que significa que se está trabajando en la zona para dotar al poblado de los servicios de salud, seguridad, educación, agua, energía y un mercado. Se instalará un generador, pero tanto SEGESA como el Ministerio y PNUD, han expresado su deseo de que la generación sea solar.

5.4.2. Sostenibilidad económica de proyectos de renovables

Las microrredes solares autónomas son muy intensivas en capital, pero tienen costes de operación y mantenimiento bajo, relacionados con la limpieza de módulos FV y mantenimiento básico de baterías, que no requieren personal especializado (ver capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Además, algunos componentes de las microrredes, como las baterías y los inversores, se deben reemplazar periódicamente

para garantizar la sostenibilidad de los proyectos. Con este motivo, se necesita garantizar unos fondos suficientes para cubrir estos gastos que puedan ocurrir en corto plazo (la vida útil de las baterías se estima a los 6 años aproximadamente). Independientemente de la selección de operador de la microrred, estos fondos se pueden acumular con 3 maneras diferentes:

- **Ingresos de tarifas de los abonados de la microrred.** Estas tarifas deberán reflejar los costes reales de la operación, para que el proyecto sea sostenible y garantizar una operación autónoma. En el caso que los fondos iniciales de capital no vengan de fondos públicos o subvenciones, las tarifas de los abonados deben subir para incluir la amortización de los equipos. Las tarifas que reflejan los costes reales, en principio serán más altas que las tarifas de los abonados de SEGESA.
- **Subsidios cruzados.** Si por diferentes motivos el MIE o SEGESA no quieren aplicar tarifas más altas a los abonados de las comunidades aisladas, habrá que aplicar un mecanismo de subsidio cruzado para compensar estos costes adicionales de la operación y mantenimiento de las microrredes aisladas. En su esencia, un subsidio cruzado cobra a un grupo de clientes una tarifa más alta y utiliza el excedente de ingresos para subsidiar tasas más bajas para otro grupo que está por debajo de su costo individual de servicio.
- **Subsidios basados en resultados.** Existen diferentes tipos de subsidios que pueden ser complementarios a los subsidios de costes de capital, como por ejemplo la financiación basada en resultados (*results based financing*). Este tipo de financiación se proporciona a los resultados verificados según indicadores clave de desempeño como el número de hogares conectados o energía vendida anual. Puede incluir fondos proporcionados por donantes u organizaciones de desarrollo a gobiernos para obtener resultados obtenidos a nivel nacional o fondos para la prestación de servicios básicos por parte de empresas del sector privado, organizaciones comunitarias y proveedores públicos.

5.4.3. El rol del sector público

La experiencia en Electrificación Rural en otros países y la bibliografía relevante nos ofrece algunas lecciones aprendidas sobre las formas en las que el sector público puede promover la inversión y el desarrollo del sector privado en el mercado de microrredes solares con el objetivo de contribuir al acceso a la energía sostenible para todos (UNDP, 2018).

A pesar de los avances en la tecnología aplicada y la reducción de costes de equipos y materiales utilizados en la construcción de microrredes solares, este tipo de proyectos continúan enfrentándose a unos altos costes de financiación en comparación con otras formas de electrificación. Este alto coste de financiación y la viabilidad financiera de los proyectos están asociados al entorno de riesgo de inversión que conllevan.

De esta forma, las medidas identificadas para promover la inversión en minirredes solares consisten en una serie de instrumentos públicos para reducir el riesgo de los proyectos y, por tanto, su coste de financiación.

Los principales riesgos que afectan al coste de financiación son los siguientes:

- **Riesgo del mercado de la energía:** riesgo relacionado con la incertidumbre del mercado de la energía y las barreras de acceso (perspectiva, regulación de precios o tarifas, competencia, estándares técnicos, subsidios a diésel o keroseno...).
- **Riesgo de desarrollo:** referente a la fase del ciclo de vida del sector de minirredes y las empresas operadoras privadas (riesgo de gestión de proyecto, credibilidad crediticia).
- **Riesgo financiero:** riesgo asociado a la falta de capital local (deuda y capital) y de estructuras financieras para minirredes. También a la limitada experiencia de inversores locales con el sector de minirredes, falta de información...

El gobierno de cada país puede actuar frente a esos riesgos mediante distintas intervenciones públicas:

Políticas de reducción del riesgo

Los instrumentos de reducción del riesgo son normalmente políticas, normativas o reglamentos que eliminen barreras en el sector. Un instrumento de reducción sería establecer una política de planificación de la red

transparente, incluidas las áreas de servicio fuera de la red, en las que sería poco probable que los operadores de minirredes se vieran afectados por la extensión de la red.

Para reducir el riesgo de mercado, la medida más apropiada (UNDP, 2018) es establecer dos regímenes regulatorios paralelos entre los que cada empresa podrá elegir el más adecuado a su situación:

1. El *régimen básico*, que no requiere licencia para operar minirredes pero que tampoco da acceso a subsidios o financiación del gobierno, proporciona cierta certeza regulatoria, establece unos estándares tecnológicos a cumplir de forma voluntaria y ningún control sobre las tarifas;
2. El *régimen integral* sí requiere una licencia y permite obtener concesiones exclusivas, tarifas reguladas, subsidios y compensaciones por expansión de red. La posibilidad de elegir entre los dos regímenes proporciona la suficiente flexibilidad a las empresas para fomentar el aprendizaje y la innovación necesarios en las fases iniciales del ciclo de vida del sector.

Para reducir el riesgo de desarrollo, el sector público puede apoyar las asociaciones dentro de la industria, conferencias, diseminación, apoyo a las universidades locales, etc.

Para reducir el riesgo financiero, el sector público puede reformar el sector financiero para favorecer la inversión en renovables.

Instrumentos financieros (transferencia de riesgo)

Los instrumentos de transferencia trasladan el riesgo del sector privado al público. Estos instrumentos son generalmente instrumentos financieros.

El gobierno puede ofrecer préstamos públicos directos a los operadores de minirredes o garantías públicas a los bancos comerciales que presten el dinero a los operadores. De esta forma, contribuirá a reducir tanto el riesgo de desarrollo y financiero como el riesgo de crédito del cliente final.

Incentivos financieros directos (compensación del riesgo)

Por último, los incentivos financieros directos son medidas para incrementar el retorno de la inversión, como por ejemplo subsidios directos a los operadores de minirredes que también sirven para aumentar la asequibilidad en el precio a los consumidores finales.

Otros riesgos que también influyen en el coste de financiación de los proyectos son: riesgo social, riesgo de cualificación de la mano de obra, tecnológico o de hardware, riesgo de crédito del consumidor final, riesgo soberano y monetario.

Sin embargo, frente a estos riesgos, la capacidad de actuación del sector público es, o bien, limitada, o bien genérica. Por ejemplo, frente al riesgo social y laboral, son necesarias campañas de sensibilización y programas de formación para desarrollar las capacidades de la población local. Frente al riesgo tecnológico, se deben implementar medidas para asegurar un mercado competitivo y abierto para la compra de equipos.

Por tanto, el rol del sector público será seleccionar una combinación apropiada de instrumentos para facilitar y aumentar la inversión privada en energías renovables en zonas aisladas de forma que la electrificación aislada sea más viable como modelo de negocio.

Tabla 27: Instrumentos públicos para promover la inversión en minirredes solares

Categoría de riesgo	Políticas de reducción de riesgo	Instrumentos financieros	Subsidios directos
Riesgo del mercado de la energía	Objetivos nacionales de generación distribuida Régimen regulatorio dual Tarifas reguladas Estándares técnicos para calidad de la electricidad Estándares técnicos para expansión de	Régimen regulatorio integral (compensaciones por extensión de red)	Subsidios directos a los operadores de minirredes

Categoría de riesgo	Políticas de reducción de riesgo	Instrumentos financieros	Subsidios directos
	red		
Riesgo social	Campañas de divulgación	N/A	
Riesgo tecnológico	Certificaciones y estándares para hardware Procesos de aduanas simplificados		
Riesgo de cualificación de la mano de obra	Programas para desarrollar las capacidades de la mano de obra local		
Riesgo de desarrollo		Créditos públicos a los operadores, líneas de crédito a la banca comercial nacional (divisa fuerte) Garantías públicas en divisa fuerte a la banca comercial nacional	
Riesgo de crédito del consumidor final	Promover usos productivos de la electricidad		
Riesgo financiero	Reforzar la capacidad de los inversores	Subsidio del gobierno a la cobertura en el mercado de divisas	
Riesgo monetario	N/A	N/A	
Riesgo soberano	N/A	N/A	

Fuente: Adaptado de (UNDP, 2018)

5.4.4. Propuesta para proyecto piloto

Dadas las circunstancias y el contexto actuales descritos en el presente informe, el Consultor es proclive a recomendar un modelo de gestión de Partenariado Público Privado (PPP), dónde el gobierno mantiene la propiedad de la minirred y posteriormente define un contrato de concesión con un operador de minirredes privado.

La clara definición de roles apropiados y responsabilidades respectivas al inicio del proyecto es un elemento clave en el desarrollo de cualquier PPP efectivo. Las responsabilidades individuales deben ser marcadas claramente de forma que no exista ninguna ambigüedad en las tareas que se espera sean realizadas por cada parte. Los actores clave y un resumen de sus responsabilidades en la microrred piloto de Guinea Ecuatorial están listados en la siguiente Tabla 28.

Tabla 28: Actores clave y responsabilidades

ACTORES	PRINCIPALES RESPONSABILIDADES	ACTOR ESPECÍFICO (EXISTENTE O ESPERADO)
USUARIO	Recibe el servicio en contraprestación del pago de una tasa	- Viviendas - Pequeños y medianos negocios - Industrias - Instituciones: escuelas, centros de salud...etc. Administración local
FINANCIADOR/DONANTE	Proporciona la inversión inicial para la microrred y la red de distribución.	- Alianza Solar Internacional (ISA) - GEF (FMAM) Empresas privadas registradas en

ACTORES	PRINCIPALES RESPONSABILIDADES	ACTOR ESPECÍFICO (EXISTENTE O ESPERADO)
		Guinea Ecuatorial
CONTRATISTA (EPC)	Suministro del material y los equipos (con las correspondientes garantías y otra documentación necesaria), instalación y puesta en marcha	Por definir, seguir procesos de PNUD
ASISTENCIA TÉCNICA	Proveedor de asistencia técnica durante todo el proceso de desarrollo del proyecto piloto	Consultoría internacional
PROPIETARIO DE ACTIVOS DE GENERACIÓN	Propietario de los activos de la planta de generación, responsable de su O&M	Por definir, MIE o entidad privada
PROPIETARIO DE ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN	Propietario de los activos de la línea de distribución, responsable de su O&M	Por definir, SEGESA o entidad privada
REGULADOR	Define el marco para la operación y la gestión de la microrred (tarifas, criterios de calidad, subsidios, etc.). Selecciona al operador del servicio.	MIE
OPERADOR DEL SERVICIO	Controla la operación de la microrred, servicio comercial y el pago de los usuarios. También realiza la monitorización.	<ul style="list-style-type: none"> - Operador privado durante 2 años y traspaso a SEGESA o asociación de la comunidad - Involucrar a la comunidad y gente local
COMITÉ LOCAL	Representa los intereses de los usuarios locales e instituciones	Comité local a definir
ONGs	Dan apoyo proporcionando concienciación general y capacitación sobre electricidad a la población. Tan suponen un apoyo para el Desarrollo de usos productivos y actividades en los poblados.	ANDEGE u otras

6. Plan de O&M

El presente capítulo proporciona una guía general sobre los procedimientos de operación y mantenimiento para los diferentes componentes de una instalación de microrred. Las rutinas de operación y mantenimiento de una microrred son llevadas a cabo por el operador a través de su red de empleados.

SEGESA cuenta con personal técnico que comprende los conceptos básicos de la generación solar y que será capacitado durante o después de la fase de construcción para poder prestar estos servicios. La O&M comienza justo después de la puesta en marcha de la microrred y la consiguiente provisión de servicio eléctrico a los usuarios finales. Todas las actividades de O&M deben cumplir con unos términos fijados entre el propietario de la microrred y el operador, así como todas las regulaciones relevantes que afecten al servicio y a la infraestructura.

Existen dos tipos de categorías de mantenimiento que pueden ser distinguidas:

Mantenimiento preventivo: se entienden como tal las actividades rutinarias designadas a mantener los equipos en condiciones óptimas para asegurar el adecuado uso de la planta y el servicio a los usuarios finales. El mantenimiento preventivo está compuesto por rutinas específicas y tareas que varían en su frecuencia, desde diaria a semanal, mensual y anual.

Mantenimiento correctivo: se trata de los trabajos que se realizan para sustituir los equipos que hayan podido dañarse.

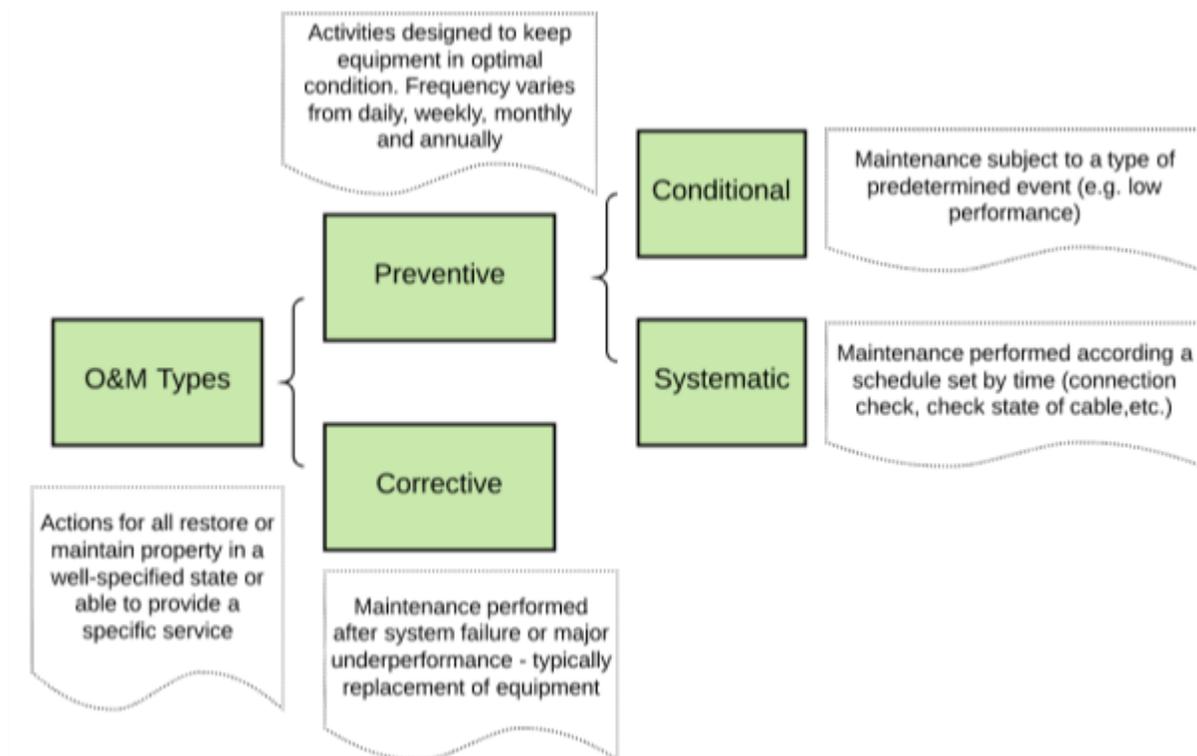


Ilustración 44: Tipos de mantenimiento

Ambos tipos de mantenimiento deben comenzar justo después de la puesta en marcha de la microrred y el comienzo subsecuente del servicio eléctrico.

Las tareas más relevantes están divididas en tres niveles, como se muestra a continuación:



Nivel 1 - Cuidador(s)

- Mantenimiento básico
- Monitorización continua de los parametros de operación, además de inspecciones de la instalación rutinarias.
- Registrar y reportar cualquier ruptura en el servicio al ingeniero de la planta (que pueden ser detectadas por notificación de los clientes).



Nivel 2 - Técnico de mantenimiento

- Tareas/reparaciones de mantenimiento preventivo especializado.
- Inspección técnica periódica de la instalación.
- Conocer el nivel de satisfacción con el servicio (si es posible)
- Hacer recomendaciones a los clientes para facilitar su consumo óptimo.



Nivel 3 - Ingeniero de la planta

- Monitorización y evaluación del desempeño de la planta.
- Supervisión de las actividades de nivel 1 y 2.
- Diagnóstico de cualquier fallo en el servicio que pueda surgir y reemplazo de los componentes, incluido el trato con fabricantes/distribuidores de los equipos.
- Autorización de nuevas conexiones, según las capacidades de la planta.

Ilustración 45: Niveles de O&M

7. Planificación de electrificación rural de país

La siguiente tabla presenta las fases del proceso para desarrollar proyectos de energías renovables en grande escala para el país de Guinea Ecuatorial, desde la fase piloto hasta la comercialización de las microplantas de generación solar. Se puede ver que los estudios de pre-viabilidad del programa presente forman parte de una primera fase de intervención, los resultados de la cual servirán para cumplir una serie de objetivos, como se aprecia también en la tabla siguiente.

El presente informe final de especificaciones técnicas y modelo de gestión forma parte de la primera fase de la planificación futura e implican recomendaciones para un siguiente estudio detallado.

Tabla 29: Fases de proceso de desarrollo de proyectos de energías renovables para electrificación rural

No.	Fase	Objetivos	Producto esperado	Responsable de referencia (PNUD, MAGBM, MIE, SEGESA, otro)	Implementador
1	Estudios pre-viabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Propuesta de modelo de gestión de proyecto piloto (presente entregable) - Definir diseño técnico para fase piloto (ver entregable de diseño técnico) - Capacitación de actores claves de gobierno y PNUD 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estudios de viabilidad 2. Selección de comunidad para proyecto piloto 	SE4ALL con fondos públicos	Consultor (TTA)
2	Estudios detallados	<ul style="list-style-type: none"> - Escribir especificaciones técnicas - Definición definitiva de modelo de gestión, tarifas y política de clientes - Estudios medioambientales (si obligatorios) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estrategia de adquisición 2. Documentos de licitación 3. Evaluación de impacto medioambiental 4. Contratos de EPC, O&M y owners engineer 	PNUD	Consultor
3	Proyecto Piloto (1)	<ul style="list-style-type: none"> - Probar modelo de gestión - Probar solución técnica - Capacitación de beneficiarios directos (usuarios), instaladores y empresas locales, universidades - Ganar experiencias para crear regulación de electrificación rural 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Microrred piloto instalada 	SE4ALL con fondos públicos	Contratista en colaboración con actores gubernamentales y empresas locales para el EPC y O&M para 2 años
4	Cierre de fase piloto	<ul style="list-style-type: none"> - Traspaso de gestión, O&M, activos de generación y distribución a actores relevantes 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Certificado de entrega 2. Evaluación de datos de O&M de fase piloto 3. Recomendaciones para marco regulatorio 4. Estrategia de replicación 	PNUD	Consultor
5	Buscar fondos para replicación	<ul style="list-style-type: none"> - Conseguir fondos (públicos o privados) para más proyectos piloto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Fondos para concesión de microrredes 	MIE	Consultor
6	Concesión de proyectos	<ul style="list-style-type: none"> - Desarrollar el mercado de energías renovables - Bajar costes de O&M - Comercialización de microrredes con bajo ratio de subvenciones 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Microrredes autónomas rentables 	MIE	SEGESA, sector privado

8. Impacto ambiental

Este capítulo presenta un análisis cualitativo y cuantitativo del impacto ambiental de la planta fotovoltaica de 65 kWp con sistema de almacenamiento en Midjobo Anvom y de la planta fotovoltaica de 125 kWp con sistema de almacenamiento en Mbon Elon. El impacto ambiental de dichas plantas se evalúa según aquellos efectos ambientales derivados de la fase de construcción y de la fase de operación.

8.1. Fase de construcción

8.1.1. Uso de la tierra

Midjobo Anvom

El uso de terreno de la planta solar propuesta se calcula según las consideraciones siguientes:

- Campo fotovoltaico: La superficie necesaria para instalar el campo FV es aproximadamente 12 m²/kWp, lo que correspondería a 780 m².
- Línea de distribución en baja tensión: se han estimado un total de 22 postes necesarios para cubrir 1.03 km de línea de baja tensión (BT). Los postes se instalarán a lo largo de caminos, calles y zonas despejadas, evitando en la medida de lo posible alterar el terreno y la vegetación existente.

Mbon Elon

- Campo fotovoltaico: La superficie necesaria para instalar el campo FV es aproximadamente 12 m²/Wp, lo que correspondería a 1,500 m².
- Línea de distribución en baja tensión: se han estimado un total de 47 postes necesarios para cubrir 2.25 km de línea de baja tensión (BT). Los postes se instalarán a lo largo de caminos, calles y zonas despejadas, evitando en la medida de lo posible alterar el terreno, el paisaje y la vegetación existente.

El uso del terreno tendría efecto en varios elementos ambientales:

1. Morfología del terreno y del suelo. La construcción de la planta y de las líneas de baja tensión pueden generar erosión superficial del suelo, que podrían impactar mínimamente los terrenos agrícolas cercanos.
2. Paisaje. La instalación de las plantas FV y las redes de baja tensión supondrá una alteración del paisaje derivadas de la obra civil.
3. Flora y fauna. El impacto sobre la vegetación y los ecosistemas será bajo para las plantas FV y las líneas de distribución.

8.2. Fase de operación

8.2.1. Emisiones de gases

En el caso de que se decidiese complementar los sistemas propuestos con generadores diésel de respaldo, éstos tendrían una capacidad equivalente al 3% de la capacidad FV instalada, que correspondería a 3.25 kWac y 6.25 kWac para Midjobo Anvom y Mbon Elon, respectivamente. Además se presentan los ahorros por suministrar la demanda con energía solar.

Midjobo Anvom

Las emisiones de gases de efecto invernadero para suministrar una demanda anual de 42.5 MWh se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 30: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica

Gas	Emisiones por planta solar-híbrida (kg/año)	Emisiones por planta térmica (kg/año)	Ahorros (kg/año)
Dióxido de carbono	2,102	59,325	57,223

Gas	Emisiones por planta solar-híbrida (kg/año)	Emisiones por planta térmica (kg/año)	Ahorros (kg/año)
Monóxido de carbono	13.2	374	361
Hidrocarburos no quemados	0.578	16.3	16
Materia particular	0.0803	2.27	2
Dióxido de azufre	5.15	145	140
Óxido de nitrógeno	12.4	351	339

Los ahorros en emisiones de los varios gases son de 97%, por suministrar el 97% de la demanda a través de energía solar.

Mbon Elon

Las emisiones de gases de efecto invernadero para suministrar una demanda anual de 85.4 MWh se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 31: Gases emitidos por planta solar-híbrida y planta térmica

Gas	Emisiones por planta solar-híbrida (kg/año)	Emisiones por planta térmica (kg/año)	Ahorros (kg/año)
Dióxido de carbono	7,495	105,675	98,180
Monóxido de carbono	47.2	666	619
Hidrocarburos no quemados	2.06	29.1	27
Materia particular	0.286	4.04	4
Dióxido de azufre	18.4	259	241
Óxido de nitrógeno	44.4	626	582

Los ahorros en emisiones de los varios gases son de 93%, por suministrar el 93% de la demanda a través de energía solar.

8.2.2. Contaminación acústica

Este indicador se menciona y se comenta cualitativamente. El ruido de generadores de diésel y otras fuentes fósiles puede llegar a tener valores de 75 dB y por eso, es recomendable que se instalen dentro de un cerramiento acústico. La planta FV recomendada no considera generadores, evitando por completo la contaminación acústica.

8.2.3. Gestión de residuos

8.2.3.1. Baterías plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido (propuestas para las microrredes de este proyecto) pueden causar impactos medioambientales muy duraderos si no se transportan, almacenan y reciclan adecuadamente, debido a la carga química y metales pesados que contienen. Además del impacto en la contaminación del suelo y del agua, si son vertidos al medio ambiente (por incendio, fuga, etc.), estos componentes suponen un riesgo para la salud, pudiendo producir daños en riñones o en los sistema gastrointestinal, reproductivo y nervioso. Además del plomo, estas baterías contienen ácido sulfúrico altamente corrosivo, que puede causar quemaduras y daños a la piel, ojos y sistema respiratorio.

La mitigación de riesgos conlleva una operación, mantenimiento y reciclaje adecuados. El reciclaje del plomo-ácido puede llegar a una tasa de recuperación que alcanza el 95%.

Para asegurar un buen uso y mantenimiento de las baterías se procederá a la capacitación y entrenamiento del personal que vaya a operar la planta. El desmantelamiento y reciclaje de las baterías se puede realizar a través de una empresa de reciclaje que se encargue de la recogida y empaquetamiento de las baterías o a través del proveedor de las mismas.

8.2.3.2. Módulos fotovoltaicos

Las células solares pueden contener telururo de cadmio (CdTe), arseniuro de galio (GaAs) u otros componentes tóxicos para la salud humana y el medioambiente. Por ejemplo, el CdTe es un compuesto inflamable, que no se disuelve en el agua y que es tóxico si se ingiere. No presenta problemas cuando está encapsulado en la célula fotovoltaica pero sí puede contaminar el suelo o el agua por lixiviación si el panel se rompe o daña. En el caso de rotura o daño de un panel solar, o al final del ciclo de vida del mismo, será necesario empaquetarlo adecuadamente para evitar la contaminación del entorno antes de su recogida.

8.2.3.3. Generador diésel

El generador diésel de respaldo contiene aceites y combustible nocivos para el medioambiente en caso de fuga o derrame, y que suponen un alto riesgo de incendio. La operación del sistema requiere atención para no derramar combustible o aceite y un proceso de drenado adecuado al retirarse. Además, es recomendable que se instale dentro de un área impermeable para evitar derrames de combustible durante su operación.

Además de estos riesgos, la generación de residuos durante la operación de la planta híbrida es mínima.