

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

**INFORME PRELIMINAR:  
Estudio de Pre-Viabilidad**

**Preparado para:**

PNUD Guinea Ecuatorial



**TTA Ref:** CI-18-0010

**UNDP Ref:** 001-2018

**Fecha:** 5 Octubre 2018

Proyecto:	Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad para proyectos del sistema híbrido solar Cogo		
Cliente:	PNUD, Guinea Ecuatorial		
Consultor:	Trama Tecnoambiental, S.L. (TTA)		
<b>INFORME PRELIMINAR: Estudio de Pre-Viabilidad</b>			
<b>Entregable #1: Informe preliminar</b>			
<b>Documentos Relacionados</b>	<b>Tipo</b>	<b>Borrador/Final</b>	<b>Fecha de Entrega</b>
<b>Financiado por:</b>	PNUD Guinea Ecuatorial.		
<b>PRESENTACIÓN:</b>			
<p>Este informe es el primer entregable del estudio de pre-viabilidad de la electrificación con energía solar híbrida de las comunidades de interior en la región de Cogo (Guinea Ecuatorial).</p> <p>Los autores de este reporte son Marilena Lazopoulou, Laura Monteagudo y Roger Sallent.</p>			

## Tabla de Contenido

Abreviaciones y acrónimos .....	6
1. Introducción .....	7
1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL) .....	7
1.2. Estudio de Pre-Viabilidad .....	7
1.3. Visita de campo .....	7
2. Estudio de factibilidad .....	9
2.1. Metodología .....	9
2.1.1. Estudio de demanda .....	9
2.1.2. Dimensionamiento de microrredes solares/híbridas .....	11
2.1.3. Estimación de Costes .....	13
2.1.4. Simulación de escenarios .....	16
2.2. Estudio básico de viabilidad y diseño .....	17
2.2.1. Cuma Anvom .....	17
2.2.2. Midjobo Anvom .....	17
2.2.3. Mbon Elon .....	26
3. Análisis de Resultados y Conclusiones .....	39
3.1. Simulación .....	39
3.2. Escenarios .....	39
3.3. Impacto de los subsidios al combustible .....	40
3.4. Solución Técnica Recomendada .....	41
3.5. Recomendaciones adicionales .....	43
3.5.1. Energy Daily Allowance (EDA) .....	43
3.5.2. Gestion de la Demanda .....	43
4. Sigüentes Pasos .....	44
4.1. PNUD / Gobierno .....	44
4.2. TTA .....	44

## Tabla 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.....	9
Tabla 2: Hipótesis de diseño de microrredes fotovoltaicas.....	12
Tabla 3: Costes unitarios de componentes desglosados.....	14
Tabla 4: Costes unitarios de componentes instalados.....	14
Tabla 5: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios.....	16
Tabla 6: Datos mensuales de radiación y temperatura en Midjobo Anvom (fuente: NASA).....	20
Tabla 7: Análisis de demanda diaria estimada para Midjobo Anvom.....	21
Tabla 8: Comparación de escenarios.....	23
Tabla 9: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Midjobo Anvom.....	23
Tabla 10: Datos mensuales de radiación y temperatura en Mbon Elon (fuente: NASA).....	30
Tabla 11: Número y tipo de abonados potenciales.....	31
Tabla 12: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto.....	31
Tabla 13: Análisis de demanda diaria estimada para Mbon Elon.....	32
Tabla 14: Comparación de escenarios.....	34
Tabla 15: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Mbon Elon.....	35
Tabla 16. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.	43

## Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1: Localización de pueblos visitados .....	8
Ilustración 2: Esquema básico de una microrred solar/híbrida con acoplamiento en continua .....	12
Ilustración 3: Poste de distribución de SEGESA .....	13
Ilustración 4: Localización de Midjobo Anvom (fuente: Google Earth) .....	18
Ilustración 5: Vista aérea de Midjobo Anvom (fuente: Bing maps) .....	18
Ilustración 6: Vistas del pueblo .....	19
Ilustración 7: Esquema de red de distribución y localización de planta de energía .....	20
Ilustración 8: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 .....	22
Ilustración 9: Previsión de demanda anual futura de Midjobo Anvom, del año +1 al año +5 .....	22
Ilustración 10: Contribución de generador solar y combustible en la generación eléctrica total por mes .....	24
Ilustración 11: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja)....	25
Ilustración 12: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja)....	26
Ilustración 13: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año .....	26
Ilustración 14: Localización de Mebonde Elon (fuente: Google Earth) .....	27
Ilustración 15: Vista aérea de Mbon Elon (fuente: Bing maps) .....	27
Ilustración 16: Vista panorámica de la nueva sección del distrito urbano en desarrollo .....	28
Ilustración 17: Vista general de casas y uno de los 3 nuevos grifos de agua en primer plano .....	28
Ilustración 18: Imagen de la nueva escuela en construcción y su torre de agua .....	29
Ilustración 19: Esquema de red de distribución y localización de planta de energía .....	30
Ilustración 20: Perfil de carga desglosado en año de Mbon Elon 1 y perfil de demanda de diseño en año 5 .....	33
Ilustración 21: Previsión de demanda anual futura de Mbon Elon, del año +1 al año +5 .....	33
Ilustración 22: Contribución de generador solar y combustible en la generación eléctrica total por mes .....	37
Ilustración 23: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Mbon Elon durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).....	37
Ilustración 24: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja)....	38
Ilustración 25: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año .....	38

## 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)
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
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEX	<i>OPerational EXpendiutre</i> (Gastos operacionales)
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.

# 1. Introducción

## 1.1. Proyecto de Energía Sostenible Para Todos (SE4ALL)

El Ministerio de Pesca y Medioambiente es la agencia ejecutora 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).

En este contexto, la “**Evaluación de Recursos y Pre-Viabilidad para proyectos del sistema híbrido solar en Cogo**” tiene como objetivo estudiar la factibilidad de plantas solares híbridas en la región de Cogo y preparar los pliegos técnicos para la licitación de la construcción de dichas plantas. Las comunidades seleccionadas son el pueblo **Midjobo Anvom** y el distrito urbano **Mebonde 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 Cogo, 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



## 2. Estudio de factibilidad

### 2.1. Metodología

#### 2.1.1. Estudio de demanda

Ambas comunidades 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 (Midjobo Anvom y Mebonde Elon), se visitó un tercer poblado (Cuma Anvom) que actualmente dispone de servicio eléctrico para servir como referencia para este estudio (comunidad de control).

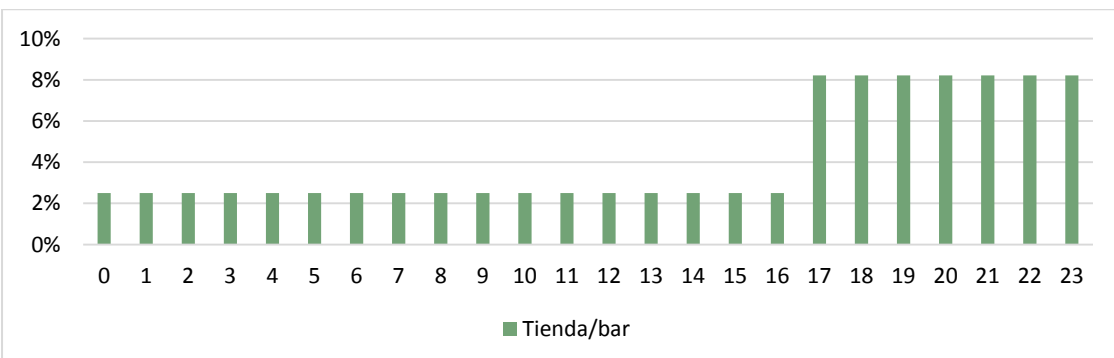
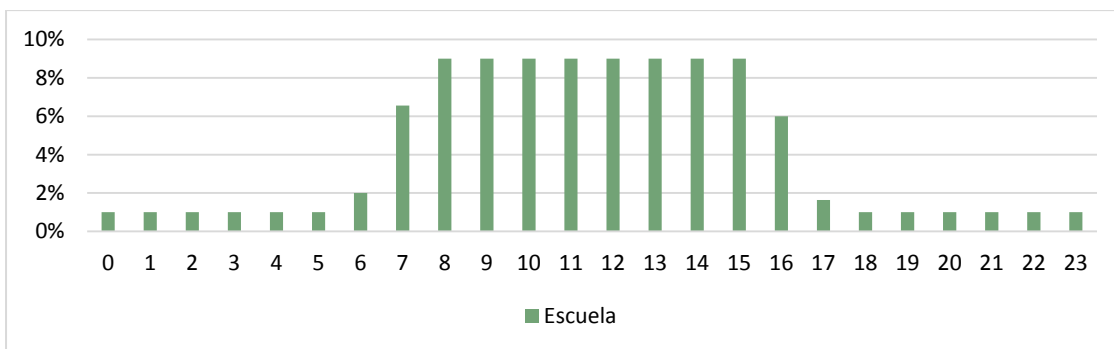
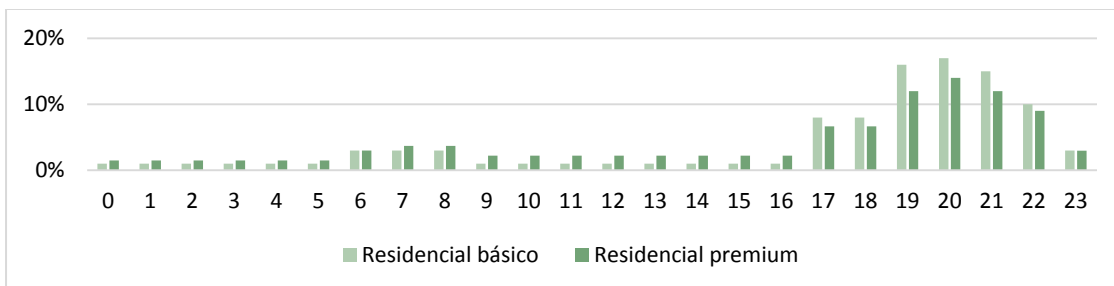
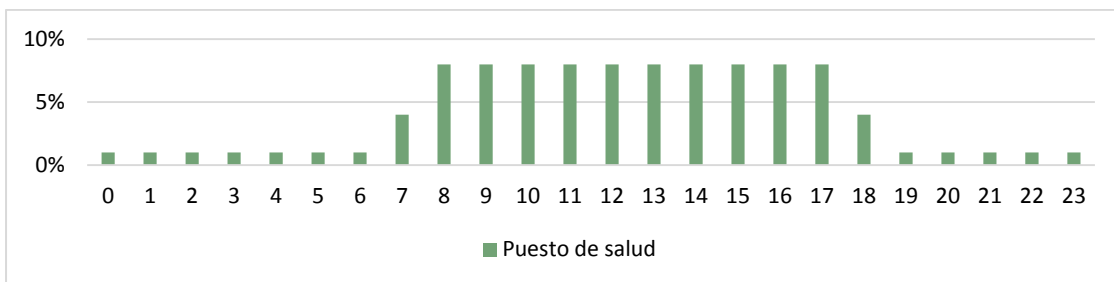
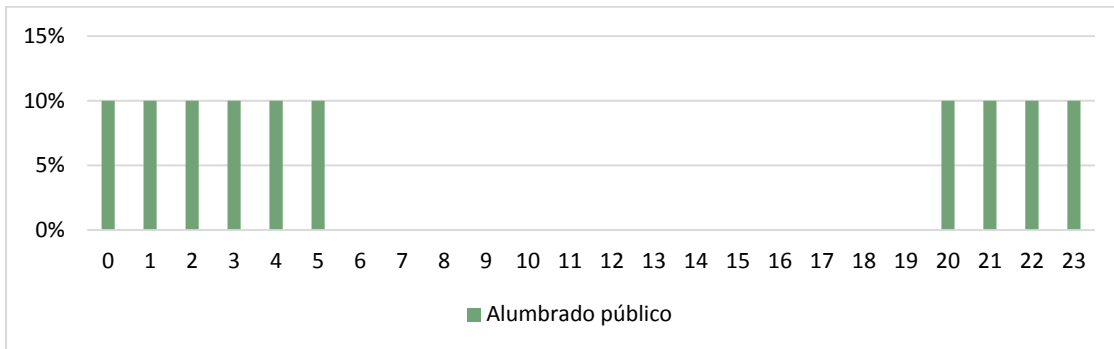
Según la metodología de TTA para estimación de demanda energética, cada conexión potencial se asigna una cantidad de energía diaria (Cupo Diario de Energía o EDA por sus siglas en inglés – *Energy Daily Allowance*) y una curva de distribución. Véase el capítulo 3.5.1 para más información relativa a EDA.

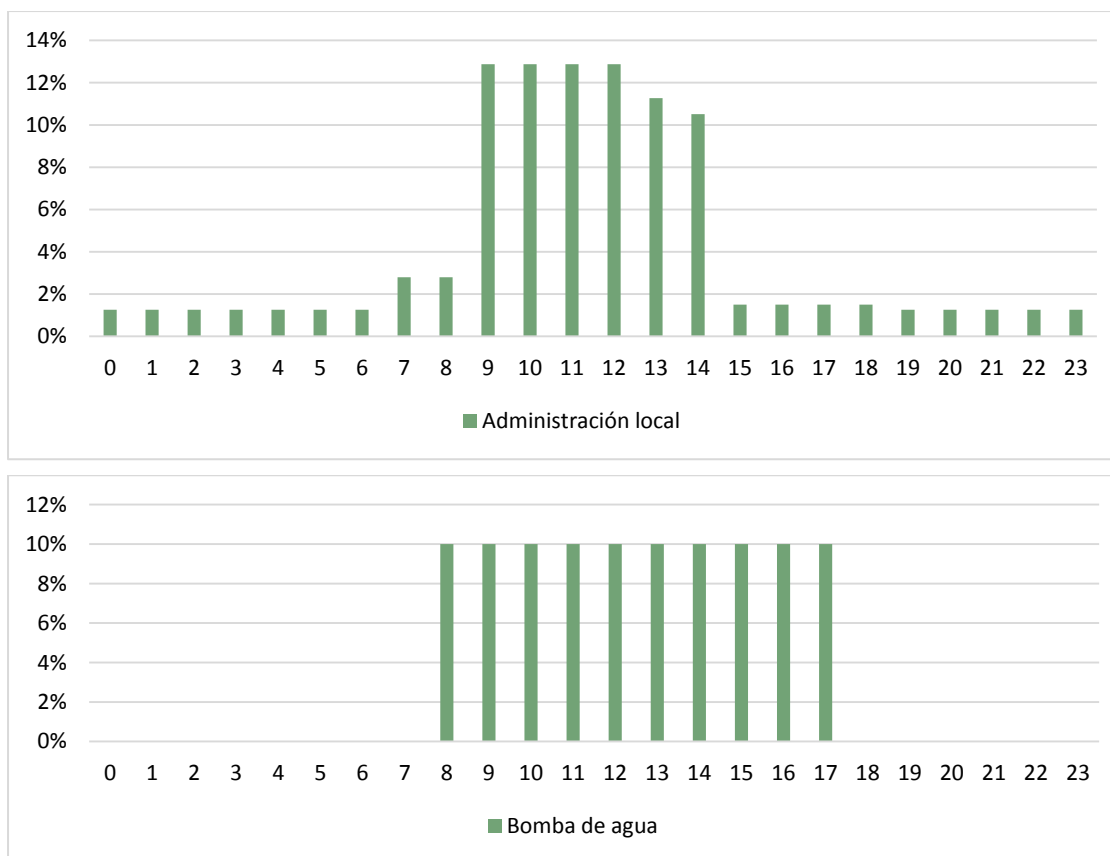
Un ejemplo de dichos tipos de conexión, según los 30 años de experiencia de TTA en el campo, se da en la siguiente tabla. Cada tipo de conexión se divide en varias categorías de 1 a 3 niveles de energía, la energía diaria asegurada (EDA), cada una con una proporción sobre el total.

**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.

#### 2.1.2.1. Planta de generación

El modelo de planta de generación propuesta se componen 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.

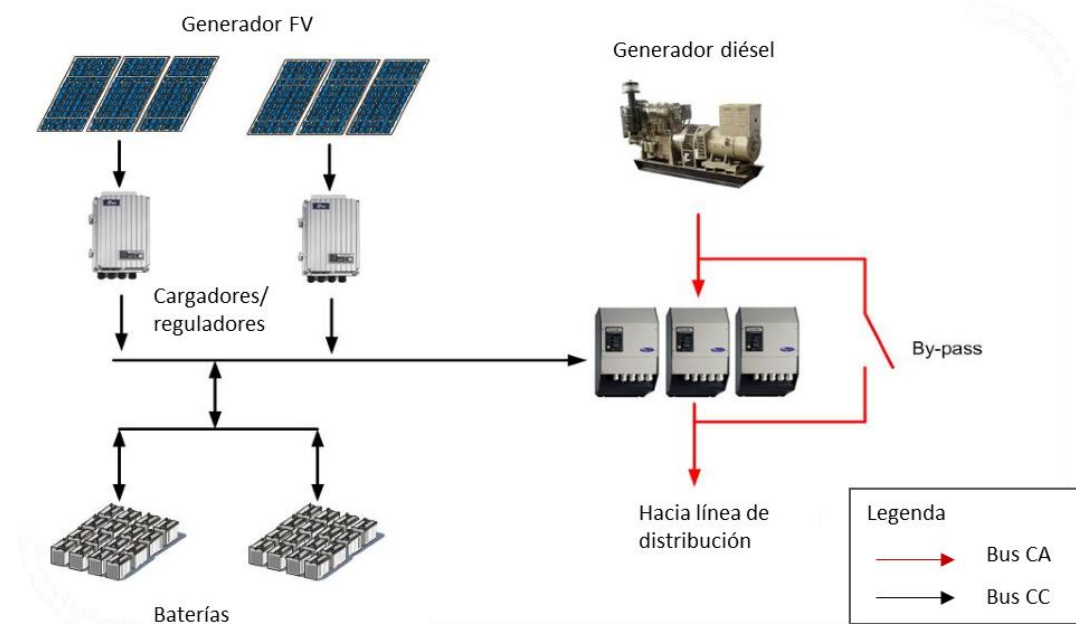


Ilustración 2: Esquema básico de una microrred solar/híbrida con acoplamiento en continua

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

Tabla 2: Hipótesis de diseño de microrredes fotovoltaicas

Factor	Valor	Explicación
<b>Incremento de demanda futuro</b>	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.
<b>Factor de utilización</b>	85%	Es un factor correctivo igual a la relación entre la demanda real de electricidad y la suma de las EDAs.
<b>Factor de rendimiento</b>	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).
<b>Disponibilidad de energía</b>	100%	La microrred solar/híbrida suministra a los pueblos electricidad con alta fiabilidad gracias al grupo electrógeno de respaldo.
<b>Autonomía de baterías</b>	1.5 días	Es el número de días que la batería puede suministrar la demanda de los pueblos sin otra fuente de energía.
<b>Profundidad de descarga de batería (State of Charge, SOC)</b>	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 Mebonde Elon.

Tabla 3: 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 diesel	kW	250	Generador de diesel
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 4.

Tabla 4: Costes unitarios de componentes instalados

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

### 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 decreto<sup>1</sup>, siendo el precio del diesel 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 diesel 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 diesel 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 importación<sup>2</sup>.

#### *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, 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%.

#### *Costes de Personal*

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

---

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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.

Tabla 5: Personal principal de operación y mantenimiento y salarios

Personal	Dedicación	Número de gente	Dedicación (días/mes)	Salario* (EUR/día)	Coste total (EUR/mes)
<b>Administrador profesional</b>	2 días por mes para crear informes de operación	1	2	10.5	21
<b>Técnico profesional</b>	2 días por mes	1	2	10.5	21
<b>Administrador local</b>	4 días por mes para la lectura de contadores	1	4	8.2	32.8
<b>Técnico local</b>	1 día por semana para arreglos pequeños y mantenimiento básico	1	4	8.2	32.8
<b>Guardia</b>	24 horas entre 3 personas	3	30.5	8.2	250
<b>TOTAL</b>					<b>357.7</b>

(\*) 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)
<b>Arrendamiento de terreno (40m x 40m)</b>	100
<b>Seguros</b>	100
<b>Total</b>	<b>200</b>

#### 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% diesel, 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 y sin grupo electrógeno de respaldo.



5. **Menor LCOE<sup>3</sup>**: Opción teórica que minimiza el coste de la energía según la simulación.
6. **Diesel 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 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 electrógeno 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 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).

---

<sup>3</sup> *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.

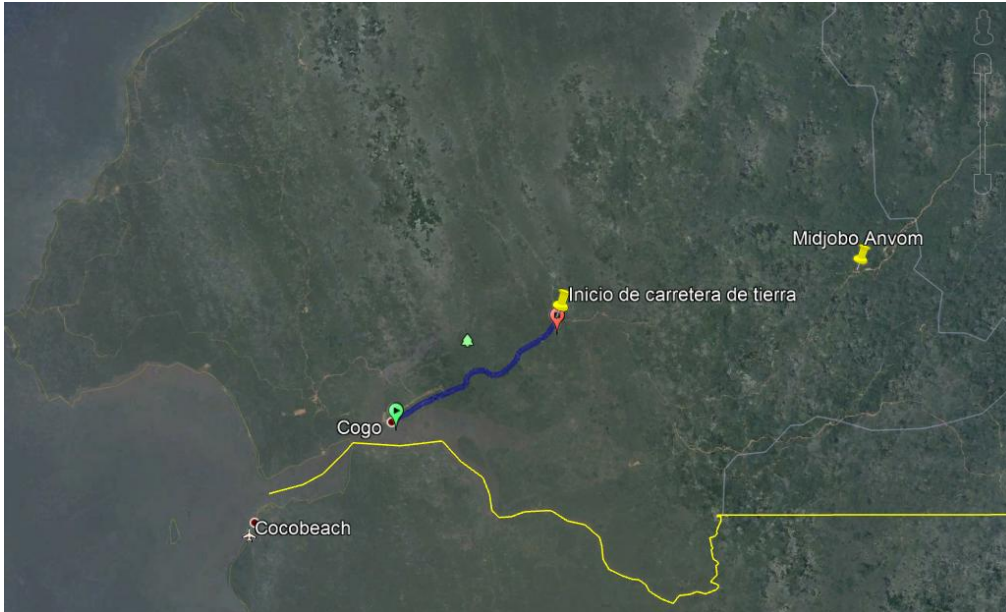


Ilustración 4: Localización de Midjobo Anvom (fuente: Google Earth)



Ilustración 5: Vista aérea de Midjobo 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 diesel (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 diesel 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 diesel 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. Recurso solar y temperatura

Los datos de la radiación horizontal global y temperatura usada para este estudio provienen de la base de datos de NASA<sup>4</sup>. La Tabla 6 muestra los datos promedios mensuales de radiación diaria y de temperatura en Midjobo Anvom.

La radiación solar tiene valores máximos el enero y febrero mientras los meses de radiación mínima son agosto, septiembre y octubre. La temperatura no sigue la misma tendencia: las temperaturas máximas ocurren el mes de abril (24.85°C) y temperaturas mínimas en julio (23.16 °C) si bien la variación es mínima.

<sup>4</sup>

Base de datos de meteorología solar y energía solar de la NASA, datos mensuales de julio 1983 a junio 2005

Tabla 6: Datos mensuales de radiación y temperatura en Midjobo Anvom (fuente: NASA)

Mes	Radiación diaria (kWh/m2/día)	Temperatura (°C)
Enero	5.06	24.00
Febrero	5.08	24.30
Marzo	4.92	24.69
Abril	4.56	24.85
Mayo	4.28	24.60
Junio	4.05	23.65
Julio	4.13	23.16
Agosto	3.93	23.35
Septiembre	3.82	23.47
Octubre	3.72	23.66
Noviembre	3.99	23.86
Diciembre	4.63	23.94

2.2.2.3. Red de distribución

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 7. 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.

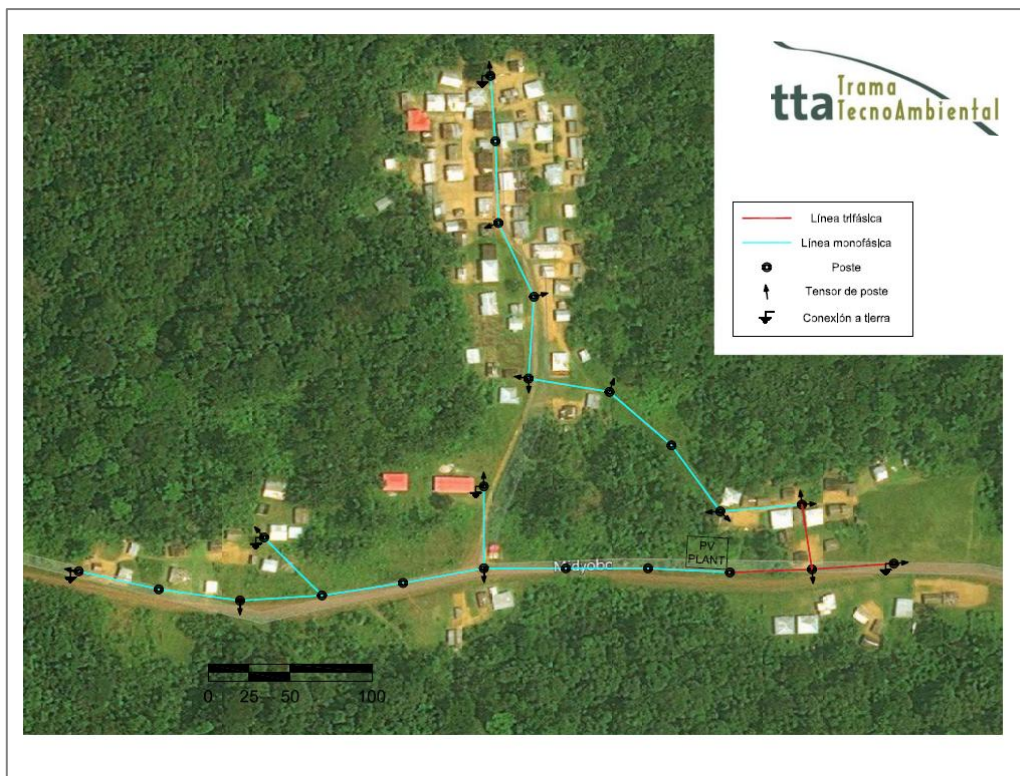


Ilustración 7: Esquema de red de distribución y localización de planta de energía

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 7: 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
<b>TOTAL</b>	<b>112</b>										<b>84,15</b>

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 8. Mijobo 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.

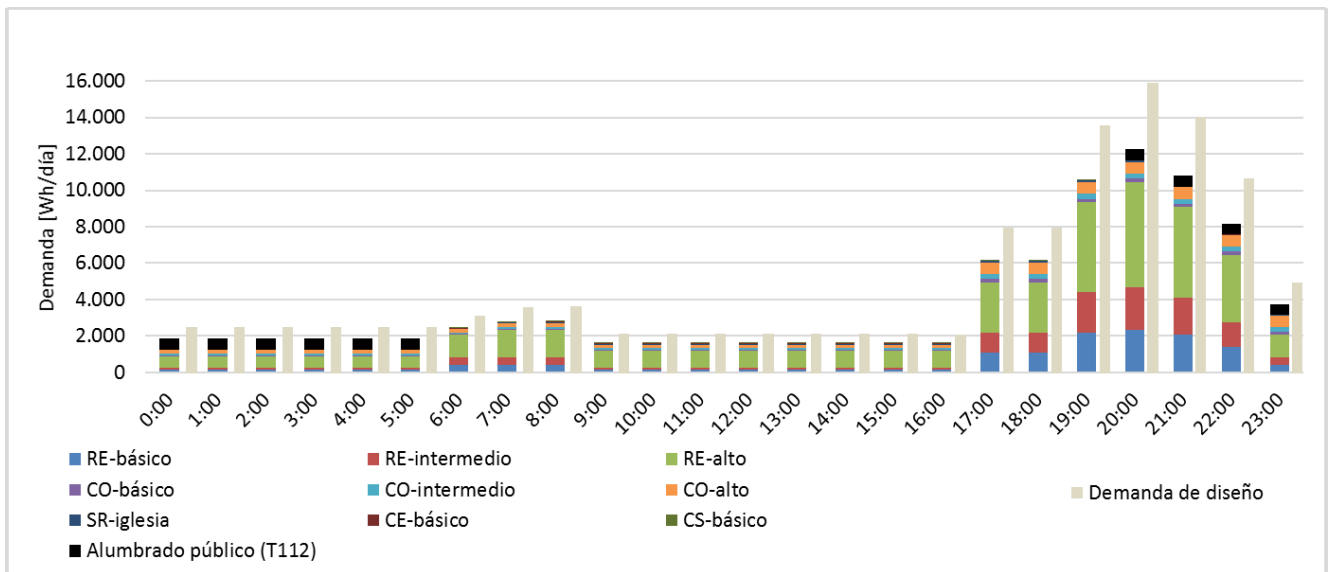


Ilustración 8: Perfil de carga desglosado en año 1 y perfil de demanda de diseño en año 5

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.

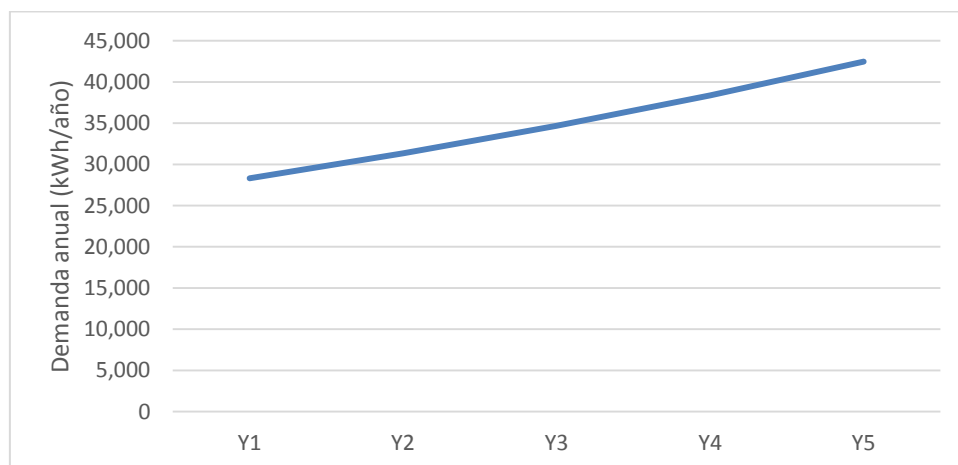


Ilustración 9: Previsión de demanda anual futura de Midjobo Anvom, del año +1 al año +5

### 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. Diesel 100%

Tabla 8: Comparación de escenarios

Escenario	Capacidad FV (kWp)	Capacidad nominal baterías (kWh)	Grupo electrógeno	Coste inicial planta de generación <sup>5</sup> (EUR)	Coste inicial microrred total <sup>6</sup> (EUR)	Coste anual de combustible (EUR)	Suministro de demanda	Fracción solar de generación	LCOE (EUR/kWh)
1. Híbrido 1	50	252	Respaldo	173.774	290.274	1.543	100%	90%	0,520
2. Híbrido 2	50	252	Respaldo	173.774	290.274	1076	97.4%	92.4%	0,519
3. Solar 1	50	252	-	163.599	280.099	0	88%	100%	0,514
4. Solar 2	100	320	-	260.010	376.510	0	100%	100%	0,635
5. Menor LCOE	20	20	Uso continuo	74.495	190.995	10.244	100%	27%	0,465
6. Diesel	-	-	Uso continuo	10.175	66.675	15.135	100%	0%	0,471

#### 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 solar híbrida con alta penetración solar y con un generador diesel de respaldo. Los indicadores técnicos y económicos que se presentan en la Tabla 9 se han estimado mediante el software comercial *Homer Pro*®.

Esta solución:

- Maximiza la contribución de energía solar renovable, dados los parámetros meteorológicos de la zona de sur continental de Guinea Ecuatorial.
- Minimiza la dependencia a los combustibles fósiles y por tanto sus costes asociados.

Tabla 9: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Midjobo Anvom

Indicadores de rendimiento (año 5)	
<b>Demanda de diseño</b>	116.37 kWh/día
<b>Demanda pico máxima</b>	16 kW
<b>Factor de demanda nocturna</b>	75%
<b>Fracción solar</b>	90%
<b>Excedencias de energía solar</b>	17%
<b>Consumo de diesel anual</b>	1.773 L
<b>Coste de combustible anual<sup>7</sup></b>	1.028 EUR
<b>Generador Fotovoltaico</b>	

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Considerando el precio de venta del diesel según decreto más el coste de su transporte.

<b>Tamaño de generador FV</b>	50 kWp
<b>Tecnología de paneles FV</b>	Cristalina
<b>Conversión</b>	
<b>Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C</b>	21 kW
<b>Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C</b>	24 kW
<b>Tipo de onda</b>	Sinusoidal
<b>Acumulación</b>	
<b>Capacidad nominal de baterías (C48)</b>	252 kWh
<b>Voltaje de trabajo</b>	48 V
<b>Autonomía de baterías</b>	36 horas
<b>Profundidad de descarga máxima</b>	70%
<b>Generador de combustible</b>	
<b>Tipo de combustible</b>	Gasoil
<b>Modo de operación</b>	Respaldo (back-up)
<b>Capacidad</b>	20 kW
<b>Vida útil</b>	20.000 horas
<b>Línea de distribución</b>	
<b>Tipo</b>	Baja tensión, monofásica
<b>Longitud total</b>	140 m trifásica 890 m monofásica
<b>Número de postes</b>	22
<b>Número de abonados (contadores)</b>	113

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 9.

La microrred de generación solar de 50 kWp bajo las hipótesis anteriormente listadas, suministraría los abonados de Midjobo Anvom con energía solar en el 90% del tiempo (área naranja de la gráfica siguiente en la Ilustración 10). El generador de gasoil de respaldo cubriría la demanda durante el resto del tiempo, sobre todo durante los meses de lluvia de septiembre a noviembre (área verde).

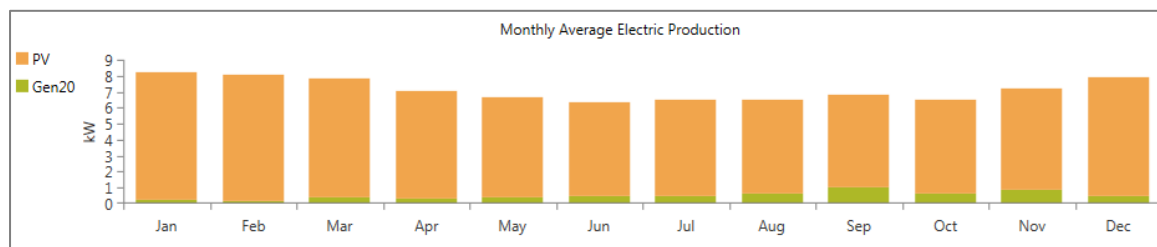


Ilustración 10: Contribución de generador solar y combustible en la generación eléctrica total por mes

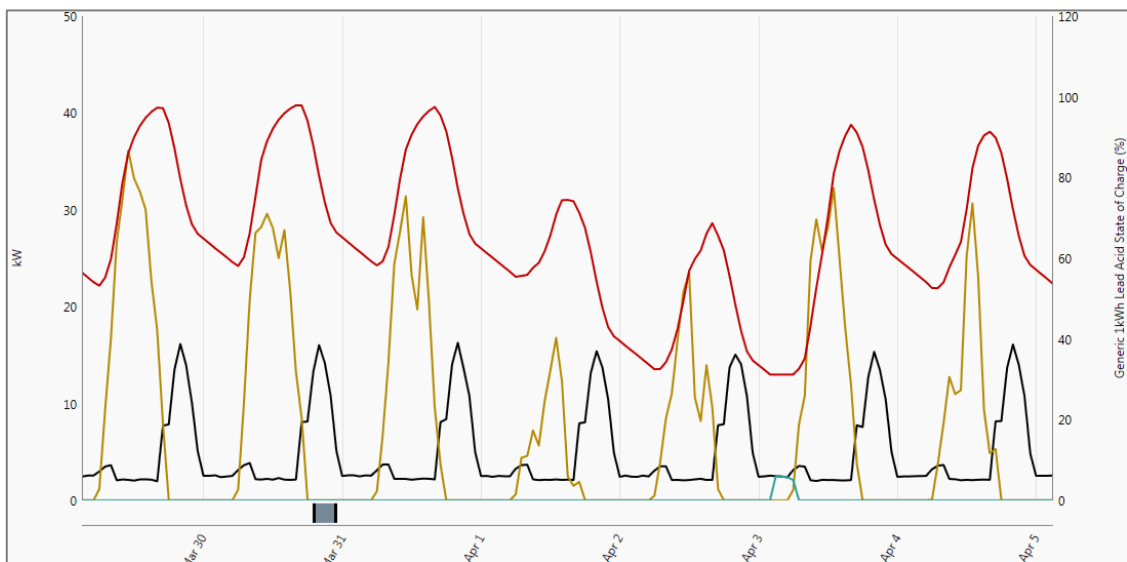
Las gráficas siguientes muestran los resultados de la simulación de una planta FV/híbrida de 50 kWp durante una semana de época seca y una semana de época de lluvia en Midjobo Anvom.



Durante una semana al azar de abril (Ilustración 11), 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 11 se observa cómo hay días cuando la producción FV es relativamente baja y no puede cargar las baterías para suministrar los picos de demanda (días 1 y 2 de abril). Cuando esto ocurre y las baterías llegan a una descarga profunda de 30% de su estado de carga, el generador diesel pasa a suministrar la demanda restante durante algunas horas por la noche (línea azul).

Esto ocurre en una microrred diseñada para cubrir el 100% de la demanda del pueblo, 24 horas. Sin embargo, otro criterio de diseño podría ser una microrred que suministre una fracción de la demanda total, por ejemplo, entre unas horas específicas de la mañana y la noche. Si ese fuera el caso, una opción podría ser evitar que el generador se encendiera durante la noche, bajando así el coste de combustible.



**Ilustración 11: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).**

Durante la época de lluvia (Ilustración 12), pueden ocurrir varios días seguidos sin producción solar suficiente, durante los cuales el generador de combustible fósil se encendería con más frecuencia (en el ejemplo diariamente).

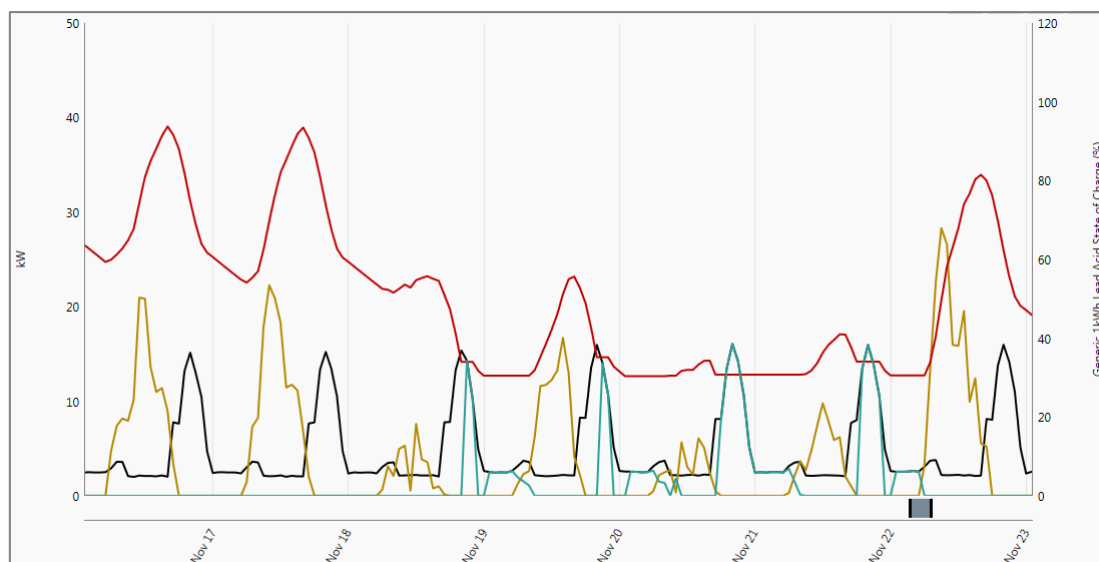


Ilustración 12: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

La siguiente Ilustración 13 presenta el histograma nivel de carga de la batería durante un año (gráfica de barras azul). Durante el 14% del tiempo, la batería está descargada al 30% de su estado de carga y aproximadamente el 20% del tiempo, la batería está al 55%-60% de su estado de carga. Con este rendimiento, la vida útil de la batería se estima a **6 años**, según el simulador Homer Pro.

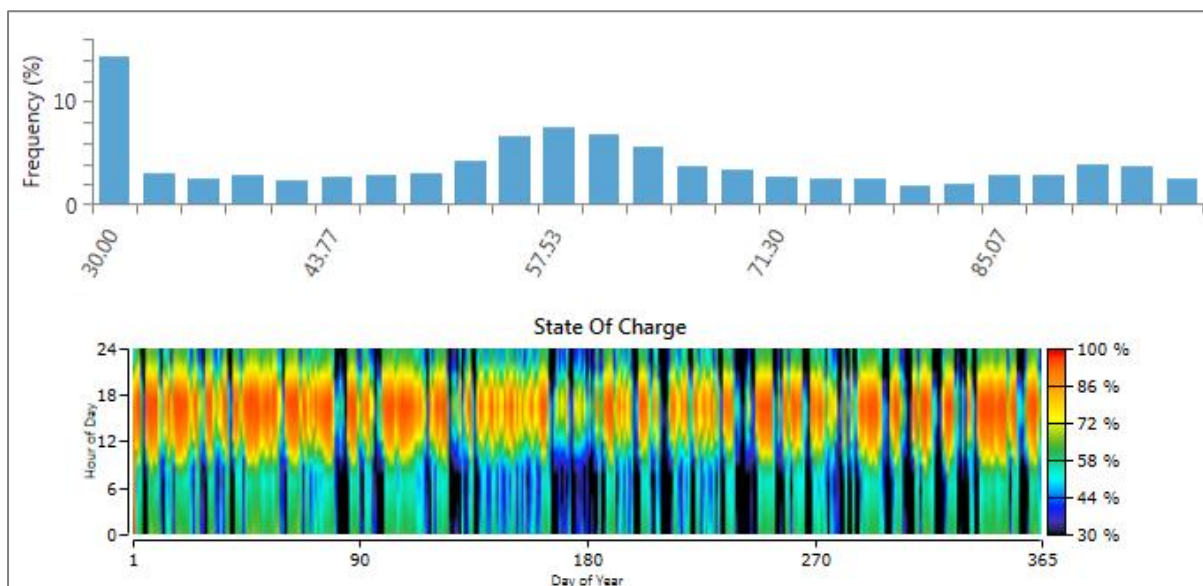


Ilustración 13: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año

### 2.2.3. Mbon Elon

#### 2.2.3.1. Descripción general

Mbon Elon, 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 Cogo, 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 14: Localización de Mbon Elon (fuente: Google Earth)



Ilustración 15: Vista aérea de Mbon Elon (fuente: Bing maps)



Ilustración 16: Vista panorámica de la nueva sección del distrito urbano en desarrollo



Ilustración 17: Vista general de casas y uno de los 3 nuevos grifos de agua en primer plano



Ilustración 18: 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 Cogo por 500 FCFA/L y posteriormente lo vende a 750 FCFA/L (1.14 EUR/L), tanto gasolina como diesel.

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. Recurso solar y temperatura

Los datos de la radiación horizontal global y temperatura usada para este estudio provienen de la base de datos de base de datos de NASA<sup>8</sup>. La

Tabla 10 muestra los datos promedios mensuales de radiación diaria y de temperatura en Mbon Elon.

La radiación solar tiene valores máximos el enero y febrero mientras los meses de radiación mínima son agosto, septiembre y octubre. La temperatura no sigue la misma tendencia; 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.

---

<sup>8</sup> Base de datos de meteorología solar y energía solar de la NASA, datos mensuales de julio 1983 a junio 2005

Tabla 10: Datos mensuales de radiación y temperatura en Mbon Elon (fuente: NASA)

Mes	Radiación diaria (kWh/m2/día)	Temperatura (°C)
Enero	5.06	24.00
Febrero	5.08	24.30
Marzo	4.92	24.69
Abril	4.56	24.85
Mayo	4.28	24.60
Junio	4.05	23.65
Julio	4.13	23.16
Agosto	3.93	23.35
Septiembre	3.82	23.47
Octubre	3.72	23.66
Noviembre	3.99	23.86
Diciembre	4.63	23.94

### 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.

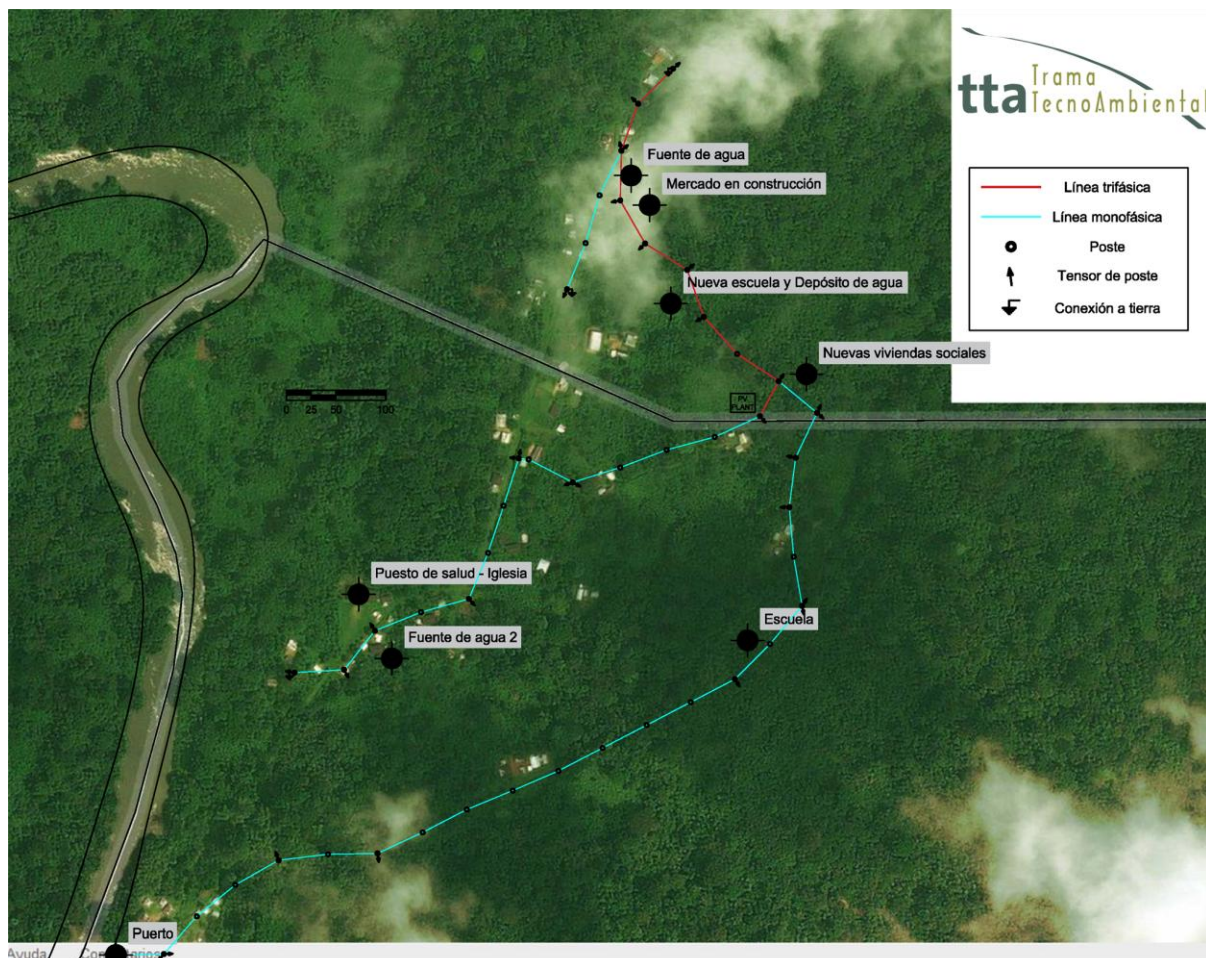


Ilustración 19: Esquema de red de distribución y localización de planta de energía

## 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 11: Número y tipo de abonados potenciales

Número	Tipo de abonado	Número
<b>Existentes</b>	Residenciales (existentes)	35
	Bares	6
	Carpintería	6
<b>En construcción</b>	Residencias sociales	25
	Puesto de salud	1
	Iglesia	1
	Comisaría	1
	Mercado	1
	Ayuntamiento	1
	Delegación de gobierno	1
	Escuela	1
	Bombas de agua	3
	Alumbrado público	1
<b>TOTAL</b>		<b>77</b>

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

Tabla 12: Información de demanda de abonados potenciales con consumo alto

Tipo de abonado	Descripción y comentarios	Demanda diaria estimada asignada (Wh/día)
<b>Residencias grandes</b>	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
<b>Escuela</b>	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
<b>Bombas de agua</b>	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 <sup>9</sup> .	2750
<b>Comercios (bares) grandes</b>	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	3850

<sup>9</sup> 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)
	de la fiesta del pueblo. Los que tienen generadores privados de 2 kVA consumen aproximadamente 1 L de gasolina por hora.	
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 (comisaria, ayuntamiento, Delegación de gobierno)	No hay información de las cargas y la demanda futura de las instituciones. Se asigna una cantidad de energía suficiente para suministrar luces y cargas básicas (cargadores de móvil, computadores)	550
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 12 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 13: 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
<b>TOTAL</b>	<b>77</b>										<b>174,63</b>



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 20.

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.

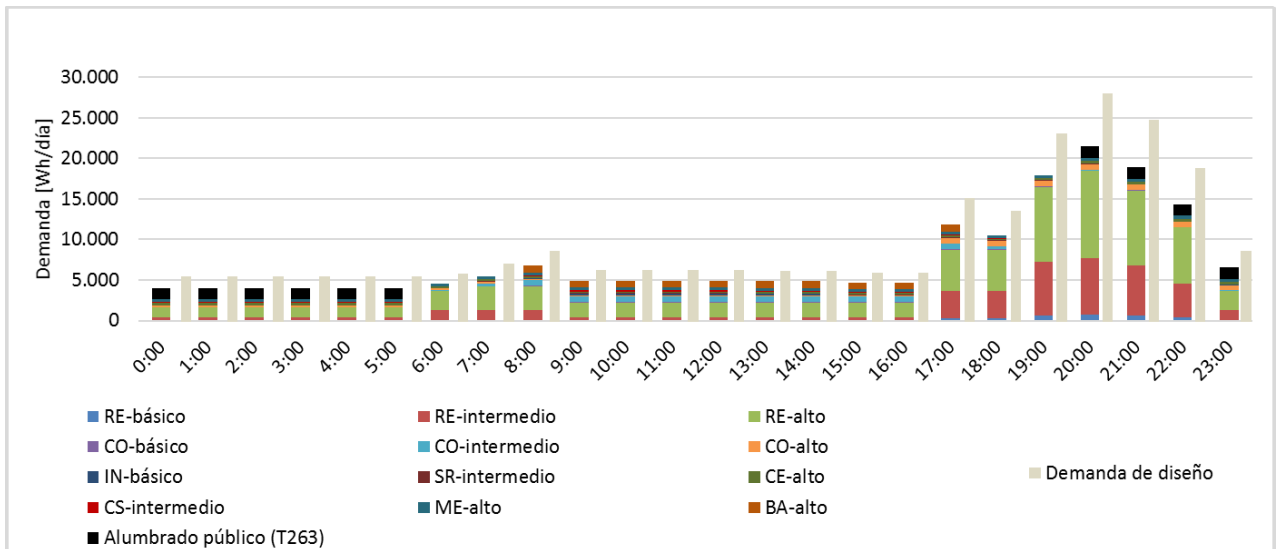


Ilustración 20: Perfil de carga desglosado en año de Mbon Elon 1 y perfil de demanda de diseño en año 5

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.

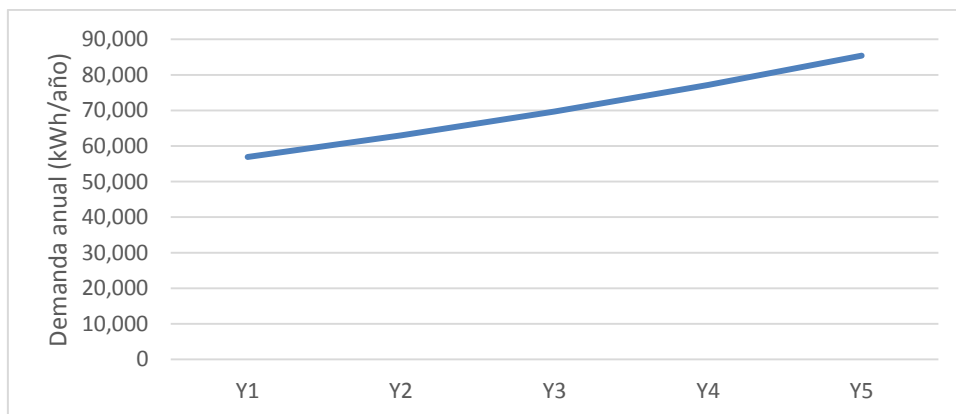


Ilustración 21: Previsión de demanda anual futura de Mbon Elon, del año +1 al año +5

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. Diesel 100%

Tabla 14: Comparación de escenarios

Escenario	Capacidad FV (kWp)	Capacidad nominal baterías (kWh)	Grupo electrógeno	Coste inicial planta de generación <sup>10</sup> (EUR)	Coste inicial microrred total <sup>11</sup> (EUR)	Coste anual de combustible (EUR)	Suministro de demanda	Fracción solar de generación	LCOE (EUR/kWh)
<b>1. Híbrido 1</b>	100	520	Respaldo	330.319	446.819	3.490	100%	87%	0,492
<b>2. Híbrido 2</b>	100	520	Respaldo	330.319	446.819	2920	98,12	88%	0,489
<b>3. Solar 1</b>	100	520	-	315.057	431.557	0	88%	100%	0,471
<b>4. Solar 2</b>	186	616	-	476.341	592.841	0	100%	100%	0,612
<b>5. Menor LCOE</b>	80	340	Uso continuo	241.849	358.349	6467	100%	77%	0,466
<b>6. Diesel</b>	-	-	Uso continuo	15.263	125.263	27.856	100%	0%	0,515

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 solar híbrida con alta penetración solar y con un generador diesel de respaldo. Los indicadores técnicos y económicos que se presentan en la Tabla 9 se han estimado mediante el software comercial *Homer Pro*®.

Esta solución:

- Maximiza la contribución de energía solar renovable, dados los parámetros meteorológicos de la zona de sur continental de Guinea Ecuatorial.
- Minimiza la dependencia a los combustibles fósiles y por tanto sus costes asociados.

<sup>10</sup> 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.

<sup>11</sup> 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.

Tabla 15: Resumen de indicadores y especificaciones técnicas de microrred en Mbon Elon

Indicadores de rendimiento (año 5)	
<b>Demanda de diseño</b>	234 kWh/día
<b>Demanda pico máxima</b>	28 kW
<b>Factor de demanda nocturna</b>	68%
<b>Fracción solar</b>	87%
<b>Excedencias de energía solar</b>	20%
<b>Consumo de diesel anual</b>	4.011 L
<b>Coste de combustible anual<sup>12</sup></b>	1.983 EUR
Generador Fotovoltaico	
<b>Tamaño de generador FV</b>	100 kWp
<b>Tecnología de paneles FV</b>	Cristalina
Conversión	
<b>Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C</b>	30 kW
<b>Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C</b>	37 kW
<b>Tipo de onda</b>	Sinusoidal
Acumulación	
<b>Capacidad nominal de baterías (C48)</b>	520 kWh
<b>Voltaje de trabajo</b>	48 V
<b>Autonomía de baterías</b>	36 horas
<b>Profundidad de descarga máxima</b>	70%
Generador de combustible	
<b>Tipo de combustible</b>	Gasoil
<b>Modo de operación</b>	Respaldo (back-up)
<b>Capacidad</b>	30 kW
<b>Vida útil</b>	20.000 horas
Línea de distribución	
<b>Tipo</b>	Baja tensión, monofásica
<b>Longitud total</b>	440 m trifásica 1810 m monofásica
<b>Número de postes</b>	47
<b>Número de abonados (contadores)</b>	83

<sup>12</sup> Considerando el precio de venta del diesel 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 A continuación se presentan las principales especificaciones técnicas de la planta solar que se recomienda para Midjobo Anvom. Se trata de una planta solar híbrida con alta penetración solar y con un generador diesel de respaldo. Los indicadores técnicos y económicos que se presentan en la Tabla 9 se han estimado mediante el software comercial *Homer Pro*®.

Esta solución:

- Maximiza la contribución de energía solar renovable, dados los parámetros meteorológicos de la zona de sur continental de Guinea Ecuatorial.
- Minimiza la dependencia a los combustibles fósiles y por tanto sus costes asociados.

Tabla 15.

La microrred de generación solar de 100 kWp bajo las hipótesis anteriormente listadas, suministraría los abonados de Mbon Elon con energía solar en el 90% del tiempo (área naranja de la gráfica siguiente en la Ilustración 10). El generador de gasoil de respaldo cubriría la demanda durante el resto del tiempo, sobre todo durante los meses de lluvia de septiembre a noviembre (área verde).

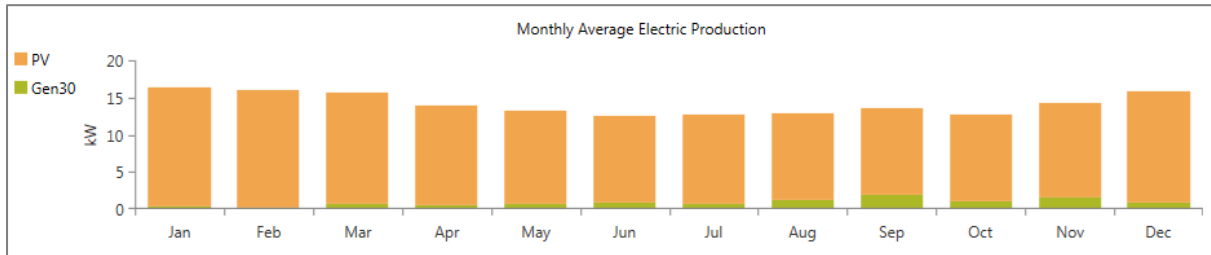


Ilustración 22: Contribución de generador solar y combustible en la generación eléctrica total por mes

Las gráficas siguientes muestran los resultados de la simulación de una planta FV/híbrida de 100 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 23), 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.

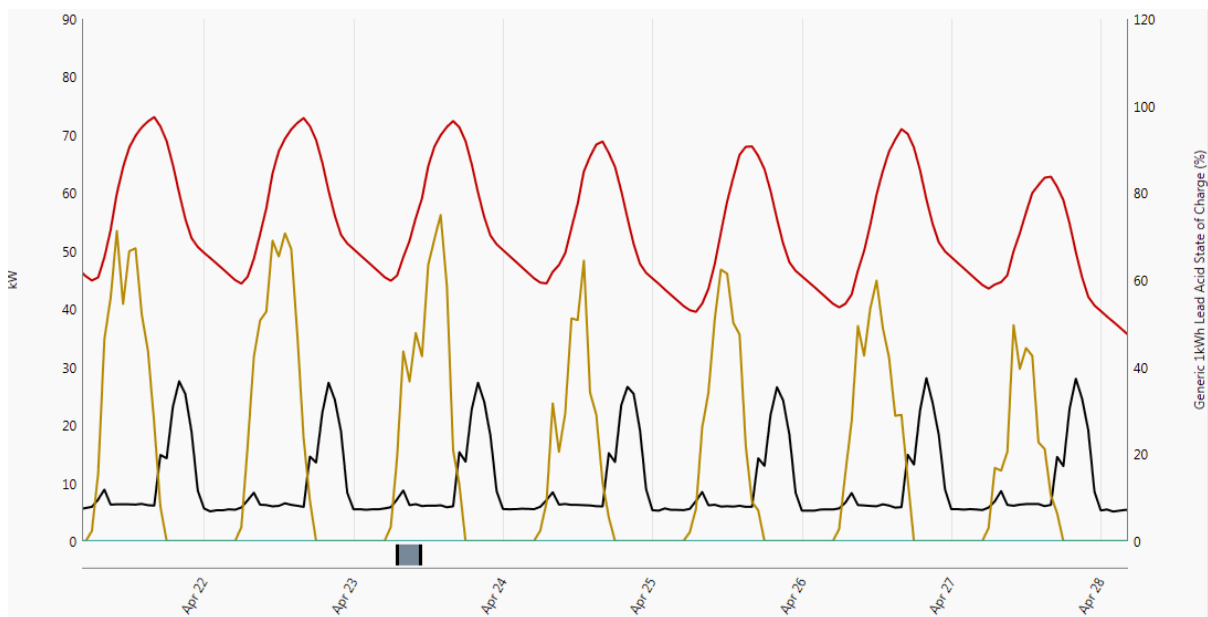


Ilustración 23: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Mbon Elon durante la época seca. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

Durante la época de lluvia (Ilustración 24), pueden ocurrir varios días seguidos sin producción solar suficiente, durante los cuales el generador de combustible fósil se encendería con más frecuencia (línea azul).

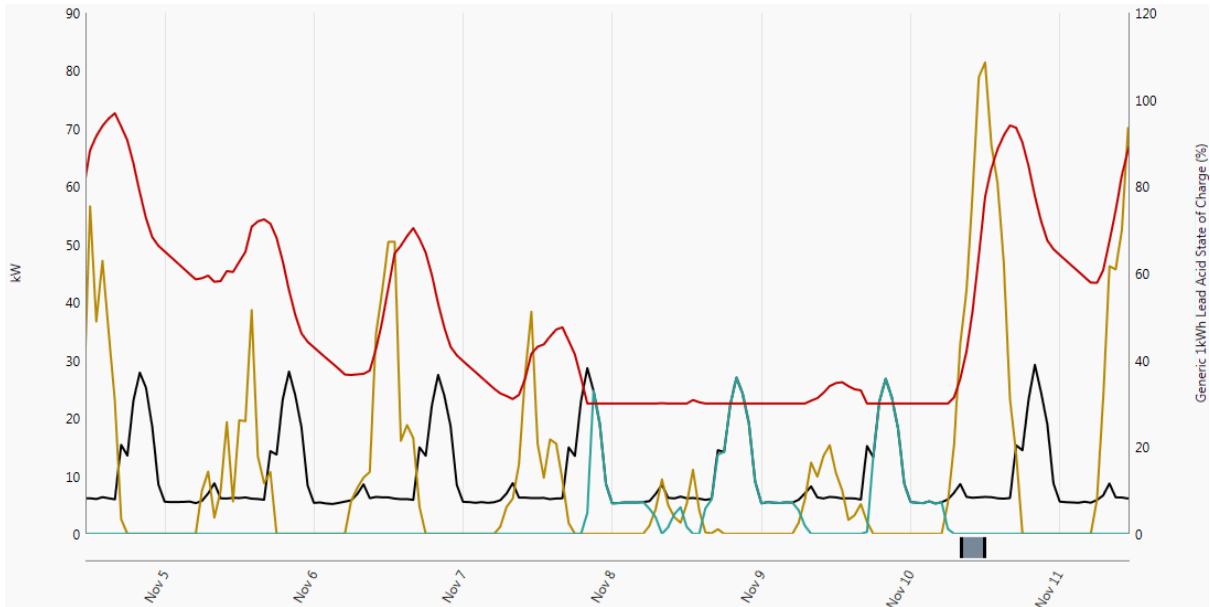


Ilustración 24: Simulación semanal de planta solar/híbrida en Midjobo Anvom durante la época de lluvia. Se representa: demanda de la comunidad en kW (línea negra), generación solar en kW (línea amarilla), generación diesel en kW (línea azul) y estado de carga de las baterías en % (línea roja).

La siguiente Ilustración 25 presenta el histograma nivel de carga de la batería durante un año (gráfica de barras azul). Durante el 14% 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 **6.6 años**, según el simulador Homer Pro.

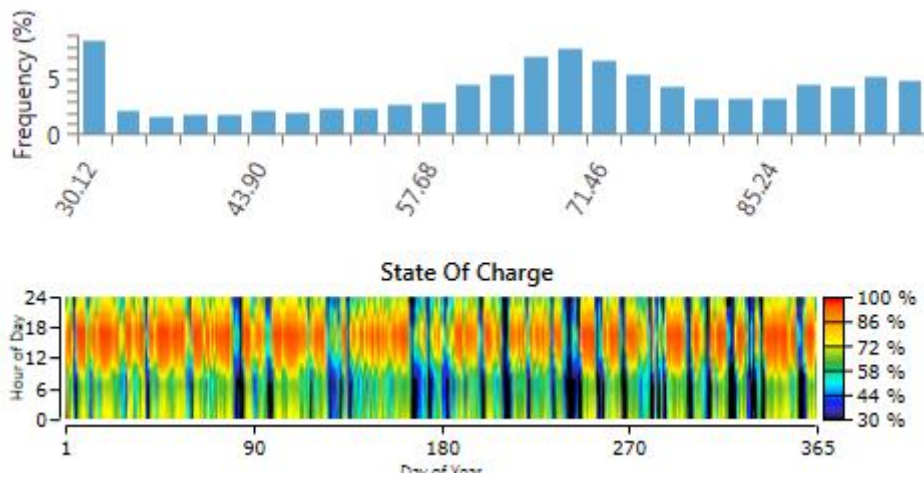


Ilustración 25: Rendimiento de baterías de plomo ácido durante un año

## 3. Análisis de Resultados y Conclusiones

### 3.1. Simulación

Este informe presenta el estudio de pre-viabilidad para la implantación de microrredes mediante sistemas solar-diesel híbridos en el pueblo Midjobo Anvom y el distrito urbano Mebonde Elon. El estudio se ha llevado a cabo usando la metodología de TTA contrastada por 30 años de experiencia en el sector.

Se han establecido varios escenarios que representan opciones tecnológicas 100% diesel, 100% solar y soluciones intermedia (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 y sin grupo electrógeno de respaldo.
5. **Menor LCOE:** Opción teórica que minimiza el coste de la energía según la simulación.
6. **Diesel 100%:** Servicio continuo basado solo en grupo electrógeno, donde el generador se reemplaza cada 2-3 años (a las 20,000 horas de funcionamiento)

### 3.2. Escenarios

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 diesel únicamente (escenario 5). Las plantas solares propuestas para ambas comunidades requieren una inversión un orden de magnitud mayor que sus equivalentes en generación diesel. 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 diesel.

No obstante, cuando se consideran los costes de operación y mantenimiento (OPEX) asociados a la generación a partir de diesel, la generación solar gana interés. Si bien los generadores diesel 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 diesel.

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 diesel y solar se hace más estrecha, por lo que la energía solar se hace más atractiva a nivel económico. Sin embargo, con los costes de combustible actuales en Guinea Ecuatorial, la generación diesel sigue siendo más competitiva económicamente que la solar.

El análisis presentado hasta aquí es válido para potenciales productores de electricidad independientes o IPP (*Independent Power Producers*)<sup>13</sup> pero únicamente bajo las hipótesis de partida presentes. A la vista de los resultados, si en las condiciones actuales se promoviera el establecimiento de productores independientes, estos presumiblemente escogerían generar su electricidad a partir de diesel. Y cabe esperar que este resultado fuera extrapolable a muchas otras poblaciones no electrificadas del país. Dado que el LCOE de las microrredes a partir de generación diesel es inferior al de las microrredes basadas en generación solar, el sector privado se inclinaría por la primera opción bajo criterios estrictamente económicos. Por tanto, si se quiere promover la participación del sector privado en la electrificación rural de Guinea Ecuatorial y a la vez se quiere promover el uso de energía solar, parece claro que el gobierno debería establecer algún tipo de incentivo para favorecer la solar.

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.

### 3.3. Impacto de los subsidios al combustible

La ventajosa situación de la generación diesel 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 su coste real. Este hecho hace que la energía solar fotovoltaica para la electrificación rural en Guinea Ecuatorial sea menos competitiva de lo que lo sería en unas condiciones en las que los precios del diesel fueran determinados por el mercado.

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 diesel 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 diesel. 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 asociados<sup>14</sup>:

<sup>13</sup> Independent Power Producer (Productor de Electricidad Independiente) es una entidad que aun y no ser una empresa de servicios públicos posee infraestructura para la generación de electricidad para venderla o bien a los usuarios o bien a la una empresa de servicios públicos.

<sup>14</sup> 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.



- Impacto Económico en:
  - Crecimiento económico. Los subsidios limitan la capacidad de inversión del gobierno en infraestructuras básicas y limitan la competitividad del sector privado.
  - 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 favorecería aun más el uso de la generación solar.

### 3.4. Solución Técnica 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 diesel por ejemplo, las soluciones resultantes serán distintas.

Si se busca un solución equilibrada, que reduzca las emisiones de CO<sub>2</sub> y el coste del diesel se aconseja solución híbrida. La recomendación de TTA es implementar las siguientes plantas de generación en las comunidades del proyecto:

Indicadores de rendimiento (año 5)	Midjobo Anvom	Mbon Elon
<b>Demanda de diseño</b>	116.37 kWh/día	234 kWh/día
<b>Demanda pico máxima</b>	16 kW	28 kW
<b>Factor de demanda nocturna</b>	75%	68%
<b>Fracción solar</b>	90%	87%
<b>Excedencias de energía solar</b>	17%	20%
<b>Consumo de diesel anual</b>	1.773 L	4.011 L
<b>Coste de combustible anual<sup>15</sup></b>	1.028 EUR	1.983 EUR
<b>Generador Fotovoltaico</b>		
<b>Tamaño de generador FV</b>	50 kWp	100 kWp
<b>Tecnología de paneles FV</b>	Cristalina	Cristalina
<b>Conversión</b>		
<b>Ondulador de baterías (potencia continua) @ 25°C</b>	21 kW	30 kW
<b>Ondulador de baterías (potencia 30 min) @ 25°C</b>	24 kW	37 kW
<b>Tipo de onda</b>	Sinusoidal	Sinusoidal
<b>Acumulación</b>		
<b>Capacidad nominal de baterías (C48)</b>	252 kWh	520 kWh
<b>Voltaje de trabajo</b>	48 V	48 V
<b>Autonomía de baterías</b>	36 horas	36 horas
<b>Profundidad de descarga máxima</b>	70%	70%
<b>Generador de combustible</b>		
<b>Tipo de combustible</b>	Gasoil	Gasoil
<b>Modo de operación</b>	Respaldo (back-up)	Respaldo (back-up)
<b>Capacidad</b>	20 kW	30 kW
<b>Vida útil</b>	20.000 horas	20.000 horas
<b>Línea de distribución</b>		
<b>Tipo</b>	Baja tensión, monofásica	Baja tensión, monofásica
<b>Longitud total</b>	140 m trifásica 890 m monofásica	440 m trifásica 1810 m monofásica
<b>Número de postes</b>	22	47
<b>Número de abonados (contadores)</b>	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.

<sup>15</sup> Considerando el precio de venta del diesel según decreto más el coste de su transporte.

### 3.5. Recomendaciones adicionales

#### 3.5.1. 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 “igual” 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 16. Modos de operación del contador en función del estado del sistema bajo algoritmo EDA.

Modo	Descripción	Factor	Activación
<b>Normal</b>	EDA y potencia según valores nominales	1	Energía en la planta dentro el rango normal
<b>Bonificación</b>	Precio instantáneo de la energía consumida es inferior al “normal”	0,5	Controlador de carga FV regulando
<b>Restricción</b>	Precio instantáneo de la energía consumida es superior al “normal”	2	Nivel de carga de batería bajo
<b>Limitación de Potencia</b>	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.

#### 3.5.2. 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.

## 4. Siguietes Pasos

### 4.1. PNUD / Gobierno

1. **Revisar y aprobar el Informe Preliminar.** Es necesario que el equipo del PNUD y/o Gobierno revisen el informe para dar su aprobación.
2. **Decidir opción técnica a desarrollar.** En base a los resultados, establecer solución técnica a implementar.
3. **Modelo de Gestión.** Iniciar discusiones relativas al modelo de gestión

### 4.2. TTA

1. **Preparar Informe de Avance.** Una vez se apruebe el Informe Preliminar, TTA trabajara en la preparación del informe de Avance, que contendrá un borrador de:
  - a. Diseño Básico. Contendría planos, mediciones y especificaciones técnicas para la licitación.
  - b. Modelo de Gestión. Propuesta de modelo de gestión alineado con la visión del gobierno y teniendo en cuenta la solución técnica final.
2. **Preparar Informe Final.** Con los comentarios recibidos al Informe de Avance, TTA actualizará el informe y presentará su Informe Final.
3. **Formación.** Misión a guinea Ecuatorial para presentar en detalle el estudio y ofrecer formación al personal local.