



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

Cálculo parametrizado de una instalación fotovoltaica aislada para el abastecimiento de electricidad a poblados de África.

Parametrized calculation of an isolated photovoltaic installation for the supply of electricity to populations in Africa.

Autor/es

Jorge Miguel Aranda Rodríguez

Director/es

Manuel Mur Vidaller  
Ángel Antonio Bayod Rújula

Escuela de Ingeniería y Arquitectura  
2019

# **Cálculo parametrizado de una instalación fotovoltaica aislada para el abastecimiento de electricidad a poblados de África.**

## **Resumen**

El presente proyecto se enmarca dentro del ámbito del abastecimiento de energía eléctrica mediante instalaciones o micro-redes eléctricas sin conexión a la red general de distribución, también llamadas instalaciones Off-Grid o micro-redes aisladas.

Se presenta en primer lugar la situación actual de las poblaciones rurales de los países de África subsahariana. Estas poblaciones acusan una grave escasez de agua potable y energía eléctrica. Se aportan una serie de datos estadísticos y gráficos en los que se justifica el desarrollo de este proyecto para poder lograr el desarrollo socioeconómico de estas poblaciones y se describen los beneficios derivados de la electrificación rural. Se exponen también los objetivos de desarrollo del milenio en los que aparece la situación deseable a corto y medio plazo.

Una vez descrito el estado actual y los objetivos que se pretenden lograr, se presenta de manera esquemática la solución propuesta y se hace una breve introducción de los elementos de los que constarán las instalaciones de generación y abastecimiento de agua. Además, se analizan las necesidades básicas de una persona en cuanto a uso de agua y energía. En este capítulo se distinguen los distintos niveles de acceso a la energía y las consecuencias para la salud que conlleva pertenecer a un nivel o a otro.

Definidas estas necesidades, se desarrolla parte técnica del proyecto. Se comienza describiendo la herramienta creada para el cálculo parametrizado de estas instalaciones que permite, a partir de la información acerca de la población y de las características climatológicas del emplazamiento (variables de entrada “input”), determinar las variables de diseño y seleccionar los distintos equipos de los subsistemas de la instalación (output).

En el diseño de la herramienta, se han propuesto dos alternativas que, según el caso, pueden proporcionar un resultado más ajustado a las necesidades individuales de cada proyecto (AC Coupling y DC Coupling). En ambas opciones se han incluido bases de datos de algunos de los equipos existentes en el mercado de manera que en el cálculo se asegure la compatibilidad eléctrica entre los distintos subsistemas de la instalación y se incluyen datos que permiten visualizar si cada sistema presenta un dimensionado correcto en base a los requerimientos eléctricos.

La herramienta incluye la posibilidad de seleccionar la fuente de suministro de agua que se adecúe a las condiciones geográficas y a las necesidades de cada caso (pozo o desalinización) y calcular el gasto energético que supondrán los equipos de estas instalaciones de suministro. También se ha calculado el volumen que deberá tener el tanque de almacenamiento según el caudal de suministro y las necesidades de consumo

y se hace una propuesta de sus dimensiones de acuerdo a un criterio de optimización de coste.

A continuación, se hace una comparativa económica entre los costes de inversión inicial de la microgrid “centralizada” y la alternativa descentralizada para el rango de habitantes que pretenden cubrir las instalaciones derivadas de este proyecto (20-200).

Continuando con el análisis, se desarrolla la solución técnica de las dos alternativas para una localización arbitraria de África subsahariana y se muestra una tabla resumen con los resultados de los equipos que se requerirían en cada una de ellas

Por último, se muestran las soluciones de tres emplazamientos reales resueltos con la herramienta creada y se simulan con HOMER PRO para buscar la solución óptima teniendo en cuenta los costes de operación de la instalación a lo largo del ciclo de vida del proyecto. En el capítulo final se describen las conclusiones del proyecto.

# **Parametrized calculation of an isolated photovoltaic installation for the supply of electricity to populations in Africa.**

## **Abstract**

This project is related with energy supply through photovoltaic panel installations or electrical micro-grids isolated from the general distribution network, also called off-grid installations or micro-grids.

The current situation of rural populations in sub-Saharan African countries is first presented. These populations show a severe shortage of drinking water and electricity. A series of statistical and graphic data are shown in which the development of this project is justified in order to achieve the socioeconomic development of these populations. The benefits derived from rural electrification and the millennium development goals in which the desirable situation appears in the short and medium term are presented.

When the current state and the objectives to be achieved have been described, the proposed solution is presented schematically and a brief introduction is made of the elements that will include the water generation and supply facilities. In addition, the basic needs of a person in terms of water and energy use are analyzed. This chapter distinguishes the different levels of access to energy and the consequences of belonging to one level or another.

Once these needs are defined, the technical part of the project is developed. It begins by describing the tool created for the parameterized calculation of these facilities that allows, based on information about the population and the climatic characteristics of the site (input variables), determine the design variables and select the different equipment of the installation subsystems (output).

The model includes the possibility of selecting the source of water supply that suits the geographical conditions and the needs of each case (well pumping or desalination) and calculates the energy expenditure that will be the equipment of these supply facilities. The volume that the storage tank should have according to the supply flow and consumption needs has also been calculated and a proposal is made of its dimensions according to a cost optimization criterion.

The next step has been an economic comparison between the initial investment costs of the “centralized” microgrid and the decentralized alternative for the range of inhabitants who intend to cover the facilities derived from this project (20-200).

Following the analysis, the technical solution for an arbitrary location of sub-Saharan Africa is developed and a summary table is shown with the results of both alternatives.

Finally, the solutions of three real locations resolved with the tool created are shown and simulated with HOMER PRO to optimize between different solutions considering the installation's operating costs throughout the life cycle of the project. The final chapter describes the conclusions of the project.

# Índice de Contenido

<b>Memoria .....</b>	<b>5</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>98</b>

# I. MEMORIA

# Índice de Memoria

<b>1) Introducción .....</b>	<b>10</b>
1. Justificación de la propuesta .....	11
2. Objetivos y alcance del proyecto.....	17
3. Antecedentes.....	18
4. Partes del proyecto.....	19
<b>2) Resolución de la problemática y descripción de instalaciones .....</b>	<b>20</b>
1. Instalación de generación .....	20
2. Abastecimiento de agua.....	25
<b>3) Variables que determinan las necesidades de una población .....</b>	<b>31</b>
<b>4) Descripción de la herramienta e inputs que definen el sistema.....</b>	<b>35</b>
1. Irradiación disponible .....	35
2. Previsión de potencia y sistema de agua .....	36
3. Instalación de generación .....	40
i. Sistema fotovoltaico .....	41
ii. Sistema de regulación.....	43
iii. Sistema de acumulación .....	44
iv. Sistema de acondicionamiento de potencia .....	45
v. Grupo electrógeno.....	46
vi. Cableado y protecciones.....	47
<b>5) Análisis de alternativas .....</b>	<b>50</b>
1. Estudio del coste de los equipos de cada alternativa .....	50
2. Ejemplo de aplicación .....	55
i. Alternativa 1: Instalación centralizada (microgrid) de tipología AC Coupling .....	58
ii. Alternativa 2: Instalación DC Coupling para viviendas individuales y microgrid (centralizada) AC Coupling para alumbrado y agua .....	68
3. Tabla resumen de los equipos de las dos alternativas .....	77
4. Optimización mediante simulación HOMER y comparativa de la instalación híbrida respecto a grupo electrógeno .....	77



5. Resumen de resultados.....	86
6) Normativa aplicable .....	90
7) Conclusiones .....	92
8) Futura continuación del proyecto.....	94
9) Bibliografía.....	95

# 1. Introducción

La necesidad de abastecer con electricidad y agua potable a las regiones del mundo con escasez está ligada a la búsqueda de alternativas que permitan obtener dichos recursos sin sobreexplotarlos. Con el uso de las energías renovables, especialmente la solar, y en países donde la radiación es muy alta, esta constituye una posibilidad para el desarrollo y la sostenibilidad de estas áreas.

Las áreas remotas se enfrentan a numerosos retos de infraestructura para el abastecimiento de agua potable y electricidad. La demanda de estos recursos en regiones remotas, especialmente en los países en vías de desarrollo, impide cubrir las necesidades básicas de la población.

Se trata de países con una gran extensión y con una densidad de población baja. La población se encuentra muy dispersa a lo largo del territorio. La población de estos lugares no tiene recursos y tampoco acceso a la red eléctrica.

El marco geográfico que abarca este proyecto es África, principalmente la zona subsahariana y África central. Países como Mauritania, Mali o Senegal en los que no resulta rentable construir una línea eléctrica para el abastecimiento de electricidad a las pequeñas poblaciones.



*Figura 1. Zona geográfica en la que se plantea desarrollar el proyecto*

Se pretende dotar a estos poblados inicialmente de infraestructuras para poder cubrir las necesidades básicas (alumbrado público, agua corriente, electricidad en las casas sin cortes...) y seguir la evolución de estas zonas para posteriormente evaluar ampliaciones y de esta manera cubrir otras necesidades más avanzadas. (agricultura, planta de hielo, ...)

## 1.1 Justificación de la propuesta

En muchas zonas rurales se dan condiciones de escasez de infraestructuras para el abastecimiento de agua y electricidad.

Dado que la infraestructura eléctrica se encuentra centralizada, la extensión de redes de distribución se considera la principal estrategia para electrificar zonas rurales; sin embargo, existen amplios grupos de población que se encuentran muy alejados de estas redes, por lo que es necesario implementar soluciones específicas para estas zonas.

Por otra parte, la baja densidad poblacional que presentan estas zonas aisladas y la alta dispersión poblacional hacen poco atractivo realizar obras de infraestructura eléctrica en estas zonas. Todos estos factores hacen necesario buscar alternativas para asegurar el suministro.

En las siguientes figuras se muestra el porcentaje de población viviendo en zonas rurales según el país.

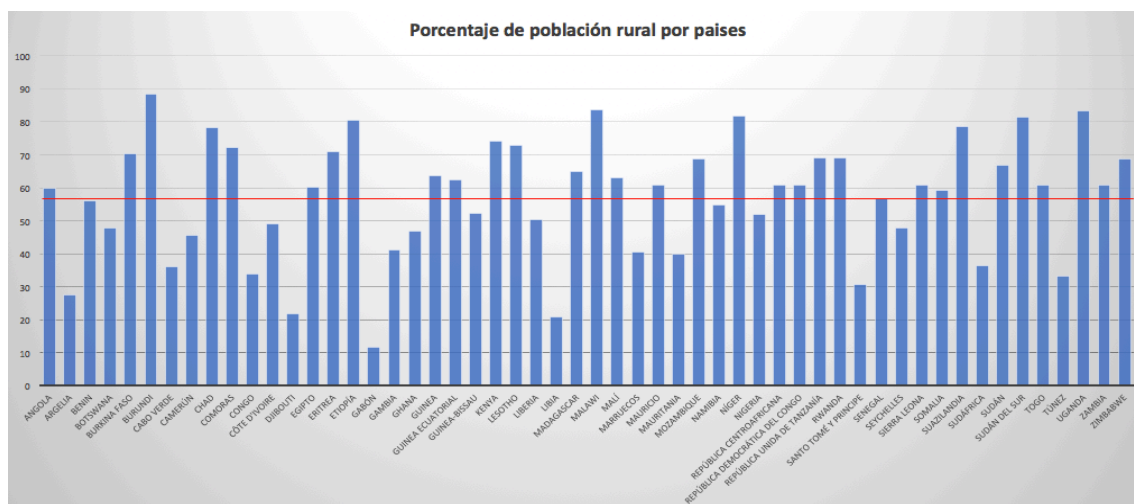


Figura 2. Gráfico del porcentaje de población rural en África por países

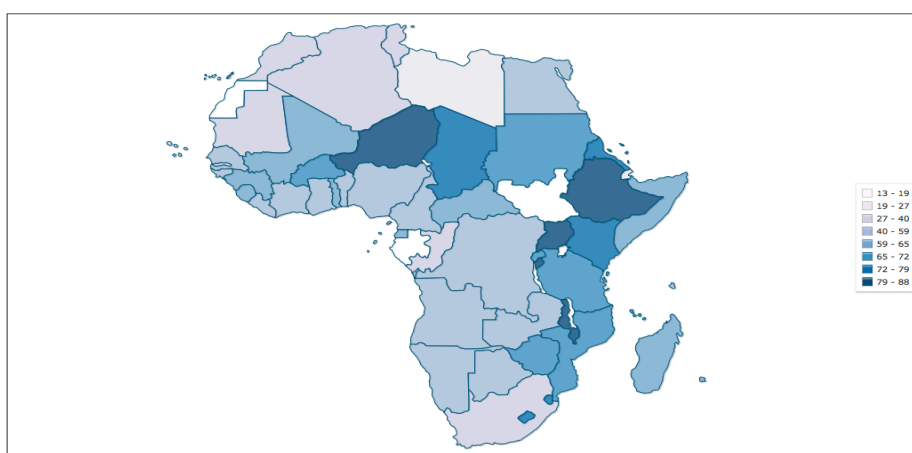


Figura 3. Porcentaje de población en zonas rurales. Fuente: indexmundi.

Según estos datos, la media de población viviendo en zonas rurales en los países de África es del 57,2 %.

La instalación de sistemas centralizados de aprovisionamiento, transporte y distribución de agua y electricidad en estas regiones presenta una situación económicamente desfavorable.

De esta manera, se puede ver en la siguiente figura el porcentaje de población rural con acceso a electricidad. Hay una gran diferencia respecto al resto de continentes (más oscuro en la imagen representa menores porcentajes de población en zonas rurales con acceso a electricidad). De media, el 80% de las personas sin acceso a electricidad vive en zonas rurales.

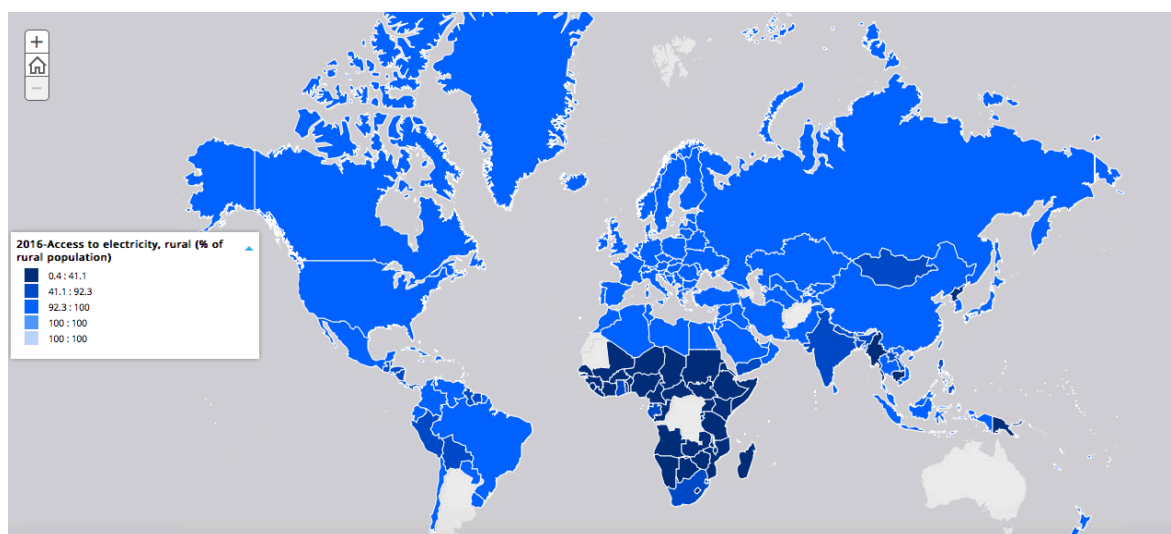


Figura 4. Porcentaje de la población rural con acceso a electricidad. Fuente: Banco Mundial

En la siguiente tabla aparecen los datos del nivel de electrificación por regiones y según sea el ámbito rural y urbano. Es destacable la diferencia entre ambos medios, especialmente en África y el sur de Asia.

	Urbano (%)	Rural (%)	Nacional (%)
<b>Países en vías de desarrollo</b>	85,6	51,1	64,2
<b>Oriente Medio</b>	98,5	76,6	91,1
<b>Asia Este/China</b>	98,5	81,0	86,9
<b>América Latina</b>	98	52,4	86,6
<b>Mundo</b>	91,2	56,9	72,8
<b>Sur Asia</b>	68,2	30,1	40,8
<b>África</b>	63,1	16,9	34,1

Tabla 1: Niveles de Electrificación Rural y Urbana por regiones. Fuente: Karekezi, S., Sihag, A.R., 'Energy Access', Working Group, Global Network on Energy for Sustainable Development, Marzo 2004.

Según la OMS: “La energía es esencial para satisfacer nuestras necesidades más básicas: cocinar, calentar agua, alumbrado y calefacción. Es también un requisito previo para la buena salud, realidad que en gran medida ha sido pasada por alto por la comunidad mundial. La expansión de las soluciones de energía doméstica permitirá superar una barrera importante para cumplir los Objetivos de Desarrollo del Milenio.”

Por otra parte, Oxfam expone que África Subsahariana es la única región del planeta donde la pobreza ha aumentado desde la década de los setenta. Destaca que más 700 millones de personas carecen de lo indispensable para llevar una vida digna y la esperanza media de vida se ha desplomado a los 41 años. De los 30 países con índices de desarrollo más bajos, 28 están en África Subsahariana.

Con este proyecto se pretende impulsar el desarrollo socioeconómico de estas regiones, permitiendo en primera instancia un acceso a la energía necesaria para cubrir las necesidades básicas y posteriormente aumentar la potencia instalada para cubrir necesidades energéticas más avanzadas.

De forma similar a la energía ocurre con el agua. El acceso a agua potable en muchos de los países es limitado. El volumen de agua utilizada supera su disponibilidad.

Actualmente, la escasez de agua asola a más de 80 países y 2000 millones de personas carecen de una fuente de abastecimiento de agua potable. En la siguiente figura se muestran los recursos internos renovables de agua dulce per cápita.

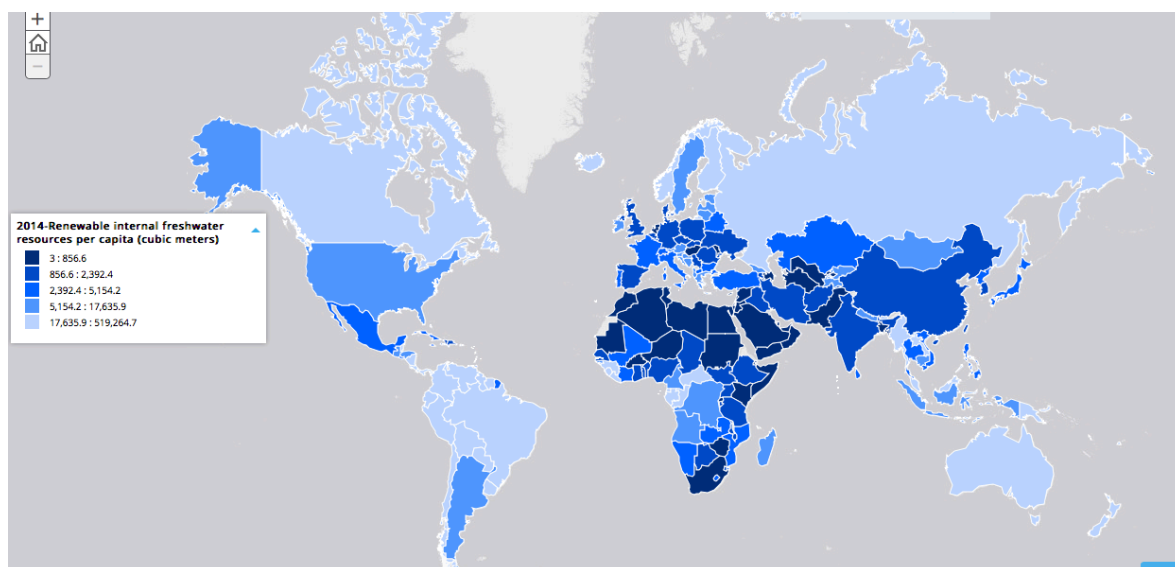


Figura 5. Recursos internos renovables de agua dulce per cápita. Fuente: Banco Mundial

Las poblaciones de muchos países con escasez hídrica tienen acceso a un abundante e inagotable recurso de agua salada.

Una medida que se utiliza para tener un control del agua dulce en el mundo, es el Índice de escasez de Agua “WSI”:

- WSI > 1 las cuencas están sobreexplotadas
- WSI: 0,6 - 1, las cuencas están fuertemente explotadas
- WSI: 0,3 - 0,6, las cuencas están moderadamente explotadas
- WSI < 0,3 poco explotado

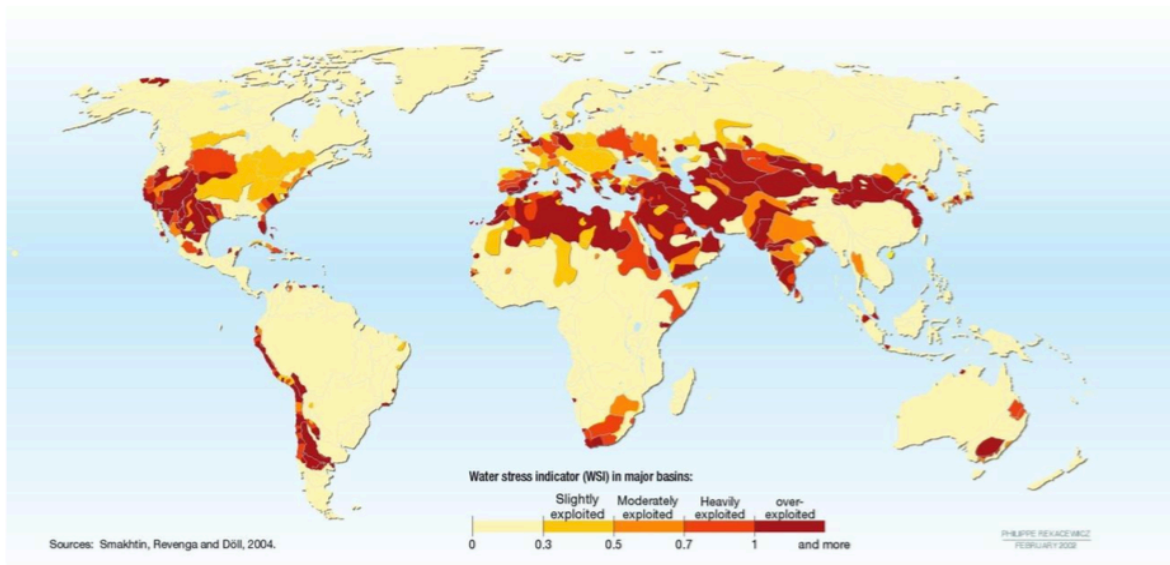


Figura 6. WSI en distintos países. Fuente: Banco Mundial

La desalinización tiene especial relevancia en el contexto de déficit hídrico de regiones áridas y/o costeras, donde las condiciones climáticas son desfavorables, y esta tecnología podría garantizar el suministro. La alta disponibilidad de agua marina y radiación solar constituyen unas condiciones propicias para el desarrollo de sistemas de pequeña o mediana escala autónomos y descentralizados (off-grid) lo que constituye una situación favorable para la implantación de estas plantas en muchas poblaciones de África.

Además, en África hay muchas zonas de interior donde existen pozos subterráneos que se han ido salinizando a lo largo de los años lo cual sería propicio para las zonas de interior.

### **Beneficios derivados de la electrificación en zonas rurales**

El acceso a los servicios de energía tiene múltiples impactos en la calidad de vida de las personas. Es un requisito si se pretende erradicar con éxito la pobreza extrema y lograr el desarrollo económico.

Estudios elaborados por el Banco Mundial muestran la correlación existente entre pobreza y el acceso a medios modernos de energía. Países con sectores de población que viven con un ingreso menor a 2 dólares al día suelen tener bajos niveles de electrificación y altos niveles de uso de biomasa tradicional. Diversos estudios han evidenciado que el menor consumo de energía proveniente de fuentes modernas se asocia a países con bajo nivel de Índice de Desarrollo Humano (World Bank 2010, UNDP 2010).

#### Beneficios en la salud.

- Mejora de las instalaciones sanitarias
- Mejora de la calidad del aire en los hogares
- Mejoras en la nutrición al poder refrigerar los alimentos.

El acceso a energéticos modernos como la electricidad contribuye asimismo a la seguridad de las personas al posibilitar el alumbrado público.

### Beneficios en la educación

- Mejoras en la calidad de las instalaciones escolares.
- Aumento del tiempo para el estudio (iluminación en escuela y hogares).

La disponibilidad de energía eléctrica en las escuelas y viviendas contribuye a la formación y a reducir el índice de deserción escolar. De igual forma, el acceso y empleo de las TICs tampoco sería posible sin la disponibilidad de energía eléctrica.

### Acceso al suministro de agua potable

Como se verá en los próximos capítulos, el suministro eléctrico es muy interesante para el bombeo, depuración y potabilización del agua

### Beneficios Productivos

El suministro eléctrico favorece los negocios de pequeñas empresas o familiares. La principal ventaja es que permite el uso de maquinaria o equipamiento que requiera de energía eléctrica, y, en segundo lugar, aumenta considerablemente las horas de trabajo, y por tanto la productividad.

### Comunicación

La electricidad permite instalar equipos de telecomunicaciones y acceso a Internet facilitando la comunicación con otras comunidades.

### Beneficios medio ambientales

La idea del proyecto es hacer uso de las energías renovables. Con esto, se pretende sustituir otras formas de producción de energía por unas más limpias con la consecuente reducción de emisión de CO2 y por tanto de impacto en el medio ambiente.

Se expone en el siguiente cuadro, la relación existente entre el abastecimiento energético y algunos de los problemas que forman parte de los objetivos del milenio.

ODM	Relación con la energía
<b>1. Erradicar la pobreza extrema y el hambre</b>	La disponibilidad de combustibles modernos y energía eléctrica tiende a mejorar los ingresos de las familias en la medida en que mejora su productividad mediante la creación de más valor agregado, mayor ahorro de tiempo y mejores resultados económicos. En el ámbito rural, el empleo de energía para irrigación aumenta la producción de alimentos y mejora la nutrición
<b>2. Lograr la enseñanza primaria universal</b>	El acceso a la electricidad y a los combustibles modernos libera tiempo para dedicar a tareas educativas, mejora las condiciones para el estudio –iluminación, calefacción, etc.– y proporciona mejores medios materiales para facilitar la enseñanza y el aprendizaje
<b>3. Promover la igualdad entre los géneros y la</b>	Las formas modernas de energía, especialmente la eléctrica, liberan tiempo a las mujeres. Les permiten educarse para la salud, para mejorar su progreso personal e incorporarse a otras actividades productivas en las mismas condiciones que los varones.

<b>autonomía de la mujer</b>	
<b>4. Reducir la mortalidad infantil.</b> <b>5. Mejorar la salud materna.</b> <b>6. Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades.</b>	La electricidad proporciona la posibilidad de contar con la atención y las prácticas hospitalarias adecuadas y, también, de tener y conservar las vacunas y medicamentos en condiciones apropiadas. En el ámbito de la prevención sanitaria, la energía es crítica para poder disponer de agua potable, de calor para calentarla y de combustibles más limpios que permitan una mejor calidad del aire en las viviendas
<b>7. Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente.</b>	El acceso a la energía moderna permite el empleo de combustibles limpios, el uso de energías renovables y el incremento de la eficiencia energética. Aumentan, por lo tanto, las posibilidades de mitigar impactos medioambientales en los ámbitos local, regional y global.
<b>8. Fomentar asociaciones y acuerdos para el desarrollo.</b>	Es preciso lograr una asociación eficaz entre los gobiernos, las entidades públicas, las agencias de desarrollo, la sociedad civil y el sector privado. Además, las cuestiones de energía y cambio climático requieren un tratamiento global, no solo local.

Tabla 2. Relación entre el abastecimiento energético y algunos de los objetivos del milenio. Fuente: <https://www.encyclopedie-energie.org/el-acceso-a-la-energia/>

Finalmente, resaltar que los índices de consumo eléctrico representan uno de los elementos más relevantes del desarrollo industrial de un país, siendo significativo su paralelismo con los índices de crecimiento del PIB. Pero también es una señal del desarrollo social de un país. El grado de consumo eléctrico per cápita y, sobre todo, el nivel de electrificación de un país son señales claras del nivel de bienestar.

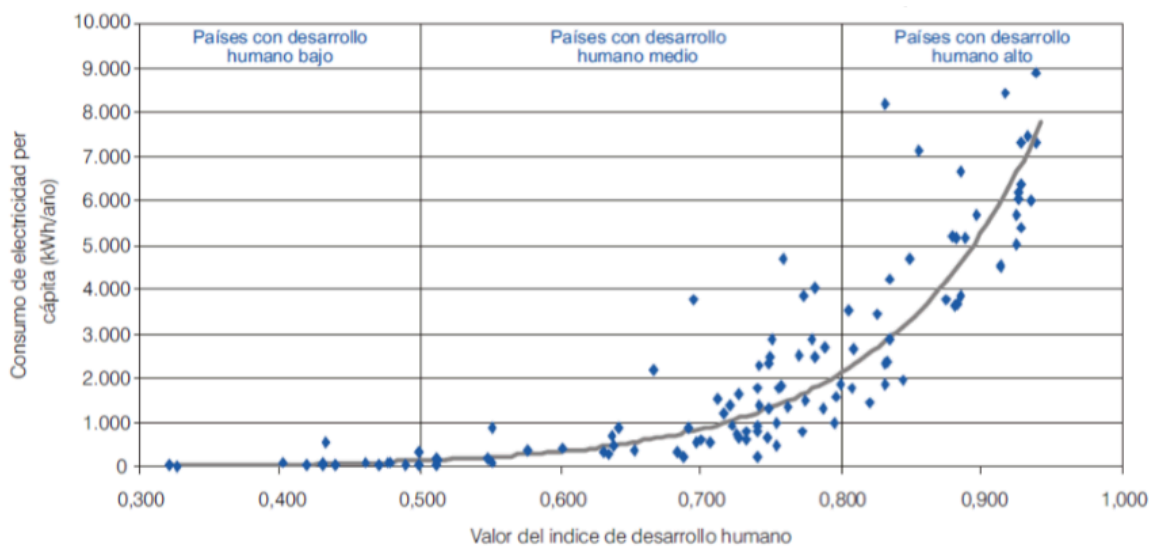


Figura 7. Relación existente entre el IDH y el consumo eléctrico por habitante en el mundo



## 1.2 Objetivos y alcance del proyecto

El principal objetivo del proyecto es la contribución de manera significativa y sostenible al desarrollo socioeconómico de los poblados de África central y subsahariana. Se trata de un proyecto de desarrollo integrado para los poblados donde la gente vive de las actividades ganaderas y pesqueras con limitaciones de agua potable, electricidad y conservación de alimentos.

Se pretende dotar a cada poblado de:

- Agua corriente para cubrir necesidades básicas
- Electricidad para viviendas, instalaciones básicas (hospitales) y alumbrado público

En este proyecto se tratan el dimensionado de la planta energética para el abastecimiento de electricidad a los poblados y de las instalaciones que sean necesarias para el abastecimiento de agua (desalinizadora, pozo, potabilizadora, ...) dependiendo del entorno.

En lo referente a la potencia eléctrica requerida para el abastecimiento de agua ya sea mediante bombeo a partir de un pozo o mediante desalación, se estimará el caudal necesario a partir del número de habitantes de cada poblado. Como se comentó anteriormente, el nivel de servicio inicial será acceso básico, una vez garantizado, se estudiará una posible ampliación.

El alcance del proyecto ha sido reducido para limitar su extensión. Muchos puntos que quedan fuera del alcance son imprescindibles por requerimientos técnicos, o por exigencia de la administración según la normativa vigente para el diseño, construcción y puesta en marcha de la instalación.

Quedan fuera del alcance del proyecto:

- Estudios geológicos, geotécnicos y geofísicos necesarios para tener conocimiento de los terrenos a ocupar, profundidad de agua...
- Estudio climatológico
- Estudio de viabilidad económica de la instalación.
- Análisis de seguridad y Plan de prevención de riesgos
- Estudio de impacto ambiental
- Cálculo de líneas de transmisión, circuitos eléctricos y subestaciones.
- Cálculo de la red de distribución de agua (tuberías, válvulas...)
- Calculo de los equipos de la instalación de desalinización (bombas, membranas, tanque...)
- Obra civil

## 1.3 Antecedentes

Tras varios años dedicándose a la realización de proyectos de variada tipología, ArtisGP ve la oportunidad de mercado de llevar a cabo la electrificación de zonas rurales en África subsahariana, donde han trabajado últimamente.

En los distintos viajes realizados se han encontrado con situaciones como las que aparecen en las siguientes imágenes:



*Figura 8. Situación actual de la población rural de África subsahariana*

Se ha estudiado la posibilidad de presentar al Banco Mundial los proyectos que surjan a partir de los estudios básicos realizados con la herramienta creada en busca de financiación, ya que cumplen con los requisitos exigidos que permitirían a estas poblaciones mejorar su desarrollo y poder lograr los objetivos del milenio (ODM).

De esta oportunidad surge este proyecto, que consiste en la creación de una herramienta que les permita dimensionar instalaciones Off Grid, dada la variabilidad de condiciones presentes en estas poblaciones.

En un primer planteamiento, surgió la posibilidad de que la instalación fuera eólica. Finalmente, tras una comparativa técnica y económica (costes de inversión y de mantenimiento), se decidió que la mejor solución era una instalación fotovoltaica.

## 1.4 Partes del proyecto

El proyecto constará de las siguientes partes:

- Resolución de la problemática y descripción general de las instalaciones
- Determinación de las variables que definen las necesidades de una población
- Descripción de la herramienta y variables de entrada que definen el sistema
- Análisis económico de alternativas en función del número de habitantes y ejemplo de aplicación para cada una de ellas
- Resolución de tres casos reales con la herramienta y análisis por simulación con HOMER PRO para comparación y optimización de la solución.
- Conclusiones

## 2. Resolución de la problemática y descripción de instalaciones

Con este proyecto se pretende impulsar el desarrollo socioeconómico de estas regiones, permitiendo en primera instancia un acceso a la energía necesaria para cubrir las necesidades básicas y posteriormente aumentar la potencia instalada para cubrir necesidades energéticas más avanzadas.

El proyecto se compone de dos subpartes:

- Subparte 1: incluye todos los elementos referentes a generación de energía como los paneles fotovoltaicos, generadores diésel, inversores, baterías y todas las obras eléctricas y civiles necesarias para completar el sistema híbrido.
- Subparte 2: se refiere a las unidades de desalinización y/o potabilización cuando sean necesarias, o al abastecimiento mediante bombeo a través de pozos.

### 2.1. Instalación de generación

A continuación, se presentan las posibles soluciones aplicables en función de la tecnología utilizada:

- **Extensión de red.** Consiste en la conexión a la red de distribución nacional.
- **Micro redes conectadas a la red.** redes de electrificación alimentadas por pequeñas centrales o generadores de energía renovable que se conectan a la red para verter su producción excedente.
- **Soluciones autónomas “Off Grid”:**
  - **Micro redes aisladas.** redes aisladas para el suministro de energía a pequeñas comunidades aisladas, alimentadas por pequeñas centrales o generadores de energía renovable, no conectadas a la red.
  - **Suministros individuales “Off Grid”.** Suministro individual a los hogares o instalaciones comunitarias mediante paneles fotovoltaicos.

Como se comenta en el apartado “Introducción” de este proyecto, las opciones de conexión a la red no son posibles, de hecho, este proyecto se centra precisamente en aquellos casos en los que, derivados de la situación actual, no es posible el acceso a electricidad a través de la red de distribución nacional. Por lo tanto, sólo entran en el alcance del proyecto las soluciones autónomas “Off Grid”.

Se han barajado dos alternativas dentro de las energías renovables para la generación de energía. En la siguiente tabla aparece la comparativa entre ambas alternativas:

	Eólica	Fotovoltaica
Instalación	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instaladores profesionales.</li> <li>- Maquinaria grande para ponerlas en marcha.</li> <li>- Costo adicional en su instalación.</li> <li>- Estudios de ingeniería y permisos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pueden instalarse prácticamente en cualquier superficie.</li> <li>- No requieren permisos especiales ni maquinaria para su instalación.</li> </ul>
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento costoso, numerosas partes y personal especializado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No requieren mantenimiento, limpieza periódica</li> </ul>
Generación de energía	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesitan menor superficie para producir la misma cantidad de energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesaria gran superficie para grandes requerimientos de energía.</li> <li>- Solo generan energía durante el día</li> </ul>
Coste	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Más caro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Más barato.</li> </ul>
Impacto ambiental	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Riesgo para las aves</li> </ul>	
Pros	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Producen electricidad día y noche.</li> <li>- Usan menos espacio para su base.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El sistema puede crecer fácilmente agregando paneles</li> <li>- Requieren menor monitorización y cableado para su instalación</li> </ul>
Contras	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Generan ruido.</li> <li>- Son golpeados por relámpagos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requieren de más metros cuadrados para su instalación.</li> </ul>

Tabla 3. Comparación de la energía eólica con la fotovoltaica

Teniendo en cuenta los condicionantes climáticos, ambientales y el emplazamiento en el que se instalarán los equipos, y tras evaluar ambas, se ha optado por la energía fotovoltaica

Más específicamente, la planta fotovoltaica será Off-Grid y contará con los siguientes elementos:

- Paneles fotovoltaicos
- Grupo diésel de apoyo

- Baterías de almacenamiento
- Reguladores de Carga, si se trata de una instalación DC Coupling
- Inversores e inversores-cargadores
- Sistema de control y comunicación remota para poder dar servicio a distancia
- Cableado y protecciones

Existen dos opciones cuya tecnología se encuentra actualmente desarrollada para definir el funcionamiento del sistema:

### 1) Fotovoltaica aislada DC-Coupling. Sistema clásico

El campo FV genera electricidad en DC. Esta electricidad se almacena mediante un regulador de carga en una batería. El inversor toma corriente de la batería y la transforma en AC para alimentar las cargas.

Si no hay suficiente energía en la baterías el inversor/cargador activa una fuente complementaria (grupo electrógeno) para que alimente el suministro y cargue las baterías.

Si en lugar de consumos en corriente alterna (convencional) tenemos consumo en corriente continua (como por ejemplo un paso a nivel) se alimentará ese consumo desde el regulador de carga o desde un convertidor DC/DC.

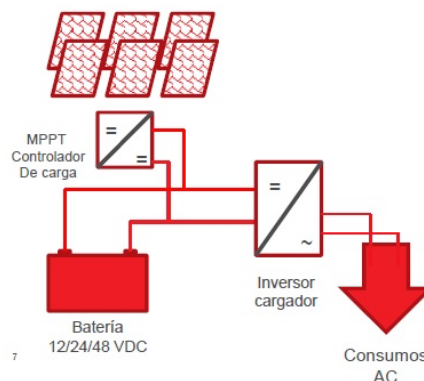


Figura 9. Esquema de una instalación Off-Grid DC Coupling. Fuente [22]

### 2) Tipo 2: Fotovoltaica aislada AC-Coupling.

El campo FV genera electricidad y se conecta directamente a unos inversores red que alimentan las baterías y las cargas.

Si hay exceso de producción, se cargan las baterías mediante el inversor/cargador

Si no hay producción fotovoltaica, el inversor/cargador obtiene energía de las baterías y alimenta las cargas.

En caso de tener las baterías descargadas y no haber producción fotovoltaica, se activará el grupo electrógeno para alimentar las cargas y cargar las baterías.

Actualmente existen inversores/cargador híbridos que unifican el inversor de red y el inversor/cargador y abaratan el sistema.

Este sistema cuida las baterías y mejora el rendimiento de la instalación, por lo que generalmente se optará por esta configuración.

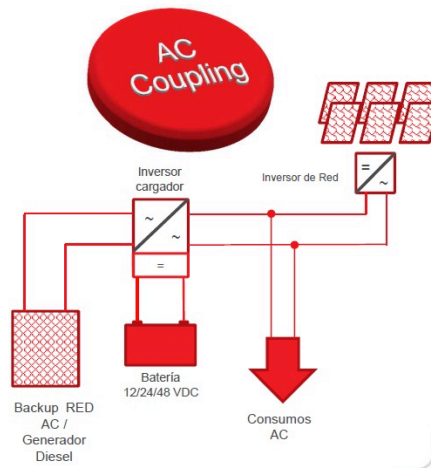


Figura 10. Esquema de una instalación Off-Grid AC Coupling. Fuente [22]

Los sistemas de producción de energía considerados para las microgrids son el parque fotovoltaico, el grupo electrógeno (diésel) y el sistema de acumulación (baterías).

En la siguiente figura se muestra la transmisión de energía desde el parque fotovoltaico hasta las cargas (configuración AC coupling). Se pretende alimentar a todas las cargas del poblado (alumbrado público, bombeo de agua o desalinización, viviendas...) desde el mismo parque fotovoltaico (instalación centralizada). En general, la distancia desde la instalación generadora hasta el poblado será de entre 1 y 2 km por lo que el transporte de energía se realizará a media tensión (5-12kV) para reducir las pérdidas.

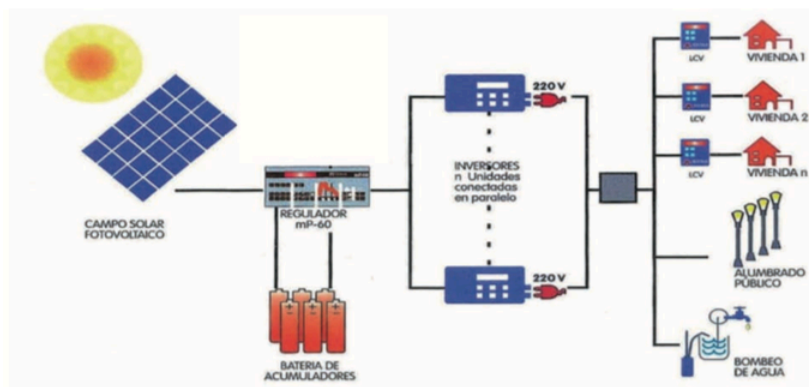


Figura 11. Proceso de alimentación a Cargas desde el parque FV. Fuente: Google Imágenes

Una descripción más detallada de los equipos, funcionamiento y variables de interés de los mismos aparece en el Anexo 1 “Descripción de los elementos de la instalación de generación”.

Se espera que el parque fotovoltaico cubra la mayor parte de la demanda. De suplir las posibles carencias de energía debidas a las fluctuaciones inherentes en fuentes renovables como la energía solar, se encargará el sistema de acumulación.

Cuando haya exceso de producción de energía en el parque fotovoltaico, ese exceso de energía se utilizará para recargar las baterías. De este modo, cuando no haya suficiente radiación solar ( $\text{Demanda} > \text{Producción}$ ) las baterías alimentarán las cargas. No está previsto que los paneles lleven un sistema de seguimiento solar ya que incrementaría el coste y acarrearía un mayor mantenimiento.

Se requerirá un sistema que permita obtener información (meteorológica) del entorno. Una posible solución sería la instalación de una pequeña estación meteorológica. Se deberán obtener como mínimo las siguientes variables:

- Radiación Solar
- Contador de HSP
- Temperatura ambiente
- Temperatura del panel

El sistema de control deberá conocer la potencia demandada por las cargas para que, teniendo en cuenta los datos de radiación y consumo del momento, pueda alimentar a los receptores para aprovechar la energía generada por los módulos solares. Las funcionalidades que debería tener el sistema de control son las siguientes:

- Sistema de gestión de la energía
- Sistema de gestión de la demanda
- Diagnóstico de la instalación

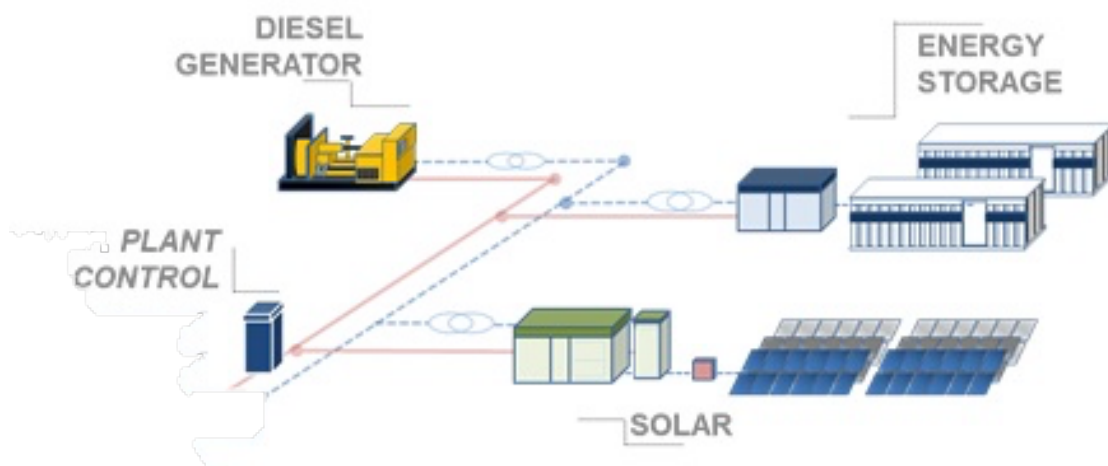


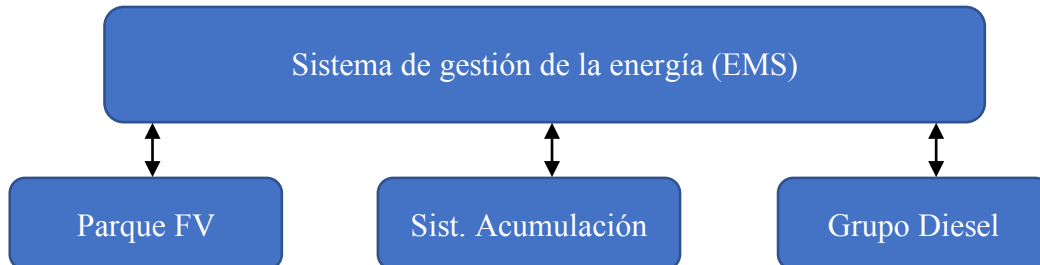
Figura 12. Unidades de producción de energía y sistema de control. Fuente: Greenpower

El sistema de gestión de la energía (EMS) permitirá la optimización global de generación de energía a través de un algoritmo.



Cada planta estará equipada con una antena de satélite para conectar el sistema SCADA y pueda ser controlada desde otra ciudad.

El sistema de control detectará el mal funcionamiento de los equipos y podrá emitir alarmas y tomar decisiones dependiendo del tipo de fallo.



El objetivo es reducir al mínimo la cantidad de energía que produce el generador diésel. Se espera que este último elemento solo actúe en caso de emergencia. [21]

## 2.2. Abastecimiento de agua

El sistema mediante el cual se podrá realizar el abastecimiento de agua potable a estas poblaciones dependerá fuertemente del entorno geográfico en el que se encuentren. Podemos distinguir distintas posibilidades:

- Potabilización
- Perforación de pozos y bombeo (fotovoltaico) + potabilización (si fuera necesaria)
- Desalinización

Si el poblado se encuentra cercano a una gran masa de agua (río, lago, etc...) el agua se extraerá de esta fuente natural. Se realizará un análisis físico-químico para comprobar si se requiere un tratamiento de potabilización y/o desalinización. Este tratamiento dependerá completamente de la calidad del agua bruta.

Se ha considerado para el consumo energético del proceso de potabilización será filtración (filtros de lecho pulsado) y desinfección con cloro y UV. El consumo energético de este proceso se estima en  $0,18 \text{ kWh/m}^3$ .

No entra dentro del alcance del proyecto el diseño de los elementos del sistema de potabilización. No obstante, se incluye el esquema de una instalación de potabilización típica en zonas rurales.

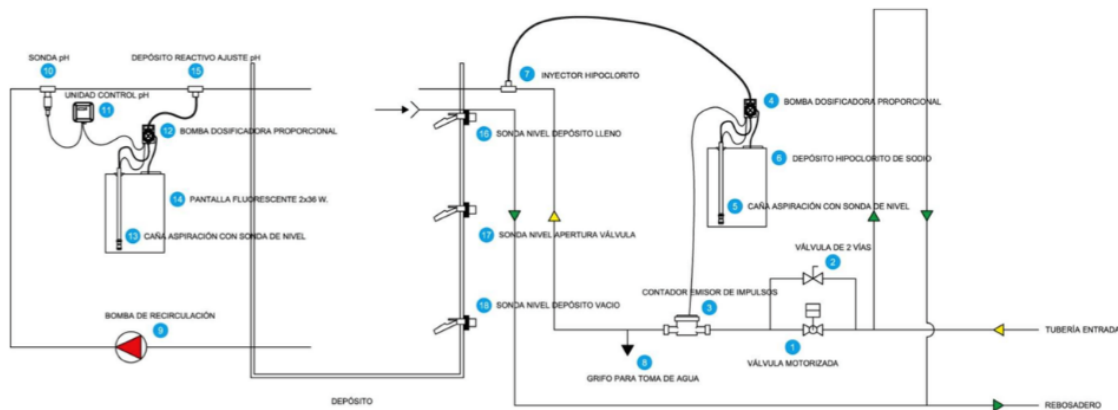


Figura.13. Esquema potabilización en zonas rurales. Fuente: <http://www.conama11.vsf.es/>

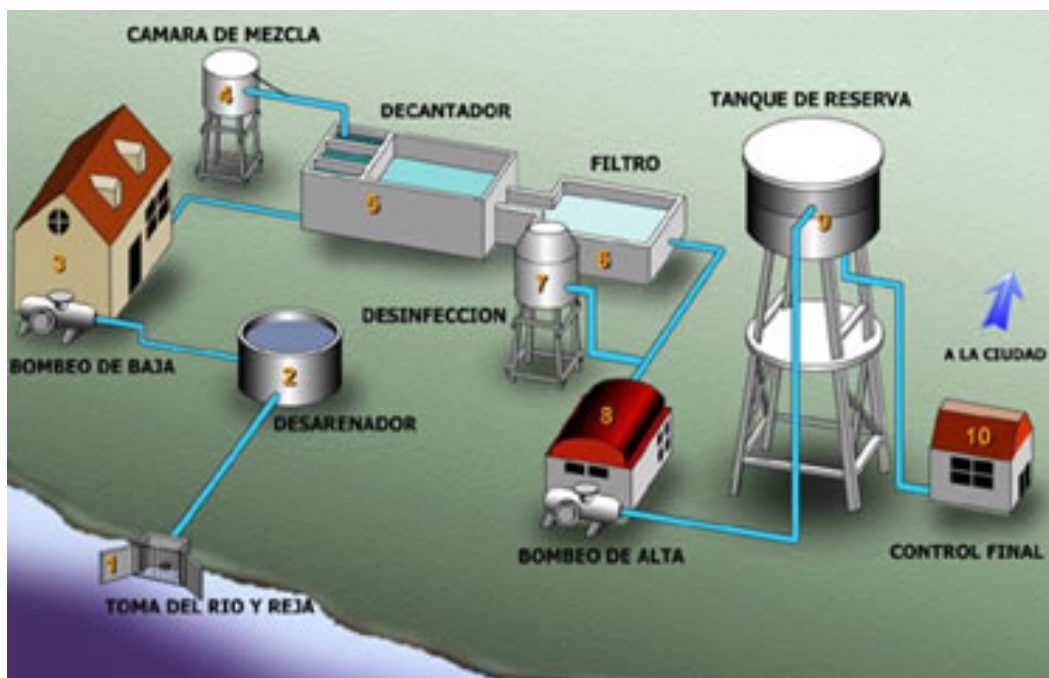


Figura.14. Proceso potabilización desde río. Fuente: <http://www.entereguladorsalta.gov.ar>

En los casos en los que el poblado esté localizado en una zona de interior y no haya grandes masas de agua cercanas, se recurrirá a la perforación de pozos. Para ello será necesario un estudio geológico previo para conocer la profundidad a la que se encuentra el agua (altura de bombeo).

Se instalará un depósito, para abastecer a la población en horario nocturno ya que no se prevé que la instalación de bombeo funcione por la noche ya que esto afectaría al dimensionamiento del sistema de acumulación. El caudal diario a bombear y las dimensiones del tanque (depósito) vienen determinados por la población, se recomienda almacenar agua para tres días de almacenamiento. En el siguiente capítulo vienen descritas las variables que definen las necesidades básicas de la población en lo referente a consumo de agua.

Sistema de bombeo por energía solar fotovoltaica

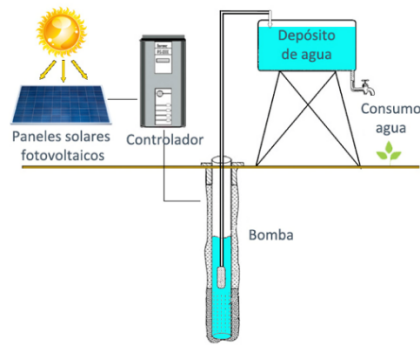


Figura 15. Bombeo desde instalación fotovoltaica. Fuente: <https://bester.energy>

Por último, en el caso en el que el poblado esté localizado en una zona costera o a pocos kilómetros de la misma y no haya otra opción, la desalinización cobra especial relevancia. La alta disponibilidad de agua marina y radiación solar constituyen unas condiciones propicias para el desarrollo de sistemas de pequeña o mediana escala autónomos y descentralizados (Off-Grid) lo que constituye una situación favorable para la implantación de estas plantas en muchas poblaciones de África.

Las características del agua que se va a tratar mediante desalación determinan en buena parte el proceso más adecuado a utilizar. Estas características se refieren al contenido de sal principalmente, pero abarcan más componentes como la presencia de sólidos (orgánicos o inorgánicos) en suspensión, temperatura, conductividad eléctrica o salinidad, la dureza, el pH y el dióxido de carbono libre.

Según la International Desalination Association, el agua se puede clasificar en uno de los siguientes tipos de acuerdo a la concentración de sal que presenten:

Agua pura	SD < 500 mg/L
Agua de río o baja concentración	500 mg/L < SD < 3000 mg/L
Agua salobre	3000 mg/L < SD < 20.000 mg/L
Agua marina	20.000 mg/L < SD < 50.000 mg/L
Salmuera	SD > 50.000 mg/L

Figura 16. Clasificación de aguas según su concentración en sal

Se requerirá un análisis físico-químico del agua como el que aparece en la siguiente tabla para determinar el proceso.

Parámetro	Intervalos de Referencia
Temperatura, °C	15 – 35
Ph	7,9 - 8,1
Sales disueltas, mg/L	30.000 - 45.000
Conductividad (a 20°C)	44.000 - 58.000
Bicarbonatos, mg/L	120 – 170
Sulfatos, mg/L	2.425 - 3.000
Cloruros, mg/L	17.500 - 21.000
Bromuros, mg/L	59 – 120
Nitratos, mg/L	0,001 - 4,0
Fluoruros, mg/L	1
Boro, mg/L	4,0 - 6,0
Amonio, mg/L	0,005 - 0,05
Sodio, mg/L	9.600 - 11.700
Potasio, mg/L	350 – 500
Calcio, mg/L	375 – 525
Magnesio, mg/L	1.025 - 1.400
Estroncio, mg/L	12,0 - 14,0
Sílice (SiO <sub>2</sub> ), mg/L	0,01 - 7,4
Carbono orgánico total, mg/L	1,2 - 3,0
Nitrógeno orgánico, mg/L	0,005 - 0,03

Figura 17. Análisis físico-químico de una muestra de agua.

Generalmente, será necesario aplicar una serie de pretratamientos para acondicionar el agua de mar a las condiciones del proceso de desalación

- Incrustaciones
- Desgasificación y descarbonatación
- Materia en suspensión
- Corrosión

La técnica utilizada para la desalinización será la osmosis inversa (RO) ya que es el método más sencillo para desalar y en el que se obtiene un mayor rendimiento energético. Las soluciones menos concentradas se desplazan, por diferencia de energía potencial, hacia las más concentradas, a través de una membrana semipermeable, con la necesidad de aplicar una fuerza externa para lograr la separación del agua y la sal.

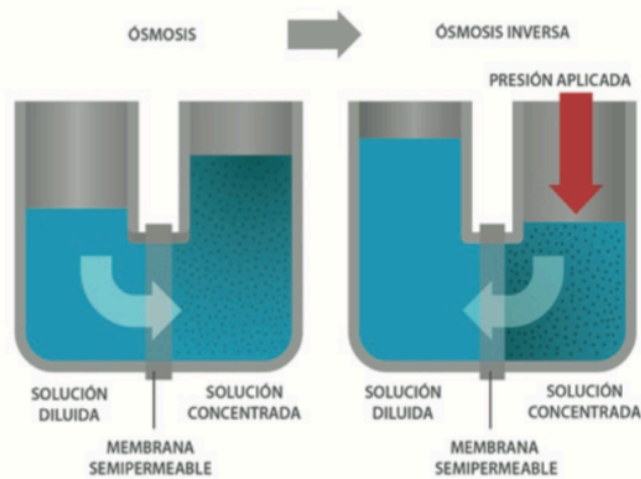


Figura 18. Osmosis Inversa

Consta de un sistema de captación de agua de mar, seguido de un sistema de pretratamiento físico y químico, consistente en filtros de arena y filtros de carbón activado (físico); dosificación (química) para regular el pH del agua de alimentación, y adición de anticrustantes para evitar depósitos de sal en las membranas; así como bastidores de membranas de ósmosis inversa para eliminar las sales. Desalinizada el agua, se conecta un tren de postratamiento para desinfectar el agua, usando de manera individual y de acuerdo con el uso final del agua producto, lámparas UV, cloración y ozonación, lo que permite asegurar la calidad del agua en líneas de distribución y almacenamiento.

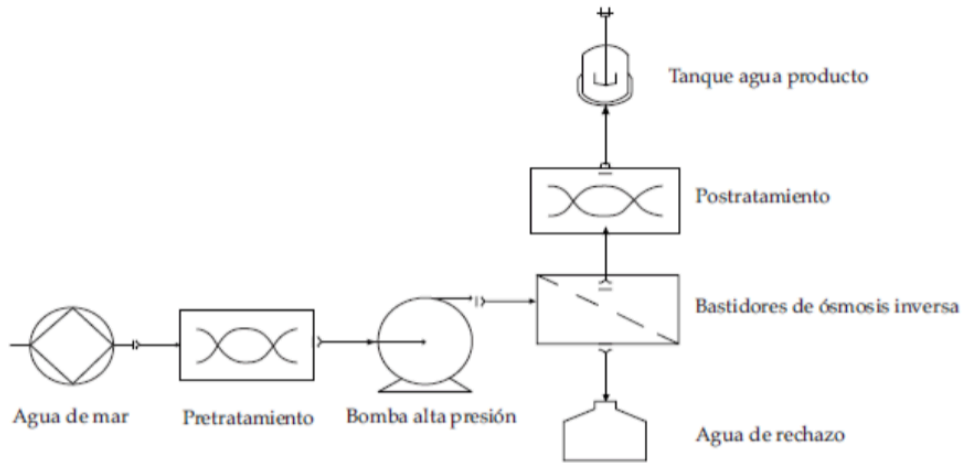


Figura 19. Esquema de Osmosis Inversa



Figura 20. Vista modelo planta desalinizadora

***Acoplamiento de la energía solar renovable con procesos de desalinización y extracción de pozos (bombeo mediante energía fotovoltaica)***

El bombeo de agua es una aplicación bastante extendida de la energía fotovoltaica. Actualmente hay miles de sistemas en operación en granjas ganaderas y agrícolas alrededor del mundo. Son sistemas fiables, requieren de poco mantenimiento y no usan combustible. Son económicamente competitivos pudiendo satisfacer un amplio rango de necesidades que van desde los 1000 litros diarios para consumo humano hasta 50000 litros diarios para irrigación de parcelas. Además, son modulares, con lo cual pueden optimizarse para las características específicas de cada proyecto. Su bajo coste de operación y mantenimiento hace que los sistemas fotovoltaicos de bombeo sean, en ocasiones, la opción más certera pese a su alto costo inicial.

La desalinización también es una buena aplicación para este tipo de energías ya que permite reducir una de sus debilidades que es la variabilidad (oscilaciones en la radiación o en el viento) mediante la producción y acumulación de agua desalada obtenida cuando las condiciones de sol y viento son adecuadas, favoreciendo de esta forma la implantación de plantas aisladas.

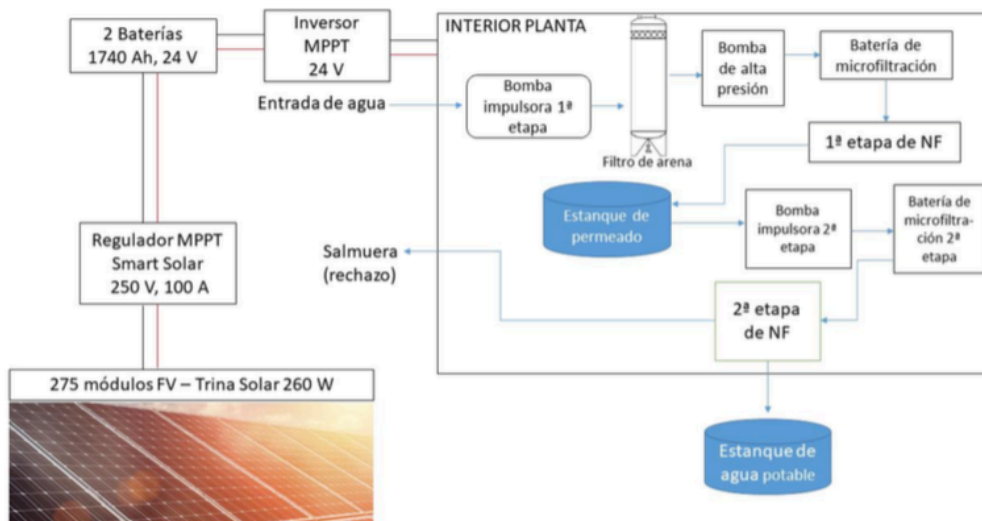


Figura 21. Esquema solución particular de integración entre la planta fotovoltaica y desalinizadora

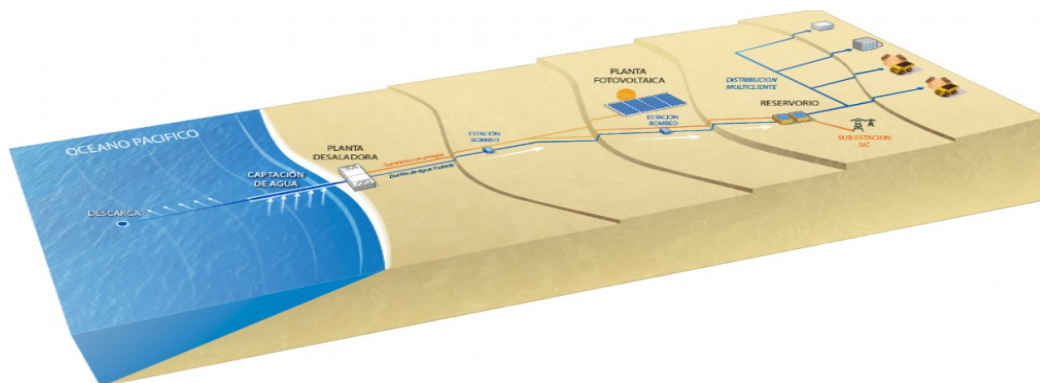


Figura 22. Modelo del Acoplamiento planta desalinizadora alimentada por parque fotovoltaico

### 3. Variables que definen las necesidades de una población

Cuando no se cuenta con la disponibilidad de servicios de energía para satisfacer las necesidades humanas básicas de forma fiable y a precios asequibles, las personas o las comunidades se encuentran en lo que se conoce como “pobreza energética”.

La Organización de las Naciones Unidas define el acceso universal a la energía como: “la disponibilidad física de medios modernos de energía para satisfacer las necesidades humanas básicas, a costos asequibles y que incluyan la electricidad y equipos mejorados como las estufas para cocinar. Estos servicios energéticos deben ser fiables, sustentables y, de ser posible, producto de la energía renovable u otras fuentes energéticas con bajo nivel de emisiones de carbono”.

El acceso a la energía comprende servicios que se pueden clasificar en tres niveles: necesidades básicas humanas, usos productivos y necesidades de una sociedad moderna.

#### Niveles de acceso a la energía

Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
<b>Necesidades humanas básicas</b>	<b>Usos productivos</b>	<b>Necesidades de una sociedad moderna</b>
<p>Electricidad para iluminación, salud, educación, comunicación y servicios comunitarios. (50-100 kWh por persona y año).</p> <p>Tecnologías y combustibles modernos para calefacción y cocinado. (50-100 kgoe de combustibles modernos o cocinas de biomasa eficiente por persona y año).</p>	<p>Electricidad, combustibles modernos y otros servicios de energía para mejorar la productividad.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Agricultura: bombeo de agua para irrigación, fertilización...</li> <li>– Comercio: procesado agrícola, industrias domesticas o locales.</li> <li>– Transporte: Combustible.</li> </ul>	<p>Servicios de energía para muchas aplicaciones (Educativos, recreacionales, suntuarios) (Uso de electricidad alrededor de 2000 kWh por persona y año).</p>

Tabla 4. Niveles de acceso a la energía. Fuente: Panorama energético de los pobres 2010, Practical Action, 2010.

\*Kgoe: kilogramo equivalente de petróleo

La demanda de energía en estas zonas está dirigida principalmente a iluminación y cocción de alimentos (la biomasa tradicional es el principal combustible empleado).

No existe un consenso sobre el umbral mínimo básico de consumo de energía. La media de consumo eléctrico residencial presenta una gran variación en función del país.

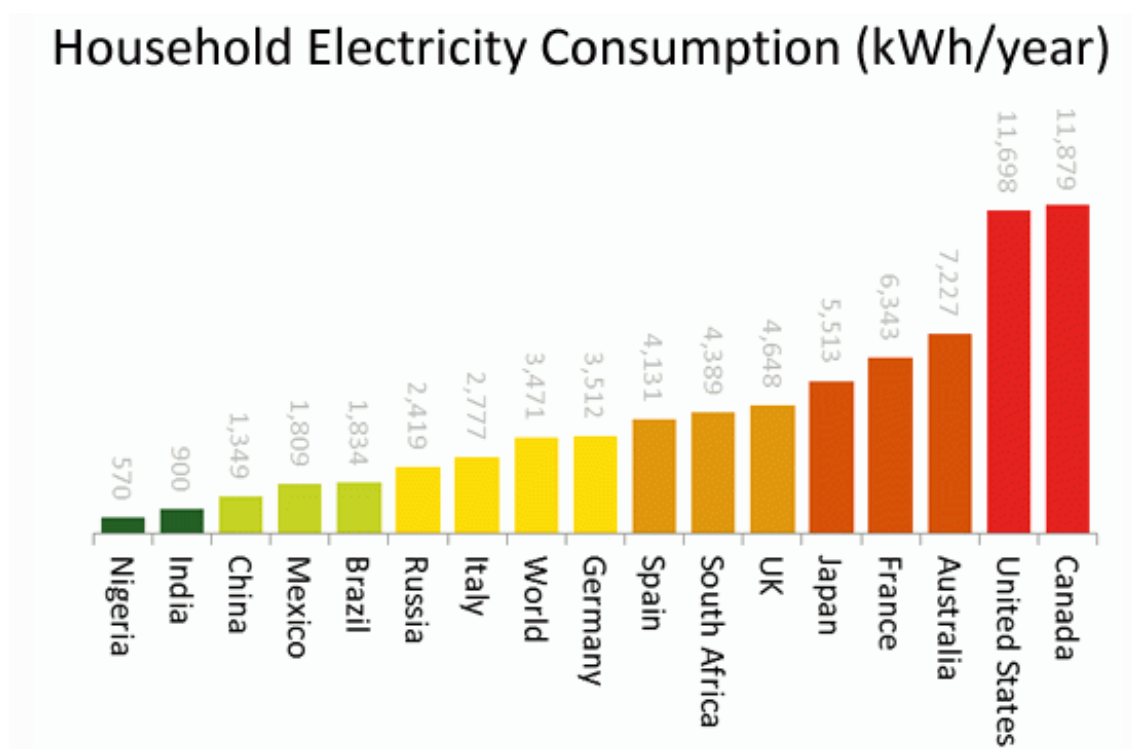


Figura 23. Consumo de la Electrificación residencial. Fuente:[23]

El acceso total de energía lo constituyen los servicios de iluminación, calentamiento de agua, refrigeración, calefacción, información y comunicaciones, y medios de sustento.

Cuando se cubren estos estándares mínimos (en cantidad y servicio) se puede considerar que se tiene “Acceso Total a la Energía”.

### Indicadores del acceso total a la energía

Servicio	Indicador
<b>1. Iluminación</b>	300 lúmenes a nivel familiar
<b>2. Cocina y agua caliente</b>	1 kg de leña o 0.3 kg de carbón o 0.04 kg de GLP o 0.2 litros de kerosene o etanol por persona por día; las familias deben emplear menos de 30 minutos al día para obtenerlos. La eficiencia mínima de las cocinas mejoradas de leña o carbón debe ser 40% mayor que la de un fogón de tres piedras en cuanto al uso de combustible. Concentración media anual de materia en partículas (PM <sub>2.5</sub> ) < 10 µg/m <sup>3</sup> en los hogares, con metas provisionales de 15 µg/m <sup>3</sup> , 25 µg/m <sup>3</sup> y 35 µg/m <sup>3</sup> .
<b>3. Calefacción</b>	Temperatura mínima en interiores durante el día: 12°C
<b>4. Refrigeración</b>	Los productores, los comerciantes minoristas y las familias cuentan con medios para ampliar la vida de los productos perecederos en al



	<p>menos 50% más que el tiempo de almacenamiento a temperatura ambiente.</p> <p>Todas las instalaciones de salud cuentan con medios adecuados para refrigerar la sangre, las vacunas y otros insumos médicos que requieren las poblaciones locales.</p> <p>Temperatura máxima en interiores: 30°C</p>
<b>5. Información y comunicaciones</b>	<p>Las personas pueden enviar información por medios electrónicos más allá de la localidad en la que viven.</p> <p>Las personas pueden acceder a medios electrónicos relevantes para su vida y sus medios de vida.</p>
<b>6. Medios de sustento</b>	<p>El acceso a la energía es suficiente para iniciar cualquier emprendimiento.</p> <p>La proporción de los costos operativos del consumo de energía en empresas con uso energético eficiente es sostenible en términos económicos</p>

Tabla 5. Indicadores del acceso total a la energía. Fuente: Panorama energético de los pobres 2010, Practical Action, 2010.

Como punto de partida, se propone dotar a las viviendas de lo siguiente:

Equipo	Número
iluminacion (bombillas)	4
TV	1
Microondas	1
Nevera	1
Lavadora	1
Ordenador+impresora	1
Router	1

Tabla 6. Dotación inicial a las viviendas (cargas de consumo)

En lo referente al agua, según la OMS, el acceso básico lo constituyen 20 litros/persona\*día. En la siguiente tabla se refleja la relación entre el nivel de servicio y el efecto que tiene en la salud de las personas.

Nivel del servicio	Medición del acceso	Necesidades atendidas	Nivel del efecto en la salud
<b>Sin acceso (cantidad recolectada generalmente menor de 5 l/r/d)</b>	Más de 1.000 m ó 30 minutos de tiempo total de recolección	Consumo – no se puede garantizar Higiene – no es posible (a no ser que se practique en la fuente)	Muy alto
<b>Acceso básico (la cantidad promedio no puede superar 20l/r/d)</b>	Entre 100 y 1.000 m ó de 5 a 20 minutos de tiempo total de recolección	Consumo – se debe asegurar Higiene – el lavado de manos y la higiene básica de la alimentación es posible; es difícil garantizar la lavandería y el baño a no ser que se practique en la fuente	Alto
<b>Acceso intermedio (cantidad promedio de</b>	Agua abastecida a través de un grifo	Consumo – asegurado Higiene – la higiene básica personal y de	Bajo

<b>aproximadamente 50 l/r/d)</b>	público (o dentro de 100 m ó 5 minutos del tiempo total de recolección)	los alimentos está asegurada; se debe asegurar también la lavandería y el baño	
<b>Acceso óptimo (cantidad promedio de 100 l/r/d y más)</b>	Agua abastecida de manera continua a través de varios grifos	Consumo – se atienden todas las necesidades Higiene – se deben atender todas las necesidades	Muy bajo

Tabla 7. Indicadores de acceso al agua. Fuente: Organización Mundial de la Salud (OMS)

El agua juega un papel crucial en el desarrollo del continente africano. África se enfrenta a situaciones de pobreza endémica, de inseguridad alimentaria y de subdesarrollo. Casi la totalidad de los países carecen de los recursos humanos, económicos e institucionales para desarrollar y gestionar de forma efectiva y sostenible sus recursos hídricos.

La falta de infraestructuras, la dispersión de los recursos y la dispersión de la población en pequeños núcleos rurales sobre una gran extensión territorial, dificulta de forma extrema la solución al problema de falta de agua potable. La deficiente gestión de las aguas residuales, la utilización de aguas subterráneas de baja calidad o la contaminación son dificultades añadidas.

## 4. Descripción de la herramienta e inputs que definen el sistema.

Para el diseño de la instalación, se ha creado un programa en Microsoft Excel que permite parametrizar el problema para unas condiciones de entrada dadas. De esta forma, facilita la selección y dimensionado de los distintos componentes para diferentes proyectos. El programa consta de una sección de variables (input) que el usuario debe introducir, las hojas en las que se realizan todos los cálculos y la sección que muestra los resultados (output)

### 4.1. Irradiación disponible

El usuario debe introducir los datos de irradiación de la ubicación en la que se desea realizar el proyecto fotovoltaico. La herramienta está pensada para poder importar los datos de irradiación desde un fichero CSV creado por la base de datos del PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Hay dos bases de datos disponibles en PVGIS para el continente africano:

- PVGIS-CMSAF
- PVGIS-SARAH

Ambas estiman la radiación solar a través de imágenes satélite siguiendo un procedimiento similar. Es conveniente validar los datos mediante una estación meteorológica para hacerse una idea de la incertidumbre presente en estas bases de datos. Según PVGIS, las discrepancias respecto a los datos de una estación meteorológica pueden discrepar hasta en un 10%.

Se seleccionarán la opciones “Global irradiation at optimum angle” siendo esta la radiación en el ángulo óptimo de acuerdo al algoritmo de PVGIS y “Global Irradiation at angle...” que es la opción que tiene en cuenta toda la radiación disponible para ser aprovechada por el campo fotovoltaico en el ángulo calculado con la herramienta de este proyecto en función de la latitud.

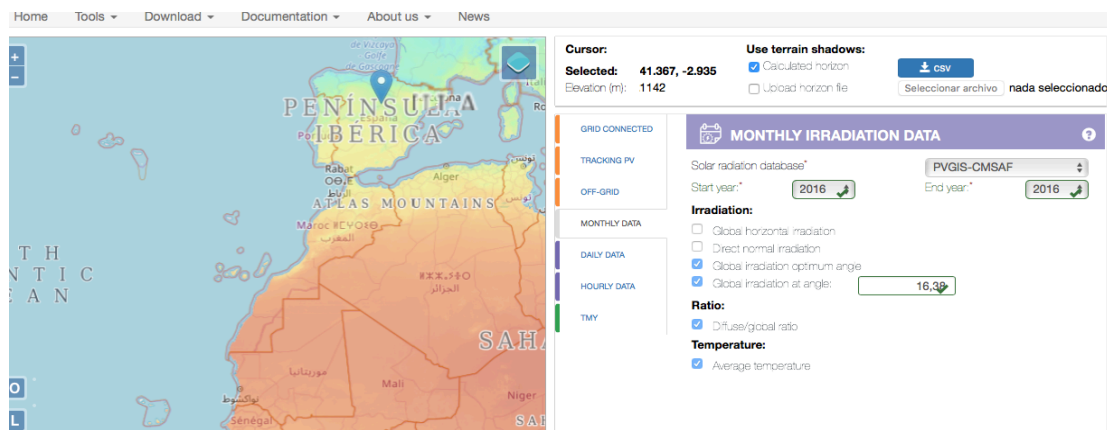


Figura 24. Herramienta PVGIS para la importación del fichero de datos de irradiación.

Con estos datos, se obtendrá el mes de mínima radiación y sus horas solar pico (HSP), lo que permitirá, una vez realizada la previsión de potencia, calcular el parámetro “Relación Consumo/Radiación disponible” para el mes peor, lo que determinará la potencia pico a instalar, y permitirá dimensionar la instalación mediante el método del mes peor.

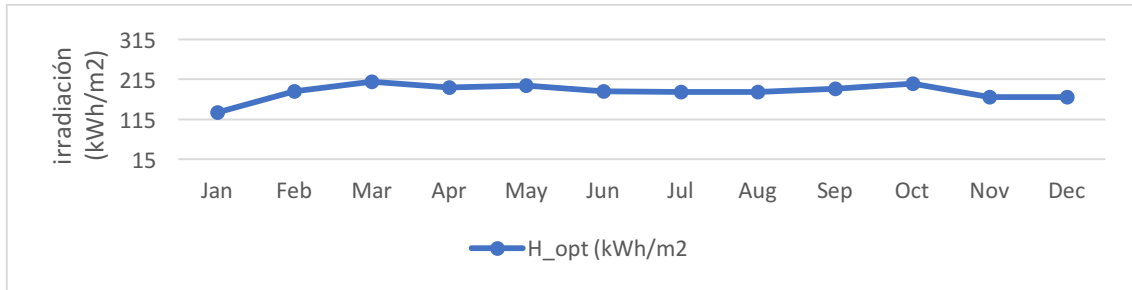


Figura 25. Gráfico de la irradiación solar mensual.

## 4.2. Previsión de potencia y sistema de agua

Una vez importados los datos de irradiación, se lleva a cabo la previsión de potencia. Se ha diferenciado por una parte las cargas a alimentar de las viviendas, por otra el alumbrado público, y, por último, la energía requerida para el abastecimiento de agua distinguiendo según sea, por bombeo desde pozo o desalinización.

Una vez analizados los posibles consumos horarios de viviendas, alumbrado y equipos de bombeo el perfil de cargas resultante es el siguiente:



Figura 26. Gráfico de la irradiación solar mensual.

### 1) Viviendas y otras edificaciones

Según el número de habitantes del poblado, se hace una previsión del número de viviendas y se aplica un factor de simultaneidad para tener una idea de la potencia de

dimensionamiento de los inversores. El usuario debe rellenar los parámetros de entrada para la previsión de potencia de una vivienda.

Equipamientos para 1 vivienda	Número
iluminación (bombillas)	-
TV	-
Horno	-
Microondas	-
Nevera	-
Congelador	-
Lavavajillas	-
Lavadora	-
plancha	-
Ordenador+impresora	-
router	-
Vitroceramica	-
Agua caliente	-
Aire acondicionado	-
Tanque (agua caliente)	-

Tabla 8. Parámetros de entrada de cargas de una vivienda

Una vez completa, el programa calcula la potencia total y el consumo estimado en base al número de viviendas y la potencia de las cargas de una vivienda.

## 2) Alumbrado público

Para la estimación de la potencia y consumo del alumbrado público, el usuario debe introducir la superficie que ocupa el poblado. Con esta información, se estima el número de farolas requeridas. Se ha supuesto para los cálculos, que las lámparas serán de vapor de sodio a baja presión ya que son adecuadas para medios rurales. Se ha previsto que cada farola cubra aproximadamente 450m<sup>2</sup>, funcione 6 horas al día y su potencia es 55W. [24

## 3) Abastecimiento de agua

Se solicita al usuario que seleccione el método de obtención de agua (pozo o desalinización) y, según la selección, la herramienta calcula la energía que consumen los equipos. Los siguientes parámetros de entrada son requeridos: el número de habitantes, la dotación de agua por habitante-día y un caudal extra que se puede elegir de manera opcional si se cree necesario para edificios especiales como pueden ser los hospitales.

INPUTS	
ABASTECIMIENTO DE AGUA	
Seleccionar forma de obtención de agua	Pozo
nº de habitantes	200
Dotación [l/hab-día]	20
Caudal destinado a hospitales, fuente...[extras] [l/hab-día]	Pozo
	Desalinización
	30

Figura 27. Imagen de la herramienta (abastecimiento de agua)

Estos datos sirven para definir el caudal que será necesario para satisfacer las necesidades de la población y la capacidad del tanque de almacenamiento.

Por otra parte, según el método de obtención de agua seleccionado, el programa calculará unas variables u otras. Si se elige la opción pozo, el usuario deberá introducir las variables que aparecen en azul en la siguiente tabla:

<b>PARAMETROS DE ENTRADA PARA POZO</b>	
<b>Longitud tubería [m]:</b>	115
<b>Elevación del depósito [m]:</b>	5
<b>Desnivel entre la superficie del suelo (salida del pozo) y la bomba [m]:</b>	100
<b>Elevación del depósito (con respecto al pozo) [m]:</b>	5
<b>nº codos a 90º</b>	4
<b>nº codos a 45º</b>	0
<b>nº válvulas</b>	2
H impulsión[m] "ya fijado con los inputs"	135
Caudal [l/h] "ya fijado con los inputs"	2793,75
<b>Potencia eléctrica de la bomba [kW]:</b>	5,5

Tabla 9. Parámetros de para bombeo desde pozo

Se proporciona al usuario la información necesaria (altura y el caudal) para elegir la potencia correcta de la bomba, con esto se puede calcular la energía que consume [kWh] según su potencia y el número de horas de funcionamiento, que normalmente serán 8 horas.

Lo mismo ocurre si el usuario elige desalinización. El programa suministrará al usuario los parámetros necesarios para elegir la potencia bomba de impulsión desde la planta de desalinizadora hasta el depósito y con ello se calculará la energía consumida por la misma.

La energía consumida por el proceso de desalinización depende de las propiedades físicoquímicas del agua a tratar. La presión osmótica del agua de mar suele estar entre 24 y 28 bar. Sin embargo, la presión necesaria para conseguir permear agua de mar suele estar en la industria entre 60 y 70 bares, que es la presión que vence la suma de la presión osmótica y las pérdidas de carga a través de las membranas, tuberías y válvulas incrementada lo suficientemente para conseguir la producción necesaria de las membranas.

El consumo de energía con la mejor tecnología disponible se sitúa en torno a 2,5 kWh/m<sup>3</sup> a una presión de 70 bar y con un índice de conversión del 45%. [15]

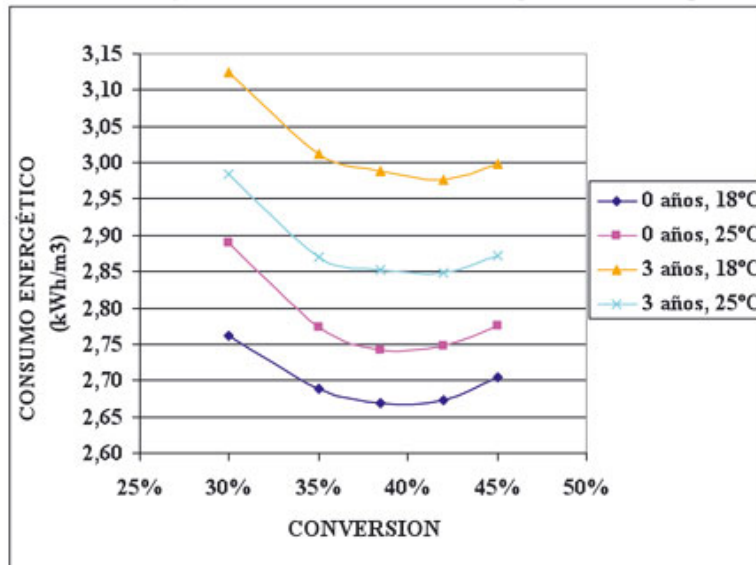


Figura 28. Consumo energético en función de la conversión, temperatura y tiempo de uso. Fuente [3]

El consumo para una planta promedio se sitúa en  $3 \text{ kWh/m}^3$  [1]. Como no se conoce las propiedades del agua a tratar ni las características de las membranas a instalar en las plantas, se ha estimado usar  $3,4 \text{ kWh/m}^3$  para la previsión de potencia. A este valor se le añade el consumo del proceso de potabilización el cual se sitúa alrededor de  $0,18 \text{ kWh/m}^3$  según [2].

El output del apartado de previsión de potencia y abastecimiento de agua tiene el siguiente formato y muestra al usuario las siguientes variables cuyo valor dependerá de los datos introducidos.

BOMBEO DESDE POZO	Diámetro tubería pozo [mm]	-
	H impulsión[m]	-
	Caudal [l/h]	-
	seleccionar bomba que cumpla con estos requisitos e introducir en INPUT la potencia	
	Energía diaria consumida por la bomba y potabilización[kWh]	-
TANQUE	Capacidad tanque [m3]	-
	Diámetro depósito [m]	-
	Altura depósito[m]	-
	presión en el tanque [mca]	-
UNIDAD DE DESALINIZACIÓN	caudal entrante a la unidad de desalinización [m3/dia]	No aplica
	caudal de rechazo [m3/dia]	No aplica
	Caudal permeado [m3/dia]	No aplica
	Energía aproximada de la planta de desalinización y potabilización diaria [kWh]	No aplica

	H impulsión a depósito [m]	No aplica
	Caudal [l/h]	No aplica
	seleccionar bomba que cumpla con estos requisitos e introducir en INPUT la potencia	
	Diámetro tubería impulsión [mm]	No aplica
PREVISIÓN DE POTENCIA	Energía diaria consumida por la bomba de impulsión al tanque [kWh]	No aplica
	Energía diaria total consumida	No aplica
	consumo anual viviendas y alumbrado público [kwh]	-
	consumo anual sistema pozo/sistema desalinización [kwh] y extras	-
	Energía total requerida anual [kWh] con 20% margen	-
Energía total requerida (diaria) [kWh] con 20% margen	-	
Potencia pico [kW]	-	

Tabla 10. Output previsión de potencia y abastecimiento de agua

### 4.3. Instalación de generación

Una vez definida la potencia y consumo energético proveniente de todas las cargas a alimentar e importados los datos de irradiación, se puede proceder al dimensionado de la planta fotovoltaica. Como se ha mencionado anteriormente, el método usado para el dimensionado es el método del mes peor.

El método del mes peor conlleva un cierto sobredimensionamiento de la instalación al estimar la potencia a instalar en base al mes en el que la relación entre los consumos y radiación es menor, contando con la seguridad de una capacidad de acumulación necesaria para cubrir un cierto número de días de bajo nivel de radiación (días de autonomía).

Este método supone que, si la instalación es capaz de asegurar el suministro en el periodo en el cual la relación de la radiación disponible y el consumo de energía es más crítica, no habrá problemas de suministro el resto del año. Se ha supuesto que el consumo es constante a lo largo del año ya que no se dispone de datos suficientes para estimar variaciones de consumo.



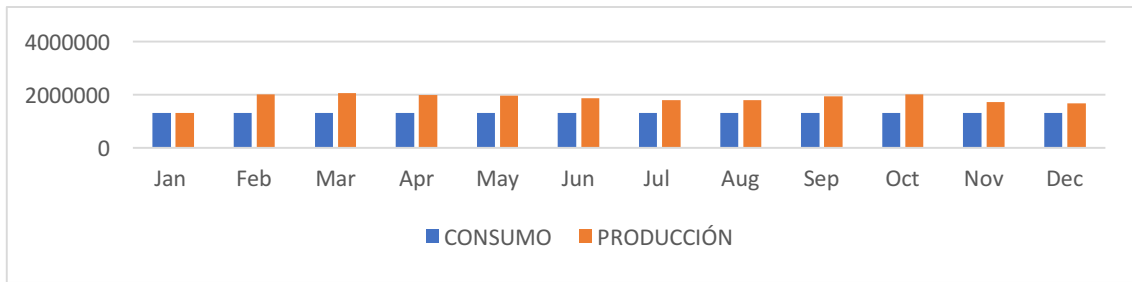


Figura 29. Comparativa producción y consumo con dimensionado mediante el método del mes peor

### 4.3.1. Sistema fotovoltaico

Como parámetros de entrada para el dimensionado del campo fotovoltaico, se requiere que el usuario introduzca una opción de consumo preferente. Se distingue 3 opciones:

- Verano
- Invierno
- Constante anual

Cada una de estas opciones condicionará el diseño de la instalación ya que la inclinación de los paneles variará en función de la opción elegida.

En segundo lugar, se requiere que el usuario seleccione un modelo de la lista. Esta lista contempla los modelos de la base de datos cargada en el programa. La herramienta muestra por pantalla las propiedades del modelo seleccionado, las cuales se muestran a continuación a modo de ejemplo.

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	
<b>CONSUMO PREFERENTE</b>	Constante anual
características del panel a utilizar	
<b>Seleccionar modelo de la lista</b>	<b>AREi-230W-M6-G</b>
Fabricante	Advanced Renewable Energy
Descripción	230 W Polycrystalline Module
Tipo	Polycrystalline
Longitud (m)	1,637
Anchura (m)	0,987
Área de captación [m2]	1,615719
comprobación que el tipo es correcto	Tipo adecuado a condiciones geográficas
Tension en circuito abierto (Vca)	37,14
Corriente de circuito(Icc)	8
Potencia pico (Wp)	230
Tension nominal del módulo (Vmpp)	30,72

Corriente nominal del modulo (Impp)	7,5
delta_V [%/°C o mV/°C]	-0,353351206
delta_V en %/°C o mV/°C (en principio en el catálogo %/C)	%/°C
Rango T <sup>a</sup> [°C]	125
gamma_Pmax	-0,507475773
alpha_Isc	0,055345912
Elegir distribución deseada	
<b>nº de paneles en serie deseados</b>	2
AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA-REQUERIDA (%)	
	100,1256843
OBSERVACIONES	Ajuste correcto

Tabla 11. Parámetros de entrada del sistema FV

Según el modelo seleccionado y sus propiedades, así como las propiedades del resto de la instalación (tensión del sistema de acumulación, etc...), habrá que elegir el número de paneles en serie deseados que normalmente serán 2 o 3. Finalmente, muestra por pantalla si la relación entre la potencia suministrada y la potencia requerida muestra una eficiencia adecuada o si por el contrario es mejor elegir otro panel.

Las variables output que muestra el programa respecto del sistema fotovoltaico son las siguientes:

SISTEMA FOTOVOLTAICO	beta óptimo (inclinación) °	-
	HORAS SOLARES PICO (HSP)	-
	orientación	-
	distancia entre filas de paneles (d1) [m]	-
	distancia entre filas de paneles (d2) [m]	-
	Potencia Pico a instalar [kWp]	-
	Distribución	
	MAX Nº de módulos en serie	-
	MIN Nº de módulos en serie	-
	Nº RAMAS EN PARALELO	-
	Nº paneles total	-
	Potencia Total Calculada [kWp]	-
	AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA-REQUERIDA (%)	-
OBSERVACIONES	-	

Tabla 12. Output sistema fotovoltaico

## 4.3.2. Sistema de regulación

Este sistema sólo será requerido para los casos DC Coupling y únicamente cuando no vaya integrado en el propio inversor-cargador. Si viene incluido, aparecerá un “No Aplica” al usuario.

Para el dimensionado de este sistema, el usuario debe seleccionar la tensión de trabajo que será la que condicionará la del sistema de acumulación (baterías). En este punto también se debe introducir la tensión para luego dimensionar el grupo electrógeno y el inversor según se vaya a trabajar con monofásica o trifásica. Generalmente se usará trifásica cuando la potencia de la planta sea alta (mayor de 10 kWp). De nuevo, el usuario debe seleccionar un modelo de la base de datos y se mostrarán las características principales del mismo y la compatibilidad con el sistema fotovoltaico según la tensión máxima admisible. También se comprueba si está sobredimensionado para elegir otro modelo que pueda ajustar mejor.

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SISTEMA DE REGULACIÓN	
Tensión del sistema [V]	48
Tensión de red (Monofásica/Trifásica) [V]	400
Características del regulador	
Seleccionar modelo de la lista	Victron Energy BlueSolar MPPT 150/60 Tr/MC4
Fabricante	Victron Energy
Descripción	BlueSolar MPPT 150/60 Tr/MC4
Tension max admisible del campo fotovoltaico [V]	150
Criterio de tensión	CORRECTO;Modelo con Tensión admisible suficiente
Intensidad máxima de entrada (FV) [A]	50
Intensidad máxima de salida (batería) [A]	60
Eficiencia [%]	98
Corriente gestionada por el regulador(Fabricante)-Máxima requerida calculada (se ha incluido un margen de seguridad del 20%) OBSERVACIONES:	104,17 Elegir regulador que ajuste mejor o cambiar configuración

Tabla 13. Parámetros de entrada del sistema de regulación

Las variables output que muestra el programa respecto del sistema de regulación son las siguientes:

REGULADOR DE CARGA	Corriente máxima que debe gestionar [A]	-
	Nº de reguladores	-
	Intensidad total que pueden gestionar	-
	Corriente gestionada por el regulador(Fabricante)-Máxima requerida calculada	-
	(se ha incluido un margen de seguridad del 20%) OBSERVACIONES:	-

Tabla 14. Output sistema de regulación

### 4.3.3. Sistema de acumulación

Las variables de entrada que definen este sistema son la tensión de trabajo de la instalación (fijada en el apartado anterior) y las que aparecen en la siguiente tabla:

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN	
<b>Días de autonomía</b>	2
<b>Profundidad de descarga máxima [%]</b>	70
Características de la batería	
<b>Tension del vaso [V]</b>	2
<b>Capacidad [Ah C100]</b>	180
Capacidad del sistema de acumulación requerida [Ah C100]	351,21
Capacidad del sistema de acumulación proporcionada [Ah C100]	360
Vasos en serie	12
Baterías en paralelo	2
AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA-REQUERIDA	102,5034101
OBSERVACIONES	Ajuste correcto

Tabla 15. Parámetros de entrada del sistema de acumulación

Según las necesidades propias de cada proyecto, se fijan unos días de autonomía (tiempo que la instalación sigue funcionando sin recibir energía del campo de captación) y una profundidad de descarga que se situará entre el 65% y el 80%. Al contrario de lo que sucedía en los demás componentes, en este caso no existe una base de datos con modelos por lo que el usuario deberá introducir manualmente la tensión del vaso de la batería y el régimen de descarga en Ah C100, uno de los más habituales en fotovoltaica.

El número de vasos en serie multiplicado por la tensión del vaso debe coincidir con la tensión del sistema, en este caso 48V. El número de baterías en paralelo quedará determinado como el cociente entre la capacidad requerida y la capacidad de 1 batería.

Las variables output que muestra el programa respecto del sistema de regulación son las siguientes:

BATERÍAS	Capacidad del sistema de acumulación [Ah C100]	-
	Capacidad del sistema de acumulación (útil) [Ah C100]	-
	Vasos en serie	-
	Baterias en paralelo	-
	AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA-REQUERIDA	-
	OBSERVACIONES	-

Tabla 16. Output del sistema de acumulación

#### 4.3.4. Sistema de acondicionamiento de potencia

Previamente, ya se han fijado algunos parámetros que el programa usará para el dimensionado de este sistema como son la previsión de potencia y la definición de la instalación (monofásica o trifásica).

Como parámetros de entrada para el dimensionado de este sistema (inversores e inversores-cargadores), se requiere que el usuario escoja un modelo de los disponibles en la base de datos y cuyas características aparecerán en pantalla como aparece en la siguiente figura:

PARÁMETROS DE ENTRADA DEL INVERSOR	
<b>Seleccionar modelo de la lista</b>	<b>SUN2000-60KTL-M0</b>
Fabricante	HUAWEI
Potencia	60000
Verificación (Tensión del sistema)	Modelo adecuado, tensión del campo FV dentro del rango de tensiones del inversor
I <sub>max</sub> de carga solar [A]	180
V <sub>oc</sub> max [V]	1100
Rango Tension MPPT	200-1000 VDC
V <sub>mpp</sub> min	200
Corriente máxima de salida	95,3
Tensión mínima de salida	230
Tensión máxima de salida	400

Comentarios	Regulador de carga integrado; Trifásico
nº de inversores para satisfacer potencia de cargas	1
nº inversores por intensidad de entrada	1
Verificación sobredimensionamiento	Ajuste correcto por intensidad y potencia
AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA- REQUERIDA OBSERVACIONES	101,1360955 Ajuste correcto

Tabla 17. Input del sistema de acondicionamiento de potencia (inversores e inversores cargadores)

Como en todos los sistemas vistos anteriormente, también muestra si se ajusta a las necesidades de potencia, que en este caso será la potencia pico de las cargas y si es compatible con el resto de equipos de la instalación en materia de características eléctricas, sobre todo en lo referente a seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) de manera que no se produzcan daños en los equipos ni sobredimensionamientos. El programa calculará el número de inversores necesarios.

Las variables output que muestra el programa respecto de este sistema son las siguientes:

INVERSOR- CARGADOR	Nº de inversores	-
	AJUSTE POTENCIA PROPORCIONADA- REQUERIDA	-
	OBSERVACIONES	-

Tabla 18. Output inversores e inversores-cargadores

#### 4.3.5. Grupo electrógeno de apoyo

El grupo diésel de la instalación quedará definido por la potencia que debe suministrar la planta ya que se encargará de abastecer energía cuando, por cualquier motivo puntual, la planta no pueda. El usuario deberá elegir el modelo que considere más conveniente de la lista de modelos disponibles en la base de datos y seleccionar el número. De nuevo, las características principales aparecen por pantalla. Habrá que tener en cuenta si la instalación es trifásica o monofásica para su elección.

El propio programa verifica si la combinación elegida es correcta para llegar a la potencia requerida o si se debe aumentar. También avisa si la potencia seleccionada con la combinación está sobredimensionada.

**PARÁMETROS DE ENTRADA PARA  
GRUPO ELECTRÓGENO**

Potencia requerida [kW]	491
<b>Seleccionar modelo de la lista</b>	<b>C7.1</b>
Fabricante	CATERPILLAR
Potencia	136
frecuencia	50
Tensión mín	208
Tensión max	480
Seleccione nº de generadores diesel	4
Potencia Total seleccionada	544
VERIFICACIÓN POTENCIA	cumple, potencia suficiente
VERIFICACIÓN DIMENSIONADO	Dimensionado correcto

Tabla 19. Parámetros de entrada del grupo electrógeno de apoyo

Las variables output que muestra el programa sobre los grupos electrógenos son las siguientes:

Grupo electrógeno	Potencia requerida [kW]	-
	modelo	-
	Fabricante	-
	Potencia del generador diesel (1 unidad)	-
	nº generadores diesel	-
	Potencia total seleccionada	-
	VERIFICACIÓN POTENCIA	-
	VERIFICACIÓN DIMENSIONADO	-

Tabla 20. Output del grupo electrógeno

#### 4.3.6. Cableado

Por último, para el dimensionado del cableado, únicamente se pide al usuario que introduzca datos geométricos para calcular la sección que cumpla con los criterios de caída de tensión admisible y con el criterio térmico.

PARÁMETROS DE ENTRADA PARA DIMENSIONADO DEL CABLEADO	
Distancia campo fotovoltaico-caja de conexiones [m]	40

Distancia caja de conexiones-regulador [m]	5
Distancia regulador-batería [m]	5
Distancia regulador-inversor[m]	4
Distancia inversor-batería[m]	1,5
Distancia inversor-cargas[m]	1500

Tabla 21. Entrada para el cálculo del cableado

El programa realiza todos los cálculos pertinentes para el dimensionado del cableado tanto en los tramos de continua como de alterna. El output se mostrará como aparece en la siguiente tabla:

campo-inversores de red	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caída de tensión entre el campo y regulador máxima admisible[%]	-
	<b>Sección comercial</b>	-
	Criterio caída de tensión admisible	Cumple/ No Cumple
inversores de red-inversor cargador	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caída de tensión entre el campo y regulador máxima admisible[%]	-
	<b>Sección comercial</b>	-
	Criterio caída de tensión admisible	Cumple/ No Cumple
inversor cargador-batería	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caída de tensión entre el rcargador y batería máxima admisible [%]	-
	<b>Sección comercial [mm2]</b>	-
	criterio caída de tensión admisible	Cumple/ No Cumple
Grupo electrógeno-inversor cargador	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caída de tensión entre el regulador y inversor máxima admisible [%]	-
	<b>Sección comercial</b>	-
	criterio caída de tensión admisible	



	criterio intensidad máxima admisible	Cumple/ No Cumple
inversor cargador-cargas	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caida de tensión entre el inversor y batería máxima admisible [%]	-
	Sección comercial	-
	criterio caída de tensión admisible	Cumple/ No Cumple
inversor de red-cargas	criterio intensidad máxima admisible	Cumple/ No Cumple
	Intensidad max [A]	-
	Tensión [V]	-
	Longitud del cable [m]	-
	Caida de tensión entre el inversor y carga máxima admisible [%]	-
	Sección comercial	-
	criterio caída de tensión admisible	Cumple/ No Cumple
criterio intensidad máxima admisible	Cumple/ No Cumple	

Tabla 22. Output del cableado de la instalación (secciones mínimas [mm<sup>2</sup>])

## 5. Análisis de alternativas

### 5.1. Estudio del coste de los equipos de cada alternativa

Se ha realizado un análisis entre las distintas alternativas para poder comparar cuál sería mejor según el número de habitantes y viviendas que haya en el poblado atendiendo al criterio de coste de la instalación. Este análisis se ha limitado a poblaciones entre 20 y 200 personas ya que normalmente estos poblados tienen una población dentro de ese rango.

El análisis se ha realizado únicamente para la opción de bombeo desde pozo ya que es la opción más habitual, para los casos en los que la forma de obtención de agua potable sea a través de desalinización, se debería adaptar el consumo de energía para esta forma de tratamiento de agua.

Se ha estimado que por cada vivienda hay 4 habitantes ya que, según la ONU, el número de personas por vivienda presenta una gran variabilidad según el país, y las estadísticas se realizan en base a población total del país, no sólo en poblaciones rurales.

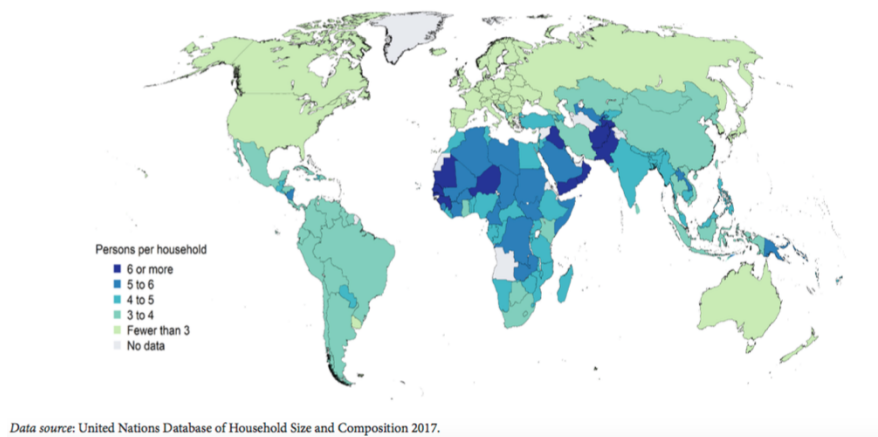


Figura 30. N° de habitantes medio por vivienda en el mundo. Fuente: ONU

El estudio debería realizarse para cada caso particular ya que el tamaño del campo solar puede cambiar según las HSP de cada lugar y los consumos podrían ser variables a lo largo del año.

Las alternativas que se barajan son las siguientes:

- 1) Instalación centralizada de tipología AC Coupling: La producción de la energía para la alimentación de todas las cargas del poblado se realiza desde una instalación fotovoltaica centralizada y la transmisión desde energía hasta el poblado se realiza a media tensión 6/10 kV. La instalación estará a una distancia de aproximadamente 1500m.

- 2) Instalación descentralizada de tipología DC Coupling para viviendas (individual para cada vivienda) y centralizada de tipología AC Coupling para el alumbrado público y la alimentación de equipos del sistema de suministro de agua (bombeo y auxiliares). De nuevo, la transmisión desde energía desde la instalación AC hasta el poblado se realiza a media tensión 6/10 kV. La instalación estará a una distancia de aproximadamente 1500m.

Para el caso que nos ocupa en el ejemplo que se expone a continuación, se han obtenido los siguientes resultados:

En la alternativa 2, la potencia fotovoltaica a instalar para las viviendas (autoconsumo individual) [kWp] y para el alumbrado público y agua (centralizado) en función del número de habitantes son las que aparecen en el siguiente gráfico:

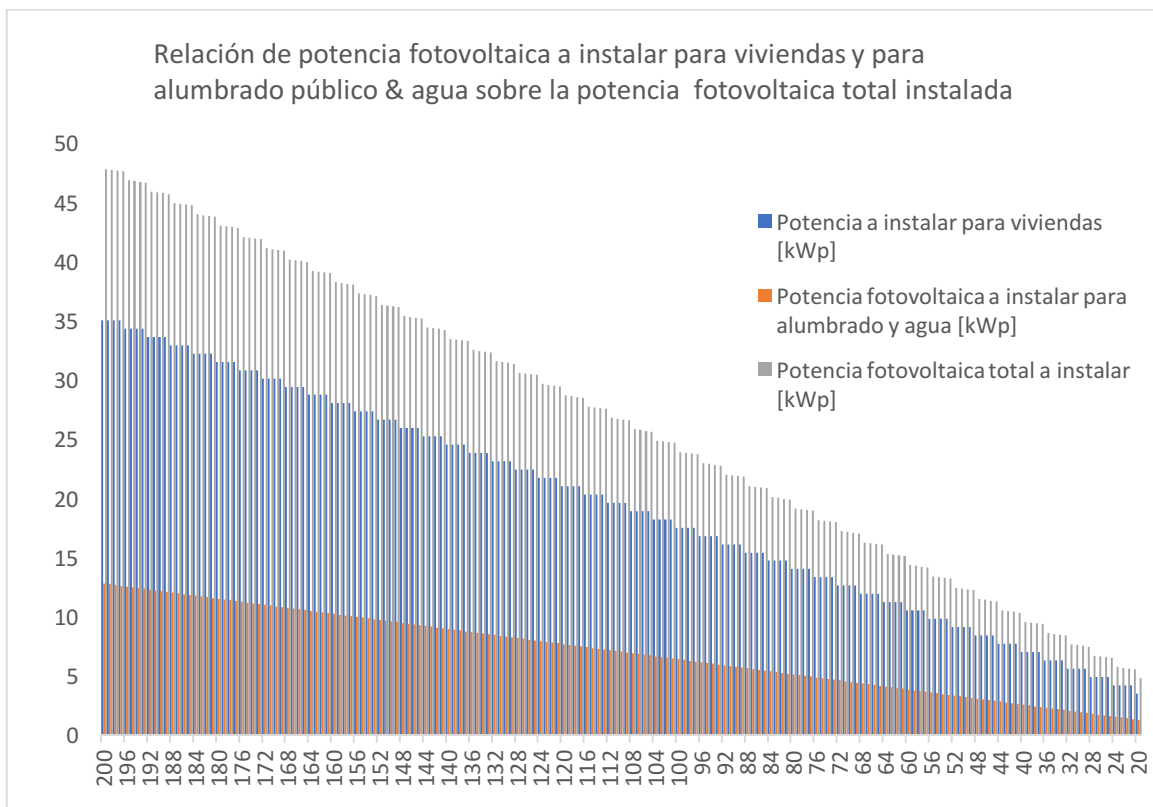
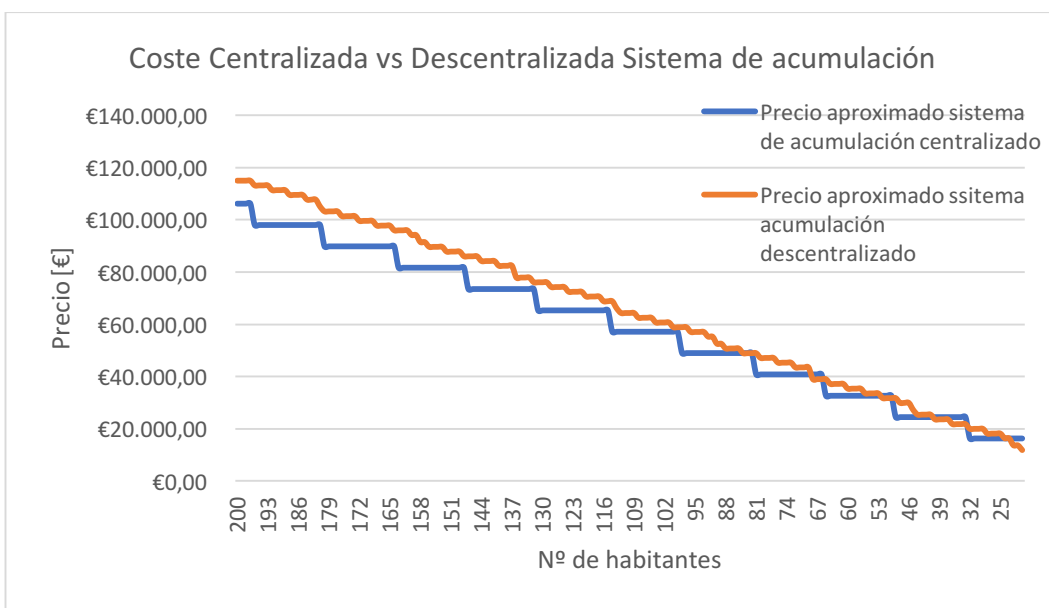
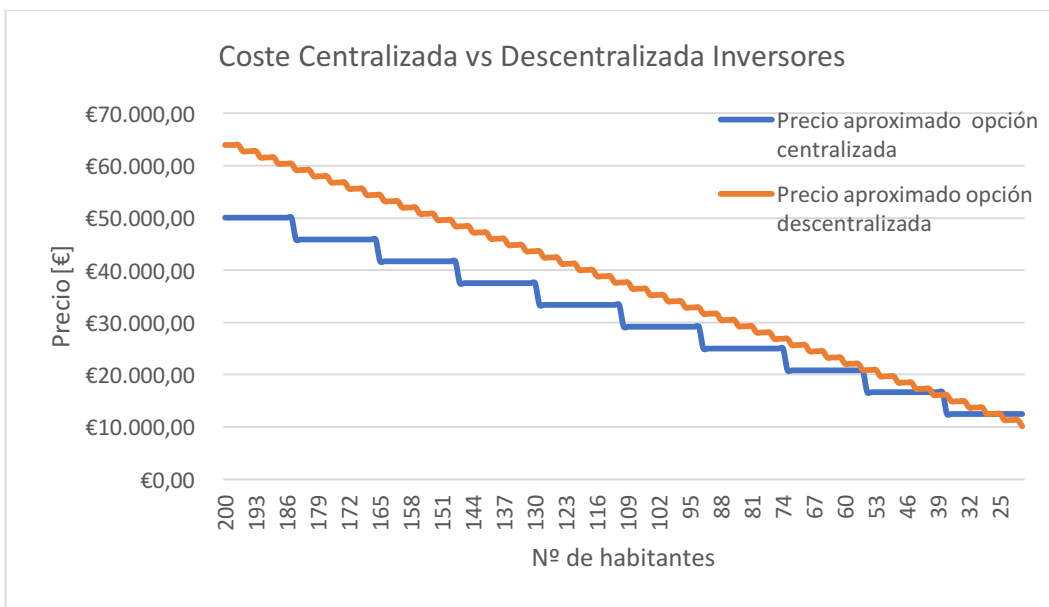
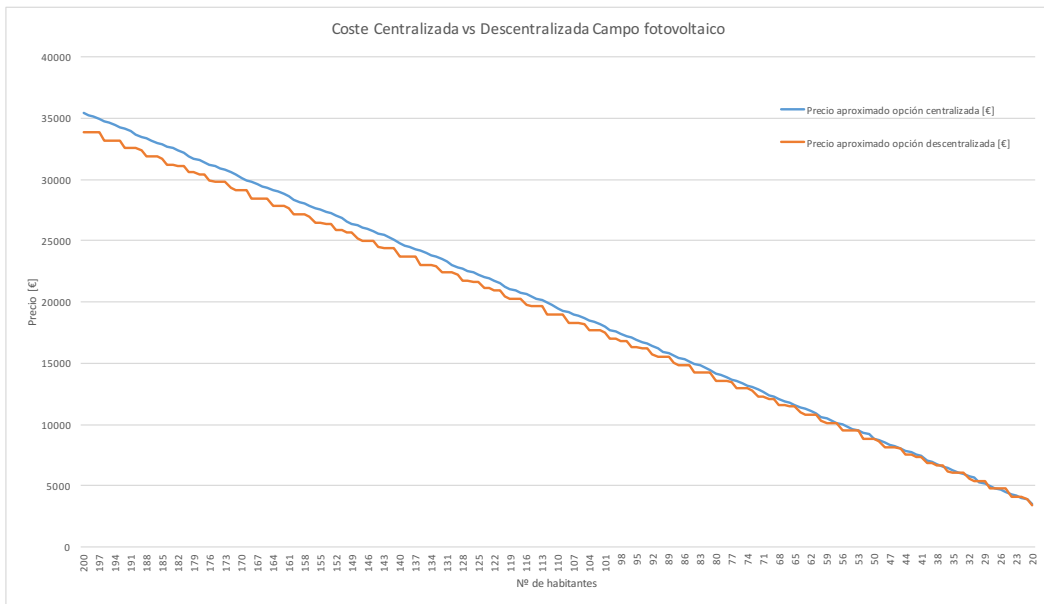


Figura 31. Potencia a instalar en función del N° de habitantes

Como se puede apreciar, la relación entre ambas respecto a la potencia fotovoltaica total a instalar permanece prácticamente inalterada en el rango de habitantes de 20 a 200. Siendo aproximadamente un 75% la potencia a instalar para viviendas y un 25% para alumbrado y suministro de agua.

A continuación, se exponen los gráficos con el coste aproximado de cada alternativa en cada uno de los sistemas.



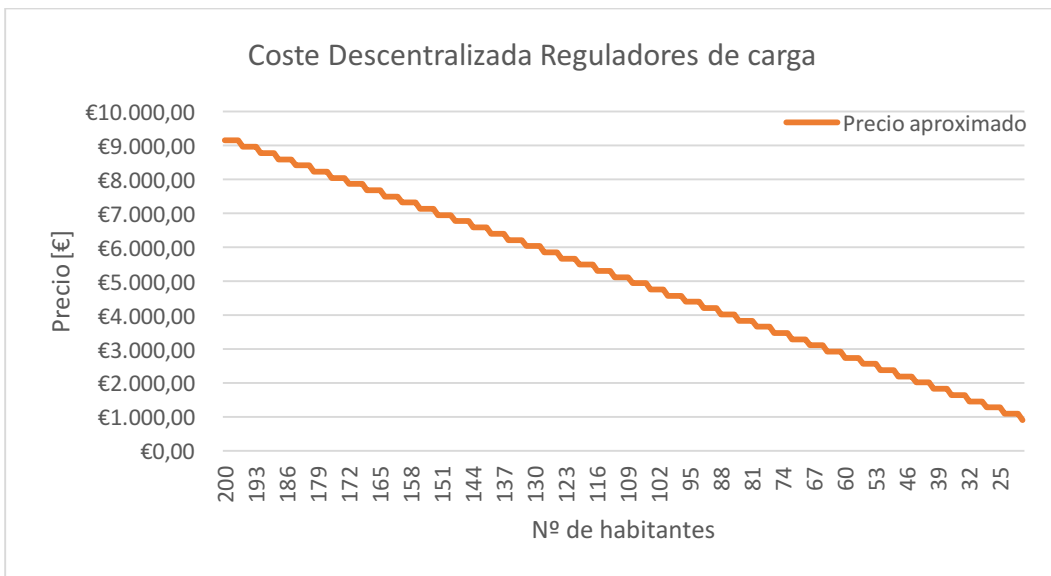
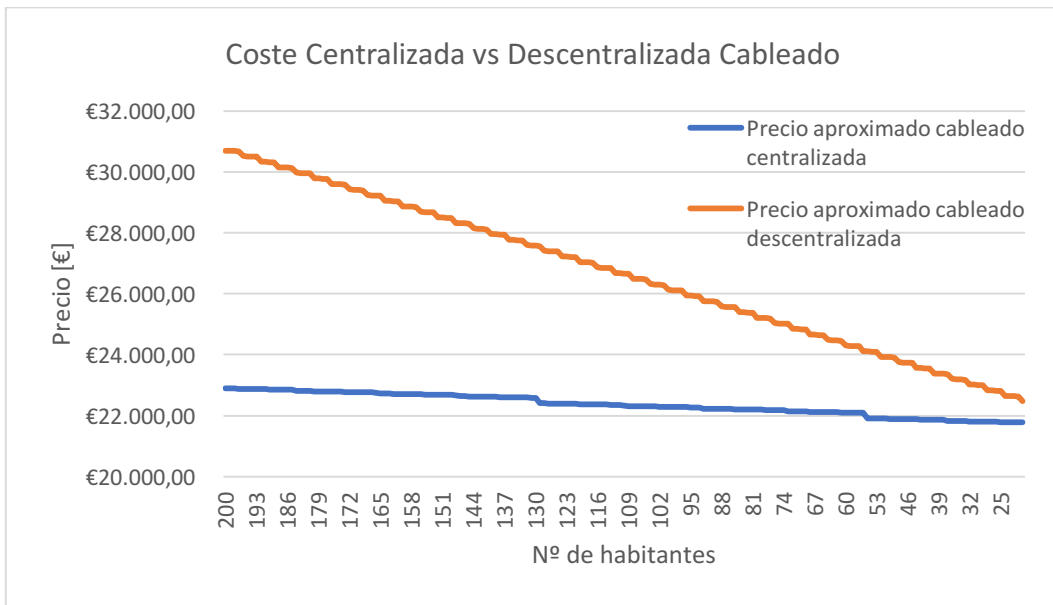
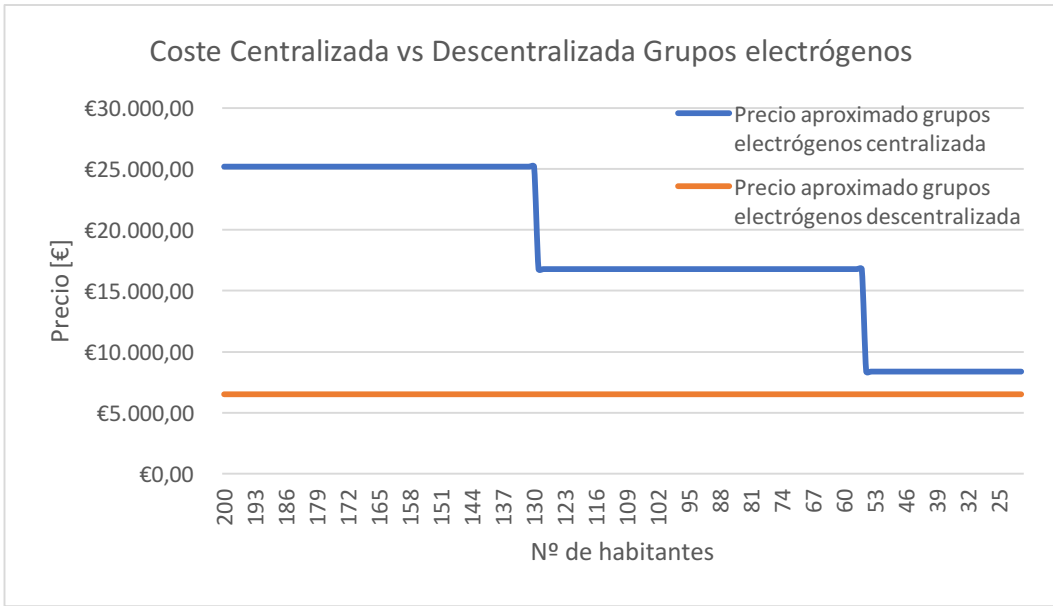


Figura 32. Comparación de costes por sistema para las alternativas propuestas

Finalmente, el coste total aproximado de cada alternativa en función del número de habitantes queda como muestra el siguiente gráfico:

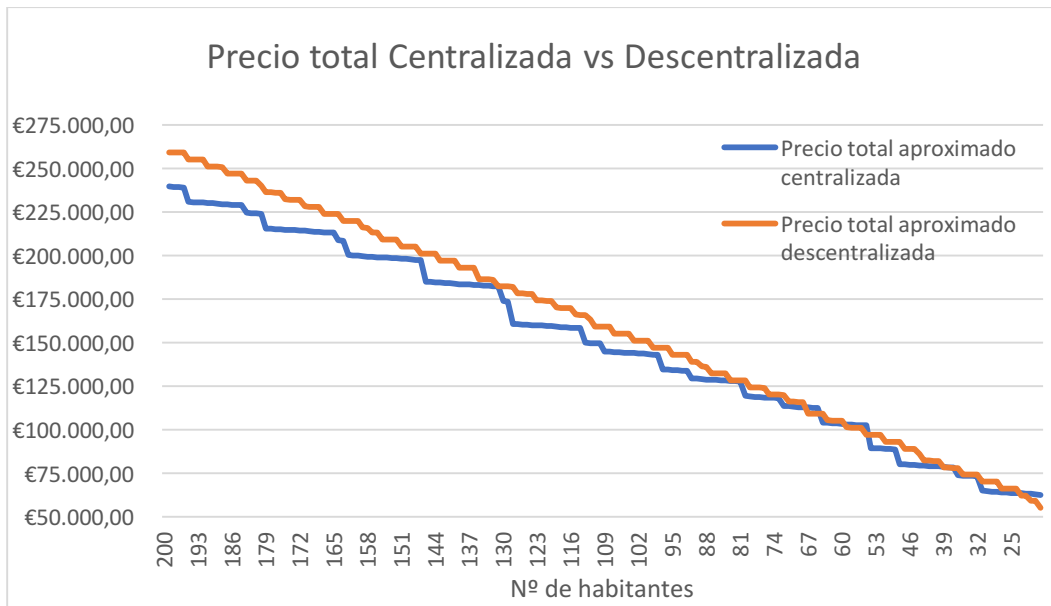


Figura 33. Comparación del coste total de cada instalación según el número de habitantes

De estos resultados, se extrae la conclusión de que, para poblaciones mayores a 80 habitantes, el precio de la opción centralizado es ventajoso frente al de la opción descentralizada (generalmente) mientras que para poblaciones menores de ese valor, las dos opciones presentan un coste similar. Los precios tomados para cada equipo que se ha utilizado para la base de costes es aproximado y podría haber variaciones si se eligen otros equipos similares de distintos fabricantes. A estos precios habría que añadir los correspondientes a la estructura soporte, dispositivos de protección y transformadores.

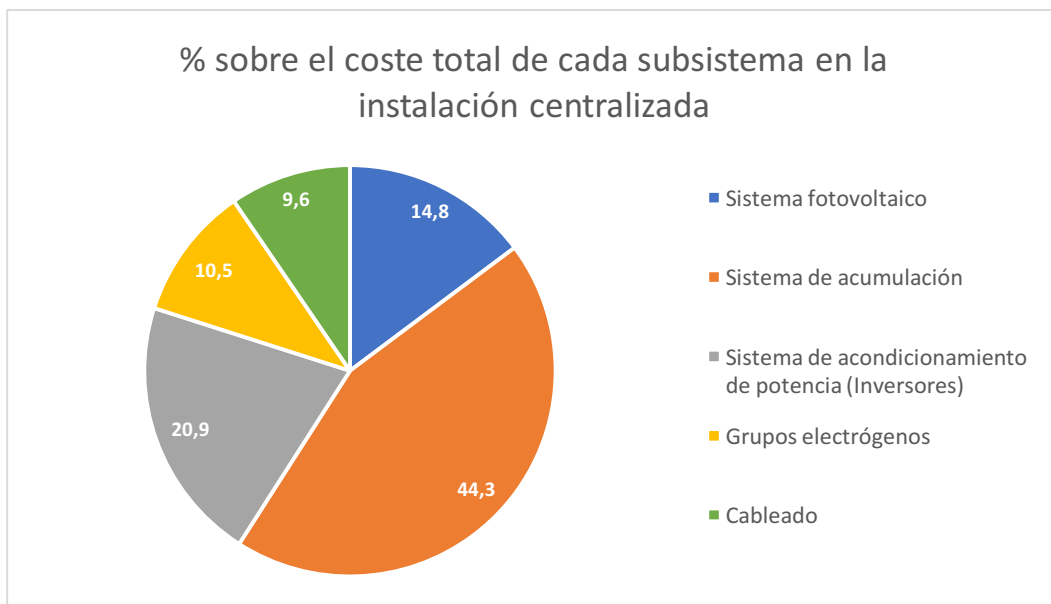


Figura 34. Comparación de cada subsistema respecto del total en la opción centralizada

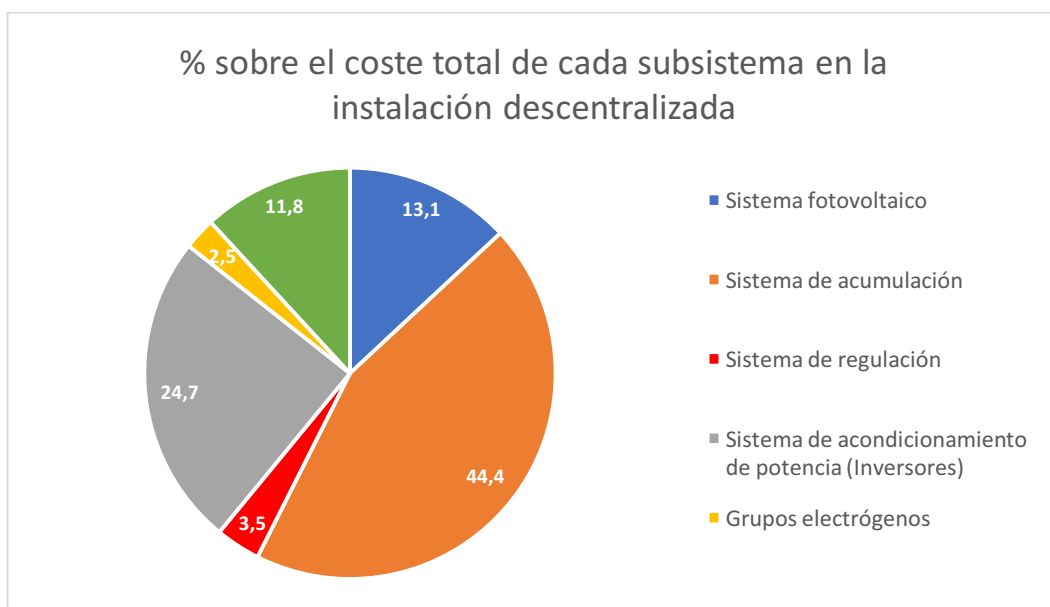


Figura 35. Comparación de cada subsistema respecto del total en la opción descentralizada

## 5.2. Ejemplo de aplicación

Se trata de una instalación para el abastecimiento de electricidad de un poblado de 200 habitantes (población en horizonte temporal de 298 habitantes) cuyo suministro de agua se realiza mediante bombeo desde pozo y cuenta con potabilización.

<b>Coordenadas (Latitud, Longitud)</b>	(18.381, -3.567)
<b>Población</b>	200

Tabla 23. Características del poblado del ejemplo de aplicación

### 1) Cálculo del sistema de suministro de agua y energía requerida

Para una población de estas características, y para una dotación de 20 litros/habitante-día con un caudal extra estimado de 30 litros/habitante-día para abastecer posibles instalaciones auxiliares como hospitales, fuentes..., se ha previsto suministrar un caudal de aproximadamente 2,8 m<sup>3</sup>/h en el caso más desfavorable (caudal máximo horario), lo que equivale a 22,35m<sup>3</sup>/día con un funcionamiento de la bomba de 8 horas diarias.

Se han propuesto las siguientes condiciones para la instalación de bombeo y almacenamiento:

Diámetro de tubo de agua [mm] (calculado con fórmula para economizar)	26
Diámetro del pozo [mm]	220
Profundidad del pozo [m]	120
Desnivel entre la superficie del suelo (salida del pozo) y la bomba [m]:	100

Desnivel entre superficie del suelo (salida del pozo) y el nivel de agua [m]:	0
Longitud tubería [m]	115
Elevación del depósito (con respecto al pozo) [m]:	5
Nº de codos a 45º	0
Nº de codos a 90º	4
Nº de válvulas	2
Tiempo de operación [h/d]:	8

Tabla 24. Condiciones de partida del sistema de agua

Conociendo el caudal requerido y mediante los procedimientos explicados en el *Anexo 2: Sistemas de agua*, se ha dimensionado el tanque de almacenamiento elevado.

Capacidad tanque [m <sup>3</sup> ]	15,6
Diámetro depósito [m]	2,71
Altura depósito [m]	6,46
presión en el tanque [mca]	5

Tabla 25. Dimensionado del tanque

Se adjunta la siguiente figura en la que aparecen las dimensiones geométricas principales de la instalación:

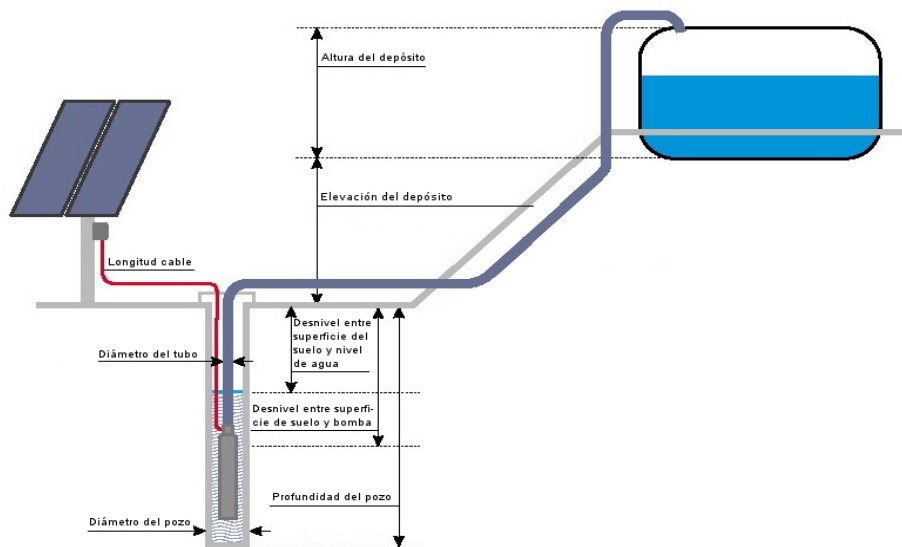


Figura 36. Dimensiones geométricas sistema de bombeo

Con estos datos de partida, se han calculado los siguientes parámetros:

<b>Altura geométrica [m]:</b>	<b>111,46</b>
<b>Presión estática (requerida en el tanque) [bar]:</b>	<b>0,4903</b>
<b>pérdidas por fricción [m]</b>	<b>12,04</b>



velocidad en tubería de impulsión [m/s]	1,46
factor de fricción de tuberías suponiendo ( $Re=10^5$ y $\epsilon/d=0,002$ )	0,025
velocidad en la tubería impulsión [m/s]	1,462
Reynolds	3,8E+04
Rugosidad relativa ( $\epsilon/d$ ); $\epsilon$ fijado a 0,1	3,85E-03
<b>Longitud equivalente "pérdidas" por elementos singulares [m]</b>	<b>5,57</b>
L/D equivalente codos a 90°	30
n° codos a 90°	4
L/D equivalente codos a 45°	16
n° codos a 45°	0
n° válvulas	2
L/D equivalente válvulas	45
K Desembocadura a depósito	1

Tabla 26. Parámetros calculados del sistema de agua

Con estos parámetros, resulta lo siguiente:

<b>H_impulsión [m]</b>	<b>135</b>
<b>Cantidad de agua diaria requerida [m³/h]:</b>	<b>2,79</b>

Tabla 27. Parámetros para la elección de la bomba

Estas dos variables servirán para seleccionar la bomba adecuada. En este caso se ha escogido una bomba sumergible SKI-24 con una potencia de 3kW.

<b>Potencia eléctrica de la bomba [kW]:</b>	<b>3</b>
---	----------

La potencia de la bomba nos permite conocer el consumo final de la instalación de abastecimiento de agua. A modo de resumen se adjunta la tabla con las variables de mayor relevancia de este sistema:

BOMBEO DESDE POZO	H impulsión[m]	135
	Caudal [m³/h]	2,79
	Energía diaria consumida por la bomba y potabilización[kWh]	28,02
TANQUE	Capacidad tanque [m3]	15,6
	Diámetro depósito [m]	2,71
	Altura depósito[m]	6,46
	presión en el tanque [mca]	5

Tabla 28. Resultados del sistema de agua

Tomando los datos de irradiación de la base de datos del PVGIS, y para una inclinación de 18° (ángulo óptimo según PVGIS, según los cálculos con fórmulas es 16° de acuerdo a la latitud del emplazamiento):

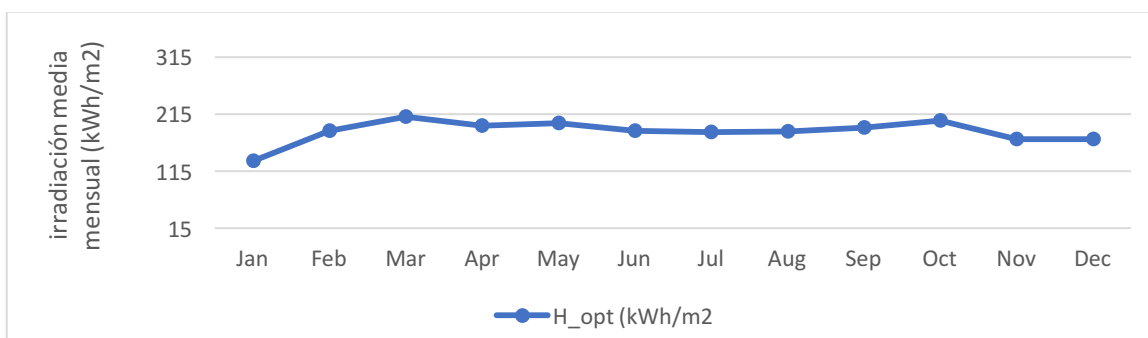


Figura 37. Gráfico de la irradiación solar mensual.

### 5.2.1. Alternativa 1: Instalación centralizada (microgrid) de tipología AC Coupling

#### Cálculo de la instalación de generación

La previsión de potencia de las cargas se ha realizado conforme al procedimiento explicado en el *Anexo 4: Dimensionado y diseño*.

PREVISIÓN DE POTENCIA	Consumo anual viviendas y alumbrado público [Mwh]	44,83
	Consumo anual sistema pozo/sistema desalinización [Mwh] y extras	10,09
	Energía total requerida anual [MWh] con 20% margen de seguridad	65,9
	Energía total requerida diaria [kWh] con 20% margen de seguridad	180,5
	Potencia de las cargas con pico de arranque (bomba) [kW]	74,2
	Potencia pico de las cargas con Coef Simultaneidad=0,8 [kW]	59,3

Tabla 29. Previsión de potencia para la microgrid

Se ha supuesto un consumo constante anual ya que no se posee información acerca de la variación de consumos a lo largo del año.

	Consumos totales Ct (Wh/día)	Radiación disponible Rd (kWh/día*m <sup>2</sup> )	Relación Consumos/Radiación (C/R=Ct/Rd)
Enero	213146,44	4,29	49680,75
Febrero	213146,44	6,61	32260,00
Marzo	213146,44	6,77	31464,47
Abril	213146,44	6,50	32791,76

Mayo	213146,44	6,42	33203,72
Junio	213146,44	6,17	34564,29
Julio	213146,44	5,90	36106,77
Agosto	213146,44	5,94	35910,54
Septiembre	213146,44	6,37	33478,50
Octubre	213146,44	6,58	32389,90
Noviembre	213146,44	5,70	37394,11
Diciembre	213146,44	5,52	38640,58

Tabla 30. Consumos y radiación (HSP) del emplazamiento del poblado

De acuerdo a los datos de radiación, el mes más desfavorable es Enero. Según el método de dimensionamiento del mes peor, la potencia pico fotovoltaica a instalar será de 49,68 kWp.

Instalando la potencia pico mencionada, la energía generada y el consumo serían los siguientes:

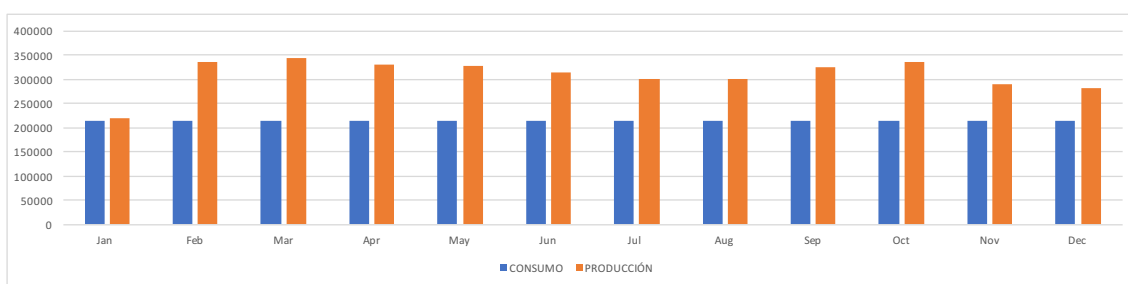


Figura 38. Comparativa producción y consumo con dimensionado mediante el método del mes peor

La instalación centralizada para el consumo global constará de lo siguiente:

- 220 módulos **AREi-230W-M6-G**. Se trata de un módulo policristalino de 230 Wp.
- 1 inversor **SUN2000-60KTL-M0**
- 10 baterías **OPzV 6 PVV-900** (6 vasos de 8V) del fabricante BAE Secura PVV Solar
- 9 inversores-cargadores **Schneider Conext XW+ 8548 E**
- 3 grupos diésel **Caterpillar C2.2**
- Cableado y dispositivos de protección

Las características técnicas detalladas de los equipos seleccionados aparecen en el *Anexo 6: Datos complementarios del ejemplo de aplicación*.

## Campo fotovoltaico

Las características del campo fotovoltaico serán las siguientes:

SISTEMA FOTOVOLTAICO	<b>Inclinación óptima (PVGIS)º</b>	<b>18º</b>
	Inclinación óptima (fórmulas)º	16,38º
	Horas solares pico (HSP)	4,29
	Orientación	Hemisferio Norte, orientar los paneles hacia el SUR
	distancia entre filas de paneles (d1) [m]	0,50
	distancia entre filas de paneles (d2) [m]	2,07
	<b>Potencia Pico a instalar [kWp]</b>	<b>49,68</b>
	<b>Distribución de los módulos</b>	
	MAX Nº de módulos en serie	26
	MIN Nº de módulos en serie	9
	<b>Nº de módulos en serie seleccionados</b>	<b>20</b>
	<b>Nº ramas en paralelo</b>	<b>11</b>
	<b>Nº paneles total</b>	<b>220</b>
	Intensidad máxima del campo (Isc) [A]	88
	Tensión máxima del campo (Voc) [V]	743
<b>Potencia Total Calculada [kWp]</b>	<b>50,6</b>	
Potencia proporcionada-requerida (%)	101,85	

Tabla 31. Características del sistema fotovoltaico de la microgrid

El modelo del panel seleccionado es AREi-230W-M6-G. Se trata de un módulo policristalino de 230 Wp.

## Inversores

A la salida del campo fotovoltaico se encuentra el sistema de acondicionamiento de potencia (inversores de red) que convierten de DC a AC. En este caso se ha escogido el inversor SUN2000-60KTL-M0 cuyas características principales aparecen recogidas en la siguiente tabla:

<b>Modelo</b>	<b>SUN2000-60KTL-M0</b>
Fabricante	HUAWEI
Potencia Nominal [W]	60000
Verificación (Tensión del sistema)	Modelo adecuado, tensión del campo FV dentro del rango de tensiones del inversor

Imax de carga solar [A]	180
Voc max [V]	1100
Rango Tension MPPT	200-1000 VDC
Vmpp min	200
Corriente máxima de salida	95,3
Tensión mínima de salida	230
Tensión máxima de salida	400

Tabla 32. Características del modelo de inversor de red de la microgrid

Se verifica la compatibilidad eléctrica con los parámetros del campo fotovoltaico:

- Intensidad admisible debe ser mayor que la de salida del campo fotovoltaico.
- La tensión del campo debe estar dentro del rango de seguimiento MPPT del inversor.
- La potencia debe ser mayor que la de consumo por parte de las cargas, una vez aplicado el coeficiente de simultaneidad ( $CS=0,8$ ), la cual resulta ser 59,3 kW. Además, debe ser capaz de aguantar la potencia de las cargas incluyendo los picos de arranque de la bomba que se sitúa en unas 5 veces la potencia nominal (alrededor de 15 kW).

De acuerdo a las restricciones mencionadas, se determina el número de inversores requeridos según cada criterio:

INVERSOR	Nº de inversores según intensidad de carga solar	1
	Nº de inversores según potencia de consumo	1
	Verificación Dimensionado	Dimensionado correcto por intensidad de entrada y potencia demandada
	Potencia proporcionada-requerida	101,13%

Tabla 33. Número de inversores de red de la microgrid según diferentes requerimientos

Concluimos que será necesario 1 inversor SUN2000-60KTL-M0.

### **Sistema de acumulación**

El sistema de acumulación deberá suministrar energía cuando haya déficits de producción por parte del campo fotovoltaico. Se ha propuesto que tenga una autonomía de 2 días y una profundidad de descarga máxima del 70%. Además, la tensión será de 48 Voltios.

Días de autonomía	2
Profundidad de descarga máxima [%]	70

Tensión	48
---------	----

Tabla 34. Condiciones del sistema de acumulación

Con estos datos de partida, obtenemos la capacidad requerida (en Ah C100). Debe ser la que aparece en la siguiente tabla:

Capacidad del sistema de acumulación [Ah C100]	11821,34
Capacidad del sistema de acumulación (útil) [Ah C100]	8274,94

Tabla 35. Output de la herramienta para el sistema de acumulación

Para lograr esta capacidad, se ha optado por baterías OPzV 8 PVV-1200 formadas por 6 vasos en serie de 8V, lo que da un total de 48V (1 batería). La capacidad de cada batería es de 1190Ah C100. Serán necesarias 10 baterías para satisfacer la capacidad necesaria.

Vasos en serie	6
Baterías en paralelo	10
CAPACIDAD PROPORCIONADA- REQUERIDA	100,66%
OBSERVACIONES	Ajuste correcto

Tabla 36. Baterías requeridas para la instalación y relación entre capacidad proporcionada y requerida

## Grupo electrógeno

El grupo electrógeno de apoyo se ha dimensionado para que sea capaz de cargar las baterías a través del inversor-cargador cuando estas lleguen a un nivel bajo de carga definido. El sistema de gestión de la energía se encargará de esta función.

Para este caso concreto, a pesar de que la solución definida está un poco sobredimensionada, se he preferido elegir 2 grupos electrógenos un poco más pequeños preferiblemente a uno de mayor potencia para que operen a altas cargas lo que conlleva un menor consumo específico. (ver capítulo 4. Dimensionado y diseño)

Potencia requerida [kW]	59,3
-------------------------	------

Tabla 37. Potencia de las cargas

El modelo seleccionado es CATERPILLAR C2.2, serán necesarias tres unidades tal y como se refleja en la siguiente tabla.

Modelo	C2.2
Fabricante	CATERPILLAR
Potencia [kW]	20
frecuencia	50
Tensión mín	110

Tensión max	415
Corriente max de salida (trifásica)	48,2
<b>Nº de generadores diesel</b>	<b>3</b>
<b>Potencia Total seleccionada [kW]</b>	<b>60</b>
VERIFICACIÓN POTENCIA	cumple, potencia suficiente
VERIFICACIÓN DIMENSIONADO	Sobredimensionado, elija otra combinación

Tabla 38. Output de la herramienta para el grupo electrógeno de apoyo

## Inversores-cargadores

Las características del inversor-cargador quedan bien definidas una vez se conocen las características de los tres sistemas de producción de energía considerados: el campo fotovoltaico, el grupo electrógeno (diésel) y el sistema de acumulación (baterías).

Las condiciones a tener en cuenta para el dimensionado de este equipo son algo más complejas al existir una casuística variada.

- 1) En caso de existir un excedente de energía producida por el campo fotovoltaico, los inversores de red suministran la energía y cargan la batería a través del inversor-cargador.

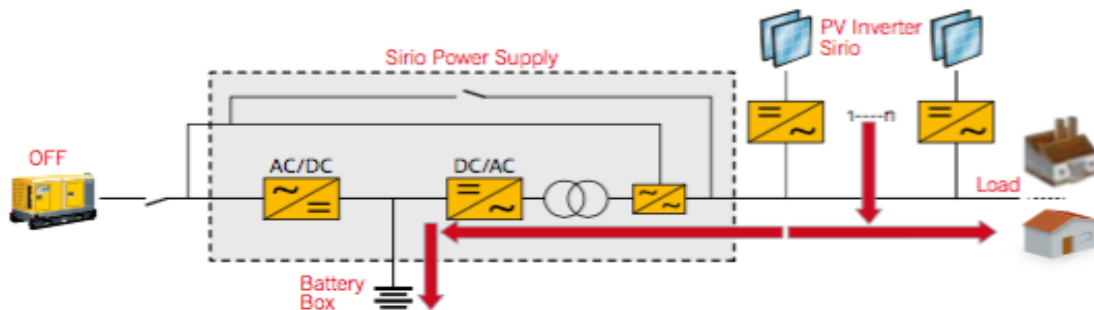


Figura 39. Distribución de la energía, caso 1

- 2) En caso de que el campo no sea capaz de suministrar energía suficiente, la batería ayudará aportando la cantidad de energía necesaria.

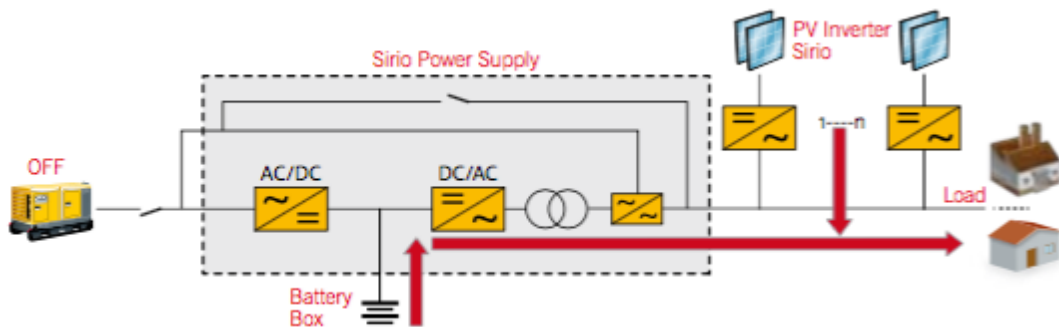


Figura 40. Distribución de la energía, caso 2

- 3) Si el campo FV no es capaz de suministrar energía suficiente y la carga de la batería es demasiado baja, será el grupo diésel el encargado de abastecer de energía a la población y el excedente se utilizará para cargar las baterías como en el caso 1).

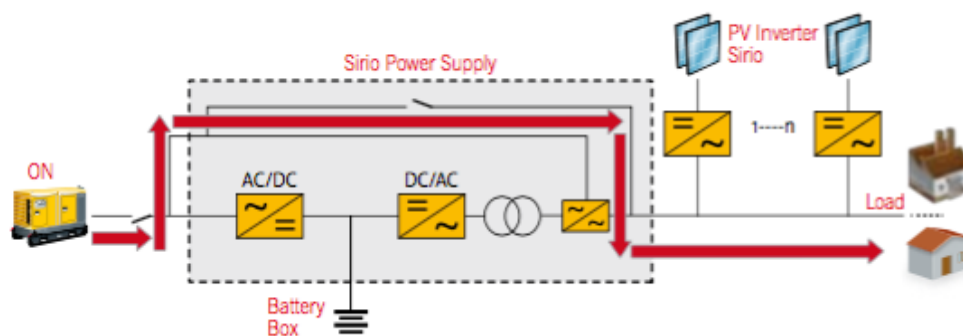


Figura 41. Distribución de la energía, caso 3

Los datos que necesitamos saber para el dimensionado de los equipos han sido ya definidos y son los siguientes:

Tensión del sistema de acumulación [V]	48
Tensión de red (Monofásica/Trifásica) [V]	230/400

Tabla 39. Tensiones del sistema de acumulación y de red

El modelo que se ha seleccionado para este caso es el siguiente:

Modelo	Schneider Conext XW+ 8548 E
Fabricante	Schneider
Potencia [W]	6800
Potencia Máxima [W]	8500
Tensión del sistema de acumulación [V]	48
Monofásica/Trifásica	Si
nº entradas	2
corriente máxima de alimentación por entrada [A]	60
Tensión de entrada	230
Tensión de salida	230
Corriente de carga de la batería [A]	140
Potencia nominal alcanzable	Variable según el número de grupos instalados

Tabla 40. Características del inversor-cargador seleccionado



Se trata de un modelo muy versátil ya que permite la conexión formando grupos de hasta 102 kW de potencia pico ó 81,6 de potencia nominal (12 unidades). Además, permite una integración modular en función de la potencia que requieras, pudiendo llegar a más de 500 kWp.

En nuestro caso, tenemos una potencia pico de cargas de 74 kW. Se calculan el número de equipos que serían necesarios según potencia nominal, potencia pico e intensidad de entrada desde la salida de los inversores de red del campo FV y del grupo electrógeno y se dimensiona para el caso más desfavorable.

<b>Potencia pico de cargas [kW] (aplicando CS)</b>	74 (59,3)
nº de inversores para satisfacer potencia nominal de cargas con Coef. simultaneidad (viviendas, alumbrado, agua...)	9
nº de inversores para satisfacer potencia pico de cargas (viviendas, alumbrado, agua...)	9
nº inversores por intensidad max de entrada (grupo electrógeno o campo FV)	3
Verificación sobredimensionamiento	Descompensación entre requeridos por intensidad y por potencia. Dimensionado correcto.

Tabla 41. Número de inversores-cargadores según diferentes requerimientos

Según los cálculos, se requieren 9 equipos de estas características para satisfacer las necesidades de consumo.

## **Cableado**

Por último, se definen las secciones de los cables para los tramos de DC y AC. Se deben cumplir los siguientes criterios:

- Caída de tensión admisible
- Intensidad máxima

Las distancias entre los distintos sistemas son las siguientes:

Distancia campo fotovoltaico-inversores de red [m]	40
Distancia inversor de red-inversor cargador [m]	5
Distancia inversor cargador-batería [m]	5
Distancia Grupo electrógeno-inversor cargador [m]	30
Distancia inversor cargador- cargas[m]	1500
Distancia inversor de red-cargas[m]	1500

Tabla 42. Distancias entre sistemas de la microgrid

- **Tramo campo fotovoltaico-inversores de red:**

Longitud [m]	40
Tensión [V]	743
Intensidad por cable [A]	8
Caída de tensión admisible	1,5%
Cable (sección comercial) campo fotovoltaico-inversor de red [mm <sup>2</sup> ]	1,5
Nº de cables	11
aislamiento	PVC
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 43. Output cableado 1

- **Tramo inversores de red-inversores cargador:** El criterio limitante en este caso es el de máxima intensidad admisible.

Longitud [m]	5
Tensión [V]	400
Intensidad total [A]	95,3
Nº de cables	1
Intensidad por cable [A]	95,3
Caída de tensión admisible	2%
Cable (sección comercial) inversores de red-inversores cargador [mm <sup>2</sup> ]	35
aislamiento	PVC
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 44. Output cableado 2

- **Tramo inversores cargador-baterías:** El criterio limitante en este caso es el de máxima intensidad admisible.

Longitud [m]	5
Tensión [V]	48
Intensidad [A]	1260
Nº de cables	9

Intensidad por cable [A]	140
Caída de tensión admisible	1,5%
Cable (sección comercial) inversor cargador-baterías [mm2]	50
aislamiento	PVC
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 45. Output cableado 3

- **Tramo grupo electrógeno-inversor cargador:** El criterio limitante en este caso es el de máxima intensidad admisible.

Longitud [m]	30
Tensión [V]	400
Intensidad [A]	144,6
Nº de cables	3
Intensidad por cable [A]	48,2
Caída de tensión admisible	1,5%
Cable (sección comercial) inversor cargador-baterías [mm2]	35
aislamiento	PVC
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 46. Output cableado 4

- **Tramo inversor de red-cargas:** 1 cable a 10 kV desde la subestación hasta el poblado.

Longitud [m]	1500
Tensión [V]	10000
Intensidad [A]	95,3
Nº de cables	1
Intensidad por cable [A]	95,3
Caída de tensión admisible	3%
Cable (sección comercial) inversor de red-cargas [mm2]	35
aislamiento	XLPE
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 47. Output cableado 5

\*Línea de transmisión a 10kV

- **Tramo inversor cargador-cargas:** 1 cable a 10 kV desde la subestación hasta el poblado.

Longitud [m]	1500
Tensión [V]	10000
Intensidad total[A] (9 inversores-cargadores)	477
Nº de cables desde subestación hasta cargas	1
Intensidad por cable desde subestación hasta cargas [A]	53
Caída de tensión admisible	3%
Cable (sección comercial) inversor de red-cargas [mm2]	35
aislamiento	XLPE
Criterio caída de tensión admisible	CUMPLE
Criterio intensidad admisible	CUMPLE

Tabla 48. Output cableado 6

\*Línea de transmisión a 10kV

## 5.2.2. Alternativa 2: Instalación DC Coupling para viviendas individuales y microgrid (centralizada) AC Coupling para alumbrado y agua

En este caso, se propone la siguiente configuración:

- Configuración DC Coupling en cada casa.
- Alimentación centralizada para el sistema de agua y alumbrado público.

Se toman como base de la instalación centralizada los resultados de radiación (HSP) ya que la base de datos de radiación es común al tratarse del mismo emplazamiento.

### 1) Instalación individual para cada vivienda “DC Coupling”

La previsión de potencia para cada vivienda es la siguiente:

PREVISIÓN DE POTENCIA	Energía total requerida anual [kWh] con 20% margen de seguridad	978,9
	Energía total requerida diaria [kWh] con 20% margen de seguridad	2,68

	Potencia pico de las cargas [W]	2287
--	---------------------------------	------

Tabla 49. Previsión de potencia para consumo individual de viviendas

Se ha supuesto un consumo constante anual ya que no se posee información acerca de la variación de consumos a lo largo del año. La relación Consumos/Radiación para cada mes es la siguiente, obteniendo el dato más desfavorable para el mes de enero, con el que se dimensionará el sistema de captación.

Mes	Relación Consumos/Radiación (C/R=Ct/Rd)
Enero	700,35
Febrero	454,77
Marzo	443,55
Abril	462,26
Mayo	468,07
Junio	487,25
Julio	508,99
Agosto	506,23
Septiembre	471,94
Octubre	456,60
Noviembre	527,14
Diciembre	544,71

Tabla 50. Relación consumos/radiación de viviendas individuales

Según el método de dimensionamiento del mes peor, la potencia fotovoltaica a instalar será de 700,35 Wp.

Instalando la potencia pico mencionada, la energía generada y el consumo serían los siguientes:

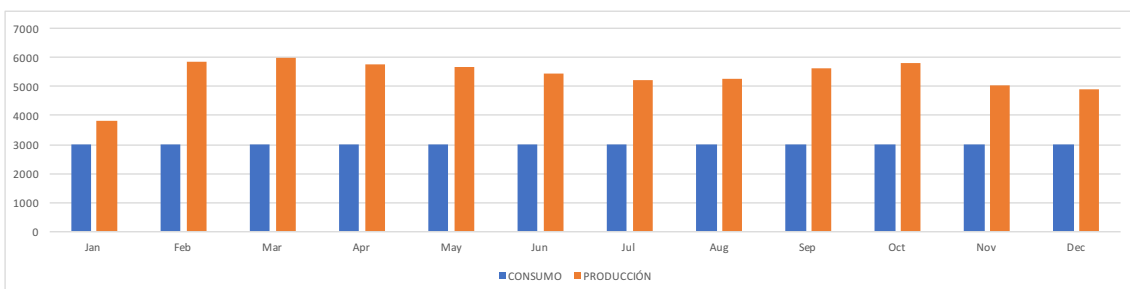


Figura 42. Comparativa producción y consumo con dimensionado mediante el método del mes peor

Como se puede observar, en algunos meses habrá exceso de energía debido al método de dimensionado. Se descarta la posibilidad de incluir un grupo electrógeno por vivienda individual ya que sería inviable económicamente.

La instalación que se propone para cada vivienda es la siguiente:

- 3 módulos **API-P235** del fabricante Advance Power. Se trata de un módulo policristalino de 235 Wp.
- 2 reguladores de carga **Victron Energy BlueSolar MPPT 75/15**
- 2 batería **OPzV 2 PVV-140** (12 vasos de 2V) del fabricante BAE Secura PVV Solar
- 1 inversor-cargador **Victron Quattro 24/3000**
- Cableado y dispositivos de protección

Las características de la instalación para cada vivienda son las siguientes:

SISTEMA FOTOVOLTAICO	<b>Modelo</b>	<b>API-P235</b>
	<b>Inclinación óptima (PVGIS)º</b>	<b>18º</b>
	Inclinación óptima (fórmulas)º	16,38º
	Horas solares pico (HSP)	4,29
	Orientación	Hemisferio Norte, orientar los paneles hacia el SUR
	distancia entre filas de paneles (d1) [m]	0,53
	distancia entre filas de paneles (d2) [m]	2,42
	<b>Potencia Pico a instalar [Wp]</b>	700,35
	<b>Distribución de los módulos</b>	
	MAX Nº de módulos en serie	1
	MIN Nº de módulos en serie	1
	<b>Nº de módulos en serie seleccionados</b>	<b>1</b>
	<b>Nº ramas en paralelo</b>	<b>3</b>
	<b>Nº paneles total</b>	<b>3</b>
	Intensidad máxima del campo (Isc) [A]	24,69
	Tensión máxima del campo (Voc) [V]	36,72
	<b>Potencia Total Calculada [Wp]</b>	<b>705</b>
	Potencia proporcionada-requerida (%)	100,66
	Observaciones	Ajuste correcto
	REGULADOR DE CARGA	Modelo

	Corriente máxima que debe gestionar con un 20% de margen de seguridad [A]	29,63
	Intensidad total que pueden gestionar	30
	<b>nº reguladores</b>	<b>2</b>
	Corriente gestionada por el regulador(Fabricante)- Máxima requerida calculada	101,25%
	(se ha incluido un margen de seguridad del 20%) OBSERVACIONES:	Dimensionado Correcto
BATERÍAS	Modelo	<b>4 PVV-280</b>
	Días de autonomía requeridos	2
	Profundidad de descarga máxima requerida [%]	70
	Tensión	24
	<b>Capacidad de acumulación requerida [Ah C100]</b>	<b>351,21</b>
	<b>Capacidad de acumulación (útil) requerida [Ah C100]</b>	<b>245,85</b>
	<b>Capacidad de acumulación (útil) proporcionada [Ah C100]</b>	<b>360</b>
	<b>Vasos en serie</b>	<b>12</b>
	<b>Baterías en paralelo</b>	<b>2</b>
	CAPACIDAD PROPORCIONADA- REQUERIDA	102,5%
	Observaciones:	Ajuste correcto
INVERSOR- CARGADOR	Modelo	<b>Victron Quattro 24/3000</b>
	<b>Potencia [W]</b>	<b>2400</b>
	Potencia Máxima [W]	6000
	corriente máxima de alimentación por entrada [A]	50
	<b>Potencia pico de cargas [kW]</b>	<b>2,3</b>
	nº de inversores para satisfacer potencia nominal de cargas con Coef. simultaneidad (viviendas, alumbrado, agua...)	1
	nº de inversores para satisfacer potencia pico de cargas (viviendas, alumbrado, agua...)	1
	nº inversores por intensidad max de entrada (grupo electrógeno o campo FV)	1
	Observaciones:	Ajuste correcto

Tabla 51. Características instalación DC Coupling para cada vivienda individual

## Cableado

Por último, se definen las secciones de los cables para los distintos tramos

Las distancias entre los distintos sistemas son las siguientes:

Paneles fotovoltaicos-Caja de conexiones	Distancia [m]	8
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	4
	Nº de cables	3
Caja de conexiones-Reguladores MPPT	Distancia [m]	2
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	2,5
	Nº de cables	2
Reguladores MPPT-Baterías	Distancia [m]	5
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	16
	Nº de cables	2
Inversor/cargador-Baterías	Distancia [m]	5
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	70
	Nº de cables	1
Inversor/cargador-cargas	Distancia [m]	10
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	4
	Nº de cables	1

Tabla 52. Características del cableado para cada vivienda

Para un total de 50 viviendas, esto supondría en total:

- 150 módulos **API-P235** del fabricante Advance Power. Se trata de un módulo policristalino de 295 Wp.
- 100 reguladores de carga **Victron Energy BlueSolar MPPT 75/15**
- 100 baterías **OPzV 2 PVV-140** (12 vasos de 2V) del fabricante BAE Secura PVV Solar
- 50 inversor-cargador **Victron Quattro 24/3000**
- Cableado proporcional a la distancia según cada tipo de sección y los correspondientes dispositivos de protección

## 2) Instalación centralizada para alumbrado público, instalaciones comunes y equipamiento para el suministro de agua

La instalación centralizada que se propone constará de lo siguiente:

- 57 módulos **AREi-230W-M6-G**. Se trata de un módulo policristalino de 230 Wp.
- 2 inversores **OMEGA PMS 5K-48**



- 10 baterías **OPzV 4 PVV-280** (12 vasos de 4V) del fabricante BAE Secura PVV Solar
- 2 inversores-cargadores **Victron Quattro 24/8000**
- 1 grupo diésel **Caterpillar C1.5**
- Cableado y dispositivos de protección

En cuanto al consumo eléctrico derivado del alumbrado público y de los equipos requeridos para el abastecimiento de agua (bombas) se ha obtenido lo siguiente:

PREVISIÓN DE POTENCIA	Consumo anual alumbrado público [kWh]	4039,2
	Consumo anual sistema pozo/sistema desalinización [kWh] y extras	10088,3
	Energía total requerida anual [kWh]	16952,9
	Energía total requerida diaria [kWh]	46,5
	Potencia de las cargas [kW]	4,9
	Potencia de cargas con pico de arranque (bomba) [kW]	16,9

Tabla 53. Previsión de potencia de la instalación AC Coupling para alumbrado y abastecimiento de agua

La relación Consumos/Radiación es la siguiente, obteniendo el dato más desfavorable para el mes de enero. Según los datos que aparecen en la siguiente tabla, la potencia fotovoltaica a instalar será 12,78kWp.

Mes	Relación Consumos/Radiación (C/R=Ct/Rd)
Enero	12780,80
Febrero	8299,16
Marzo	8094,51
Abril	8435,96
Mayo	8541,94
Junio	8891,96
Julio	9288,78
Agosto	9238,30
Septiembre	8612,63
Octubre	8332,58
Noviembre	9619,96
Diciembre	9940,62

Tabla 54. Relación consumos/radiación

Como se puede observar en el gráfico, hay un exceso de producción en varios meses del año. Esto sucede porque se ha estimado un consumo constante anual aunque lo realista es considerar que en los meses de verano el consumo será mayor sobre todo por el aumento de consumo de agua. Una posible solución es reducir el número de paneles aunque esto supondría un aumento en la probabilidad de no poder satisfacer todo el consumo de las cargas.

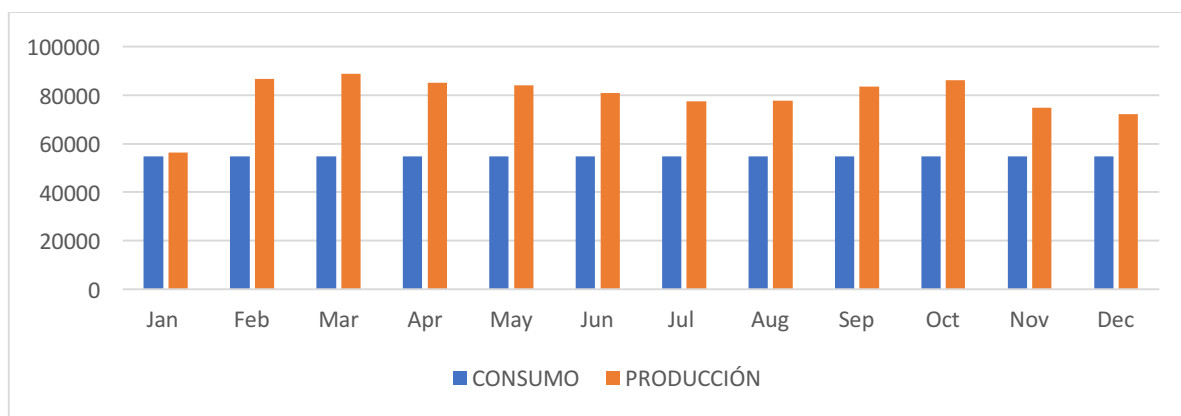


Figura 43. Comparativa producción y consumo con dimensionado mediante el método del mes peor

Las características de los equipos y de la instalación para el alumbrado y el abastecimiento de agua son las siguientes:

SISTEMA FOTOVOLTAICO	<b>Modelo</b>	<b>AREi-230W-M6-G</b>
	<b>Inclinación óptima (PVGIS)º</b>	<b>18º</b>
	Inclinación óptima (fórmulas)º	16,38º
	Horas solares pico (HSP)	4,29
	Orientación	Hemisferio Norte, orientar los paneles hacia el SUR
	distancia entre filas de paneles (d1) [m]	0,53
	distancia entre filas de paneles (d2) [m]	2,42
	<b>Potencia Pico a instalar [kWp]</b>	<b>12,78</b>
	<b>Distribución de los módulos</b>	
	MAX Nº de módulos en serie	3
	MIN Nº de módulos en serie	3
	<b>Nº de módulos en serie seleccionados</b>	<b>3</b>
	<b>Nº ramas en paralelo</b>	<b>19</b>

	<b>Nº paneles total</b>	<b>57</b>
	Intensidad máxima del campo (Isc) [A]	152
	Tensión máxima del campo (Voc) [V]	111
	<b>Potencia Total Calculada [kWp]</b>	<b>13,11</b>
	Potencia proporcionada-requerida (%)	102,58
INVERSOR	<b>Modelo</b>	<b>OMEGA PMS 5K-48</b>
	Potencia Nominal [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	10000
	I <sub>max</sub> de carga solar [A]	80
	Rango Tension MPPT	200-1000 VDC
	Nº inversores por potencia nominal de cargas	1
	Nº inversores por potencia (pico, arranque) de cargas	2
	Nº de inversores por intensidad max de entrada	2
BATERÍAS	<b>Modelo</b>	<b>4 PVV-280</b>
	Días de autonomía	2
	Profundidad de descarga máxima [%]	70
	Tensión	48
	<b>Capacidad de acumulación requerida [Ah C100]</b>	<b>3041,14</b>
	<b>Capacidad de acumulación (útil) requerida [Ah C100]</b>	<b>2128,80</b>
	<b>Capacidad de acumulación (útil) proporcionada [Ah C100]</b>	<b>3290</b>
	<b>Vasos en serie</b>	<b>12</b>
	<b>Baterías en paralelo</b>	<b>10</b>
	CAPACIDAD PROPORCIONADA- REQUERIDA	108,18%
INVERSOR-CARGADOR	<b>Modelo</b>	<b>Victron Quattro 48/8000</b>
	<b>Potencia [W]</b>	<b>5000</b>
	Potencia Máxima [W]	16000
	corriente máxima de alimentación por entrada [A]	100
	<b>Potencia pico de cargas [kW] sin Coef Simultaneidad</b>	<b>16,9</b>
	nº de inversores para satisfacer potencia nominal de cargas con Coef. simultaneidad (viviendas, alumbrado, agua...)	1
	nº de inversores para satisfacer potencia pico de cargas (viviendas, alumbrado, agua...)	1

	nº inversores por intensidad max de entrada (grupo electrógeno o campo FV)	1
GRUPO ELECTRÓGENO	<b>Modelo</b>	<b>C1.5</b>
	Fabricante	CATERPILLAR
	<b>Potencia [kW]</b>	<b>10,8</b>
	<b>Nº de generadores diesel</b>	<b>1</b>
	<b>Potencia Total seleccionada [kW]</b>	<b>10,8</b>

Tabla 55. Características instalación AC Coupling para alumbrado público y abastecimiento de agua

## Cableado

Campo fotovoltaico-Inversor de red	Distancia [m]	40
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	4
	Nº de cables	57
Inversor de red-Inversor cargador	Distancia [m]	5
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	10
	Nº de cables	2
Inversor cargador-Batería	Distancia [m]	5
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	35
	Nº de cables	1
Grupo electrógeno-Inversor cargador	Distancia [m]	30
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	10
	Nº de cables	2
Inversor cargador-Cargas	Distancia [m]	1500
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	35
	Nº de cables	1
Inversor de red-Cargas	Distancia [m]	1500
	Sección comercial [mm <sup>2</sup> ]	35
	Nº de cables	1

Tabla 56. Características instalación AC Coupling para alumbrado público y abastecimiento de agua

\* El transporte desde los inversores a las cargas se realizará en líneas de 10 kV.

### 5.3. Tabla resumen de los equipos de las dos alternativas

Tras el desarrollo de las dos soluciones, se muestra la siguiente tabla a modo de resumen con los equipos de cada alternativa:

Equipo	Microgrid	Opción descentralizada	
		Viviendas (50)	Centralizada agua + alumbrado
Paneles FV	220 módulos AREi 230Wp	150 módulos API 235Wp	57 módulos de AREi 230Wp
Sistema de acumulación	10 baterías OPzV 6 PVV-900	100 baterías OPzV 2 PVV-140	10 baterías OPzV 4 PVV-280
Grupo electrógeno	3 grupos Diésel CaterpillarC2.2	-	1 grupos Diésel CaterpillarC1.5
Inversores	1 inversor SUN 2000-60KTL-M0	1 inversor SUN 2000-60KTL-M0	2 inversores OMEGA PMS 5K-48
Inversores cargadores	9 inversores cargadores Schneider Conext XW+ 8548 E	50 inversores cargadores Victron Quattro 24/3000	2 inversores cargadores Victron Quattro 24/8000
Reguladores de carga	-	100 Victron Energy BlueSolar MPPT 75/15	-

Tabla 57. Resumen de los equipos de cada alternativa

### 5.4. Optimización mediante simulación HOMER y comparativa de la instalación híbrida respecto a grupo electrógeno

Se considera el siguiente caso de estudio con los poblados Lemcid, Tenn Alloui y El Mamghar para la validación de los resultados y la búsqueda de optimización de la solución.

La localización de los 3 poblados se muestra en el mapa:

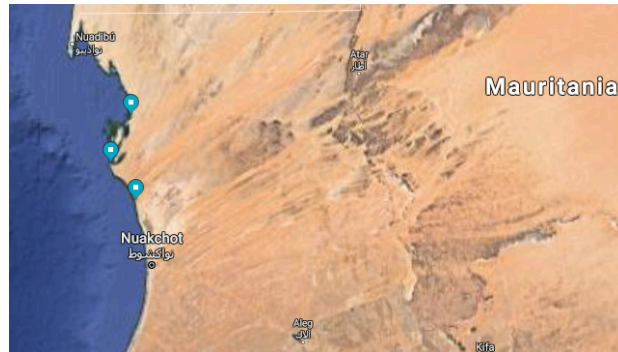


Figura 44. Localización de los poblados. Fuente: Google Maps

## SIMULACIÓN HOMER PRO

Se han simulado distintas soluciones introduciendo la opción “sensitive cases”. Esto nos permite conocer la mejor opción en cuanto a coste según el valor de una variable.

El precio del diésel se ha variado en la simulación entre 1,2 y 1,4 \$/L. Además, se ha propuesto un rango de variación potencia del campo generador fotovoltaico y de la capacidad del sistema de acumulación para que el software calcule la mejor opción disponible.

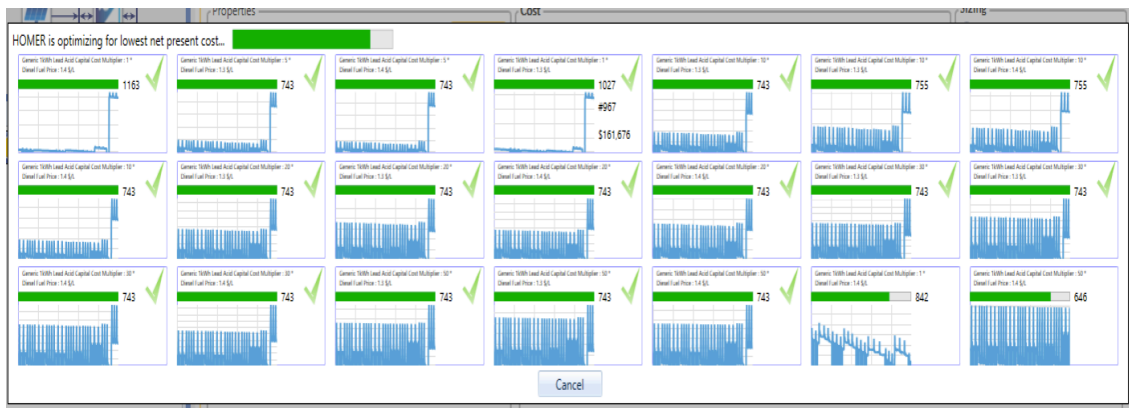


Figura 45. Simulación HOMER PRO

La configuración de la instalación ha seguido el esquema “microgrid”, ya que se comprobó que esta era la opción de menor coste. Configurándolo en HOMER PRO, queda de la siguiente manera:

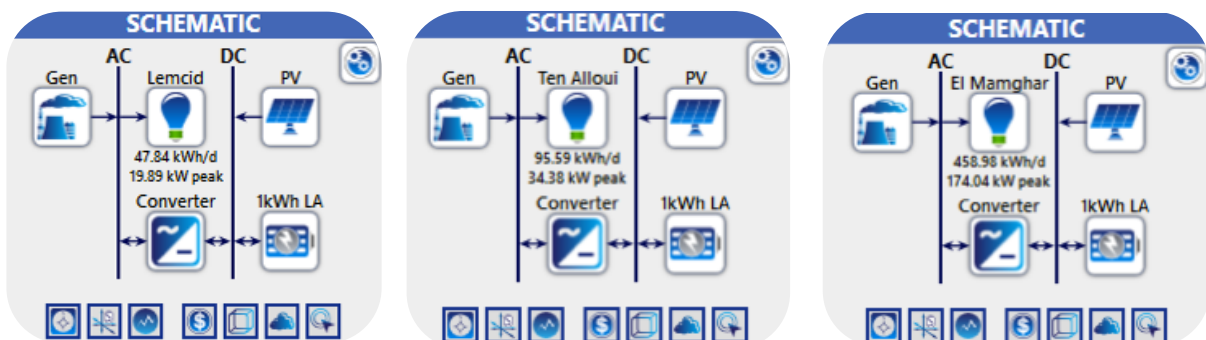


Figura 46. Esquema de la instalación en HOMER PRO

## POBLADO 1: LEMCID

Coordenadas	18°52'17"N 16°10'23"W
Extensión	10000m <sup>2</sup>
Nº Habitantes	40
Suministro de agua	Pozo
Nº de farolas previstas	15

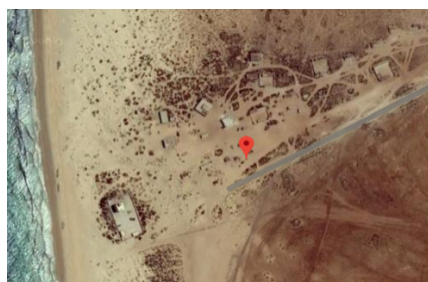


Tabla 58. Características del poblado Lemcid

PREVISIÓN DE POTENCIA	Consumo anual viviendas y alumbrado público [MWh]	9,94
	Consumo anual sistema pozo y extras [MWh]	4,61
	Energía total requerida anual [MWh] (20% margen de seguridad)	17,46
	Energía total requerida diaria [kWh] (20% margen de seguridad)	47,84
	Potencia de las cargas [kW]	20,6
	Potencia de las cargas [kW] (Con CS=0,8)	16,5
	Potencia Max de las cargas (considerando arranque de la bomba) [kW]	26,7
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Inclinación óptima	19°
	Horas solares pico (peor mes)	5,2
	Potencia del módulo [Wp]	275
	Potencia fotovoltaica total instalada [kWp]	11
	<b>Nº paneles total</b>	<b>40</b>
INVERSOR	Potencia Nominal [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	10000
	<b>Nº de inversores</b>	<b>4</b>
BATERÍAS	Días de autonomía	2
	Tensión [V]	48
	Capacidad de acumulación [Ah C100]	3132,35
	<b>Nº de baterías (De 345 Ah C100)</b>	<b>10</b>
INVERSOR-CARGADOR	Potencia [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	16000
	<b>Nº de inversores-cargadores</b>	<b>4</b>
GRUPO ELECTRÓGENO	Potencia Total seleccionada [kW]	21,6
	<b>Nº de generadores Diésel</b>	<b>2</b>

Tabla 59. Características de la instalación de Lemcid

Una vez se cumplimentan todos los campos con los elementos de cada subsistema y concluye la simulación, aparecen todas las soluciones que el software considera factibles para cada sensitivity case “caso de sensibilidad”. Por ejemplo, para el caso de 1,3\$/L tenemos las soluciones que aparecen en la siguiente figura:

Architecture							Cost			
	PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital	
	15.2	22.0	44	5.44	LF	\$106,395	\$0.471	\$5,261	\$38,388	
	29.9		104	20.4	CC	\$133,085	\$0.590	\$4,929	\$69,365	
		22.0	60	10.5	CC	\$234,139	\$1.04	\$15,436	\$34,596	
	62.1	22.0		4.84	CC	\$340,560	\$1.51	\$21,527	\$62,271	
		22.0			CC	\$459,118	\$2.03	\$34,800	\$9,240	

Figura 47. Soluciones propuestas para el poblado Lemcid

Solución 1: PV+Generador Diesel+Baterías+Inversor/cargador

Solución 2: PV+ Baterías+Inversor/cargador

Solución 3: Generador Diesel+ Baterías+Inversor/cargador

Solución 4: PV+Generador Diesel

Solución 5: Generador Diesel

Si ordenamos por la variable NPC (Net Present Cost), nos damos cuenta que mientras que la opción 1 tiene un coste inicial de 38.388\$ y la última 9.240\$, el NPC de la primera es solamente 106.395\$, un valor muy por debajo de los 459.118\$ de la última opción.

Los costes por año de cada opción son los siguientes:

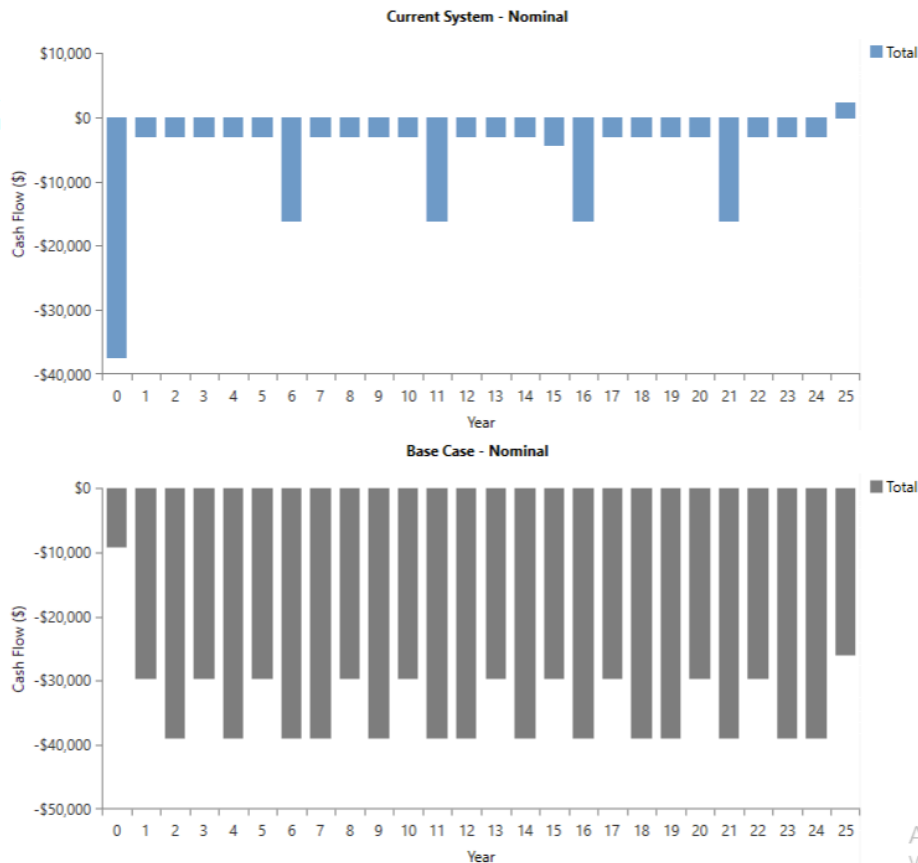


Figura.48. Comparativa de costes anuales de cada alternativa



Se puede apreciar que los costes de la solución una vez realizada la inversión inicial son debidos principalmente al recambio cíclico de las baterías mientras que para el caso del generador, los costes variables serían mayormente debidos al desembolso en combustible

Además, en el siguiente gráfico aparece la comparativa de coste a lo largo del ciclo de vida del proyecto de ambas opciones.

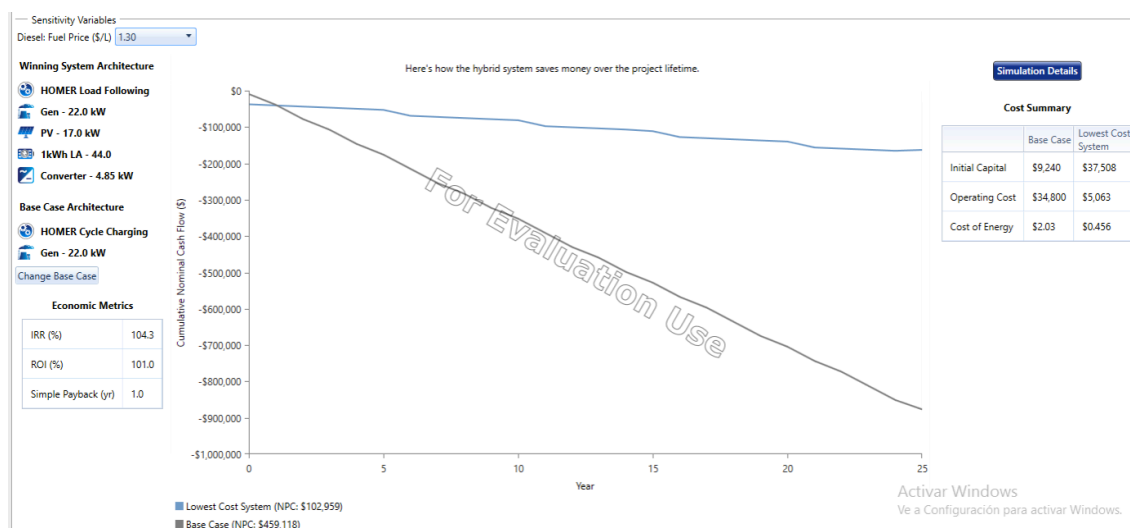


Figura.49. Comparativa de costes acumulado de cada alternativa

Por lo tanto, podemos concluir que la opción a elegir es la 1. Comparando los costes estimados inicialmente con el análisis realizado a partir de la herramienta creada y el software HOMER, vemos que la optimización de HOMER permite una reducción del coste de inversión inicial ya que simula una gran cantidad de soluciones y elige la mejor de todas.

## POBLADO 2: TEN ALLOUI

Coordenadas	19°58'19.2"N 16°13'48.0"W
Extensión	30000m <sup>2</sup>
Nº Habitantes	85
Suministro de agua	Pozo
Nº de farolas previstas	40



Tabla 60. Características del poblado Ten Alloui

PREVISIÓN DE POTENCIA	Consumo anual viviendas y alumbrado público [MWh]	22,70
-----------------------	---	-------

	Consumo anual sistema pozo y extras [MWh]	6,38
	Energía total requerida anual [MWh] (20% margen de seguridad)	34,89
	Energía total requerida diaria [kWh] (20% margen de seguridad)	95,59
	Potencia de las cargas [kW]	34,4
	Potencia de las cargas [kW] (Con CS=0,8)	27,5
	Potencia Max de las cargas (considerando arranque de la bomba) [kW]	42,5
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Inclinación óptima (fórmulas) <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>
	Horas solares pico (peor mes)	5,27
	Potencia del módulo [Wp]	275
	Potencia Total [kWp]	22,28
	<b>Nº paneles total</b>	<b>81</b>
INVERSOR	Potencia Nominal [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	10000
	<b>Nº de inversores</b>	<b>6</b>
BATERÍAS	Días de autonomía	2
	Tensión	48
	Capacidad de acumulación [Ah C100]	6259,01
	<b>Nº de baterías (De 345 Ah C100)</b>	<b>18</b>
INVERSOR-CARGADOR	Potencia [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	16000
	<b>Nº de inversores-cargadores</b>	<b>6</b>
GRUPO ELECTRÓGENO	Potencia Total seleccionada [kW]	32,4
	<b>Nº de generadores Diésel</b>	<b>3</b>

Tabla 61. Características de la instalación de Ten Alloui

Las soluciones que HOMER PRO considera factibles tras la simulación son las siguientes:

Architecture								Cost			
	PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)		
	29.1	38.0	88	17.3	LF	\$187,723	\$0.416	\$8,510	\$77,714		
	39.2		192	36.9	CC	\$216,638	\$0.480	\$7,875	\$114,837		
		38.0	92	19.7	CC	\$409,660	\$0.908	\$27,252	\$57,362		
	143	38.0		16.8	CC	\$629,476	\$1.40	\$37,706	\$142,028		
		38.0			CC	\$811,169	\$1.80	\$61,513	\$15,960		

Figura 50. Soluciones propuestas para el poblado Ten Alloui

En este caso, la solución que presenta un menor NPC es la solución 1: PV + Generador Diesel + Baterías + Inversor/cargador. La inversión inicial de esta solución es 77.714€

La comparativa de costes anuales de la solución 1 y de la opción de usar solamente el grupo electrógeno es la siguiente:

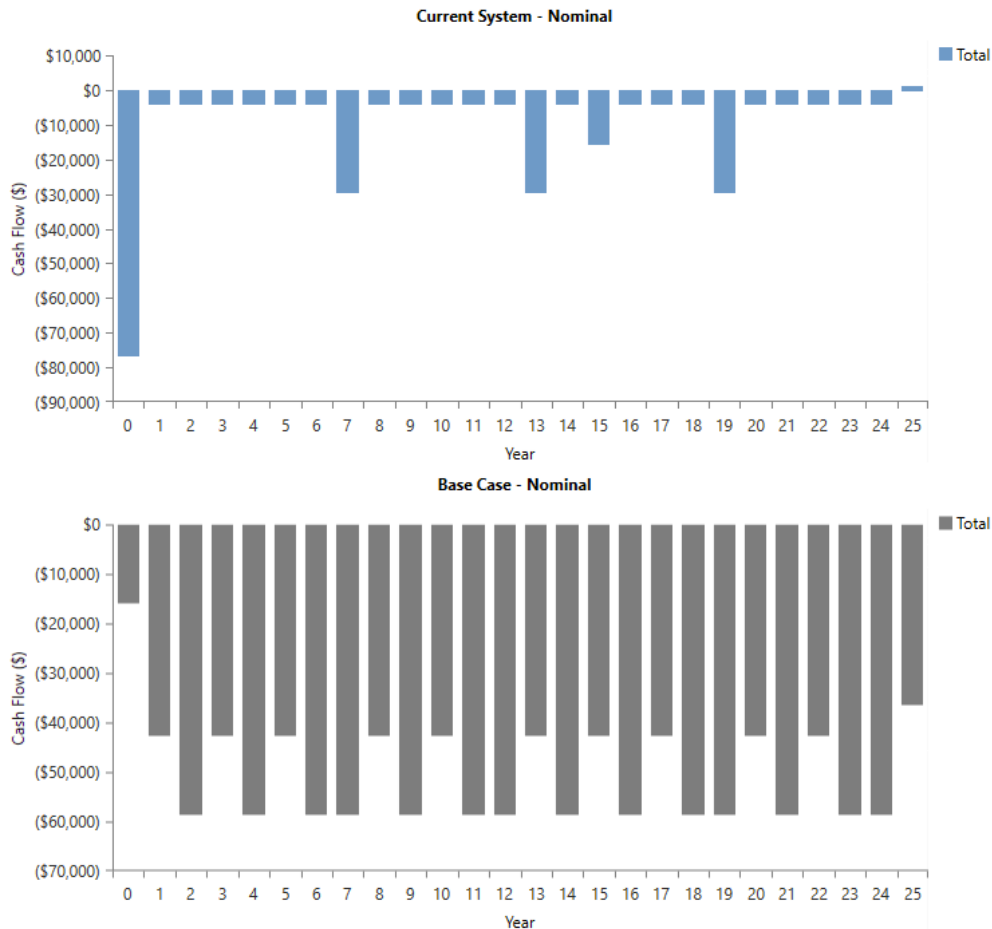


Figura.51. Comparativa de costes anuales de cada alternativa

El coste acumulado a lo largo del ciclo de vida del proyecto de ambas opciones es el siguiente:

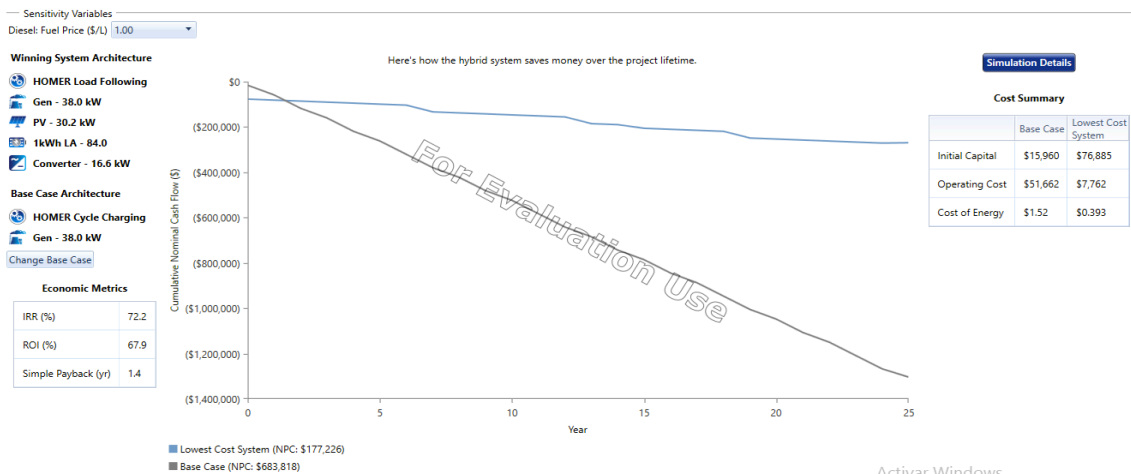


Figura.52. Comparativa de costes acumulado de cada alternativa

### POBLADO 3: EL MAMGHAR

Coordenadas	19°19'60"N 16°29'36"W
Extensión	233000m <sup>2</sup>
Nº Habitantes	190
Suministro de agua	Desalinización
Nº de farolas previstas	311

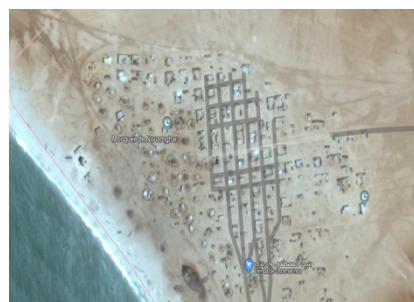


Tabla 62. Características del poblado El Mamghar

PREVISIÓN DE POTENCIA	Consumo anual viviendas y alumbrado público [MWh]	76,10
	Consumo anual desalinización y extras [MWh]	63,51
	Energía total requerida anual [MWh] (20% margen de seguridad)	167,53
	Energía total requerida diaria [kWh] (20% margen de seguridad)	458,98
	Potencia de las cargas [kW]	174,2
	Potencia de las cargas [kW] (Con CS=0,8)	139,4
	Potencia Max de las cargas (considerando arranque de la bomba) [kW]	182,2
SISTEMA FOTOVOLTAICO	Inclinación óptima (fórmulas) <sup>o</sup>	20 <sup>o</sup>
	Horas solares pico (peor mes)	4,77
	Potencia del módulo [Wp]	275
	Potencia Total [kWp]	113,85
	<b>Nº paneles total</b>	<b>414</b>
INVERSOR	Potencia Nominal [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	10000
	<b>Nº de inversores</b>	<b>28</b>
BATERÍAS	Días de autonomía	2
	Tensión	48
	Capacidad de acumulación [Ah C100]	30052,45
	<b>Nº de baterías (De 345 Ah C100)</b>	<b>87</b>
INVERSOR-CARGADOR	Potencia [W]	5000
	Potencia Máxima [W]	16000
	<b>Nº de inversores-cargadores</b>	<b>28</b>
GRUPO ELECTRÓGENO	Potencia Total seleccionada [kW]	210,4
	<b>Nº de generadores Diésel</b>	<b>4</b>

Tabla 63. Características de la instalación de El Mamghar

Las soluciones que HOMER PRO considera factibles tras la simulación son las siguientes:

Architecture								Cost			
	PV (kW)	Gen (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	NPC (\$)	COE (\$)	Operating cost (\$/yr)	Initial capital (\$)		
⚠	137	200	392	73.6	LF	\$861,773	\$0.398	\$38,613	\$362,601		
	202		948	177	CC	\$1.06M	\$0.491	\$38,078	\$569,891		
		200	256	57.3	CC	\$1.84M	\$0.848	\$126,529	\$200,936		
⚠	620	200		68.2	CC	\$2.70M	\$1.25	\$160,596	\$627,480		
		200			CC	\$3.35M	\$1.55	\$252,985	\$84,000		

Figura 53. Soluciones propuestas para el poblado El Mamghar

De nuevo, la solución que presenta un menor NPC es la solución 1: PV + Generador Diésel + Baterías + Inversor/cargador. La inversión inicial de esta solución es 362.601€

La comparativa de costes anuales de la solución 1 y de la opción de usar solamente el grupo electrógeno es la siguiente:

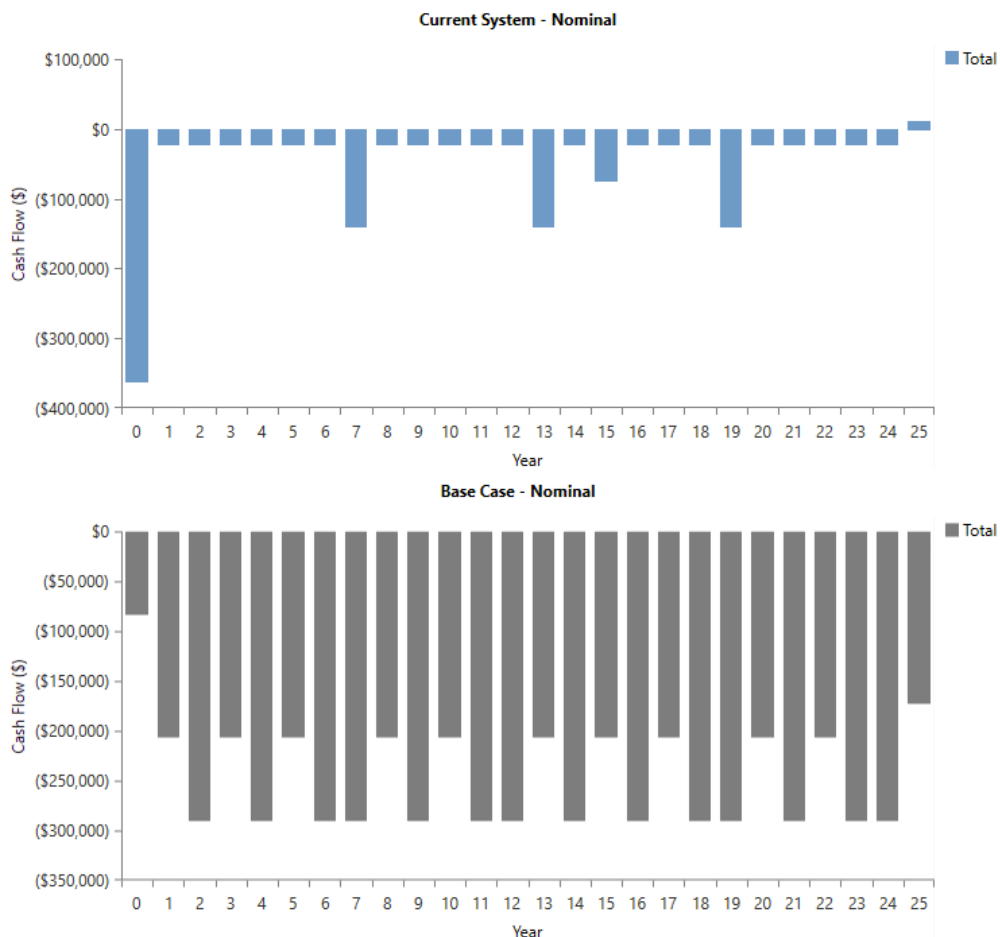


Figura.54. Comparativa de costes anuales de cada alternativa

El coste acumulado a lo largo del ciclo de vida del proyecto de ambas opciones es el siguiente:

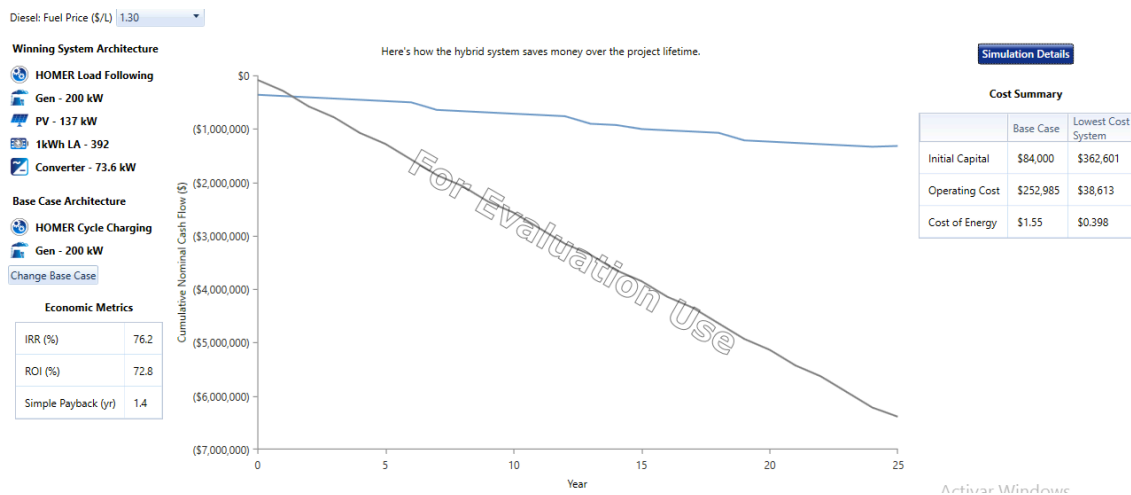


Figura 55. Comparativa de costes acumulado de cada alternativa

## 5.5. Resumen de resultados

Una vez se tienen los resultados de la simulación, se pueden comparar los costes de inversión inicial de mi modelo y el de la solución optimizada de HOMER PRO.

Lemcid	Modelo	Homer Pro Sol 1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	11	15,2	29,9
Sistema de acumulación (kWh)	70	11	104
Inversores (kW)	20	5,44	20,4
Grupo electrógeno (kW)	21,6	22	22
Inversión inicial (€)	78.509€	38.388€	78.605€

Tabla 64. Comparación resultados modelo y HOMER PRO Lemcid

Ten Alloui	Modelo	Homer Pro Sol 1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	22,28	29,1	39,2
Sistema de acumulación (kWh)	126	22	192
Inversores (kW)	30	17,3	36,9
Grupo electrógeno (kW)	32,4	38	38
Inversión inicial (€)	128.126€	77.714,00€	130.797€

Tabla 65. Comparación resultados modelo y HOMER PRO Ten Alloui

<b>El Mamghar</b>	Modelo	Homer Pro Sol1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	113,85	137	137
Sistema de acumulación (kWh)	613	98	392
Inversores (kW)	140	73,6	73,6
Grupo electrógeno (kW)	210,4	200	200
Inversión inicial (€)	430.076€	362.601€	446.601€

Tabla 64. Comparación resultados modelo y HOMER PRO El Mamghar

## Análisis de resultados

A continuación, se van a analizar las similitudes y discrepancias existentes entre los resultados de mi modelo y del software HOMER PRO.

- General
  - La diferencia entre los resultados del modelo y del software se debe principalmente a que HOMER PRO ha considerado la integración del grupo electrógeno en la producción de energía (instalación híbrida) mientras que en el modelo, a pesar de existir también este componente, se pretendía que su uso fuese únicamente en casos puntuales ante fallo de la instalación o emergencia ocasional. Esto influye enormemente a la hora de dimensionar los distintos sistemas de la instalación.
  - Mientras que HOMER PRO incluye en sus simulaciones todas las soluciones posibles (incluida la presentada en el modelo: Solución 2+ solución 5), ha resultado que la opción de hibridación constituye la de menor coste total a pesar de los posibles costes derivados del combustible del grupo diésel.
  - El uso de equipos genéricos por parte de HOMER PRO facilita el dimensionado ajustando la potencia requerida y la suministrada y sin tener en cuenta la compatibilidad eléctrica entre los distintos sistemas de la instalación (corriente máxima de entrada, rango MPPT, tensión máxima de entrada de inversor...). Esto puede dar lugar a subestimaciones, lo que daría lugar a futuras modificaciones de presupuesto del proyecto.
- Campo fotovoltaico:
  - La diferencia entre los resultados del modelo y del software se debe principalmente a la base de datos de radiación elegida. En el modelo se utilizó la base de datos PVGIS- SARAH mientras que el software usó la siguiente: NASA's Surface Solar Energy Data Set. Probablemente la

precisión de la base de datos de HOMER PRO es más precisa que la de PVGIS. Como se comentó anteriormente, la variación entre los valores de distintas bases de datos para la misma localización puede ser mayor al 10%.

- En la simulación se usan equipos genéricos mientras que en el modelo se han elegido equipos de fabricantes reales por lo que el conexionado entre módulos depende de las características del inversor lo que puede llevar a diferencias entre la potencia a instalar del modelo y de la simulación.
  
- Sistema de acumulación:
  - Es en este subsistema en el que aparece una mayor diferencia entre las dos soluciones. Mientras que la idea del modelo era que el grupo entrase únicamente en caso de emergencia o fallo de la instalación, HOMER PRO busca una solución que integre el funcionamiento del grupo diésel en la instalación (híbrida) y minimice los costes totales durante el ciclo de vida del proyecto, incluyendo precio de reemplazo de componentes, lo que ha afectado en gran medida a reducir el tamaño de este subsistema.
  - En el modelo se fija una autonomía estándar de 2 días y se aplica un factor de seguridad del 10% para el cálculo de la capacidad de almacenamiento mientras que HOMER PRO busca una minimización del coste global de la instalación afectando a la capacidad de las baterías. Se puede ver esto claramente ya que el tamaño del campo fotovoltaico aumenta ligeramente bajo mi previsión mientras que el tamaño de las baterías disminuye al ser el coste unitario mucho mayor.
  - Además, el uso de un perfil de carga horario permite la optimización del sistema de acumulación de forma notable. En el modelo se realizaba el cálculo en base al consumo medio diario.
  
- Potencia de inversores:
  - El factor que mayor influencia tiene es de nuevo el optimizar mediante la hibridación. En la simulación con HOMER PRO, el grupo actúa cuando hay un consumo instantáneo (potencia) elevado y, al haberse supuesto todas las cargas en AC y el grupo Diesel produce también en AC, no es necesario que la energía que provenga de esta fuente pase por el inversor para alimentar las cargas lo que permite reducir notablemente su tamaño.
  - En el modelo se ha supuesto un coeficiente de simultaneidad de cargas de 0,8 y aplicando este factor se ha dimensionado la potencia de inversores requerida mientras que HOMER PRO adopta un perfil de carga estándar según el destinatario al que vaya a alimentar la instalación (comunidad, nave industrial,...)



- En la simulación se usan equipos genéricos de 1kW a los que se les asigna un coste mientras que en el modelo se han elegido equipos de fabricantes reales por lo que la potencia a instalar puede ser múltiplo de 5 kW, esto hace que sea más fácil ajustar la potencia requerida a la demanda.
  
- Grupos electrógenos
  - La potencia de dimensionamiento de los grupos electrógenos es similar en ambas soluciones. La pequeña variación se debe a que HOMER PRO dimensiona en base a equipos genéricos de 25 kW mientras que en el modelo se usan las características de equipos reales.
  
- Coste
  - En los dos primeros poblados, se ha hecho uso del análisis económico mostrado al principio del capítulo para obtener el coste mientras que en el tercer caso, al tratarse de un poblado cuyo suministro de agua potable se realiza mediante desalinización, se extrapola el caso de bombeo desde pozo para una población de 190 habitantes al caso de desalinización adaptando los consumos para la evaluación económica de los equipos.
  - Los precios de los equipos del modelo y de la simulación pueden variar ya que en el modelo se ha referenciado el precio a equipos de fabricantes reales.

## 6. Normativa aplicable

El presente proyecto se ha desarrollado teniendo presente la siguiente normativa:

### **Normas generales**

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus instrucciones técnicas complementarias
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.
- Normas UNE de obligado cumplimiento sobre instalaciones eléctricas en edificios y aparataje de baja tensión.
- Normas UNE de obligado cumplimiento sobre instalaciones fotovoltaicas.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales y disposiciones que la complementan.
- Normas Básicas de la Edificación: Condiciones de Protección contra Incendios en los Edificios (NBE-CPI).
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT). Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA)

### **Normativa relativa a dispositivos fotovoltaicos:**

- UNE-EN 60904-3:94 → Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-6:97 → Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE EN 61215:97 → Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo.
- UNE-EN 61173:98 → Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía.
- UNE-EN 61194:97 → Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- UNE-EN 61724:00 → Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guía para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 206001EX:97 → Módulos fotovoltaicos: criterios ecológicos.

### **Normativa relativa a la estructura (soporte)**

- Normas Básicas de la Edificación: Estructuras de Acero en la Edificación (NBE-

EA.95).

**Normativa relativa a la instalación de los componentes:**

- NF C 15 100 que regula instalaciones eléctricas de baja tensión.
- EC 60 896 22: 2004 Baterías estacionarias de plomo-ácido con válvulas selladas
- BS EN 50272-2: 2001 Septiembre 2001 Requisitos de seguridad para baterías y aparatación de baterías. Baterías estacionarias
- UTE C 18 510: Colección de instrucciones generales de seguridad eléctrica.
- C 18 530: folleto de requisitos de seguridad eléctrica para personal autorizado.
- La norma NF EN 518 "Requisitos para las normas de clasificación visual de resistencia"
- Los posibles requisitos de los fabricantes de los equipos propuestos.

## 7. Conclusiones

En este proyecto se ha analizado la situación actual y se han presentado distintos datos y gráficos que justifican el desarrollo del proyecto en las zonas rurales de África subsahariana describiendo los beneficios derivados de la electrificación rural

Se ha optado por una solución (instalación fotovoltaica Off-Grid) que resulta la más apta en comparación con el resto de tecnologías renovables existentes ya que presenta los mejores resultados tanto en viabilidad técnica como económica.

Una vez descrita la herramienta, se ha expuesto un ejemplo de aplicación en el que aparece desarrollada la solución para cada uno de los casos (AC Coupling y DC Coupling)

Se han comparado las dos opciones económicamente para un rango de habitantes de entre 20 y 200 habitantes y la opción centralizada “microgrid” ha resultado ser la mejor opción bajo un criterio de coste

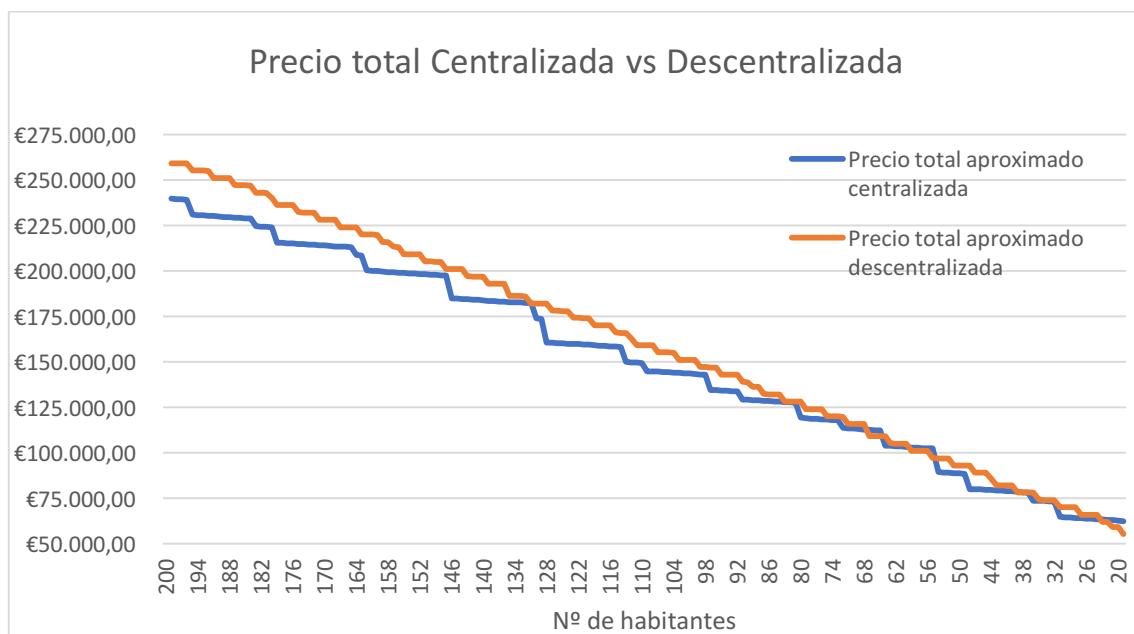


Figura 56. Comparación del coste total de cada instalación según el número de habitantes

A continuación, se ha resuelto el ejemplo para las dos opciones y se incluye al final del capítulo una tabla resumen con el equipo propuesto para cada una.

El último caso de estudio de este proyecto ha consistido en analizar tres poblados con el modelo creado y compararlo con una simulación realizada con un software especializado en la optimización de microredes “HOMER PRO”.

Se han mostrado las soluciones output de mi modelo en una tabla y las soluciones más relevantes propuestas por HOMER PRO (siendo la solución 1 la más óptima y la solución 2+5 la equivalente a la resuelta con mi modelo aplicada mediante superposición).

La comparativa final ha resultado ser la siguiente:

<b>Lemcid</b>	Modelo	Homer Pro Sol 1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	11	15,2	29,9
Sistema de acumulación (kWh)	70	11	104
Inversores (kW)	20	5,44	20,4
Grupo electrógeno (kW)	21,6	22	22
Inversión inicial (€)	78.509€	38.388€	78.605€

<b>Ten Alloui</b>	Modelo	Homer Pro Sol 1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	22,28	29,1	39,2
Sistema de acumulación (kWh)	126	22	192
Inversores (kW)	30	17,3	36,9
Grupo electrógeno (kW)	32,4	38	38
Inversión inicial (€)	128.126€	77.714,00€	130.797€

<b>El Mamghar</b>	Modelo	Homer Pro Sol1	Homer Pro Sol 2+Sol 5
Potencia FV (kW)	113,85	137	137
Sistema de acumulación (kWh)	613	98	392
Inversores (kW)	140	73,6	73,6
Grupo electrógeno (kW)	210,4	200	200
Inversión inicial (€)	430.076€	362.601€	446.601€

Tabla 65(soluci. Comparación resultados modelo y HOMER PRO

Finalmente se ha realizado un análisis de los resultados cuya conclusión se puede resumir en que la diferencia entre los resultados del modelo y del software se debe principalmente a que HOMER PRO ha considerado la integración del grupo electrógeno en la producción de energía (instalación híbrida) mientras que, en el modelo, a pesar de existir también este componente, se pretendía que su uso fuese únicamente en casos puntuales ante fallo de la instalación o emergencia ocasional. Esto influye enormemente a la hora de dimensionar los distintos sistemas de la instalación siendo la solución 1 la mejor en coste global durante el ciclo de vida del proyecto.

## 8. Futura continuación del proyecto

El proyecto realizado podría dar opción a una continuación que lo mejorase en algunos aspectos. En cuanto a mejora del modelo, tras la comparativa con la simulación, ha quedado probado en los tres casos que la mejor opción es la hibridación con un grupo diésel por lo que sería conveniente adaptar la herramienta a este formato y tener en cuenta el perfil de carga horario para el método de dimensionamiento, teniendo de esta forma, una previsión más precisa de potencia de cargas y de consumo.

Otra de las vías en la que se podría avanzar sería, por ejemplo, estudiar la posibilidad de integrar en una mini-red aislada varios poblados cercanos, previendo el emplazamiento de la instalación fotovoltaica a una distancia media mínima para abaratar costes de transmisión de energía.

Siguiendo la misma idea de optimización, se podría hacer un dimensionamiento de la instalación en base a otros métodos más exactos que el método del mes peor. Se propone por ejemplo:

1. El dimensionamiento por parámetros de fiabilidad, el cual se basa en la probabilidad de que en un momento determinado el sistema no sea capaz de realizar el suministro eléctrico a la carga. Consiste en encontrar la mejor relación entre la capacidad del sistema generador y de acumulación para un LOLP dado.
2. Método de probabilidad de pérdida de carga horaria, el cual realiza un proceso de evaluación del balance energético de la instalación cada hora. Cuenta con el inconveniente de que es necesario disponer de una larga secuencia de datos de radiación.

Otra opción con la que se completaría la herramienta sería la integración del cálculo de las tuberías de distribución desde el tanque hasta el poblado y, en una fase más avanzada, añadir un módulo a la herramienta que también tenga en cuenta los equipos de las redes de saneamiento.

Queda pendiente estudiar la parte civil del proyecto y todos los costes derivados del montaje y la puesta en marcha de los distintos componentes. Al no entrar en el alcance de este trabajo, no se ha realizado este cálculo.

## 9. Bibliografía

- [1] <https://www.aedyr.com/es/blog/mejora-eficiencia-energetica-desalacion>
- [2] [http://ccbgi.org/docs/valencia\\_2007/valencia\\_2007\\_sala.pdf](http://ccbgi.org/docs/valencia_2007/valencia_2007_sala.pdf)
- [3] <http://www.interempresas.net/Agua/Articulos/54537-Mejoras-energeticas-e-hidraulicas-en-desalinizacion.html>
- [5] <http://calculationsolar.com/blog/?p=8>
- [6] <https://www.areatecnologia.com/electricidad/cables-fotovoltaica.html>
- [7] [https://ingemecanica.com/cursos\\_online/objetos/fotovoltaica/2\\_Componentes.pdf](https://ingemecanica.com/cursos_online/objetos/fotovoltaica/2_Componentes.pdf)
- [8] [https://www.ingetteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/PTD11559\\_\\_Fichas%20t%C3%A9cnicas%20de%20los%20equipos%20U.pdf](https://www.ingetteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/PTD11559__Fichas%20t%C3%A9cnicas%20de%20los%20equipos%20U.pdf)
- [9] <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/que-es-un-inversor-cargador-de-baterias>
- [10] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red
- [11] Ramos Rodríguez, Juan Francisco. (2015). *Instalación solar fotovoltaica aislada para colegio infantil*
- [13] Universidad mayor de San Simón. *Abastecimiento de agua potable*
- [14] <https://www.iagua.es/blogs/miguel-angel-monge-redondo/fundamentos-basicos-hidraulica-ii>
- [15] [https://www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/cajaAzul/19S5-P1-Jorge\\_Salas-PPTACC.pdf](https://www.zaragoza.es/contenidos/medioambiente/cajaAzul/19S5-P1-Jorge_Salas-PPTACC.pdf)
- [16] [http://ccbgi.org/docs/valencia\\_2007/valencia\\_2007\\_sala.pdf](http://ccbgi.org/docs/valencia_2007/valencia_2007_sala.pdf)
- [17] RADIACIÓN SOLAR (II): Amaya Martínez Gracia
- [18] Incropera, Frank, P, Dewitt, P, David. (1981). *Fundamentals of heat and mass transfer*. John Wiley & Sons Inc
- [19] [www.pveducation.org/es/node/802](http://www.pveducation.org/es/node/802)
- [20] <https://www.damiasolar.com>
- [21] <https://www.gebravo.com/generador-electrico-sistemas-solar-baterias-inverter.php>
- [22] <https://www.quetzalingeneria.es/3-clases-de-instalaciones-fotovoltaicas-con-baterias/>

- [23] <http://shrinkthatfootprint.com/average-household-electricity-consumption>
- [24]  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_GT\\_EE\\_iluminacion\\_Alumbrado\\_Publico\\_9a40dc27.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_GT_EE_iluminacion_Alumbrado_Publico_9a40dc27.pdf)
- [25] De Alaminos, J, Alcor, E, Asensio, M, Bernadó, R. *Estudio sobre las microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales.*
- [26] ARE Mini-Grids Full versión
- [27] Bayod, Rújula, A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos.* Prensas Universitarias de Zaragoza., Zaragoza
- [28] Teitelbaum, B. (2017). *Off-Grid System Design.* AEE SOLAR, San Diego, CA
- [29] Machado, S, Stocco, M, Bruno, R. (2016). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 50 MW.* Universidad de la República, Montevideo
- [30] Hernández, G, J.M. (2016). *Instalación híbrida fotovoltaica-grupo electrógeno para el suministro eléctrico de riego agrícola,* Universidad Politécnica de Cartagena, Cartagena.
- [31] Schneider Electric. (2012). *Safe and reliable photovoltaic Energy generation.*
- [32] Sanz, Moya, R. (2010). *Diseño de una central fotovoltaica de 100 kwp de potencia nominal,* Universidad Carlos III de Madrid, Madrid
- [34] López, P. (2015). *Diseño de una central fotovoltaica de 100 kwp de potencia nominal,* Universitat Rovira I Virgili.
- [35] Tejedor, C. (2008). *Introducción a la Desalación por ósmosis inversa. Conceptos Básicos,* EOI.
- [36] Vernia, V, L. (2017). *Bombeo Solar*
- [37] Dato, D. (2018). *Desalación con Energía Solar Fotovoltaica: Impacto en la Región de Murcia.* Univesidad Politécnica de Cartagena, Cartagena.
- [38] Solís, A. (2015). *Eficiencia energética en el prediseño de plantas de desalación de agua de mar por ósmosis inversa.* Universidad de Sevilla, Sevilla
- [39] Villagrán, S. (2017). *Eficiencia energética en el prediseño de plantas de desalación de agua de mar por ósmosis inversa.* Universidad de Chile, Santiago de Chile
- [40] <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/ac-coupling-vs-dc-coupling-solar-battery-storage>
- [41] <http://www.seccion.es/renovables/energia-solar-fotovoltaica-en-viviendas-para-autoconsumo-mito-o-realidad/>



- [42]  
<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/10223/Annexos.pdf?sequence=5&isAllowed=y>
- [43] <https://www.encyclopedie-energie.org/el-acceso-a-la-energia/>
- [44] <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>
- [45] <https://www.un.org/spanish/waterforlifedecade/africa.shtml>
- [46] Velasco, G, Casellas, F. (2014). *Gestión de Energía en Sistemas Híbridos Red-FV-Diésel en el Proyecto MED-Solar*, UPC, Barcelona
- [47] Indexmundi
- [48] [data.worldbank.org](http://data.worldbank.org)
- [49] PVGIS: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/tools.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html)
- [50] <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>
- [51] <https://www.solarweb.net/forosolar/fotovoltaica-sistemas-conectados-red/19761-calculo-vmp-diferentes-temperaturas.html>
- [52] Catálogos de equipos