

Trabajo Fin de Máster
Sistemas de Energía Eléctrica

ESTUDIO DE VIABILIDAD Y REQUISITOS
TÉCNICOS NECESARIOS PARA LA
IMPLANTACIÓN DE UNA MICRO-RED
ELÉCTRICA

Autor: Alejandro Fuentes Palma

Tutor: José Luis Martínez Ramos

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Trabajo Fin de Máster
Sistemas de Energía Eléctrica

**ESTUDIO DE VIABILIDAD Y REQUISITOS
TÉCNICOS NECESARIOS PARA LA
IMPLANTACIÓN DE UNA MICRO-RED
ELÉCTRICA**

Autor:

Alejandro Fuentes Palma

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Catedrático

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

INDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.2. ESTRUCTURA DEL TRABAJO	3
2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICRORREDES	4
2.1. EL CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	4
2.2. MICRORREDES	6
2.2.1. Definición	6
2.2.2. Componentes	8
2.2.3. Fuentes generadoras de electricidad	9
2.2.4. Sistemas de acumulación	13
2.2.5. Sistemas de control y gestión	15
3. DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE ESTUDIOS E INVESTIGACIÓN	25
4. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LA MICRORRED	26
4.1. OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA	26
4.2. DETERMINACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO	27
4.2.1. Recurso fotovoltaico	27
4.2.2. Recurso eólico	32
4.3. DETERMINACIÓN DE COSTES	34
4.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO	34
4.4.1. Simulación	34
4.4.2. Optimización	35
4.4.3. Análisis de sensibilidad	35

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y SIMULACIÓN	36
5.1. OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA	36
5.2. DETERMINACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO	41
5.2.1. Recurso eólico	41
5.2.2. Recurso fotovoltaico	42
5.3. DETERMINACIÓN DE COSTES	43
5.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO	45
6. CONCLUSIONES	60
7. BIBLIOGRAFÍA	62

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La arquitectura fundamental de la red eléctrica actual, vertical en su operación (generación-transmisión-distribución) y con flujos de energía unidireccionales ha empezado a sufrir cambios. Diversos factores, como la fiabilidad del suministro eléctrico, las preocupaciones medioambientales o las limitaciones económicas, están forzando a los proveedores de servicios energéticos y a los clientes finales a repensar otras formas de autoabastecimiento independientes de las redes, como las microrredes. Las microrredes pueden incorporar ahora energías renovables, reducir costes y mejorar la fiabilidad. Pueden también emplearse para reforzar la red durante periodos de fuerte demanda. En consecuencia, cada vez se están adoptando más las microrredes. Las considerables reducciones de costes de la generación distribuida de energías renovables, como la fotovoltaica solar (PV) y la eólica, junto con el desarrollo de tecnologías eficientes de almacenamiento de energía y la disponibilidad de una infraestructura de comunicaciones de gran cobertura, han ayudado a que las microrredes sean más viables.

En esa línea, algunos de los principales beneficios que se obtendrán con la utilización mayoritaria de microrredes en entornos de consumo eléctrico medio-alto serán los siguientes:

- Incentivar el uso de las energías renovables, reduciendo las emisiones de CO₂.
- Incrementar la fiabilidad de las redes y reducir la necesidad de generación de capacidad de reserva en el sistema eléctrico.
- Reducir las pérdidas por transmisión y distribución de electricidad.

Las microrredes se plantean como una solución para consumidores comprometidos con el desarrollo sostenible e interesados en que sus fuentes de energía sean eficientes, fiables y seguras. Este tipo de instalaciones se pueden diseñar para adaptarse a las necesidades energéticas específicas de cada cliente y pueden trabajar tanto en modo aislado como conectadas a la red eléctrica.

Comienza a haber proyectos en España que pretenden demostrar la idoneidad y eficiencia de estas soluciones de generación y distribución eléctrica en entornos de pequeñas microrredes. Uno de ellos es el llamado *Factory Microgrid*, que va a permitir demostrar la viabilidad de este concepto en la industria, añadiendo la integración de la gestión de una flota de vehículos eléctricos creando una microrred con los siguientes componentes:

- Aerogenerador de 120 kW y 40 kW de solar fotovoltaica en cubierta.
- Baterías de flujo ZnBr, para almacenar hasta 500 kWh de electricidad.
- 6 puntos bidireccionales de recarga para ser usados por una flota de 6 vehículos: 3 coches, 2 furgonetas y 1 microbús.
- Una estación de recarga rápida para vehículos eléctricos de 50 kW.

Esta microrred permitirá ensayar y validar diferentes estrategias de gestión en función de la aplicación, generar 160.000 kWh/año libres de gases de efecto invernadero, además de evitar la emisión de 96 Tm de CO₂ gracias a la gestión de cargas despachables y a la utilización de vehículos eléctricos. La gestión inteligente permitirá la optimización del consumo de energía renovable tanto en transporte como en el trabajo diario de la fábrica, reducir el consumo de energía pico y las pérdidas energéticas por transmisión y distribución, además de proveer al usuario de un sistema eléctrico consistente que no requiera sistemas auxiliares dependientes de energías fósiles.

<https://www.youtube.com/watch?v=3mFVImnKhIQ>

<http://www.factorymicrogrid.com/es/>

1.1. OBJETIVOS

El principal objetivo de este TFM es mostrar la viabilidad, tanto técnica como económica, de una microrred que abastece eléctricamente un Centro de estudios e investigación. Para ello se elegirá una estructura de microrred, se definirán los requisitos técnicos que deberán cumplir los elementos que la componen así como los costes de inversión y mantenimiento. Con todo ello, junto con la definición de algunas variables como velocidad del viento, radiación solar o precio del combustible, obtendremos el sistema de microrred óptimo que suministre la energía demandada por nuestra carga.

1.2. ESTRUCTURA DEL TRABAJO

Inicialmente, en el segundo punto de este TFM, se presentarán una serie de conceptos y definiciones relativos a la generación distribuida y las microrredes. Junto a ellos se expondrán los componentes que las integran, así como ventajas e inconvenientes de las mismas.

En un tercer punto se realizará una pequeña descripción del edificio centro del estudio y las actividades que se desarrollan en él.

El punto cuarto describe la metodología que se va a seguir para realizar el diseño de la microrred. Como punto de partida se expondrá el modo de calcular la curva de carga en función del conocimiento de las potencias instaladas en el edificio y del uso que se le dan a las instalaciones. Conocida la demanda eléctrica del edificio, se pasará a describir el proceso por el que se determinarán los recursos energéticos (velocidad del viento y radiación solar) en la zona de instalación de la microrred. De manera previa a la selección del sistema de microrred óptimo, se explicarán los tipos de costes a los que haremos frente. Nos apoyaremos en el software HOMER para el proceso final de simulación y optimización de la microrred.

Finalmente se implementará y particularizará para nuestro caso la metodología expuesta. Se presentarán y calcularán con datos numéricos la curva de carga, los recursos energéticos o los tipos de costes. En la selección del sistema óptimo desarrollaremos los procesos de simulación, optimización y sensibilidad describiendo paso a paso el trabajo realizado con el software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources).

Para finalizar, se expondrán las conclusiones que se alcanzan una vez desarrollado todo el trabajo y analizado los resultados.

2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y MICRORREDES

2.1. EL CONCEPTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El concepto de generación distribuida no es nuevo, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso. En los inicios de la electrificación, la generación distribuida era la regla, no la excepción. Las primeras plantas de potencia suministraban electricidad únicamente a los clientes que se encontraban próximos a la planta de generación. Las primeras redes se basaban en DC, considerando las características y las pérdidas en este tipo de sistema, la tensión suministrada era limitada, como lo era la distancia que podía permitirse entre generador y consumidor. El balance entre generación y demanda, se realizaba parcialmente mediante almacenamiento local, especialmente por medio de baterías, que eran acopladas a la red DC.

El impulso cobrado por los sistemas GD ha sido alentado por diversos factores tecnológicos, así como por condiciones del mercado y políticas energéticas y ambientales.

- Desarrollo de las tecnologías de GD.
- Restricciones en la construcción de nuevas líneas de transmisión.
- Incremento en la demanda de electricidad de alta fiabilidad por parte de los clientes
- La liberalización del mercado.
- El cambio climático.

Desde el punto de vista de definición, no existe consenso a nivel mundial ni europeo sobre qué es exactamente la Generación Distribuida (GD), puesto que son múltiples los factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

El DPCA (Distribution Power Coalition of América) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, mini y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica.

Se trata pues de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Asimismo, existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la GD. El Departamento de Energía (DOE) de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1 kW hasta decenas de MW. En España, el Régimen Especial contempla un límite máximo de potencia de 50 MW.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

Ventajas

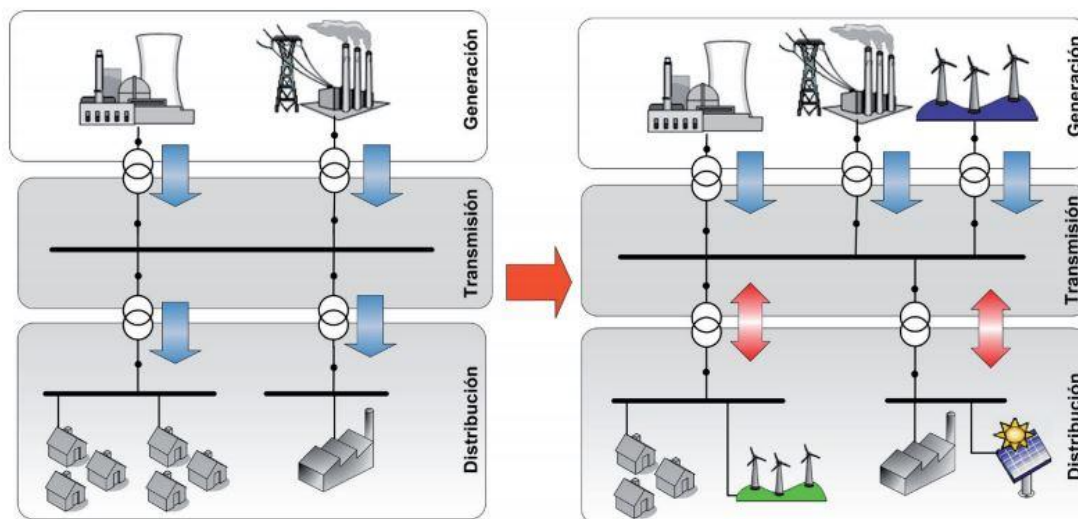
- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión.
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda (reducción de picos de carga)
- Mejora la fiabilidad del sistema.
- Mejora la calidad del servicio eléctrico.
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución.

Desventajas

- Al no contar con grandes generadores síncronos (existentes en la generación convencional) se complica el control de las perturbaciones de potencias por medio de pequeñas variaciones en la frecuencia de los generadores.
- La microred puede incluir varios tipos de recursos energéticos distribuidos, y oscilaciones indeseables permanecen aún cuando el balance de energía sea mantenido
- Requiere un sistema de adquisición de datos más complejos. El problema fundamental con un sistema de control complejo, es que una falla de un componente de control o un error de software puede producir la caída del sistema.

- Consumo de energía reactiva por parte de generadores eólicos. El de jaula de ardilla y velocidad fija carece de control de reactiva. Puede ser controlado con baterías de condensadores.

La integración eficiente de la generación distribuida sólo es probable con la realización de cambios en la estructura de las redes de transporte y distribución, en la planificación, y en los procedimientos de operación. Las redes de distribución serán más activas y compartirán muchas de las responsabilidades de la transmisión. Una de las características del futuro dinamismo de las redes de distribución basadas en la GD, será la capacidad de acomodarse a los flujos de potencia bidireccionales.



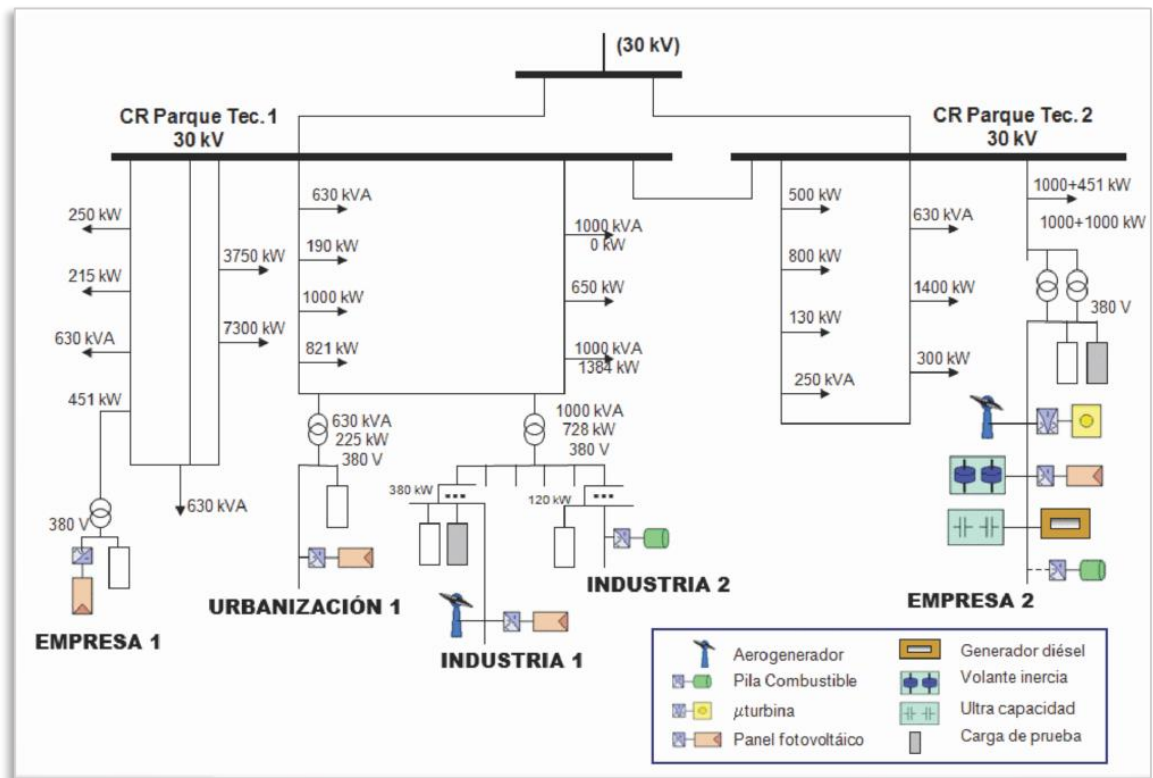
2.2. MICRORREDES

2.2.1. Definición

El CERTS (The Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) define la microrred como una agregación de cargas y microgeneradores operando como un sistema único que provee tanto energía eléctrica como energía térmica. Una definición más exhaustiva podría ser la siguiente: "Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo.

La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente".

Dentro de la óptica de la red principal una microrred puede observarse como una entidad controlada que puede ser operada como si de una única carga o generador agregado se tratase y que, si fuera económicamente viable, podría funcionar como fuente de energía a incorporar a la red o como un medio para proporcionar servicios auxiliares que contribuyese a la estabilidad y regulación de la red principal. Además, el impacto externo de la microrred en la red de distribución externa es mínimo siempre que dentro de la microrred se consiga el equilibrio entre generación y consumo, a pesar de disponer de un nivel de generación potencialmente significativo de fuentes de energía intermitentes. Así pues, con la adopción del sistema de microrredes se incrementa la penetración de las energías renovables dentro del sistema de distribución.



2.2.2. Componentes

Las microrredes se componen básicamente de los siguientes elementos:

- Una red de distribución en baja tensión en la que se conectan una serie de fuentes de generación distribuidas para proporcionar electricidad y/o calor a un conjunto de consumidores (cargas).
- Sistemas de almacenamiento de energía.
- Un sistema jerárquico de control y gestión.
- Una infraestructura de comunicación local.
- Controladores inteligentes para cargas y generadores.

Algunos de los componentes y funciones que juegan un papel más relevante en una microrred son:

- Control y Gestión

Se encarga de mantener la tensión y la frecuencia dentro de sus límites, así como el control operacional y el despacho dentro de la microrred. La microrred puede ser controlada centralmente y gestionada por un "Micro central Controller (MGCC)" instalado en la subestación. El MGCC incluye algunas funciones clave como gestión económica y control, encabezando así el sistema de control jerárquico

- Controladores inteligentes.

Los controladores localizados en las cargas o grupos de cargas (controladores de carga LC) y controles localizados en los generadores (controlador de microgenerador MC), intercambian información con el MGCC que gestiona la operación de la microgrid proveyendo puntos de trabajo tanto a LC como a MC. Los LC sirven como interfaces para controlar cargas a través de la aplicación de un concepto de interrumpibilidad que incluye esquemas de desconexión local de cargas en situaciones de emergencia, los MC controlan la producción de activa y reactiva de cada generador.

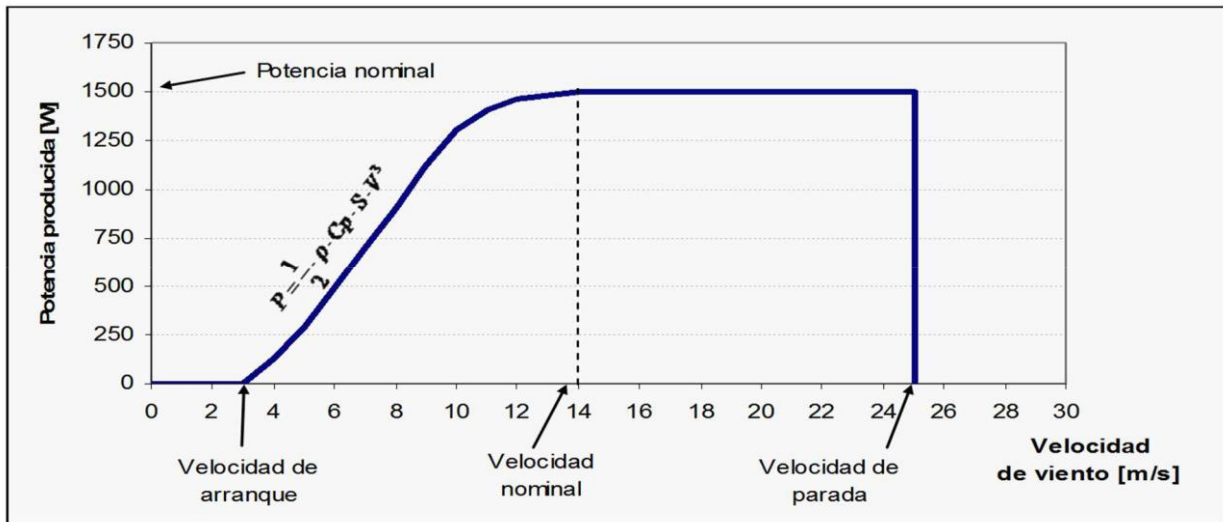
- Recursos distribuidos (generación y almacenamiento de energía)
Grupo de fuentes de energía que se pueden conectar a la red principal, pero que pueden funcionar en forma autónoma. Fuentes renovables como solar y viento, microturbinas, celdas de combustible, esquemas de cogeneración y tecnologías de almacenamiento.
- Dispositivos de seccionamiento.
Se encarga de proveer alta velocidad de separación entre la microrred y la red principal. Dependiendo de la tensión, la velocidad deseada y la corriente de falla este dispositivo puede ser desde un interruptor termomagnético hasta un interruptor estático de alta velocidad.
- Protección
Las protecciones en la microrred deben coordinar con los esquemas de la red principal y proteger los diferentes elementos cuando opera en condiciones de isla.

2.2.3. Fuentes generadoras de electricidad

Se definirán en este apartado las dos principales y más frecuentemente usadas fuentes generadoras en microrredes. El objetivo es establecer los conceptos generales básicos que nos den una idea de qué fuentes energéticas son las más adecuadas, técnica y operativamente.

- Generación eólica.

La energía eólica, que desde tiempos lejanos viene siendo usada por el ser humano, es transformada modernamente en energía eléctrica, mediante los llamados aerogeneradores. La potencia que proporciona un aerogenerador viene caracterizada por su curva de potencia, que nos da la relación entre la velocidad de viento y la potencia producida. La curva de potencia depende entre otros factores de la densidad del aire, a una mayor densidad, mayor será la potencia suministrada.



Como se ve en la fórmula insertada en la gráfica, por debajo de la velocidad nominal la producción es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que es importante caracterizar bien la velocidad del viento del emplazamiento para poder estimar la producción energética. Pasar de una velocidad de 5 a 6.25 m/s sería equivalente a tener un aerogenerador del doble de superficie. Sin embargo hay ciertos límites porque si el viento es muy elevado (típicamente más de 25m/s) el aerogenerador ha de pararse para evitar su destrucción. Y si el viento es muy flojo (típicamente menos de 4m/s) el aerogenerador no puede arrancar.

El recurso eólico normalmente se describe con una "Rosa de vientos" y con un "Histograma de velocidades". La rosa de viento indica la probabilidad de viento en cada dirección. El histograma indica cuántas horas al año (o qué probabilidad) hay de tener cada velocidad de viento.

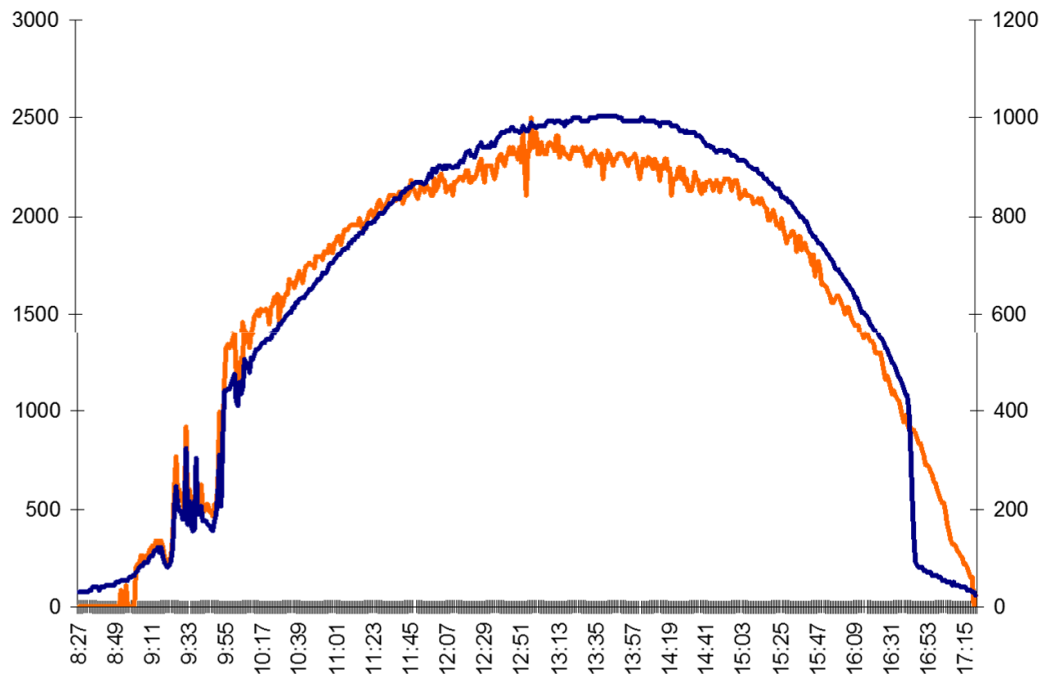
- Generación fotovoltaica

La radiación solar se despliega en todo el planeta de forma desigual, tanto en función de la latitud, como de la época del año en que nos encontremos.

La tecnología fotovoltaica dispone actualmente de bastantes fuentes de datos de radiación fiables como para poder calcular con precisión las producciones que podremos conseguir con los módulos solares en el lugar del emplazamiento.

Podremos definir nuestra instalación de forma que nos proporcione la mayor radiación anual posible o podemos diseñarla para que nos de la máxima producción solar en las épocas de menos radiación disponible. Lo haremos en función de las necesidades energéticas y el perfil de consumo que tengamos que gestionar, teniendo además en cuenta la complementariedad con las otras fuentes generadoras que dispongamos en la microrred.

La producción eléctrica de un panel solar sigue casi fielmente la curva de radiación incidente sobre su superficie. Por tanto, si disponemos de un panel solar sobre una estructura-soporte fija, a una inclinación determinada y orientado adecuadamente al sur (para caso de encontrarnos en el hemisferio norte, se orientaría al norte en el caso de encontrarnos en el hemisferio sur) veríamos como la producción va siguiendo a la radiación, separándose exclusivamente por el efecto de la temperatura en los módulos que lo componen. Por la mañana, una vez que amanece, el panel solar nos empezaría a proporcionar poca energía, esta iría aumentando gradualmente según el sol va elevándose, para llegar a su máximo a mediodía, cuando el sol se sitúa totalmente frente al panel y justo desde estos momentos empezaría a proveer menos energía siguiendo la pendiente contraria a la de la mañana hasta el ocaso solar.



Si observamos la figura, vemos claramente cómo influye la temperatura en la producción eléctrica del panel. La curva de color azul representa la radiación solar incidente y la curva naranja representa la producción eléctrica del panel.

Vemos cómo en las primeras horas del día la producción eléctrica es algo más alta debido a que la temperatura se mantiene más baja. A medida que transcurre el día y la temperatura en el panel solar va elevándose, se invierten los términos de lo anteriormente comentado y la curva de producción es algo menor que la curva de radiación. La caída brusca al final del día de la radiación, corresponde a una sombra en la célula que tomaba la medida.

La producción energética de un panel en un lugar y en una fecha determinada, vendría dada por tanto por la curva de radiación de ese día. Es por este motivo y por lo aleatorio de la climatología (tanto diaria, como estacional) por lo que cuando se calcula la producción energética de un panel solar, se trabaja con medias mensuales y anuales, siendo los datos usados más fiables cuanto mayor sea el número de años que intervienen en la media calculada.

2.2.4. Sistemas de acumulación

Los sistemas de acumulación son capaces de acumular la energía bajo dos objetivos fundamentales.

- Mejorar la calidad del servicio.
- Actuar como un sistema de regulación entre la demanda y la generación de energía.

La integración de una gran potencia distribuida basada en generación renovable condiciona el comportamiento del sistema de generación. A corto plazo, se presentan variaciones en los recursos empleados, como pueden ser rachas de viento en el caso de energía eólica, o el paso de nubes en los sistemas solares, las cuales provocan perturbaciones en la energía generada por estos sistemas, afectando a la calidad del servicio.

A mediodelazo la componente aleatoria en los recursos energéticos, su estacionalidad, y la imposibilidad para programar la generación provoca desajuste entre la energía generada y la demanda, siendo necesario disponer de una fuente controlable que permita regular la energía inyectada a la red y por tanto el despacho, o bien integrar los emergentes sistemas de acumulación de energía. Pero además, los sistemas de acumulación son capaces de ofrecer las siguientes ventajas técnicas y económicas.

- Soporte a la tensión y frecuencia de la red.
- Reducción de los picos de demanda, siendo trasladados a momentos de baja demanda.
- Gestión de restricciones técnicas por sobrecarga en las líneas de transporte.
- Mejora de la fiabilidad del sistema, reduciendo los tiempos de interrupción.
- Incrementar el valor de la energía, posibilitando la carga de los sistemas a precios bajos y la venta de la energía en momentos de alta demanda.
- Reducir las consecuencias negativas en los sistemas de una energía de escasa calidad.

En la actualidad existe la tecnología para acumular energía. Algunas de estas tecnologías de acumulación ya son maduras y están implantadas en el sistema eléctrico y otras, que de forma incipiente se están integrando en el mismo sistema.

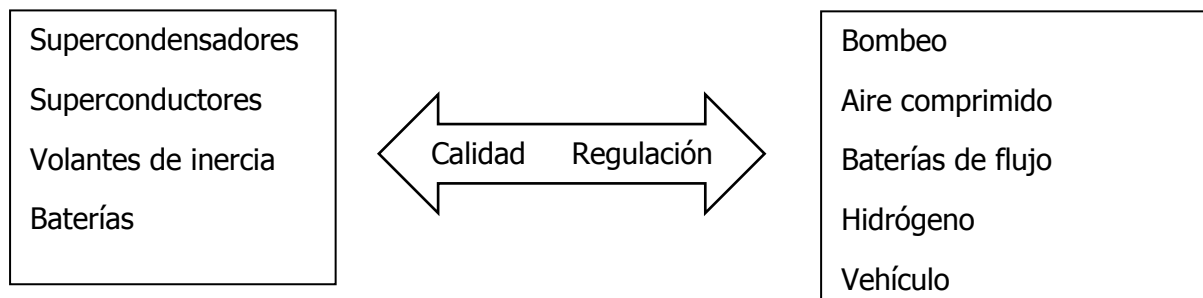
Entre los sistemas de acumulación principales se encuentran:

- El hidrógeno.
- El volante de inercia.
- Los sistemas de bombeo y turbinados.

- Los sistemas de aire comprimidos.
- Las baterías electroquímicas.
- Los supercondensadores.
- Los superconductores.
- El vehículo eléctrico.

El almacenamiento de la energía en el sistema eléctrico puede tener diferentes aplicaciones como por ejemplo:

- Contribución a la calidad de la energía, siendo necesarios almacenamientos de energía a pequeña escala.
- Mantenimiento de una reserva rodante, para lo que se requeriría un almacenamiento a gran escala de energía.



A la hora de elegir un sistema de almacenamiento, habrá que tener en cuenta diversos aspectos:

- Capacidad de almacenamiento adecuada.
- Potencia aportada.
- Respuesta suficientemente rápida, modulada y controlada.
- Vida útil suficiente para reducir la amortización.
- Coste de mantenimiento y consumibles reducidos.
- Coste compatible.
- Bajo impacto ambiental.

2.2.5. Sistemas de control y gestión

Una microrred, a través de su sistema de control, debe asegurar un conjunto de funciones. Entre ellas, suplir la demanda eléctrica, participar del mercado energético o mantener niveles de servicio preespecificado para cargas críticas. Estos objetivos se pueden lograr a través de un control centralizado o descentralizado, el cual en ambos casos considera los siguientes tres niveles jerárquicos.

- Sistema de gestión de distribución (Distribution Management System, DMS)
- Controlador central de microrred (MicroGrid Central Controller, MGCC)
- Controladores locales de Microgeneradores (Microsource Controllers, MC) y controladores de cargas (Load Controllers, LC)

El DMS es un sistema de control de la red de distribución. Este sistema coordina la operación de la microrred con la red principal. Debe realizar las funciones de supervisión, control y adquisición de datos (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA), pero incorpora también otras funciones para analizar el sistema de distribución y operaciones de soporte para las condiciones actuales y futuras. En caso de una microrred que solo funciona de forma aislada, este sistema no es necesario.

Las funciones del MGCC pueden ir desde el monitoreo de las potencias activas y reactivas de los MC hasta asumir una responsabilidad total de la optimización de la operación de la microrred, enviando consignas de referencia a los MC y LC para poder coordinar los microgeneradores y cargas controlables, respectivamente.

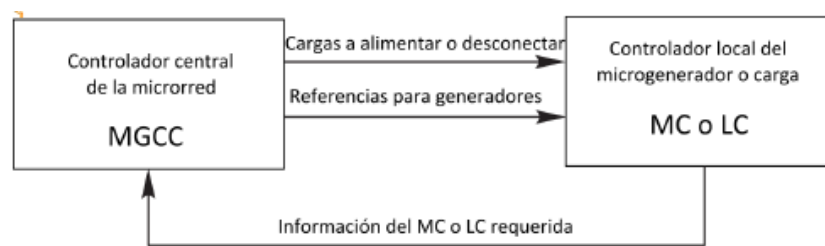
En el nivel inferior de la jerarquía se encuentran todos los microgeneradores y equipos de almacenamiento, controlados por sus respectivos MC, y las cargas controlables, manejadas por sus LC. Dependiendo de su modo de operación, pueden tener un cierto nivel de inteligencia, para poder tomar algunas decisiones de forma local. Por ejemplo, para el control de tensión no es necesaria la coordinación con el MGCC y todos los cálculos pueden ser realizados de forma local.

Para la comunicación entre los distintos niveles de la jerarquía, se requiere una infraestructura de comunicación adecuada. En el caso de trabajar con una microrred aislada con solo los dos niveles más bajos de la arquitectura antes mencionada, la cantidad de información que se debe transmitir es pequeña, principalmente referencias que el MGCC entrega a los LC y MC o la información requerida por el MGCC de potencia activa, reactiva y voltaje.

- Control centralizado de una microrred

A través de un control centralizado el MGCC optimiza el intercambio de potencia con el sistema, maximizando la producción local la cual es función de los precios de mercado y las restricciones de seguridad. Esto se logra enviando referencias las unidades de generación y a las cargas controlables de la microrred.

En la figura se muestra un ejemplo de intercambio de información cuando se emplea una estrategia de control centralizado, y se indica la importancia de la comunicación entre el MGCC y el LC o MC.



- Control descentralizado de una microrred

Otro método de control es el control descentralizado, en el cual la responsabilidad de obtener una buena operación la tendrán los controladores de las unidades de generación distribuida, los cuales competirán para maximizar su producción de forma tal que se satisfaga la demanda y probablemente exportar la máxima cantidad posible de energía a la red. Además, los LC deberán considerar decisiones apropiadas de forma de asegurar una operación segura y adecuada para las unidades de generación distribuida.

El control descentralizado intenta proveer el máximo de autonomía a cada unidad LC o MC dentro de la microrred. La autonomía de los LC implica que son inteligentes y pueden comunicarse entre ellos para formar una entidad de mayor inteligencia. En el control descentralizado, la tarea principal de cada controlador no es necesariamente maximizar las ganancias de la unidad correspondiente, sino mejorar el rendimiento general de la microrred. Por esto, la arquitectura debe ser capaz de incluir funciones económicas, factores ambientales y requisitos técnicos.

- Funcionamiento en modo conectado

Cuando la microrred funciona en modo conectado con la red principal, ésta proporcionará las referencias de tensión y frecuencia necesarias para que el resto de elementos de generación de la microrred funcionen sin ningún problema. Así pues, no existirán problemas de estabilidad en la microrred cuando ésta funcione conectada a la red principal.

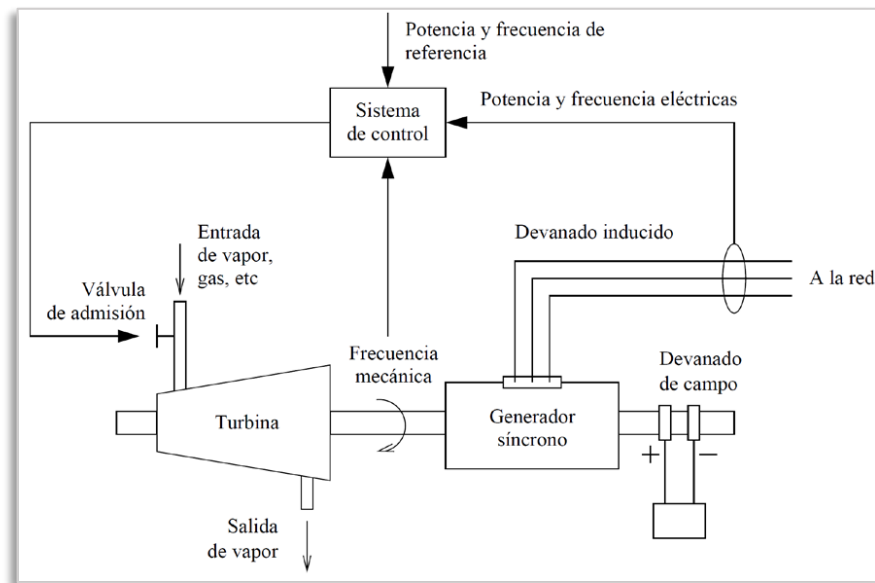
En el sistema de control en la red principal, el control frecuencia-potencia se organiza en tres niveles: primario, secundario y terciario. Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico:

1) El control primario es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores.

2) El control secundario opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.

3) El control terciario opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

El elemento básico para ejercer el control frecuencia-potencia en un sistema eléctrico es el generador síncrono. En la siguiente figura se muestra el esquema básico de un generador síncrono con una turbina que puede ser de vapor, de gas o de agua. La válvula de admisión a la turbina permite regular el flujo entrante a la misma y, por lo tanto, la potencia mecánica aportada al generador síncrono.



- Funcionamiento en modo aislado.

Cuando la microrred funciona en modo aislado de la red principal, los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables.

Al tratarse de equipos con interfaces de electrónica de potencia los generadores de la microrred no tienen inercia para asumir los desequilibrios puntuales entre generación y consumo como ocurre en los sistemas eléctricos convencionales con los grandes generadores síncronos.

Además los generadores de la microrred suelen tener una respuesta lenta, del orden de decenas de segundos, lo que puede ocasionar problemas de seguimiento de la demanda de la microrred y provocar por tanto problemas de estabilidad al no mantenerse la frecuencia dentro de los márgenes de seguridad establecidos.

Así pues, un conjunto de generadores de la microrred necesitará una serie de sistemas de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial. El déficit energético provocado cuando la microrred pasa a modo aislado o el debido a variaciones en la generación o en la demanda cuando se funciona aislado de la red general, deberá ser compensado por dichos sistemas de almacenamiento. Estos sistemas deberán asumir las labores de proporcionar las referencias de tensión y frecuencia al resto de

elementos de la generación. De este modo emularán la funcionalidad que aporta tener la microrred conectada a la red general.

Para funcionar así, los sistemas de almacenamiento deberán estar conectados a la microrred a través de un inversor con controles adecuados para mantener la estabilidad en tensión y frecuencia de la microrred.

En microrredes aisladas la estabilidad de frecuencia y tensión no están aseguradas por la robustez del sistema interconectado apareciendo desafíos técnicos importantes para los sistemas de control.

La estrategia de control más utilizada en estos casos es conocida como *Control Droop*, que regula la frecuencia a través de la potencia activa, mientras que la tensión se controla con la potencia reactiva. En esta situación el inversor es controlado para alimentar la carga con valores predefinidos de tensión y frecuencia. Esta estrategia de control emula el comportamiento de una máquina síncrona, controlando tensión y frecuencia sobre el sistema.

En el *Control Droop* el inversor actúa como una fuente de tensión, con la magnitud y frecuencia de la tensión de salida controlada a través de un regulador con respuesta similar a la de un regulador primario de una red convencional.

Los generadores distribuidos implicados en la microrred utilizan su potencia activa para fijar la frecuencia de la microrred. Por lo tanto, la frecuencia actúa como señal de comunicación entre los generadores distribuidos para que sus consignas de potencia activa sean adecuadas.

De este modo, cada controlador de los microgeneradores debe responder autónoma y efectivamente a cambios del sistema sin requerir datos desde las cargas. Al igual que para la relación *Potencia Activa-- Frecuencia*, la estrategia de *Control Droop* relaciona *Potencia Reactiva--Tensión* a través de una recta con una pendiente determinada. Es decir, ante una bajada en la tensión, el esquema del *Control Droop* aumenta la potencia reactiva, en el caso contrario, se disminuye potencia reactiva para subir la tensión.

Una de las ventajas de operar Microrredes aisladas bajo Control Droop es que se puede disminuir la utilización del generador diésel, lo que se traduce en ahorro de combustible. La combinación de microgeneradores basadas en tecnologías renovables y grupos electrógenos permite dar fiabilidad a este tipo de sistemas, manejando la intermitencia intrínseca que presentan los recursos renovables a través del respaldo del equipo diésel, y prescindiendo de éste cuando las condiciones permitan alimentar los consumos con los microgeneradores.

A continuación se describen en mayor profundidad las estrategias de *Control Droop* aquí mencionadas.

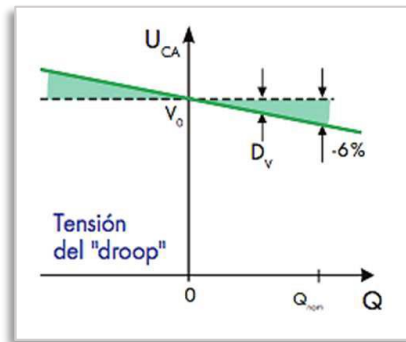
1) Control de tensión (U) VS potencia reactiva (Q)

Es la regulación de tensión necesaria para la fiabilidad local y la estabilidad. Sin un control de tensión local, los sistemas con alta penetración de microgeneradores podrían experimentar oscilaciones de tensión y/o potencia reactiva.

El control de tensión debe también asegurar que no hay gran circulación de corriente reactiva entre microgeneradores.

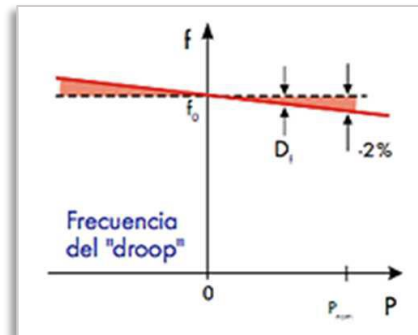
Con pequeños errores en los niveles de tensión, la corriente circulante puede exceder los rangos de los microgeneradores. Esta situación requiere un controlador de tensión Vs reactiva, tal que en cuanto la potencia reactiva generada por los microgeneradores pase a ser más capacitiva, el nivel de tensión local se verá aumentado.

Un generador tiene comportamiento capacitivo siempre que genere reactiva y cuanto más reactiva genere más contribuye a aumentar la tensión en bornes de generación y en el resto de puntos eléctricos de la red a la que está conectado. Inversamente, como Q pase a ser más inductiva el nivel de tensión se reducirá.



2) Control de potencia activa (P) VS frecuencia (f)

Cuando está regulando la salida de potencia, cada fuente tiene una pendiente negativa en el plano P. En la figura adjunta se muestra la relación entre frecuencia y potencia activa definida para un generador. A medida que la frecuencia disminuye, la potencia activa generada aumenta. De este modo, cuando la carga solicita una mayor demanda, el generador tiende a suministrar mayor energía a costa de una disminución en su velocidad de giro y por tanto en la frecuencia.



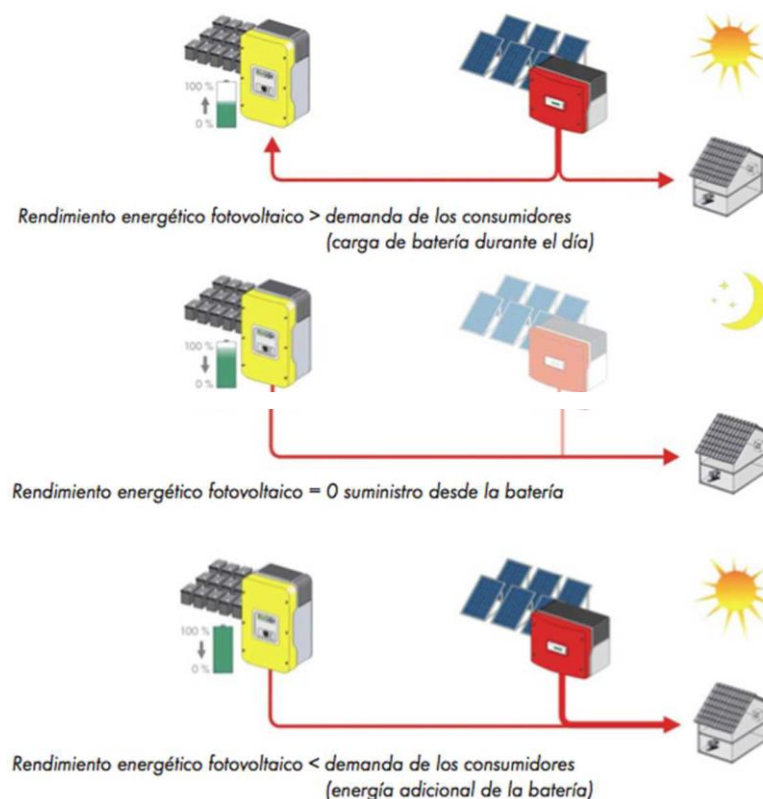
Dada la importancia de los inversores en las estrategias de control de las microrredes en general y de aquellas aisladas en particular, se detalla a continuación el funcionamiento general del inversor dentro de la microrred.

Los inversores pueden proporcionar la flexibilidad necesaria para el control simplificado. Desde el punto de vista práctico es necesario considerar que la expansión futura de una microrred no implicará la modificación del sistema de control definido inicialmente.

Las interfaces de los inversores que se encuentran en las células de combustible, miniturbinas y tecnologías de almacenamiento serán los elementos básicos del sistema de telecontrol. Un elemento clave del diseño del control es que la comunicación entre microgeneradores no es necesaria para la operación básica, ya que esta información será gestionada por el inversor.

Cada controlador debe ser capaz de responder con eficacia a los cambios del sistema sin que requiera datos de las cargas o de otras fuentes. De forma general, el funcionamiento del sistema se realiza mediante valores límites definidos, que están preestablecidos en los reguladores de carga o los inversores de batería.

De forma simplificada, el control de las microrredes puede ser explicado muy gráficamente, para su mejor comprensión, a partir de la siguiente figura.



Vemos que el elemento principal consiste en un equipo reversible que actúa normalmente como inversor (CC/CA) pero que en determinados momentos se convierte en cargador de baterías (CA/CC) por lo que estamos ante un equipo bidireccional.

El inversor se conecta directamente a un acumulador, constituyendo de esta forma la red del sistema aislado y regulando la tensión y la frecuencia en el lado de alterna, donde se conectan directamente los generadores (en el ejemplo representado por un sistema fotovoltaico) y consumidores.

En caso de que la generación sea mayor que el consumo el inversor cambia su modo de funcionamiento y pasa a convertirse en un cargador, extrayendo energía de la red y realizando la carga de las baterías. Cuando hay un déficit de energía, vuelve nuevamente a retomar la función de inversor volviendo a suministrar energía a la red desde las baterías. Cuando está actuando como cargador y solo en el caso de que las baterías llegaran a su carga completa, retoma la función de inversor y aumenta automáticamente la frecuencia de la red, para de esta forma conseguir que los inversores conectados a la generación fotovoltaica disminuyan su producción adaptándose al nivel de consumo que le demanda la red de distribución.

- Generadores controlables y no controlables

En términos de control de flujo de potencia dentro de una microrred, una unidad de generación puede ser controlable o no controlable.

La salida de potencia de un microgenerador controlable puede ser controlada externamente, a través de puntos de operación definidos por un sistema de control. Un ejemplo de una unidad de generación controlable es un generador que utiliza un motor de combustión interna como su fuente de energía primaria. Este tipo de generadores cuentan con un sistema de control para ajustar la velocidad en base al flujo de combustible. El regulador automático de tensión controla la tensión del generador síncrono. De esta manera, el sistema de control y el regulador de tensión, controlan las salidas de potencia activa y reactiva en base a la estrategia de despacho.

En contraste, la salida de potencia de un microgenerador no controlable es normalmente controlada en la condición de operación óptima de su fuente de energía primaria, por ejemplo, un generador eólico es operado con el fin último de extraer la máxima potencia del régimen de viento al cual está sometido.

De esta forma la potencia entregada por la máquina varía de acuerdo con las condiciones de viento en cada momento. Las unidades de microgeneración que se basan en energías renovables son frecuentemente unidades que carecen de capacidad de despacho.

Para maximizar la salida de una fuente de microgeneración basada en energía renovable, normalmente se aplica una estrategia basada en el seguimiento del punto máximo de potencia con el fin de entregar la máxima potencia bajo unas condiciones viables.

3. DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE ESTUDIOS E INVESTIGACIÓN

El edificio objeto de estudio se trata de un centro de estudios e investigación donde se desarrollan proyectos de investigación ajustados a las necesidades del campo, invirtiendo en la formación del personal investigador, apoyando a la empresa agraria y apostando por la transferencia del conocimiento generado en sus instalaciones.

Este instituto divide su actividad en las siguientes líneas de trabajo: horticultura, fruticultura, olivicultura, viticultura, cereales, leguminosas, oleaginosas y cultivos energéticos; plagas, enfermedades y malas hierbas; manejo y mejora de pastos; ganadería, y agricultura de precisión y riego. Cada área de trabajo dispone de laboratorios específicos dotados con los equipos más avanzados, y parcelas de ensayo adaptadas a cada proyecto.

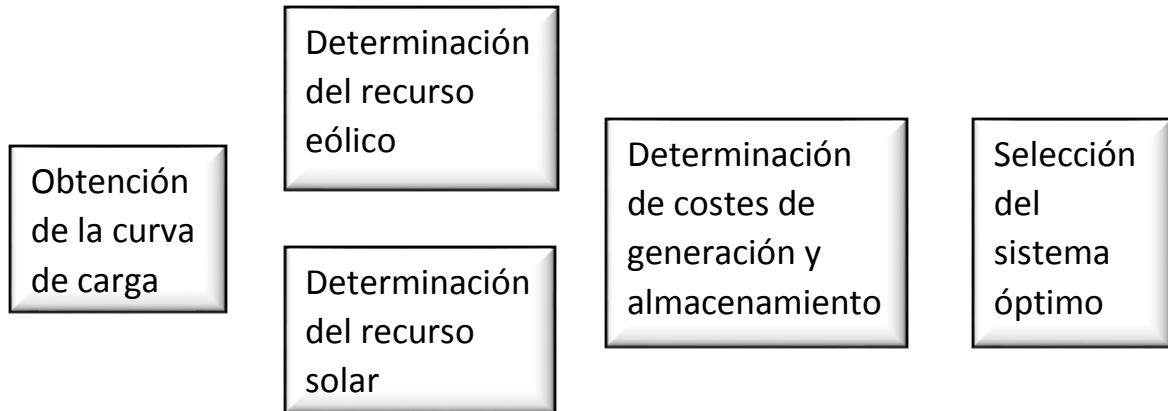
El centro cuenta con áreas de apoyo comunes, que contribuyen decisivamente a su gestión eficaz. Es el caso de administración, biblioteca, laboratorio general, informática o transferencia de tecnología.

Compuesto por sótano, planta baja y tres niveles (S+PB+3) y construido en dos bloques de diferente altura y separados por patios interiores. En el primero de los bloques se encuentran ubicadas las aulas y laboratorios y en el segundo de los bloques están las oficinas de profesores y salas de reuniones.



4. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE LA MICRORRED

Se presenta a continuación un esquema general de la metodología a seguir para el diseño de la microrred:



4.1. OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA

La demanda de energía impone gran parte de las características de la solución energética. Para diseñar el sistema de generación, un input fundamental es la curva de carga donde se represente en cada instante de tiempo cual será la demanda de la microrred durante el día.

En el caso de no disponer de consumos reales de la instalación, será necesario realizar una estimación y cálculo de consumos teóricos. Para ello partiríamos de un inventario de equipos y, mediante sus potencias nominales y perfiles de uso, realizaríamos la estimación de la demanda de energía y la obtención de la curva de carga.

Un factor a tener en cuenta en la estimación es la variación en la curva de carga diaria según la estación del año en la que nos encontremos, de tal modo que equipos como aires acondicionados o calefacciones jugarán un papel importante según nos encontremos en verano o invierno.

4.2. DETERMINACION DEL RECURSO ENERGÉTICO

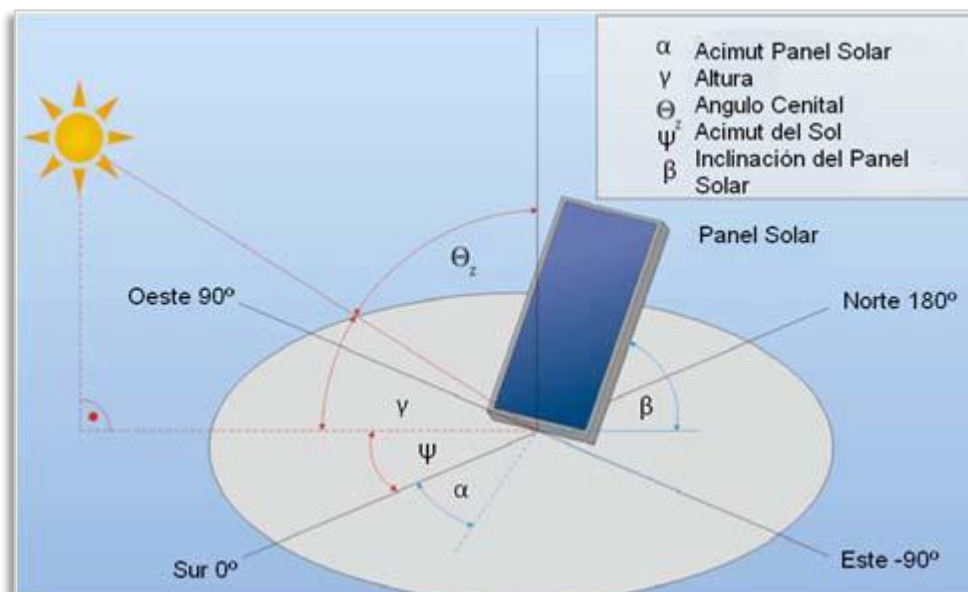
4.2.1. Recurso fotovoltaico

Para poder efectuar el diseño de una instalación fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas de nuestro emplazamiento.

La potencia radiante (irradiancia) de 1367 W/m², denominada constante solar, que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra, el ciclo día/noche y la órbita elíptica de la Tierra.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre unas placas fotovoltaicas en un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m² (irradiación). Este valor es diferente según la región a la que hagamos referencia.

Para el cálculo de la producción energética de una instalación fotovoltaica es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el acimut del sol.



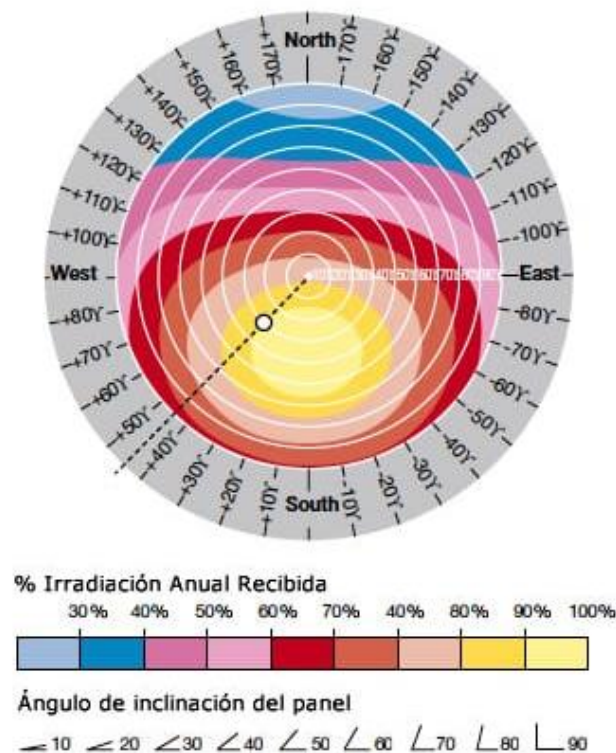
Se define la orientación mediante el azimut (para el sol, ψ , y para el captador, α). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

Por ejemplo, la orientación Este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que, para la orientación Oeste, $\psi = 90^\circ$. La inclinación viene definida por el ángulo β (para el módulo) y por la altura solar (alfa) o su complementario θ_z , (ángulo cenital) para el sol.

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que si la misma superficie la colocamos en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, lógicamente el ángulo de incidencia de radiación óptimo no es siempre constante. La única situación donde eso ocurriría sería con un sistema que varíe la inclinación y orientación constantemente, como lo hace un seguidor solar.

La inclinación óptima de los módulos de una instalación solar depende de la latitud, y del objetivo de la instalación. En instalaciones aisladas, el diseño se hace de forma que se garantice la energía en los meses menos favorables, estos corresponderán a los meses de invierno. En instalaciones conectadas a red se busca la máxima producción anual.

Para considerar si una determinada superficie ya existente (un tejado, pérgola...) es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.



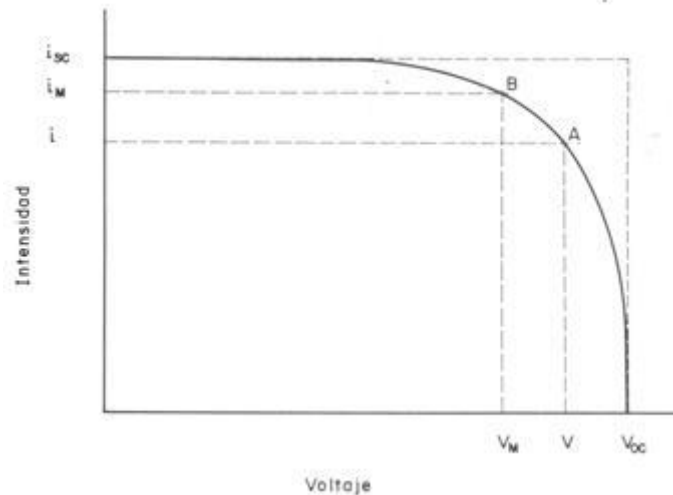
En la figura anterior se muestra un ejemplo de gráfico donde se aprecia el tanto por ciento de irradiación que recibirá un panel solar en función de su desviación respecto al sur (azimut del panel) y su ángulo de inclinación. En el ejemplo de la figura, podemos ver que una instalación fotovoltaica con un azimut de 45° (positivos pues es hacia el Oeste), representados por la línea de puntos que une el centro con los 45° , y con una inclinación de 30° (donde corta la línea de puntos con la circunferencia de los 30°), nos sale en la zona de mayor radiación, por lo que desviaciones de hasta 45° no afectan demasiado a la producción. En nuestro ejemplo, hablaríamos de, en torno, a un 90% de radiación recibida durante el año.

Un concepto relacionado con la radiación solar y que es de gran importancia a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico es el concepto de "horas de sol pico".

Pueden definirse como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m^2 que en conjunto suman la misma irradiación total que la real de ese día.

La curva característica de un panel fotovoltaico, también llamada curva de intensidad- tensión (abreviadamente curso I-V), representa los valores de tensión y corriente, medidos experimentalmente, de un típico panel fotovoltaico sometido a unas determinadas condiciones constantes de radiación y temperatura.

Variando la resistencia externa desde cero a infinito, se pueden medir diversos valores de pares (i-V), que interpolándolos forman la curva característica.



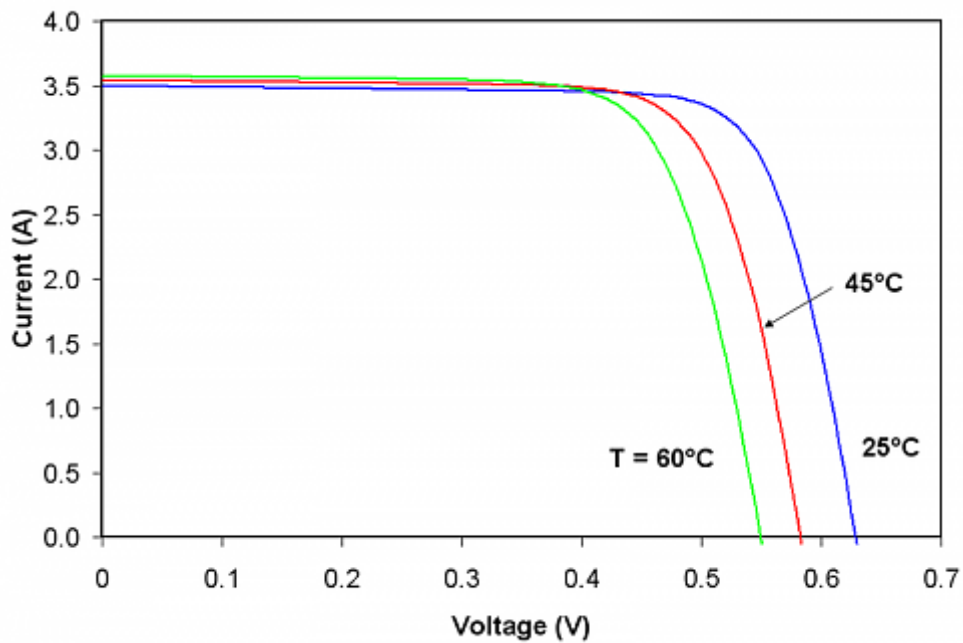
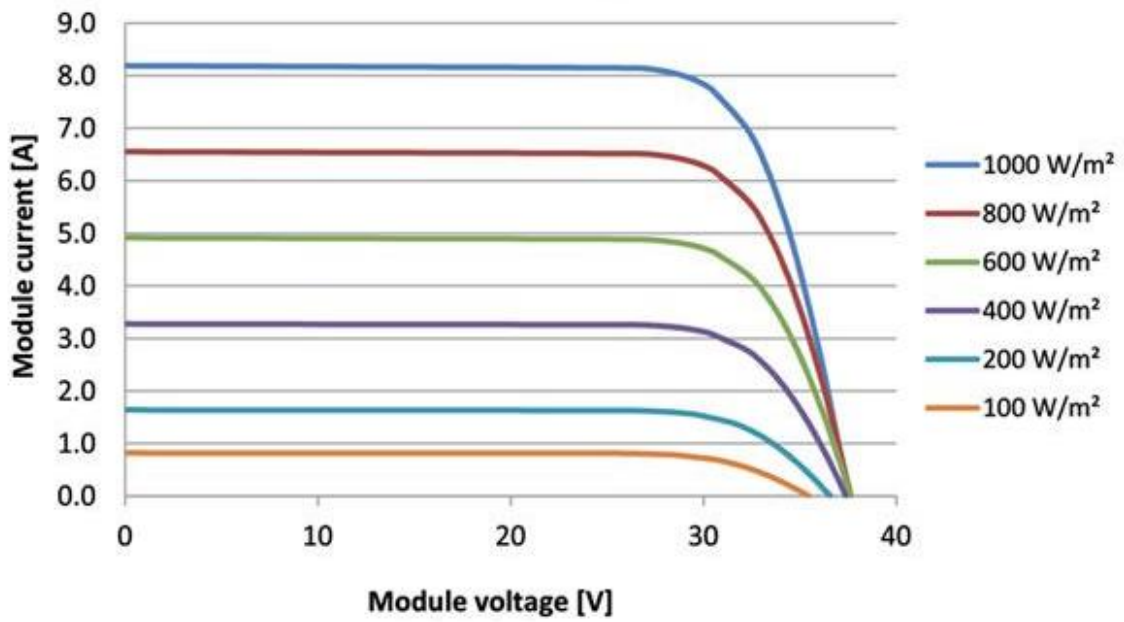
El punto A es un punto cualquiera que representa el funcionamiento del panel en unas condiciones (determinadas por la resistencia ó "carga" exterior) de Intensidad y Tensión. El panel desarrolla cierta potencia iV , que geométricamente coincide con el área del rectángulo cuyo vértice superior derecho es el punto A.

Si el punto A se "moviera" hacia la derecha, bajando por la curva, se ve que el área de dicho rectángulo, al decrecer i muy rápidamente, se haría más y más pequeña. Lo mismo sucedería si dicho punto se trasladase hacia la izquierda, aproximándose al eje de coordenadas, ya que en este caso lo que se haría muy pequeño sería el valor de V .

Existirá un cierto punto intermedio B que haga que el área del rectángulo sea la mayor posible. Dicho punto B es el punto de máxima potencia.

Para un determinado modelo de panel y en unas condiciones de irradiancia y temperatura constante, la curva i - V queda determinada y el punto concreto sobre dicha curva que representa las condiciones de trabajo del panel quedará fijado para el circuito que alimenta éste.

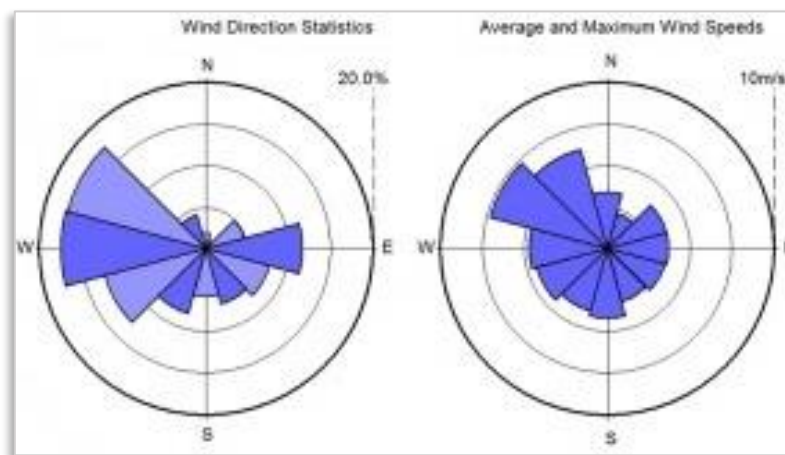
Si se modifican la irradiancia incidente sobre el panel o la temperatura ambiente, que son las dos variables que más influencia tienen en la respuesta eléctrica del mismo, la curva i - V también se modifica, como se ve en las siguientes curvas.



4.2.2. Recurso eólico

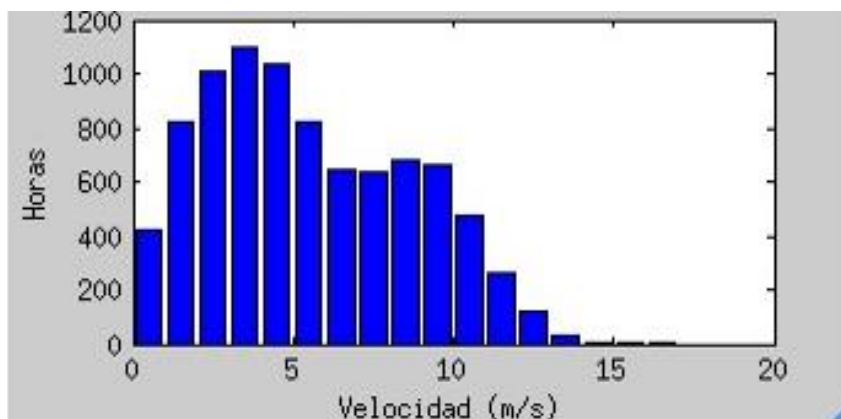
Para poder efectuar el diseño de una instalación eólica será necesario conocer las características del viento en el lugar de implantación. Para ello, uno de los recursos más utilizado es la "Rosa de los vientos".

Consiste en un diagrama polar en el cual se definen, para diferentes direcciones, valores relacionados con la velocidad del viento. El número de direcciones, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, acostumbra a ser 8, 12 ó 16.

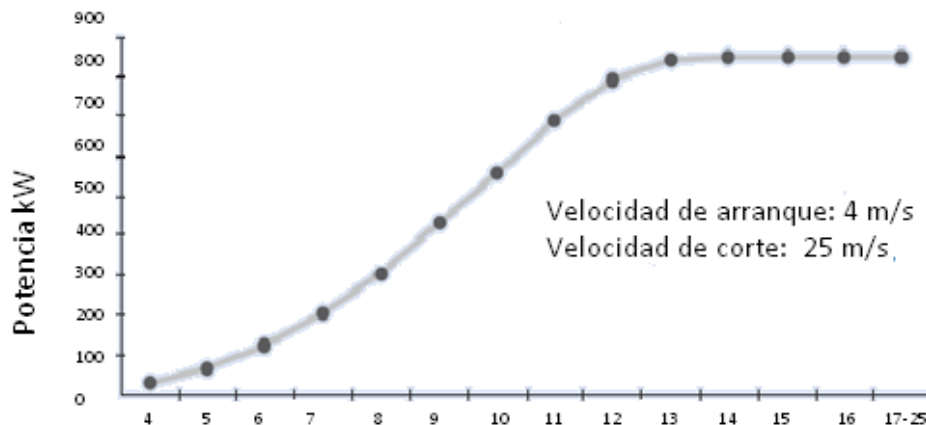


En la figura de la izquierda se representa el porcentaje de tiempo total que el viento procede de una determinada dirección. A la derecha, la velocidad media del viento (m/s) para cada dirección.

Otra representación que es muy útil a la hora de calcular el recurso eólico y la producción en un determinado emplazamiento es el histograma de velocidades. El histograma indica cuántas horas al año (o qué probabilidad) hay de tener cada velocidad de viento.



La potencia que proporciona un aerogenerador viene caracterizada por su curva de potencia, que nos da la relación entre la velocidad de viento y la potencia producida. La curva de potencia depende entre otros factores de la densidad del aire. A una mayor densidad, mayor será la potencia suministrada. Otro factor que influye en el valor de potencia es el área barrida por las palas del rotor eólico.



VELOCIDAD (m/s)	4	5	6	7	8	9	10
POTENCIA (kW)	27.9	65.2	123.1	203.0	307.0	435.3	564.5
VELOCIDAD (m/s)	11	12	13	14	15	16	17-25
POTENCIA (kW)	684.6	779.9	840.6	848.0	849.0	850.0	850.0

Se puede identificar una velocidad a la cual el aerogenerador empieza a entregar potencia (típicamente entre 3 y 5 m/s), una velocidad nominal a la cual el aerogenerador alcanza su

potencia máxima (suele estar entre los 12 y 15 m/s), y una velocidad donde el aerogenerador deja de generar por seguridad, denominada velocidad de corte o de parada que suele situarse entre los 20 y 25m/s. Por debajo de la velocidad nominal la producción es proporcional al cubo de la velocidad.

4.3. DETERMINACION DE COSTES DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Para evaluar la combinación de tecnologías renovables más viable desde el punto de vista económico, será necesario definir los costos asociados a cada una de las fuentes consideradas, así como a sus sistemas de almacenamiento. Se definen dos tipos de costos:

- Costos de Inversión: los relativos a la adquisición, montaje y puesta en marcha del sistema de generación.
- Costos de Producción y Mantenimiento: son los costos regulares, normales y habituales de operación de los equipos, así como los asociados a posibles reparaciones o sustituciones.

Las fuentes renovables tienden a presentar altos costos de capital inicial y bajos costos de operación.

4.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO

El procedimiento para llegar al sistema óptimo consiste en conocer la respuesta técnico-económica de diferentes configuraciones generación-almacenamiento e identificar las más óptimas, teniendo en cuenta las desviaciones que pudieran sufrir según determinadas variables.

Son los procesos de simulado, optimización y análisis de sensibilidad.

4.4.1. Simulación

Se seleccionan una serie de unidades de generación y almacenamiento según las capacidades existentes comercialmente, considerando como criterio que puedan suplir solas o combinadas con otras el total de la carga.

Una vez planteadas las posibles dimensiones de las unidades, el proceso de simulación determina una configuración particular del sistema, es decir una combinación de unidades de generación y almacenamiento con unos tamaños concretos.

El proceso de simulación tiene dos objetivos principales:

- Viabilidad técnica de las diferentes configuraciones. Es decir, determinar qué configuraciones son capaces de suplir la demanda horaria.
- Estimación de costes durante todo el ciclo de vida del proyecto.

4.4.2. Optimización

En la optimización se busca encontrar cuál de las configuraciones con viabilidad técnica, obtenidas en el proceso de simulación, es la más óptima. Para ello considera el aspecto económico y minimiza los costes del proyecto durante su ciclo de vida.

4.4.3. Análisis de sensibilidad

Se efectúan varios procesos de optimización, modificando los valores de variables sensibles. De este modo se puede determinar qué configuración de unidades de generación y almacenamiento es óptima bajo cada condición. Controlamos así la incertidumbre y reducimos el riesgo en el proyecto.

Son ejemplos de este tipo de variables:

- Variación en la velocidad del viento
- Variación de radiación solar
- Variación en el precio del combustible.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y SIMULACIÓN

En este punto desarrollaremos y calcularemos mediante datos numéricos los aspectos desarrollados en el punto anterior.

5.1. OBTENCIÓN DE LA CURVA DE CARGA

Presentamos a continuación un resumen de la potencia instalada en el edificio, diversificando por tipo de consumos y espacios.

- Sistema de Iluminación.

TIPO DE ESPACIO	kW TOTAL
AULAS	52,00
CIRCULACIÓN	22,00
COMUNES	17,00
BAÑOS	9,00
CAFETERIA	13,00
ESPACIOS TRABAJO	17,00
LABORATORIOS	25,00
TOTAL	155,00

- Sistema de Fuerza.

TIPO DE ESPACIO	kW TOTAL
AULAS	70,00
CIRCULACIÓN	25,00
COMUNES	25,00
BAÑOS	17,00
CAFETERIA	25,00
ESPACIOS TRABAJO	25,00
LABORATORIOS	38,00
TOTAL	225,00

- Sistema de Climatización.

TIPO DE ESPACIO	kW TOTAL
AULAS	52,00
CIRCULACIÓN	0,00
COMUNES	0,00
BAÑOS	0,00
CONCESIONES	17,00
ESPACIOS TRABAJO	25,00
LABORATORIOS	26,00
TOTAL	120,00

A continuación, se presentan los resultados generales de la potencia instalada en el edificio.

TIPO DE ESPACIO	KW AA	KW ILUMIN.	KW FUERZA	TOTAL
AULAS	52,00	52,00	70,00	174,00
CIRCULACIÓN	0,00	22,00	25,00	47,00
COMUNES	0,00	17,00	25,00	42,00
BAÑOS	0,00	9,00	17,00	26,00
CAFETERIA	17,00	13,00	25,00	55,00
ESPACIOS TRABAJO	25,00	17,00	25,00	67,00
LABORATORIOS	26,00	25,00	38,00	89,00
TOTAL	120,00	155,00	225,00	500,00

Una vez que tenemos la potencia instalada en el edificio, se muestra el consumo horario de la instalación, donde diferenciamos entre día de lunes a viernes y día de fin de semana. Con estos datos representamos la curva de carga diaria.

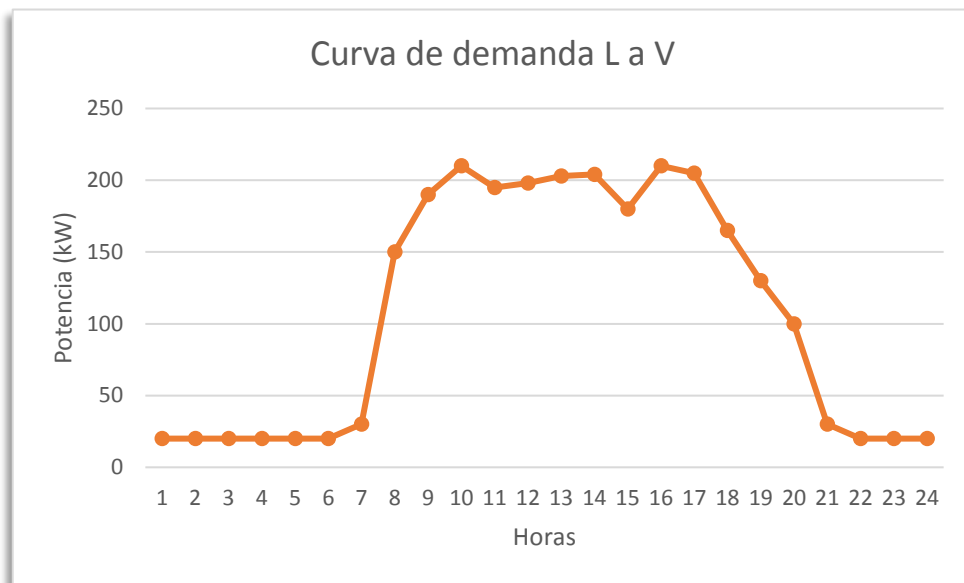
LUNES A VIERNES	Consumo horario de Energía (KWh)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AIRE ACONDICIONADO	0	0	0	0	0	0	0	30	40	45	40
ILUMINACION	5	5	5	5	5	5	10	40	50	55	50
FUERZA	15	15	15	15	15	15	20	80	100	110	105
TOTAL	20	20	20	20	20	20	30	150	190	210	195

Consumo horario de Energía (KWh)												
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
40	40	40	30	45	40	30	20	10	0	0	0	0
50	55	55	50	55	55	45	40	30	10	5	5	5
108	108	109	100	110	110	90	70	60	20	15	15	15
198	203	204	180	210	205	165	130	100	30	20	20	20

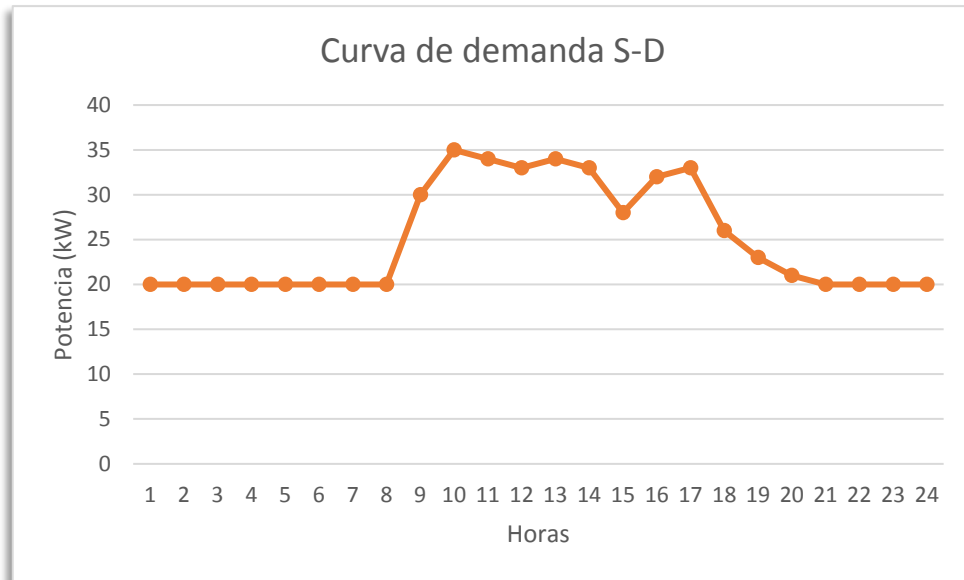
SABADO-DOMINGO	Consumo horario de Energia (KWh)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AIRE ACONDICIONADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
ILUMINACION	5	5	5	5	5	5	5	5	10	10	9
FUERZA	15	15	15	15	15	15	15	15	20	20	20
TOTAL	20	20	20	20	20	20	20	20	30	35	34

Consumo horario de Energia (KWh)												
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5	5	5	2	4	5	2	1	1	0	0	0	0
9	9	9	8	9	9	7	6	5	5	5	5	5
19	20	19	18	19	19	17	16	15	15	15	15	15
33	34	33	28	32	33	26	23	21	20	20	20	20

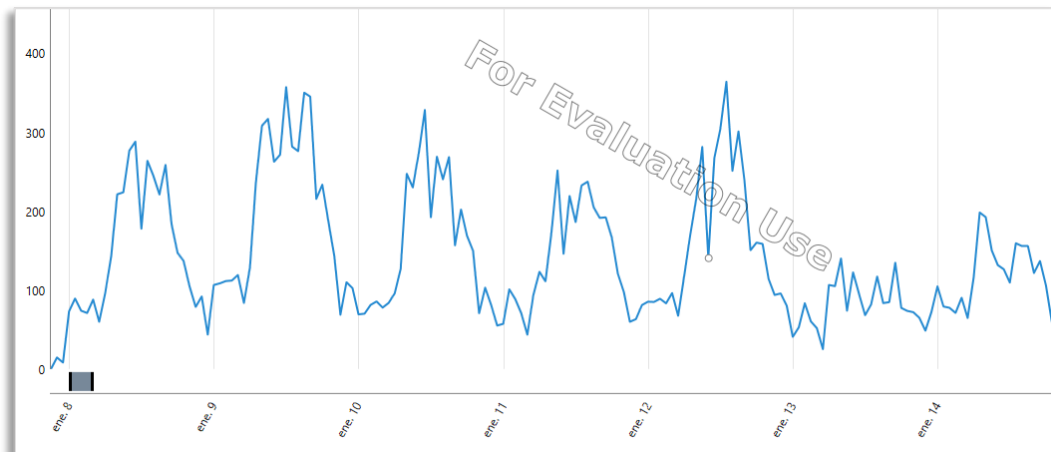
Resultando la siguiente curva para un día típico de lunes a viernes.



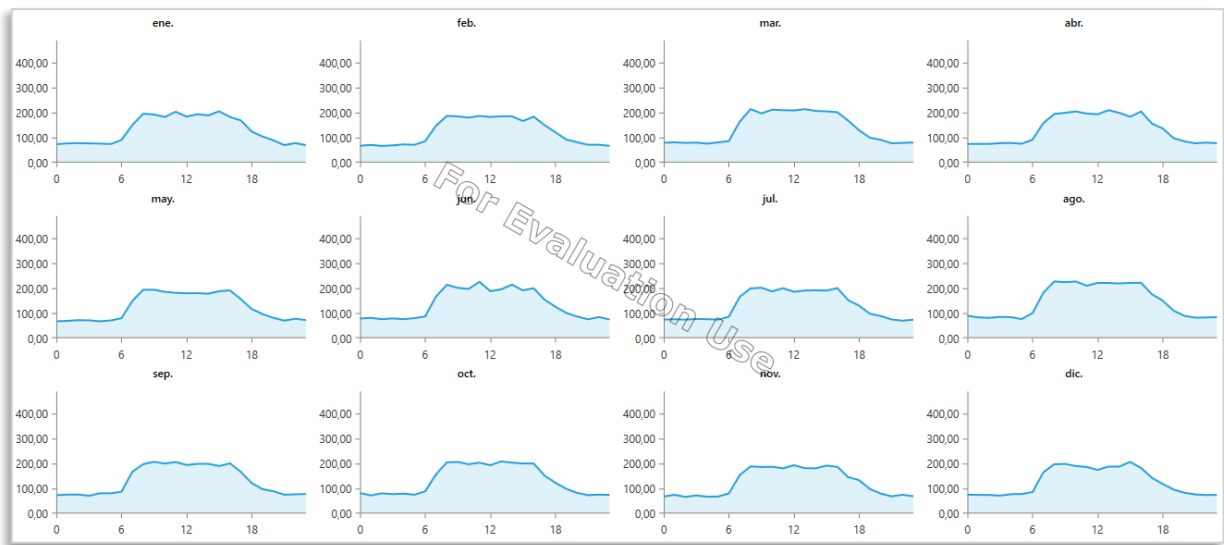
Y ésta otra para días de fin de semana.



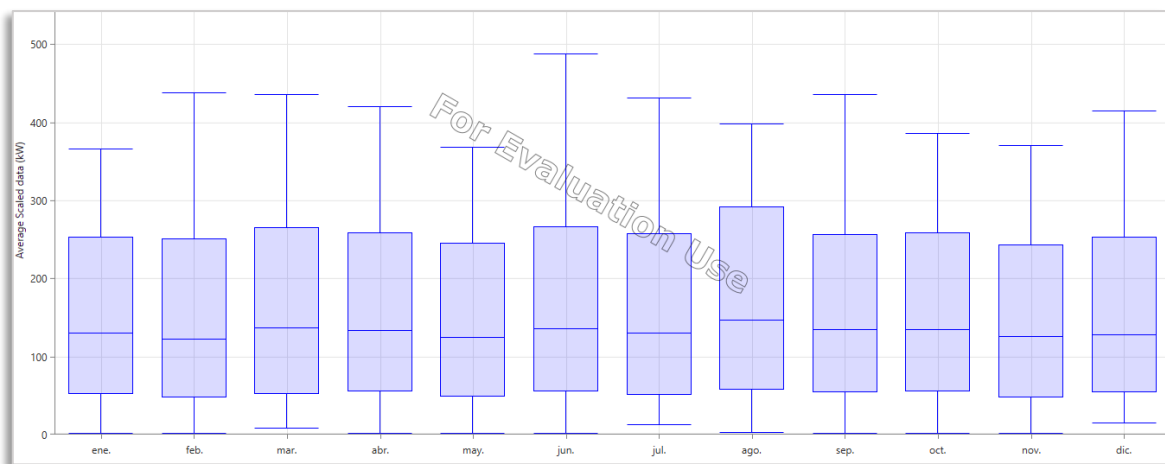
El programa Homer nos hace la simulación de consumos para cada uno de los días del año introduciendo un porcentaje de variabilidad entre días.



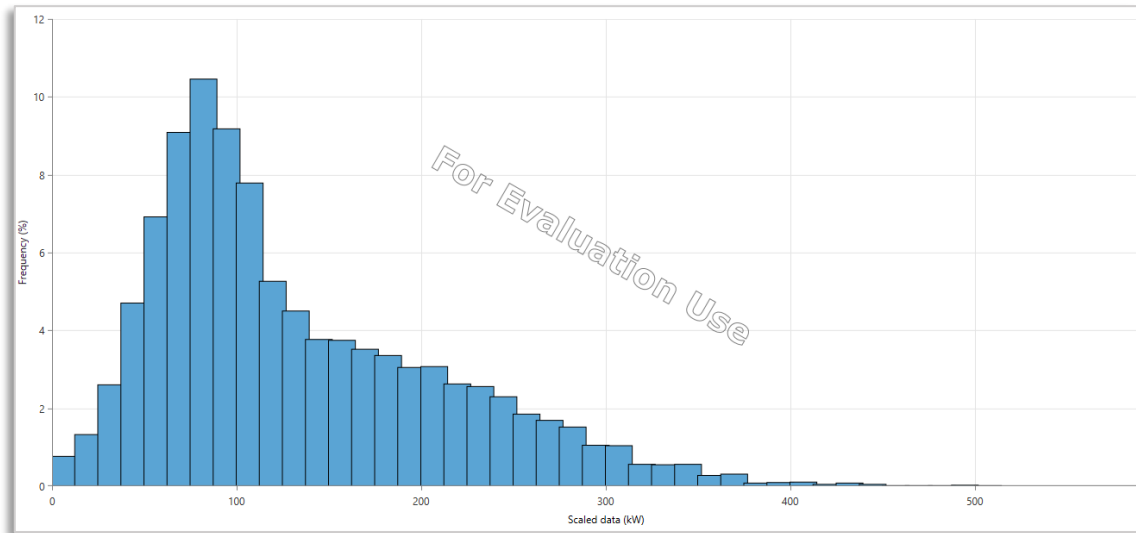
Con estos datos, el programa nos calcula y muestra el perfil de consumo obtenido para cada mes del año.



Y los datos de potencias medias consumidas, potencias máximas y mínimas para los doce meses.



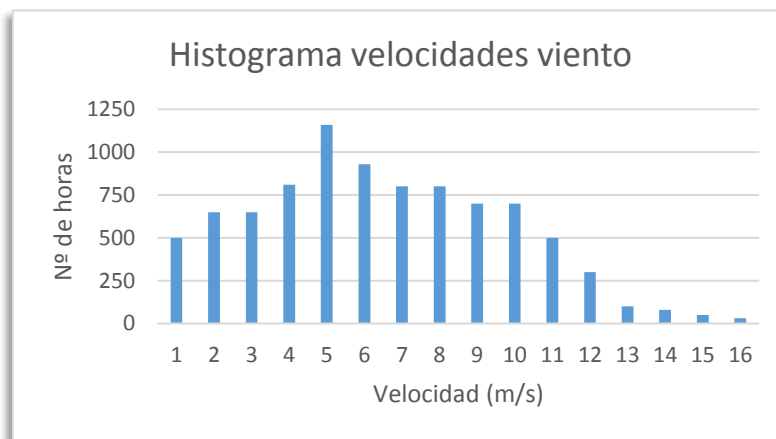
Finalmente podemos ver un histograma en el que se muestra la frecuencia con la que se dan cada uno de los valores de potencia en nuestra instalación.



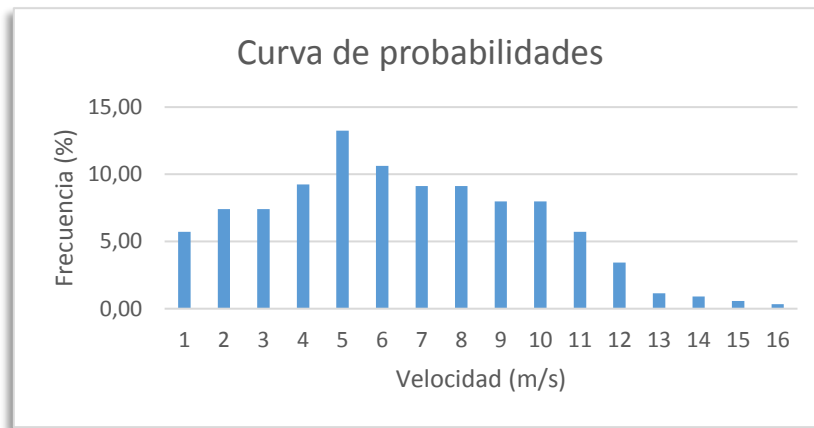
5.2. DETERMINACIÓN DEL RECURSO ENERGÉTICO

5.2.1. Recurso eólico.

Tomando como base el siguiente histograma en el que se muestran el número de horas al año que se da una velocidad del viento determinada, calculamos la velocidad media anual en el punto de la instalación.

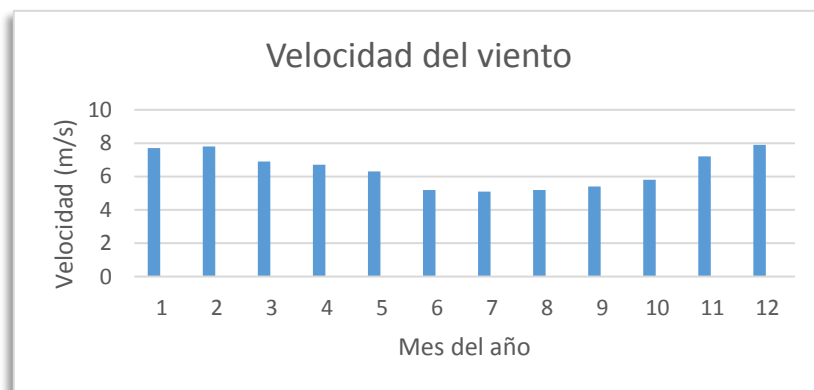


Obtenemos una velocidad media de 6.44 m/s. Representamos el mismo histograma, indicando en este caso en el eje y, la frecuencia o porcentaje con la que se da cada una de las velocidades.



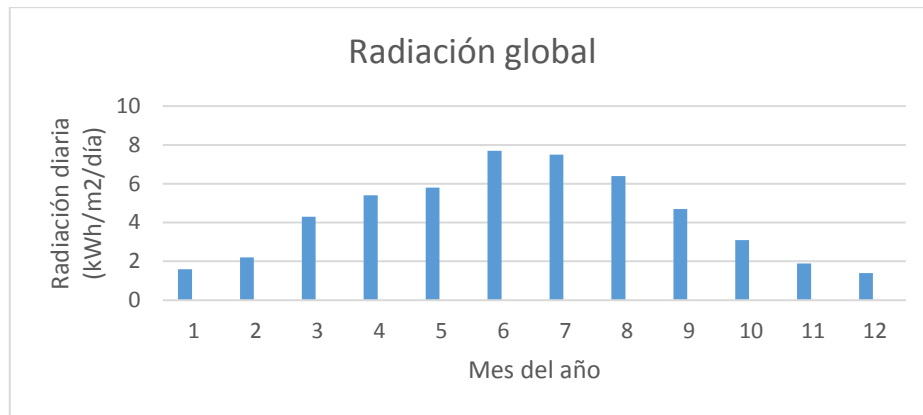
Observamos en las gráficas anteriores que prevalecen en la zona vientos entre 4 y 8 m/s, siendo estos valores adecuados para la generación eólica.

Se muestran finalmente las velocidades medias del viento en cada uno de los meses del año.



5.2.2. Recurso fotovoltaico

Se presenta en la siguiente gráfica la radiación recibida en el punto de la instalación según los meses del año. Puede observarse el comportamiento estacional, aumentando el valor de la radiación en los meses de primavera-verano.



Obtenemos un valor medio de irradiación de 4.33 kWh/m² día, lo cual indica un buen valor para la generación solar.

5.3. DETERMINACION DE COSTES DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Analizaremos los costes de los sistemas eólicos por dos vertientes:

1) Costes de los sistemas eólicos (€ por kW instalado)

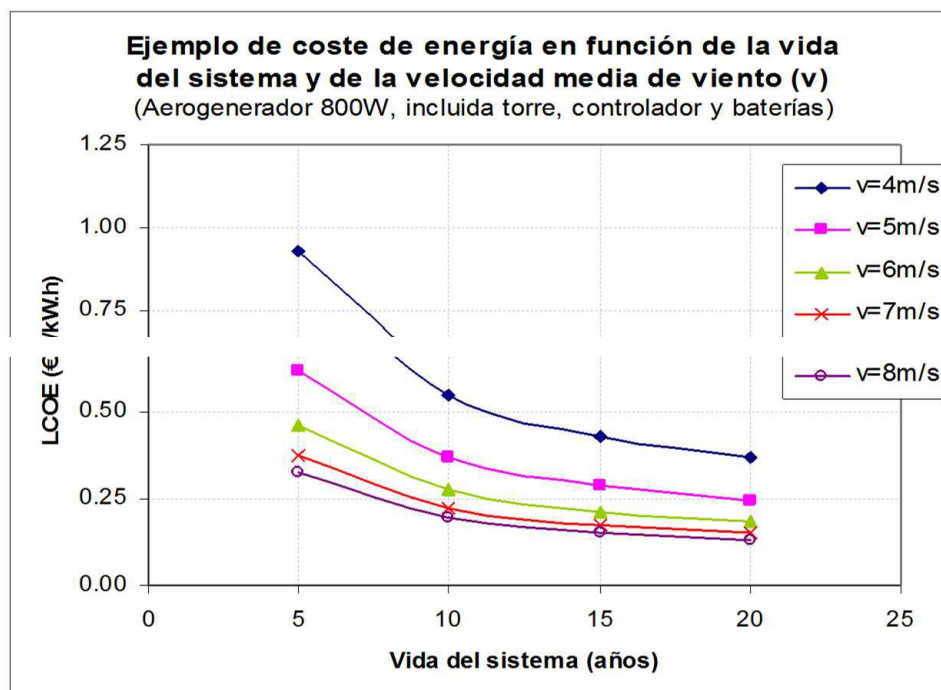
Se suelen distinguir cuatro contribuciones principales a los costes de un sistema eólico: El aerogenerador (sin la torre), la torre, los sistemas auxiliares (baterías, regulador, cuadro eléctrico, etc.) y costes de operación y mantenimiento. El coste típico de un sistema residencial de energía eólica, con una torre de 25m, baterías e inversor ronda típicamente entre 15000€ y 50000€ para aerogeneradores con potencias entre 3 y 10 kW. Esto supone unos 4000€ y 8000€ por kW instalado. Se recomienda, de forma conservadora, manejar un rango entre 6000 y 7000€/kW.

2) Coste de energía (€ por kWh producido):

Para estimar el coste de la energía producida por un sistema eólico se suele hacer uso del concepto Coste Nivelado de Energía (Levelized Cost of Energy, LCOE), que da una idea del coste de la energía a lo largo de la vida de la instalación, teniendo en cuenta todos los costes incurridos: inversión inicial, costes de operación y mantenimiento, combustible, etc., y teniendo en cuenta los intereses financieros de la operación.

El coste (LCOE) de una instalación eólica dependerá mucho de su producción por lo que es necesario siempre hacer un análisis particular de cada situación.

Se muestra una gráfica ejemplo del LCOE para un sistema eólico de 800W (aerogenerador, torre y sistemas auxiliares) en función de la vida total del sistema y de la velocidad media de viento del emplazamiento.



En cuanto a la energía fotovoltaica, los precios que se describen a continuación corresponden a precios que podríamos comprar en España o algún país europeo en cantidades menores de los 50 kW. El coste de los módulos solares se encuentra en el entorno de 1€/Wp de media, desde los modelos usados para conexión a red que se pueden conseguir sobre los 0,6 - 0,7 €/Wp, hasta los modelos para carga de baterías en 12 y 24V que pueden subir hasta los 1,3 €/Wp para los modelos más pequeños.

En general podríamos conseguir los materiales para sistemas conectados en el entorno de los 1,2 a 1,5€/Wp (módulos, estructura, inversores, etc.) que podría también servir de referencia para

las microrredes de cierto tamaño, sin contar por supuesto la batería, cuyos precios son variados en función de la tecnología que se use, así como de la capacidad necesaria.

5.4. SELECCIÓN DEL SISTEMA ÓPTIMO

Para esta etapa nos apoyaremos en la herramienta de software HOMER.

HOMER es una herramienta de planificación técnica y económica de valoración de sistemas híbridos, donde se puede analizar y evaluar un gran número de opciones, así como la factibilidad de éstas de una manera simple y obtener una configuración óptima del sistema requerido.

El sistema de modelado HOMER será utilizado:

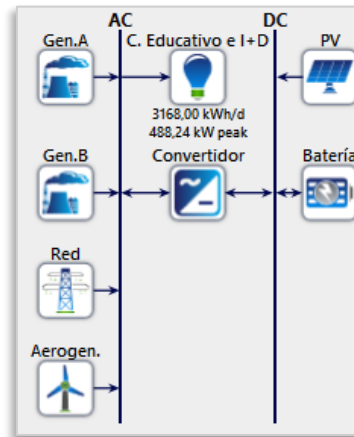
- Para simular el comportamiento del sistema con múltiples configuraciones.
- Para obtener el sistema más óptimo desde el punto de vista del coste presente neto de la instalación y el LCOE.
- Para realizar análisis de sensibilidad evaluando como afecta la variación de algunas variables de las cuales hay incertidumbre sobre el sistema óptimo y su comportamiento.

En nuestro caso vamos a simular una microrred para abastecer el suministro eléctrico a un "Centro de Estudios e Investigación". El consumo medio diario es de 3.168 kWh/día.

Las tecnologías consideradas para simular la microrred en cuanto a producción serán:

- Fotovoltaica
- Eólica
- Red
- Red
- Diésel

Se representa a continuación el esquema de la microrred.



El desarrollo de aspectos relacionados con la carga como potencias, consumos y representación de curvas de carga han sido representados en el punto 5.1.

En cuanto a equipos de generación se describen a continuación los requisitos técnicos y económicos considerados.

- Generador A. Se trata de un generador de gran potencia para la carga solicitada.

Name: Alta potencia Genset Abbreviation: Gen.A

[Remove](#)

[Copy To Library](#)

Properties

Name: **Alta potencia Genset**

Abbreviation: **Gen.A**

Manufacturer: **Generic**

www.homerenergy.com

Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/hr)
1	500,00 €	500,00 €	0,030 €

[Click here to add new item](#)

Multiplier:

Capacity Optimization

Size (kW)
0
300
400
500

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%):

Heat Recovery Ratio (%):

Minimum Runtime (Minutes):

Lifetime (Hours):

Fuel Resource | Fuel Curve | Biogas | Emissions | Maintenance | Schedule

SELECT FUEL: Diesel Manage Fuels

Diesel Fuel Price (€/L): Limit Consumption (L):

PROPERTIES

Lower Heating Value (MJ/kg): 43,2

Density (kg/m3): 820

Carbon Content (%): 88

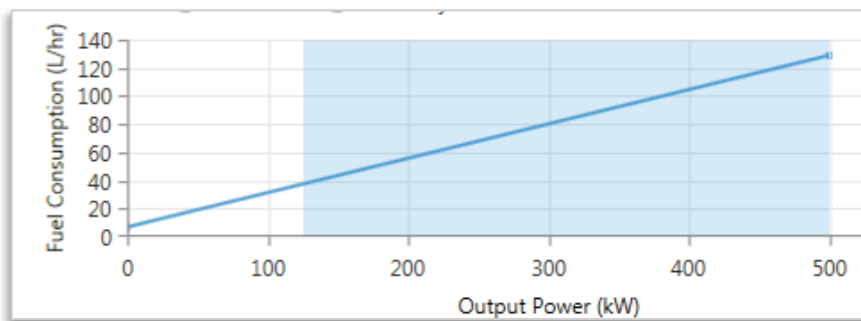
Sulfur Content (%): 0,33

Se ha considerado un coste de inversión inicial y de sustitución de 500€/kW. En cuanto a los costes de operación y mantenimiento se ha tenido en cuenta un valor de 0,03 €/hora de funcionamiento.

Proponemos al programa que realice sus cálculos de optimización para potencias del generador de 300, 400 y 500 kW. También le damos la posibilidad de que no considere aporte de este

generador en caso de que el proceso de optimización así lo calcule. Finalmente ajustamos el precio del diésel a 0,75 €/L.

Para el generador elegido, el consumo de combustible en función de la potencia suministrada es el representado en la siguiente gráfica.



- Generador B. Se trata de un generador de baja potencia para la carga solicitada.

Name: Pequeña potencia Genset Abbreviation: Gen.B

[Remove](#)

[Copy To Library](#)

Properties

Name: **Pequeña potencia Genset**

Abbreviation: **Gen.B**

Manufacturer: **Generic**

www.homerenergy.com

Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/hr)
1	600,00 €	600,00 €	0,035 €

[Click here to add new item](#)

Multiplier:

Capacity Optimization

Size (kW)
0
100
200

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): Heat Recovery Ratio (%): Lifetime (Hours):

Minimum Runtime (Minutes):

Electrical Bus: AC DC

Fuel Resource Fuel Curve Biogas Emissions Maintenance Schedule

SELECT FUEL: Diesel [Manage Fuels](#)

Diesel Fuel Price (€/L): Limit Consumption (L):

PROPERTIES

Lower Heating Value (MJ/kg): 43,2

Density (kg/m³): 820

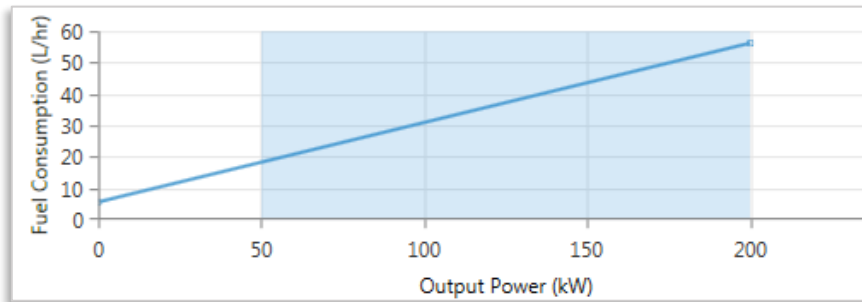
Carbon Content (%): 88

Sulfur Content (%): 0,33

En este caso los costes de inversión iniciales y de sustitución son de 600€/kW y de 0,035€/hora de funcionamiento para los costes de operación y mantenimiento.

La propuesta al programa para los cálculos de optimización es ahora de 100 y 200kW de potencia para el generador diésel.

La curva de consumo de diésel en función de la potencia suministrada es la siguiente.



- Fotovoltaica.

PV Name: Generic flat plate PV Abbreviation: PV

Properties
Name: **Generic flat plate PV**
Abbreviation: **PV**
Panel Type: **Flat plate**
Rated Capacity (kW): **350**
Manufacturer: **Generic**
www.homerenergy.com
Notes:
This is a generic PV system.

PV Capacity Optimization

Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	2,800,00	2,800,00	0,00

 Lifetime time (years): 25,00

Capacity Optimization
 HOMER Optimizer™
 Search Space

Capacity Optimization List (kW): 0, 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350

Site Specific Input Electrical Bus

Para la instalación fotovoltaica, los costes considerados de inversión y sustitución son de 2.800€/kW, con un ciclo de vida de 25 años.

Los posibles valores de potencias considerados por Homer estarán comprendidos entre los 50 y los 350 kW, existiendo la posibilidad de que no se considere generación fotovoltaica en caso que así lo considere el cálculo de optimización.

- Eólica.

The screenshot displays the configuration window for a 'WIND TURBINE' in the HOMER software. The turbine is identified as 'WES 30 [250kW]' with the abbreviation 'Aerogen'. The manufacturer is 'Wind Energy Solutions'. The rated capacity is 250 kW. The interface is divided into several sections:

- Properties:** Name: WES 30 [250kW], Abbreviation: Aerogen, Rated Capacity (kW): 250, Manufacturer: Wind Energy Solutions.
- Costs:** A table showing the financial parameters for the turbine.

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	1.500.000,00 €	1.250.000,00 €	25.000,00 €
- Site Specific Input:** Lifetime (years): 20,00; Hub Height (m): 48,00. There is a checkbox for 'Consider ambient temperature effects?'.
- Quantity Optimization:** Options for 'HOMER Optimizer™' and 'Search Space'. A 'Quantity' dropdown menu is set to 1.
- Electrical Bus:** Radio buttons for 'AC' (selected) and 'DC'.
- Power Curve:** A graph titled 'Wind Turbine Power Curve' showing Power Output (kW) on the y-axis (0 to 300) versus Wind Speed (m/s) on the x-axis (0 to 30). The curve shows a power output of 0 kW for wind speeds up to approximately 3 m/s, then increases to about 250 kW at 13 m/s, and remains constant at 250 kW up to 25 m/s. A data table is provided below the graph:

Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
3	1
4	4,4
5	14,9
6	29,3
7	56,3

La inversión inicial, así como los costes de sustitución en el caso de la energía eólica son bastante elevados. En este caso 1.500.000 € por cada aerogenerador instalado y 1.250.000 € en caso de reemplazo. Además los costes de operación y mantenimiento son de 25.000 €/año.

Se ha considerado un aerogenerador con una potencia de 250kW y le indicamos al programa que como máximo podrá considerar la instalación de un aerogenerador.

Se puede observar en la gráfica la curva de potencia suministrada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento, y como los valores más óptimos se encuentran para valores de velocidad del viento entre 8 y 13 m/s aproximadamente.

- Baterías.

The screenshot shows the 'STORAGE' configuration window in HOMER Energy. The name is 'Generic 1kWh Lead Acid' and the abbreviation is 'Bateria'. The properties section lists: Kinetic Battery Model, Nominal Voltage (V): 12, Nominal Capacity (kWh): 1, Maximum Capacity (Ah): 83.4, Capacity Ratio: 0.403, Rate Constant (1/hr): 0.827, Roundtrip efficiency (%): 80, Maximum Charge Current (A): 16.7, Maximum Discharge Current (A): 24.3, and Maximum Charge Rate (A/Ah): 1. The costs table is as follows:

Batteries	Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	400,00	400,00	400,00	10,00

Lifetime parameters: time (years): 10,00; throughput (kWh): 800,00. Site Specific Input: String Size: 30, Voltage: 360 V. Initial State of Charge (%): 100,00; Minimum State of Charge (%): 40,00. Minimum storage life (yrs): 5,00. Quantity Optimization: HOMER Optimizer™ selected, Search Space range: 0 to 50.

Se ha considerado un coste de inversión inicial y de sustitución de 400€/ud. En cuanto a los costes de operación y mantenimiento se ha tenido en cuenta un valor de 10€/año.

Proponemos al programa que realice sus cálculos de optimización para valores en el número de baterías entre 0 y 50.

Conseguimos un valor de salida en corriente continua de 360v.

- Convertidor ca/cc.

The screenshot shows the 'CONVERTER' configuration window in HOMER Energy. The name is 'System Converter' and the abbreviation is 'Convert'. The properties section lists: Name: System Converter, Abbreviation: Convertidor, and Notes: This is a generic system converter. The costs table is as follows:

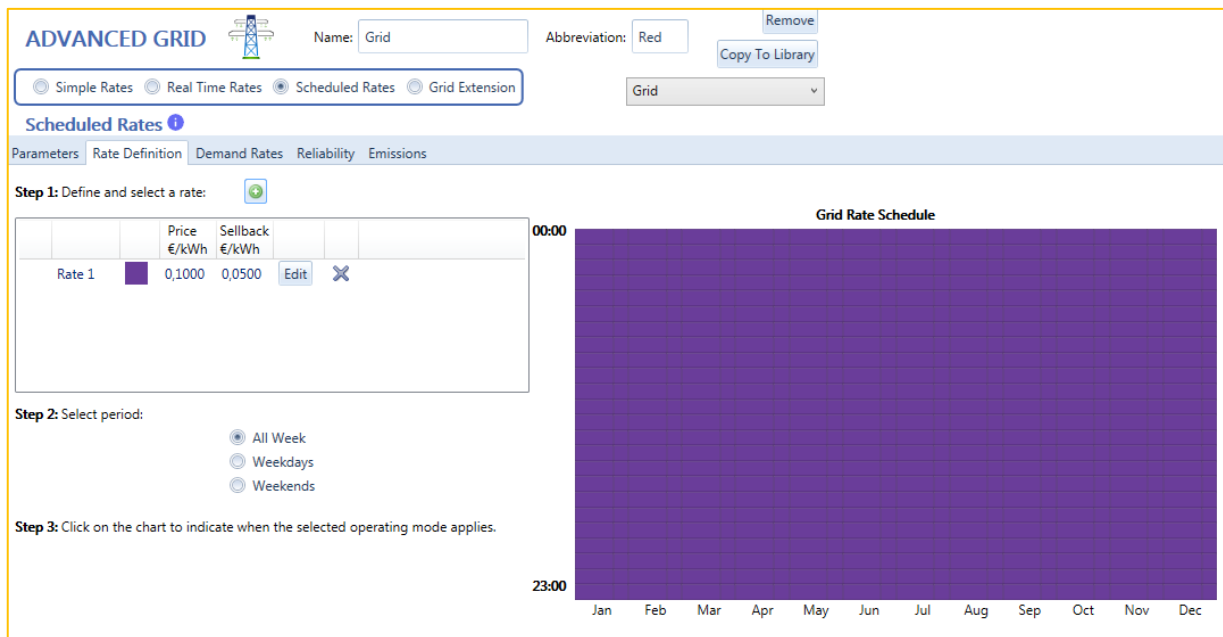
Capacity (kW)	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	200,00 €	200,00 €	0,0 €

Multiplier: 1, 1, 1. Inverter Input: Lifetime (years): 15,00; Efficiency (%): 90,00. Rectifier Input: Relative Capacity (%): 100,00; Efficiency (%): 85,00. Capacity Optimization: Search Space range: 0 to 350 kW. Parallel with AC generator? checked.

Se ha considerado un coste de inversión inicial y de sustitución de 200€/kW y sin costes de operación y mantenimiento.

Proponemos al programa que realice sus cálculos de optimización para potencias de 200,300 y 350 kW. También le damos la posibilidad de que no considere el convertidor en caso de que el proceso de optimización así lo calcule.

- Red.



ADVANCED GRID Name: Grid Abbreviation: Red

Remove Copy To Library

Simple Rates Real Time Rates **Scheduled Rates** Grid Extension

Scheduled Rates

Parameters Rate Definition Demand Rates Reliability Emissions

Step 1: Define and select a rate:

	Price €/kWh	Sellback €/kWh	
Rate 1	0,1000	0,0500	Edit X

Step 2: Select period:

All Week
 Weekdays
 Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.

Grid Rate Schedule

00:00
23:00

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec

Se considera que la conexión a la línea es existente y no es necesario ningún tipo de inversión inicial para extensión de la red existente hasta el punto de conexión.

Se han tomado como valores de la tarifa programada 0,1€/kWh para la energía tomada de la red y 0,05€/kWh para la venta de energía a la red en caso de exceso de producción, aunque no implementaremos esta última posibilidad.

La descripción y determinación de los recursos energéticos, tales como la radiación solar o viento se ha desarrollado en el punto 5.2. Homer posee una base de datos que muestra una vez que seleccionamos un determinado emplazamiento en el mapa.

Una vez caracterizada la carga mediante las curvas de demanda, elegidos los componentes de generación fijando requisitos técnicos y económicos, introduciendo los recursos energéticos que poseemos en la zona, Homer realiza el proceso de optimización y nos presenta los resultados de su cálculo.

En dichos resultados se muestran las combinaciones de tecnologías que generan y satisfacen la demanda con el menor coste posible.

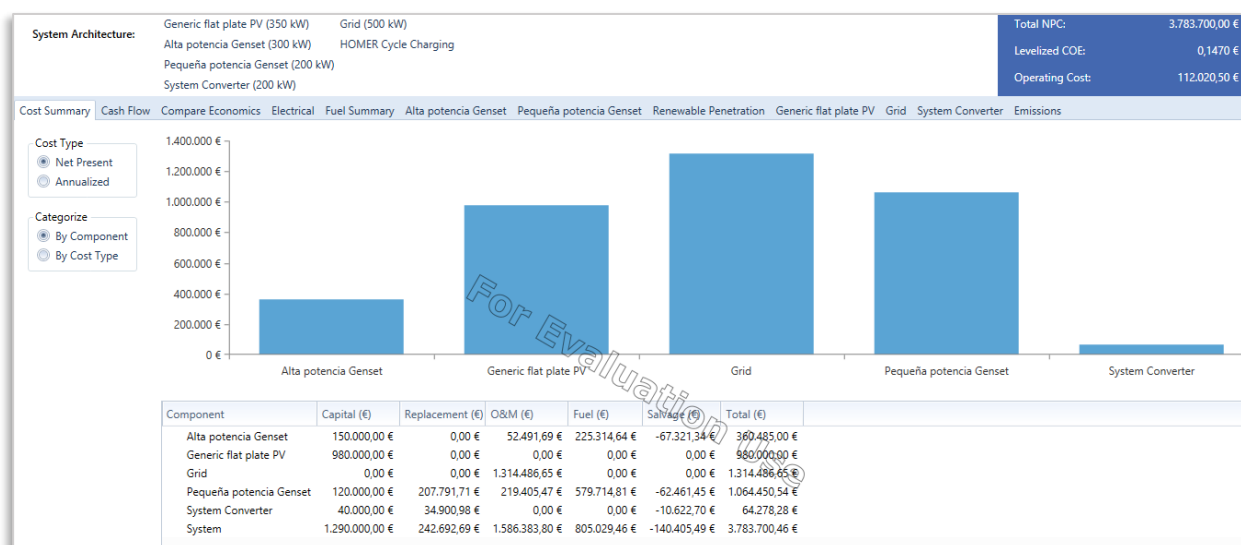
Architecture											Cost			
	PV (kW)	Aerogen.	Gen.A (kW)	Gen.B (kW)	Bateria	Red (kW)	Convertidor (kW)	Dispatch	COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)		
	350		300	200		500	200	CC	0,147 €	3,78 €M	112.021 €	1,29 €M		
	350		400	100	300	500	300	CC	0,147 €	3,79 €M	106.453 €	1,42 €M		
			300	200		500		CC	0,164 €	4,21 €M	176.942 €	270.000 €		
	350		500		600	500	350	CC	0,168 €	4,31 €M	124.626 €	1,54 €M		
			300	200	300	500	200	CC	0,176 €	4,52 €M	183.859 €	430.000 €		
	350		500			500	200	CC	0,180 €	4,64 €M	151.517 €	1,27 €M		

En nuestro caso, la solución óptima es generar mediante tecnología fotovoltaica, con ambos grupos diésel y comprando energía directamente de la red eléctrica. Con esta combinación obtenemos un coste neto de 3,78 M€ para el ciclo de vida del proyecto.

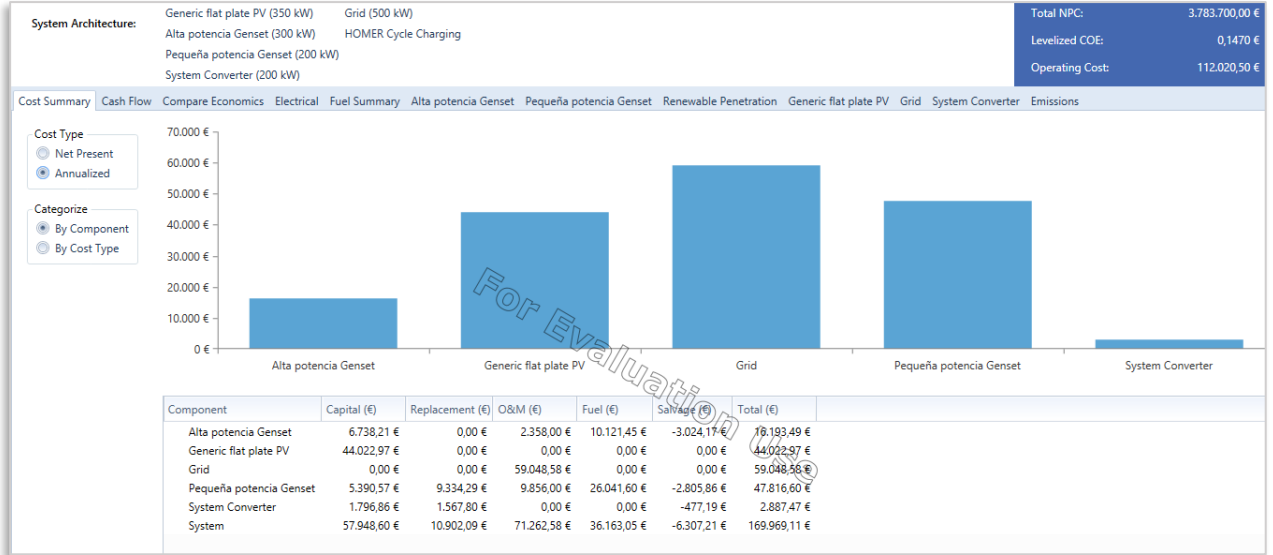
De las distintas posibilidades de potencias que le dimos al programa para que calculara, Homer optimiza con un generador fotovoltaico de 350kW, generadores diésel de 300kW y 200kW.

Homer nos muestra las diferentes combinaciones y nos las ordena de menor a mayor coste.

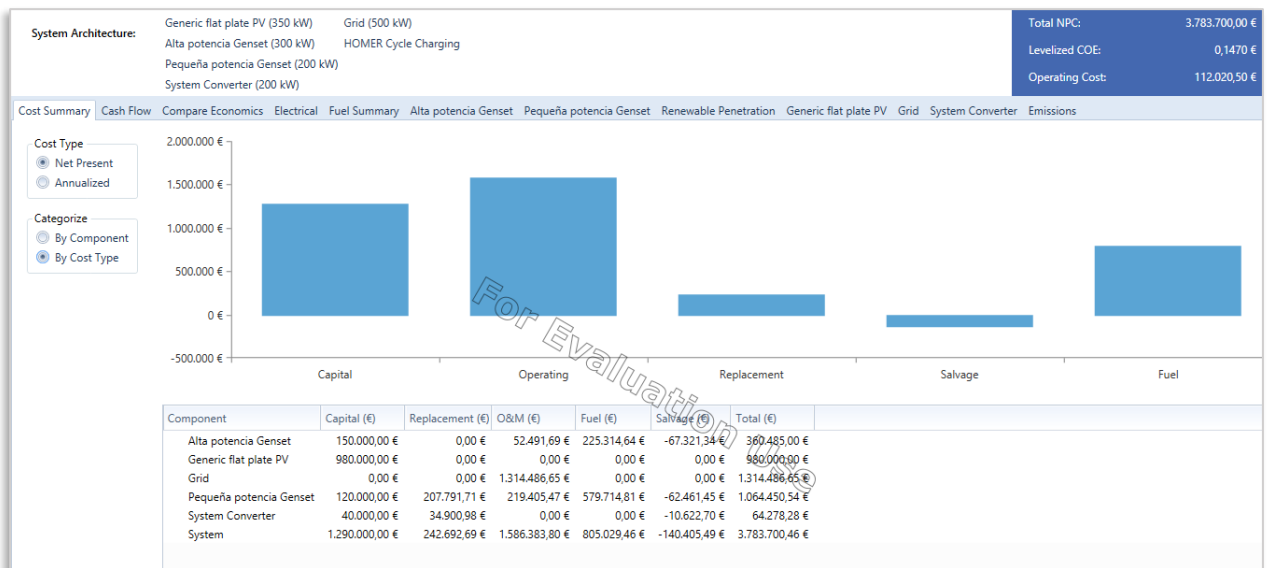
Desarrollando la solución óptima, podemos observar el coste de todo el ciclo según el tipo de tecnología.

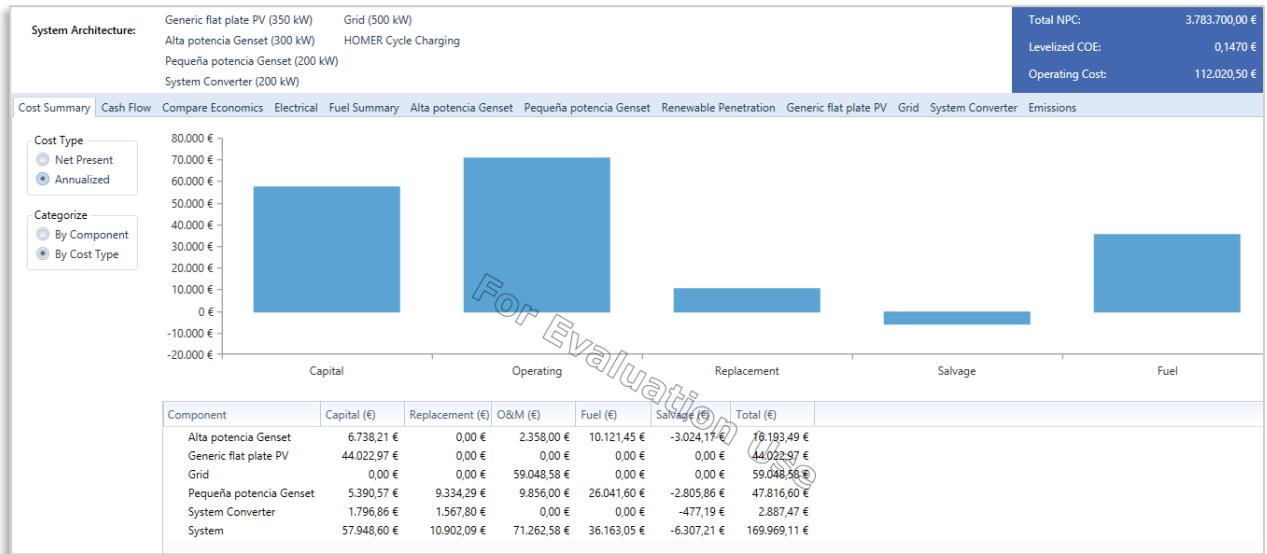


Y de forma anual,

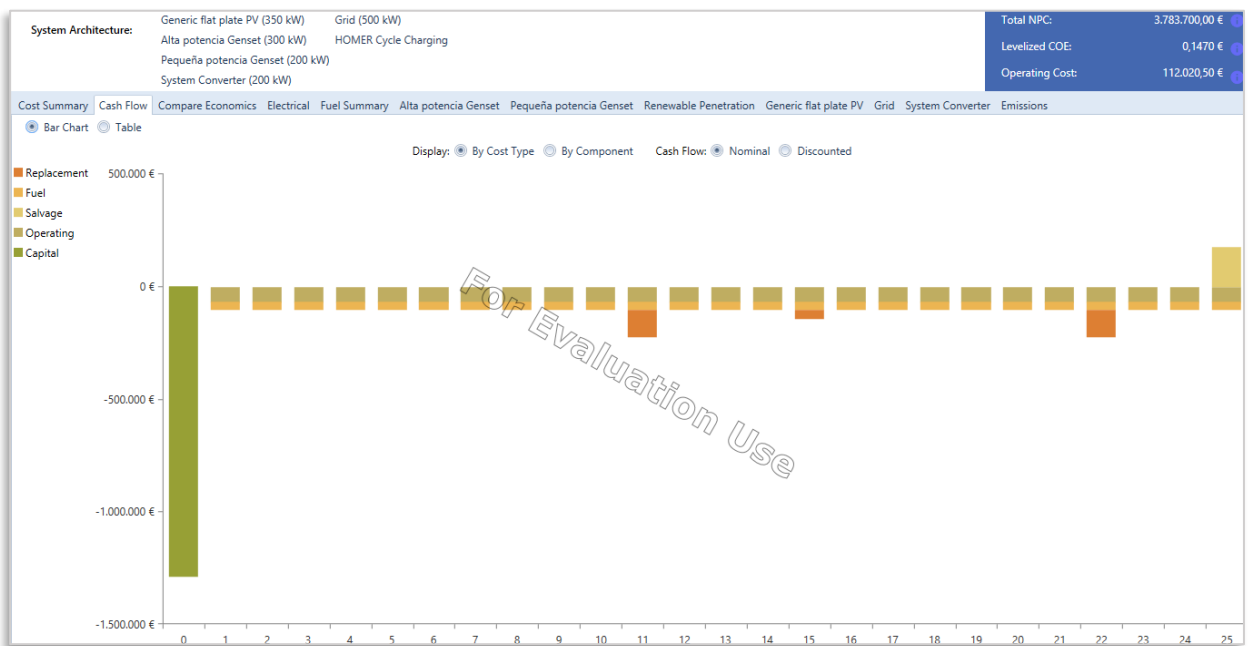


Del mismo modo, podemos representar los costes del ciclo y anual, en este caso por tipo de costes.





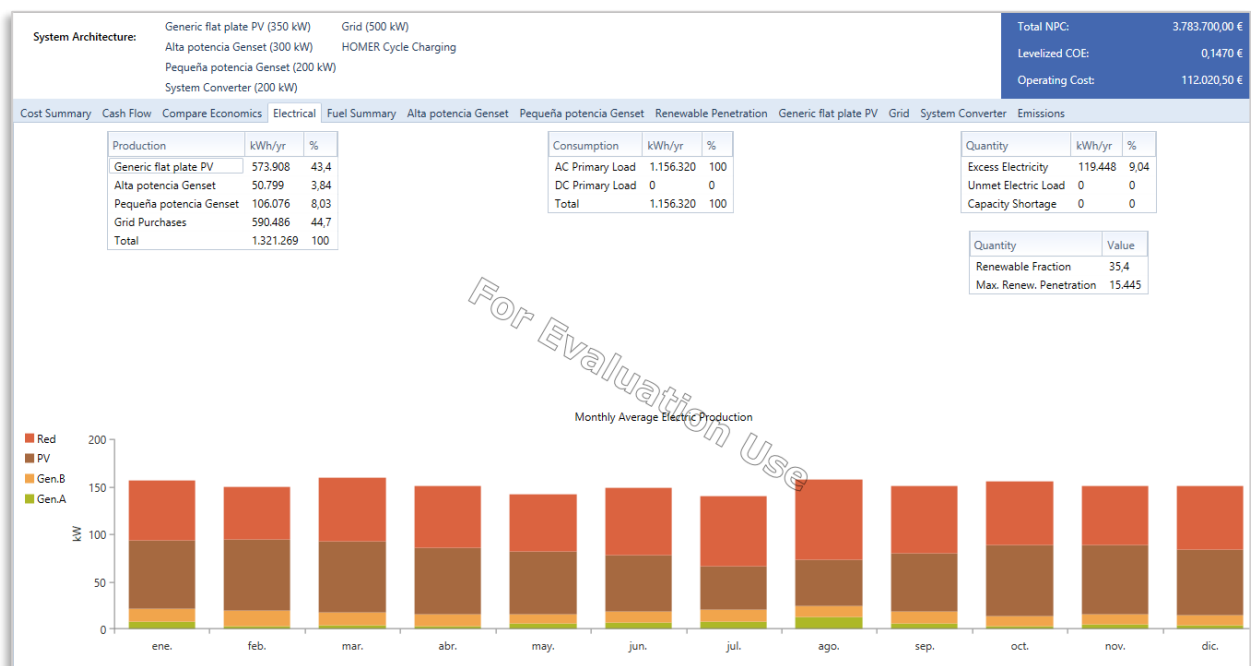
Y finalmente desde el punto de vista económico, podemos ver los costes que tenemos para cada uno de los años, representándolo de nuevo por tipo de coste o por tecnología.





Se aprecian como aspectos más significativos la inversión inicial en el primer año y el coste por reemplazos en el pequeño grupo diésel en los años 11 y 22.

Por último, obtenemos los resultados desde el punto de vista eléctrico, calculando la demanda y producción anual de cada tecnología.



Vemos como el mayor suministrador ha sido finalmente la red eléctrica con un 44,7% de la producción total, seguida muy de cerca de la generación fotovoltaica con 573.908 kWh/año y un 43,4% de la producción. Ambos grupos diésel han servido de tecnologías de apoyo para alcanzar la demanda exigida en cada momento.

Por último, se realiza el análisis de sensibilidad, de tal forma que se efectúan varios procesos de optimización, modificando los valores de variables sensibles. De este modo se puede determinar qué configuración de unidades de generación y almacenamiento es óptima bajo cada condición. Controlamos así la incertidumbre y reducimos el riesgo en el proyecto.

En nuestro caso, hemos planteado como variables el precio del diésel, la velocidad del viento y el número de horas que la línea está en mantenimiento en caso de avería, obteniendo los siguientes resultados.

Sensitivity			Architecture															
Grid Mean Repair Time (h)	Diesel Fuel Price (€/L)	Wind Scaled Average (m/s)																
2,00	0,750	6,43																
2,00	0,750	7,20																
3,00	0,750	6,43																
3,00	0,750	7,20																
5,00	0,750	6,43																

Cost			
COE (€)	NPC (€)	Operating cost (€)	Initial capital (€)
0,147 €	3,78 €M	112.021 €	1,29 €M
0,147 €	3,78 €M	112.021 €	1,29 €M
0,150 €	3,85 €M	109.159 €	1,42 €M
0,150 €	3,85 €M	109.159 €	1,42 €M
0,155 €	3,99 €M	115.324 €	1,42 €M

Vemos como entre el primer y segundo caso, donde la variable está en la velocidad del viento, los resultados tanto técnicos como económicos no varían. Es evidente el resultado económico puesto que la generación eólica no participa.

Distinto es el caso en el que la variable es el número de horas que la línea está en mantenimiento tras una avería (casos primero y tercero en la tabla). En esta ocasión, al modificarse el número de horas, el proceso de optimización modifica las tecnologías que intervienen en la generación, empeorando sin embargo el resultado económico.

Gen.A					Gen.B					PV	Aerogen.	Batería	
Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (€)	Fuel Cost (€)	Hours	Production (kWh)	Fuel (L)	O&M Cost (€)	Fuel Cost (€)	Capital Cost (€)	Production (kWh)	Autonomy (hr)	Annual Throughput (kWh)
262	50.799	13.495	2.358	10.121	1.408	106.076	34.722	9.856	26.042	980.000	573.908		
262	50.799	13.495	2.358	10.121	1.408	106.076	34.722	9.856	26.042	980.000	573.908		
483	84.308	23.276	5.796	17.457	933	61.741	18.233	3.266	13.675	980.000	573.908	1,36	3.240
483	84.308	23.276	5.796	17.457	933	61.741	18.233	3.266	13.675	980.000	573.908	1,36	3.240
529	92.065	25.426	6.348	19.070	1.188	81.608	23.973	4.158	17.980	980.000	573.908	1,36	3.970

Red
Energy Purchased (kWh)
590.486
590.486
570.831
570.831
543.504

Vemos como entre el primer y el tercer caso de la tabla, la producción del generador A (el de alta potencia) aumenta al disminuir la energía absorbida desde la red. Junto a esto se incluye la aportación de la batería. La generación fotovoltaica se mantiene sin variación.

Para el caso primero de la tabla,

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	573.908	43,4	AC Primary Load	1.156.320	100	Excess Electricity	119.448	9,04
Alta potencia Genset	50.799	3,84	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0
Pequeña potencia Genset	106.076	8,03	Total	1.156.320	100	Capacity Shortage	0	0
Grid Purchases	590.486	44,7						
Total	1.321.269	100						

Quantity	Value
Renewable Fraction	35,4
Max. Renew. Penetration	15.445

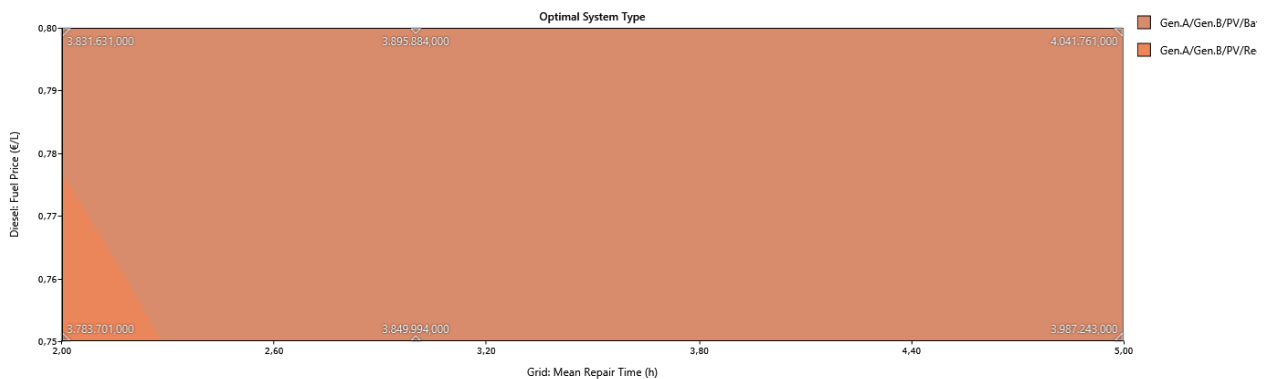
Y para el caso tercero de la tabla,

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%	Quantity	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	573.908	44,5	AC Primary Load	1.156.320	100	Excess Electricity	84.671	6,56
Alta potencia Genset	84.308	6,53	DC Primary Load	0	0	Unmet Electric Load	0	0
Pequeña potencia Genset	61.741	4,78	Total	1.156.320	100	Capacity Shortage	0	0
Grid Purchases	570.831	44,2						
Total	1.290.787	100						

Quantity	Value
Renewable Fraction	38,0
Max. Renew. Penetration	15.445

En este último caso, la configuración más óptima no sólo no evita que la producción sea menor, sino que por el contrario los costes aumentan.

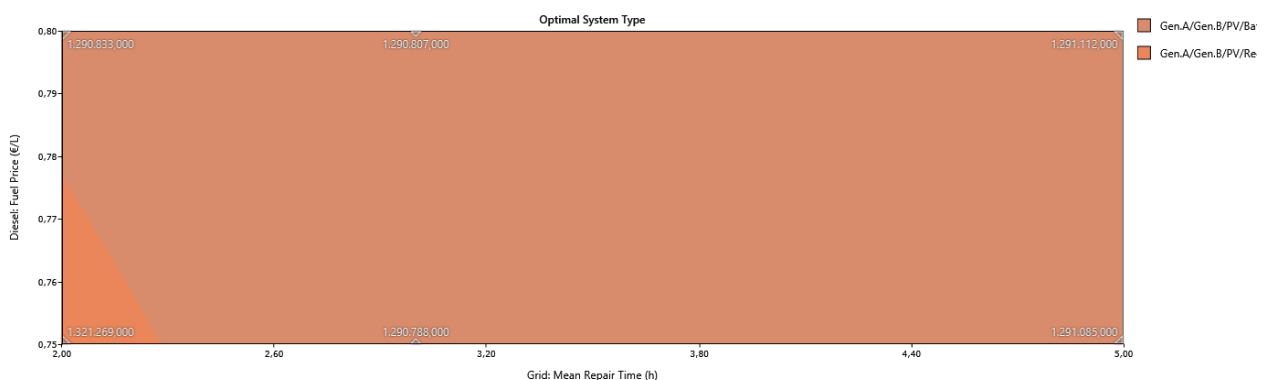
Se representa a continuación de forma gráfica lo expuesto hasta el momento en cuanto a sensibilidad. Fijamos en este caso la velocidad del viento en 6,43 m/s puesto que, como hemos podido ver, su variación no afecta al dimensionamiento de las tecnologías, a su aporte en la generación ni al aspecto económico.



Representamos en el eje x el número de horas de reparación en la línea y en el eje y el precio del diésel. Observamos como encontramos el caso más optimizado para $x=2$, $y=0,75$ con un NPC=3783.700,00 € que es el caso que hemos desarrollado en este TFM. En esa zona, las tecnologías encargadas de producir la energía demandada son Gen.A/Gen.B/PV/Red.

Por el contrario, cuando avanzamos en el eje x hasta $x=3$ y mantenemos $y=0,75$ (caso tercero de la tabla) vemos cómo pasamos a la zona en la que las tecnologías encargadas de producir son Gen.A/Gen.B/Batería/PV/Red y cómo el NPC aumenta hasta los 3849.994,00 €.

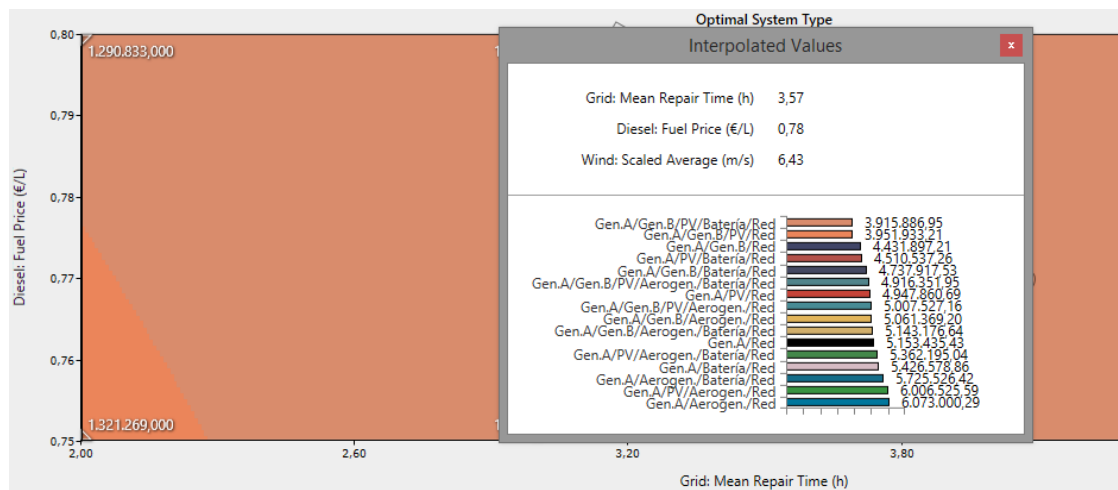
Se muestra a continuación la misma gráfica superponiendo en este caso la producción anual en kWh.



Observamos cómo para $x=2$, $y=0,75$ (caso primero de la tabla) la producción anual es de 1321.269,00 kWh/año, que es el caso desarrollado en este TFM y el más optimizado. Para $x=3$, $y=0,75$ (caso tercero de la tabla) el valor de energía producida baja a 1290.788,00 kWh/año.

Por último, si elegimos un punto cualquiera de la gráfica donde tenemos un número determinado de horas de mantenimiento de la línea y un precio concreto del diésel, obtenemos los NPC optimizados para cada combinación de tecnologías que producirían la demanda de energía que demandamos.

En este caso, horas de reparación ($x=3,57$ h) y precio del diésel ($y=0,78$ €/L), fijando la velocidad del viento en 6,43 m/s.



6. CONCLUSIONES

El presente trabajo fin de máster ha definido una metodología de diseño para optimizar y analizar técnica y económicamente la viabilidad de una microrred que abastece a un centro de estudios e investigación.

En primer lugar, se calculó y analizó el consumo eléctrico del centro. Las curvas de carga nos mostraron unos consumos con pocas variaciones estacionales y una lógica baja demanda durante las noches.

Una vez conocidos los datos de consumo se analizaron los recursos energéticos existentes en la zona. Se observaron unos buenos datos tanto en la velocidad del viento como en la irradiancia para la generación con estos tipos de tecnología.

Para la elección del sistema óptimo nos apoyamos en el software de cálculo HOMER. En primer lugar se definieron los elementos de la microrred, en el proceso de simulación. Se optó por un sistema híbrido que integrara diferentes fuentes de energía. Además se tomó como criterio que nuestra microrred estuviera conectada a la red de distribución.

Como resultado, en el proceso de optimización, obtuvimos qué tecnologías debían participar y con qué generación, de tal forma que obtuviéramos una solución óptima tanto técnica como económicamente.

En nuestro caso, la fotovoltaica y el diésel, junto a la conexión a red se presentaron como las tecnologías más importantes dentro del mix energético.

Por el contrario la inclusión de energía eólica hacía que, para cumplir técnicamente con la demanda, los costes se dispararan.

Finalmente, se realizó un análisis de sensibilidad donde se modificaron valores de algunas variables sensibles tales como precio del diésel, velocidad del viento o el número de horas de reparación de la red. De este modo pudimos controlar la incertidumbre y redujimos el riesgo del proyecto. El análisis de sensibilidad es una de las partes más importantes en el estudio de este tipo de problemas, sobre todo para la toma de decisiones. El objetivo principal del análisis de sensibilidad es establecer un intervalo de números reales en el cual el dato que se analiza puede estar contenido, de tal manera que la solución sigue siendo óptima siempre que el dato pertenezca a dicho intervalo.

Se observó como la variación en la variable "número de horas de reparación" modifica las tecnologías que intervienen en la generación, empeorando sin embargo el resultado económico.

En cambio, la variación en la variable “velocidad del viento” no hizo que la generación eólica entrara en juego y el resultado económico no varió.

Se ha demostrado con este trabajo fin de máster que es viable tanto técnica, cómo económicamente la implementación de una microrred operando de manera óptima, tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda.

Mediante la simulación en HOMER, se ha mostrado como con la gestión de la demanda es posible operar los generadores en su punto óptimo, consiguiendo incrementar la eficiencia del sistema.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Optimización de recursos energéticos en zonas aisladas mediante estrategias de suministro y consumo. Tesis doctoral Yecid Alfonso Muñoz. 2012
- [2] Estudio sobre las microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales aisladas. Javier de Alaminos, Enrique Alcor, Miguel Asensio.
- [3] Metodología para el análisis del consumo teórico de Energía en Edificios Universitarios. Leonel Torres Acosta. 2009
- [4] Microrredes basadas en Electrónica de Potencia: Características, Operación y Estabilidad. Ricardo David Medina
- [5] Introducción al concepto de microrredes. Raúl Velázquez Sánchez
- [6] Guía Básica de la Generación Distribuida. Comunidad de Madrid
- [7] Microrredes y autogeneración con energías renovables. Circutor
- [8] Integración de microrredes con tecnologías de ABB.
- [9] Microrredes con elevada penetración de energías renovables y almacenamiento energético. Gonzalo Piernavieja Izquierdo. Instituto tecnológico de Canarias
- [10] Operación y control de microrredes. Antonio Sánchez Rodríguez. Trabajo fin de máster
- [11] Desarrollo y validación de un modelo de optimización energética para una microrred. Fernando J. Lanás Montecinos
- [12] Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico. María José Ríos Hernández
- [13] Control Jerárquico de potencias en microrredes aisladas. PFC Carlos Domínguez Sánchez
- [14] Sistema de control Jerárquico en una microrred. Leire Arrizubieta
- [15] Desarrollo y validación de un modelo de optimización energética para una microrred. Universidad de Chile. Montecinos, F. J.