

# Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

Estudio y análisis de nuevos mecanismos para el comercio de energía en microrredes. Implementación de una microrred eléctrica.

Autor: León Javier Nieto Romero

Tutora: Ascensión Zafra Cabeza

**Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2021





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de la Energía

**Estudio y análisis de nuevos mecanismos para el  
comercio de energía en microrredes.  
Implementación de una microrred eléctrica.**

Autor:

León Javier Nieto Romero

Tutora:

Ascensión Zafra Cabeza

Profesora titular

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado: Estudio y análisis de nuevos mecanismos para el comercio de energía en microrredes.  
Implementación de una microrred eléctrica.

Autor: León Javier Nieto Romero

Tutora: Ascensión Zafra Cabeza

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi padre, por ser la persona  
más buena que conozco.*

*A mi madre, por ser mi ejemplo  
en la vida.*

*A mis hermanos, por su cariño.*

*A Claudia, por todo.*





# Agradecimientos

---

Una parte del viaje es el final...

En estos momentos mientras escribo estas líneas se me vienen a la cabeza muchas personas que me han ayudado a llegar hasta la meta del camino. Sería injusto nombrar una por una a cada una de ellas, pues seguro que se me olvidarían bastantes. Aún así, quiero dedicar unas breves palabras de agradecimiento a las siguientes personas.

Primeramente, agradecer a mi tutora Ascensión Zafra Cabeza por darme la oportunidad de realizar este trabajo fin de grado. Sin su confianza y ayuda no hubiera sido posible. A todo el personal universitario, por su amabilidad y ayuda prestada.

A mi familia sois tantos que nombraros a todos sería alargar el TFG un par de páginas más, pero especialmente:

A mi padre por la cantidad de buenos momentos que pasamos y hemos pasado juntos, muchos de ellos quedarán siempre en mi memoria.

A mi madre y su perseverancia para que no tirase la toalla, sin duda alguna la mayor parte de culpa de que esté aquí es suya. Gracias por enseñarme que con esfuerzo todo llega.

A mis hermanos, excelentes personas que saben que siempre pueden contar conmigo y yo con ellos.

A mis amigos de estos años y a los de toda la vida, por los grandes momentos pasados y los que están por venir.

A Claudia, mi soporte y guía en mis días buenos y no tan buenos. Gracias por todo.

*León Javier Nieto Romero*

*Sevilla, 2021*



# Resumen

---

En el presente documento se realiza un estudio y análisis sobre, análisis e implementación de nuevos mecanismos para el comercio de energía usando diferentes tipos de estrategias distribuidas apoyándonos en la composición de una microrred. De esta manera se pretende visualizar y plasmar la transformación digital con el uso de nuevos mecanismos de comprar y vender energía de una manera rápida y sencilla. Además, se pretende demostrar la viabilidad de forma técnica como económica de una microrred que puede abastecer eléctricamente un centro de estudios o investigación como podría ser la escuela de Ingenieros de la Universidad de Málaga.

En primer lugar, se parte de la idea de conocer un campo energético en vistas de progreso a corto plazo como son las microrredes. Posteriormente veremos además diferentes fuentes de generación distribuida que se puede incorporar a la microrred y los sistemas de almacenamiento más importantes.

En segundo lugar, comprobaremos los diferentes tipos de gestión de la demanda de las microrredes y los sistemas de control que se establecen. Muy interesante tener en cuenta los sistemas de control tanto conectado como desconectado de la red que sigue una microrred.

Seguidamente se estudiará los diferentes conceptos innovadores en el uso de las microrredes. Estos sistemas que veremos en profundidad en posteriores capítulos como Blockchain, Peer-to Peer trading in microgrid son novedosos para la gran mayoría.

Por último, se elegirá una estructura de microrred, definiremos los componentes y requisitos que deben cumplir, así como los costes de inversión y mantenimiento. Con esto más la definición de diferentes variables (velocidad de viento, radiación solar, etc) obtendremos el sistema de microrred óptimo que nos suministre lo que demandamos a la red eléctrica.



This document conducts a study and analysis and implementation of new mechanisms for energy trading using different types of distributed strategies based on the composition of a microgrid. In this way it is intended to visualize and capture the digital transformation with the use of new mechanisms to buy and sell energy in a quick and simple way. Such as, it is pretended to demonstrate the viability in a technical and economic way of a microgrid that can electrically supply a center of studies or research such as the School of Engineering of the University of Malaga.

Firstly, it is based on the idea of knowing an energy field in view of short-term progress such as microgrids. Later we will also see different sources of distributed generation that can be incorporated into the microgrid and the most important storage systems. Secondly, we will check the different types of demand management of the microgrids and the control systems that are put in place. Very interesting to consider the control systems both connected and disconnected from the network that follows a microgrid.

On the other hand, the different innovative concepts in the use of microgrids will be studied. These systems that we will see in depth in later chapters such as Blockchain, Peer-to-Peer trading in microgrid are novel and unknown to the vast majority.

Finally, a microgrid structure will be chosen, we will define the components and requirements that they must meet, as well as the investment and maintenance costs. With this plus the definition of different variables (wind speed, solar radiation, etc.) we will obtain the optimal microgrid system that supplies us with what we demand from the electricity grid.

|   |             |
|---|-------------|
| <b>Agradecimientos</b>  | <b>ix</b>   |
| <b>Resumen</b>  | <b>xi</b>   |
| <b>Abstract</b>   | <b>xiii</b> |
| <b>Índice</b>   | <b>xiv</b>  |
| <b>Índice de Tablas</b>   | <b>xvi</b>  |
| <b>Índice de Figuras</b>  | <b>xvii</b> |
| <b>Notación</b>   | <b>xx</b>   |
| <b>1. Introducción.</b>   | <b>1</b>    |
| 1.1 <i>Antecedentes.</i>  | 1           |
| 1.2 <i>Objetivo del proyecto.</i>   | 3           |
| 1.3 <i>Descripción de la memoria.</i>   | 3           |
| <b>2. Concepto de microrred.</b>  | <b>4</b>    |
| 2.1 <i>Definición de microrred.</i>   | 4           |
| 2.2 <i>Arquitectura de la microrred.</i>  | 5           |
| 2.3 <i>Ventajas y desventajas del uso de microrredes.</i>   | 6           |
| 2.4 <i>Tipos de microrredes.</i>  | 6           |
| 2.5 <i>Normativa aplicable.</i>   | 8           |
| <b>3. Fuentes de Generación distribuida en microredes.</b>  | <b>9</b>    |
| 3.1 <i>Fotovoltaica.</i>  | 10          |
| 3.2 <i>Eólica.</i>  | 11          |
| 3.3 <i>Pilas de combustible.</i>  | 12          |
| 3.4 <i>Centrales microhidráulicas y microturbinas de gas.</i>                                     | 13          |
| 3.5 <i>Cogeneración.</i>  | 15          |
| <b>4. Sistemas de almacenamiento.</b>   | <b>17</b>   |
| 4.1 <i>Baterías electroquímicas.</i>  | 17          |
| 4.2 <i>Ultracondensadores.</i>  | 19          |
| 4.3 <i>Almacenamiento mediante hidrógeno.</i>   | 20          |
| 4.4 <i>Otros sistemas de almacenamiento de energía.</i>   | 21          |
| <b>5. Gestión de la demanda en microredes.</b>  | <b>23</b>   |
| 5.1 <i>Métodos heurísticos.</i>   | 24          |
| 5.2 <i>Métodos basados en optimización.</i>   | 26          |
| 5.2.1 <i>Control Predictivo basado en Modelo.</i>   | 27          |
| <b>6. Sistemas de control.</b>  | <b>31</b>   |
| 6.1 <i>Nivel jerárquico de la microrred.</i>  | 31          |
| 6.2 <i>Control centralizado y descentralizado de una microrred.</i>                               | 33          |
| 6.3 <i>Funcionamiento de la microrred de manera aislada de la red.</i>                            | 34          |
| 6.3.1 <i>Funcionamiento de los inversores en un sistema aislado y sus estrategias de control.</i> | 37          |
| 6.5 <i>Funcionamiento de las microrredes en modo conectado a la red.</i>                          | 39          |
| 6.6 <i>Generadores controlables y no controlables en microrredes.</i>                             | 40          |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>7. Nuevas estrategias de comercio de energía en microrredes.</b>                                | <b>41</b> |
| 7.1 <i>Blockchain.</i>   | 41        |
| 7.1.1 Uso de Blockchain en microrredes.  | 42        |
| 7.1.2 Transacciones energéticas y balance energéticos con Blockchain.                              | 43        |
| 7.1.3 Estudio de las herramientas comerciales existentes en Blockchain.                            | 44        |
| 7.2 <i>Peer-to-peer trading.</i>   | 45        |
| 7.3 <i>Modelos para predecir el uso de fuentes de energía renovables.</i>                          | 46        |
| <b>8. Implementación de una microrred.</b>   | <b>48</b> |
| 8.1 <i>Localización y descripción general.</i>   | 48        |
| 8.2 <i>Determinación del recurso energético.</i>   | 49        |
| 8.2.1 Determinación del recurso eólico en Málaga.  | 49        |
| 8.2.2 Determinación del recurso solar fotovoltaico en Málaga.                                      | 51        |
| 8.2.3 Determinación de la curva de carga de la demanda energética.                                 | 53        |
| 8.3 <i>Determinación de costes en almacenamiento y en la generación de energía.</i>                | 59        |
| 8.3.1 Costes de los sistemas eólicos (€/kWh).  | 59        |
| 8.3.1 Costes de los sistemas fotovoltaicos (€/kWh) y de los sistemas de almacenamiento.            | 60        |
| 8.4 <i>Justificación del programa Homer Pro para la implementación de la microrred.</i>            | 60        |
| 8.5 <i>Elección del sistema óptimo con el programa Homer Pro.</i>                                  | 61        |
| 8.6 <i>Descripción de los requisitos técnicos y económicos de cada componente de la microrred.</i> | 63        |
| 8.7 <i>Resultados de la optimización más económica conectado a la red.</i>                         | 69        |
| 8.8 <i>Resultados de la optimización más económica aislado a la red.</i>                           | 71        |
| <b>9. Conclusiones finales.</b>  | <b>75</b> |
| <b>10. Bibliografía.</b>   | <b>76</b> |

# ÍNDICE DE TABLAS

---

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1: Diferentes tipos de pilas de combustible.                      | 13 |
| Tabla 2: Ventajas y desventajas de baterías electroquímicas de sección. | 18 |
| Tabla 3: Ventajas y desventajas de los ultracondensadores.              | 20 |
| Tabla 4: Ventajas y desventajas del hidrógeno.                          | 21 |
| Tabla 5: Zonas de iluminación del edificio.                             | 48 |
| Tabla 6: Zonas de climatización del edificio.                           | 49 |
| Tabla 7: Zonas de fuerzas del edificio.                                 | 49 |
| Tabla 8: Cargas totales del edificio.                                   | 50 |
| Tabla 9: Potencia instalada de L-V en el edificio.                      | 51 |
| Tabla 10: Potencia instalada de S-D en el edificio.                     | 52 |



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

|  |    |
|--|----|
| Figura 1.1: Modelo de energía centralizado y distribuido. Fuente: Iberdrola.   | 2  |
| Figura 2.1: Esquema tipo de una microrred. Fuente: Periódico de la Energía.  | 4  |
| Figura 2.4: Esquema tipo microgrid. Fuente Microgrid Institute.  | 7  |
| Figura 3.1: Trayectoria del sol según la latitud en diferentes épocas del año. Fuente ULUM.  | 10 |
| Figura 3.1.1: Radiación global en Algeciras a lo largo del año 2020.<br>Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.  | 11 |
| Figura 3.2: Turbina eólica y componentes.<br>Fuente: Libro sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Editorial Rueda S.L  | 12 |
| Figura 3.4: A la izquierda una microhidráulica y a la derecha el interior de una microturbina de gas.<br>Fuente: Iberdrola.  | 15 |
| Figura 3.5: Evolución de la potencia instalada para cogeneración, en el periodo 2000-2014.<br>Fuente: IDAE.  | 16 |
| Figura 3.5.1: Ejemplo de una microrred. Fuente: Eroski consumer.   | 16 |
| Figura 4.2: Ultracondensador. (Un) circuito descargado. (Segundo) circuito cargado y equivalente.<br>Fuente: Inelec.   | 19 |
| Figura 4.3: Equilibrio de planta de un electrolizador. Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno.   | 20 |
| Figura 4.3.1: Almacenamiento mediante hidrógeno. Fuente: Cepsa.  | 21 |
| Figura 5.0: Esquema de la Gestión y administración de la demanda. Fuente: Propia.  | 23 |
| Figura 5.1: Estrategia de control por banda de histéresis. Fuente: Escuela de Ingenierías U3CM.  | 25 |
| Figura 5.3 Estrategia MPC. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.   | 29 |
| Figura 5.3.1. Estructura básica de MPC. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.  | 30 |
| Figura 6: Niveles de control jerárquico de una microrred.<br>Fuente: Model Predictive Control of Microgrids.   | 31 |
| Figura 6.1: Traspaso de información entre los niveles de control jerárquico de una microrred.<br>Fuente: Model Predictive Control of Microgrids.                           | 32 |
| Figura 6.2: Esquema de la Gestión e intercambio de la información. Fuente: Propia.   | 33 |
| Figura 6.3: Control de la tensión vs la potencia reactiva del sistema.<br>Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.  | 36 |
| Figura 6.3.1: Control de frecuencia del droop VS la potencia activa.<br>Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.  | 36 |
| Figura 6.4: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para un día soleado.<br>Fuente: Libro Lamigueiro, Oscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013). | 37 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 6.4.1: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para la noche.<br>Fuente: Libro Lamigueiro, Oscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013).                    | 37 |
| Figura 6.4.2: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para un día nublado o de poca irradiación solar. Fuente: Libro Óscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013). | 38 |
| Figura 6.4.3: Esquema de una instalación fotovoltaica aislada. Fuente: McGraw Hill España.  | 38 |
| Figura 6.5: Esquema básico de un generador síncrono con una turbina.<br>Fuente Moran Shapiro. Termodinámica.  | 39 |
| Figura 8.1: Foto de la EII de Málaga. Fuente: Diario Sur.   | 48 |
| Figura 8.1.1: Foto del interior de la Escuela de Ingeniería Industrial de Málaga. Fuente Diario Sur.  | 49 |
| Figura 8.2.1: Determinación del rumbo con el símbolo de la rosa de los vientos. Fuente Wikipedia.   | 50 |
| Figura 8.2.1.2: Histograma de velocidades en Málaga. Fuente Windfinder.   | 50 |
| Figura 8.2.1.3: Relación de velocidades de viento del aerogenerador AWEC-60.<br>Fuente: Centro de investigaciones CIEMAT.   | 51 |
| Figura 8.2.2: Valores de la irradiancia solar anual en kWh/m <sup>2</sup> en Málaga.<br>Fuente: Agencia andaluza de la energía.   | 52 |
| Figura 8.2.2.1: Gráfica de la irradiancia solar anual en kWh/m <sup>2</sup> en Málaga.<br>Fuente: Agencia andaluza de la energía.   | 52 |
| Figura 8.2.3 Gráfica de la curva de la demanda L-V en kWh. Fuente: Propia.  | 58 |
| Figura 8.2.3.1 Gráfica de la curva de la demanda S-D en kWh. Fuente: Propia.  | 58 |
| Figura 8.5: Esquema de la microrred. Fuente: Homer Pro.   | 61 |
| Figura 8.5.1: Pantalla Inicial del proyecto. Fuente: Homer Pro.   | 61 |
| Figura 8.5.2: Esquema de la distribución de potencias de la EII. Fuente: Homer Pro.   | 62 |
| Figura 8.5.3: Perfil de consumo mensual de la EII. Fuente: Homer Pro.   | 62 |
| Figura 8.5.4: Diagrama de bigotes de potencias de la EII. Fuente: Homer Pro.  | 63 |
| Figura 8.6: Características generales del generador A. Fuente: Homer Pro.   | 63 |
| Figura 8.6.1: Consumo de combustible del generador A. Fuente: Homer Pro.  | 64 |
| Figura 8.6.2: Características generales del generador B. Fuente: Homer Pro.   | 64 |
| Figura 8.6.3: Consumo de combustible del generador B. Fuente: Homer Pro.  | 65 |
| Figura 8.6.4. Características generales de la instalación fotovoltaica. Fuente: Homer Pro.  | 65 |
| Figura 8.6.5: Características generales de la instalación eólica. Fuente: Homer Pro.  | 66 |
| Figura 8.6.6: Gráfica de la curva de potencia vs velocidad del aerogenerador. Fuente: Homer Pro.  | 66 |
| Figura 8.6.7: Características generales de la batería. Fuente: Homer Pro.   | 67 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 8.6.8: Características generales del convertidor. Fuente: Homer Pro.                | 67 |
| Figura 8.6.9: Características generales de la red eléctrica. Fuente: Homer Pro.            | 68 |
| Figura 8.6.10: Tarifas para la energía que se toma de la red. Fuente: Homer Pro.           | 68 |
| Figura 8.7 Elección y resultados de la optimización. Fuente: Homer Pro.                    | 69 |
| Figura 8.7.1: Coste completo de la microrred. Fuente: Homer Pro.                           | 69 |
| Figura 8.7.2: Coste completo del ciclo vida que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.     | 70 |
| Figura 8.7.3: Coste eléctrico que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.                   | 70 |
| Figura 8.8: Elección de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro.                           | 71 |
| Figura 8.8.1: Coste económico completo de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro.         | 72 |
| Figura 8.8.2: Coste completo del ciclo de vida de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro. | 73 |
| Figura 8.8.3: Coste eléctrico que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.                   | 74 |

# Notación

---

|      |  |
|------|--|
| GD   | Generación distribuida                       |
| BT   | Baja tensión                                 |
| MT   | Media tensión                                |
| AC   | Corriente alterna                            |
| DC   | Corriente continua                           |
| REE  | Red eléctrica española.                      |
| BEMS | Sistema de control central de la microred    |
| PV   | Fotovoltaica                                 |
| IVA  | Impuesto valor añadido                       |
| DER  | Recursos energéticos distribuidos            |
| DPCA | Distribution Power Coalition of América      |
| AEI  | Agencia internacional de energía             |
| SDEE | Sistema de distribución de energía eléctrica |
| GC   | Generación centralizada                      |
| DOE  | Departamento de energía de EEUU              |
| MPPT | Seguimiento del punto de máxima potencia     |
| DMS  | System Management Distribution               |
| MGCC | Microgrid Central Controller                 |
| MC   | Microsource Controllers                      |
| LC   | Load Controllers                             |
| LCOE | Levelized Cost of Energy                     |
| P2P  | Peer to peer trading                         |
| GD   | Generación distribuida                       |
| BT   | Baja tensión                                 |
| MT   | Media tensión                                |
| AC   | Corriente alterna                            |
| DC   | Corriente continua                           |
| REE  | Red eléctrica española.                      |
| BEMS | Sistema de control central de la microred    |
| GA   | Algoritmos genéticos                         |
| PSO  | Enjambre de partículas                       |
| MPC  | Model control predictivo                     |

# 1. INTRODUCCIÓN.

## 1.1 Antecedentes.

El final del siglo XIX ha sido un punto de partida en la introducción de la electricidad, primero en las grandes ciudades y posteriormente aumentando su desarrollo a toda la población. Antiguamente la producción eléctrica se producía mediante carbón y motores de gas que se realizaba en pequeñas centrales destinadas a abastecer un núcleo de viviendas o barriadas enteras.

La mayoría de los países industrializados optaron por una generación eléctrica centralizada, donde las grandes centrales se situaban alejadas de los puntos de consumo. Las primeras centrales desarrolladas fueron las centrales hidráulicas y posteriormente las centrales térmicas que engloban a las nucleares o convencionales. Respecto a los problemas que presentan este tipo de generación son problemas de baja eficiencia ya que requieren grandes recorridos de la electricidad, provocando grandes pérdidas energéticas durante el transporte.

Por ejemplo, en España, según Red Eléctrica Española (REE), estas pérdidas energéticas rondan aproximadamente entre un 8 y 10% de la generación total y unos 1600 millones de euros anuales. Otro problema que nos encontramos es la dificultad de operación debido a la gran variabilidad de demanda que tenemos a lo largo de los días, meses y años. No es lo mismo la demanda del año 2012 por ejemplo que la de 2020. Cada año es diferente e influye de forma exponencial en nuestra demanda.

Por otro lado, existe un tipo de modelo distribuido en el cual la generación eléctrica la podemos realizar a través de diversos sistemas que se encuentran instalados en puntos cercanos a los consumidores y se conectan a la red de distribución de forma individual o en conjunto. Esto facilita una disminución en los flujos de energía por la red, con lo que en consecuencia se reducen las pérdidas energéticas.

De forma global, las energías renovables suelen presentar una gran capacidad de adaptación en el modelo de generación eléctrica distribuida. Esto es posible ya que, con el paso del tiempo, tenemos mejores avances tecnológicos que permiten aumentar la optimización de estas. Los aerogeneradores o las placas fotovoltaicas presentan grandes facilidades para ser instaladas en zonas rurales y en viviendas con poquísimo impacto ambiental y bajos niveles de emisión de los gases de efecto invernadero que repercuten en el medio ambiente.

En los últimos años, países de todo el mundo han investigado activamente el sector energético. La tecnología de un estudio intenso ha traído nuevas oportunidades y desafíos para el pronóstico de carga de energía. La tarea principal del sistema de energía es proporcionar una fuente de energía segura para los consumidores. Esta previsión precisa de la carga de energía es de gran importancia para ahorrar energía, reducir los costos de generación de energía y mejorar los beneficios sociales y económicos. Con el desarrollo de la reforma energética y la profundización de la comercialización de la energía, el pronóstico de la carga energética se ha vuelto más crítico en el sistema eléctrico. También es esencial aumentar la precisión del pronóstico de la demanda de energía para el funcionamiento estable y eficiente del sistema de energía. Las fuentes de energía no renovables como el carbón, el petróleo, el gas natural, los combustibles fósiles, la nuclear, etc., no pueden regenerarse en un período corto de tiempo y su tasa de consumo supera con creces su tasa de regeneración. Además, una vez que estos recursos energéticos se agoten, no se podrán extraer más en el futuro. Por lo tanto, el mundo está cambiando hacia fuentes de energía renovables como la energía eólica, solar o hidráulica. No emiten gases de efecto invernadero por lo tanto no aumentará el riesgo de contaminación.

Las tendencias y el aumento de la demanda son particularmente evidentes en las regiones desarrolladas y en las que están en desarrollo por todo el mundo. Es necesario mejorar la eficiencia de utilización de la energía renovable y la capacidad de absorción del sistema. Con la transformación de la industria energética global, la energía renovable está reemplazando gradualmente a la energía fósil tradicional. Esta transformación significa que los sistemas de energía y las plantas de energía deben mejorar la previsión de los pronósticos de generación de energía renovable, optimizar la producción de cada componente de generación de energía deseado y coordinar la producción general de múltiples sitios y equipos. Al mismo tiempo, es necesario garantizar la economía y el impacto en la estabilidad de la red eléctrica.

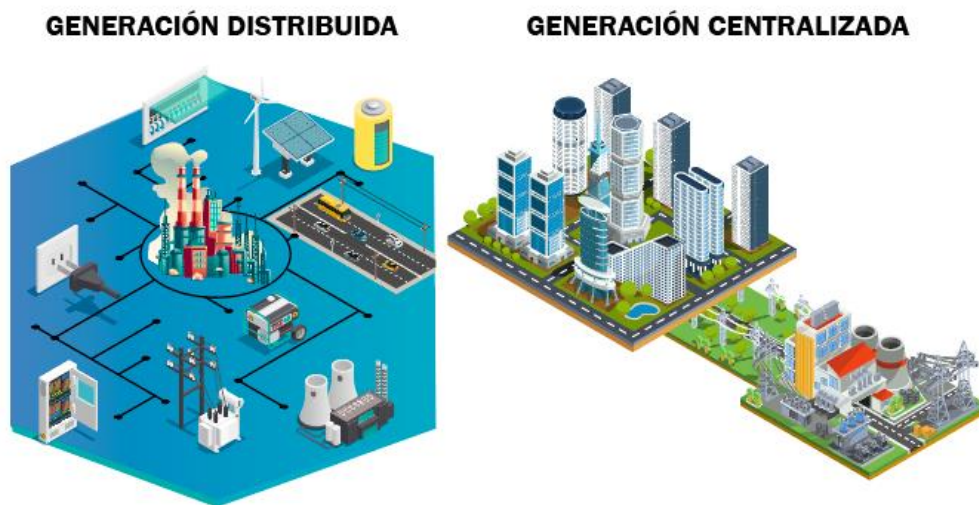


Figura 1.1: Modelo de energía centralizado y distribuido. Fuente: Iberdrola.

Hoy en día, nos encontramos en un periodo de cambio hacia un nuevo sistema eléctrico. Los diferentes países europeos buscan optimizar las tecnologías de generación y almacenamiento para cada vez más poder introducir en el día a día el uso de energías renovables y disminuir el uso, en la medida de lo posible, de los combustibles fósiles.

Gracias a los incentivos que proporcionan los diferentes países y en parte a que la sociedad se está concienciando de los beneficios de este tipo de energía, se está aumentando e instalando cada vez más, por lo que se podría decir que con el paso de los años el sistema eléctrico cambiará de forma definitiva hacia un modelo distribuido. Este cambio requiere de un avance en lo que respecta a la gestión, regulación e inversión del sistema eléctrico.

Aquí es cuando surgen las microrredes, que 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.

Entendemos por microrred a un sistema de generación eléctrica compuesto por generadores y cargas que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores favoreciendo la integración de las fuentes de generación de origen renovable, con el objetivo de ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad. Esto supone un cambio a un modelo distribuido en el que la red de distribución juega un papel activo, no solo en el transporte, sino en el control del flujo de potencia.

El paso a un sistema eléctrico de redes inteligentes conlleva un cambio estructural y la necesidad de nuevas instalaciones como las microrredes, que pueden funcionar como grandes cargas o como pequeñas fuentes controladas de manera separada del resto de la red.

## 1.2 Objetivo del proyecto.

Respecto a lo comentado anteriormente, el objetivo de este proyecto es realizar un estudio, análisis de nuevos mecanismos de comercio de energía como son Blockchain, Peer-to-peer trading. Además, se ha implementado una microrred usando el software Homer Pro para demostrar la viabilidad de forma técnica como económica que puede abastecer la Escuela de Ingenieros Industriales de Málaga.

Como se estudiará en los diferentes capítulos de este documento, se elegirá una estructura de microrred, se definen los componentes y requisitos que deben cumplir, así como los costes de inversión y mantenimiento. También se introducen conceptos nuevos en el comercio de energía a tener en cuenta en microrredes y los tipos de sistemas de control que rigen por un correcto funcionamiento.

Con esto más la definición de diferentes variables (velocidad de viento, radiación solar, etc) se obtiene el sistema de microrred óptimo que nos suministre lo que demandamos a la red eléctrica.

## 1.3 Descripción de la memoria.

En el segundo capítulo de este trabajo, se verá una serie de conceptos y definiciones relativos a las microrredes, así como las ventajas e inconvenientes de las mismas.

En un tercer capítulo se realizará una descripción de los diferentes tipos de fuentes de generación distribuida en microrredes continuando con el siguiente capítulo donde se describen los diferentes sistemas de almacenamiento que existen en las microrredes. En este cuarto capítulo se ha realizado un análisis de los diferentes sistemas de almacenamiento indagando brevemente sobre sus ventajas e inconvenientes.

En el capítulo cinco, se estudia como se gestiona la demanda en microrredes a través de una serie de métodos. El capítulo sexto, trata sobre los diferentes sistemas de control, partiendo de un modelo predictivo y dos formas de gestión a la red, aislado de la red. El capítulo siete describe nuevas metodologías para la gestión óptima de la energía en microrredes.

El octavo capítulo, se elige la selección del sistema óptimo y se desarrollan los procesos de simulación, optimización y sensibilidad describiendo paso a paso el trabajo realizado con el software HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources).

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

## 2. CONCEPTO DE MICRORRED.

Hoy en día, el estudio de microrredes está en plena expansión debido a las numerosas ventajas que presentan respecto al uso de otros tipos de energía más convencionales. Una de las ventajas más influyentes que encontramos es poder añadir fuentes de energía renovables que producen menos impacto ambiental que las energías tradicionales. En este apartado podremos definir el concepto de microrred y describiremos los tipos existentes. Además, añadiremos los numerosos beneficios que aportan.

### 2.1. Definición de microrred.

Una microrred es un sistema eléctrico bidireccional que permite la distribución de electricidad constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor. La coordinación del sistema incluye coordinación entre los dispositivos de control y protección, así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente. Su objetivo fundamental es ahorrar energía, reducir costes e incrementar la fiabilidad.

En la siguiente figura se puede ver el esquema de una microrred:

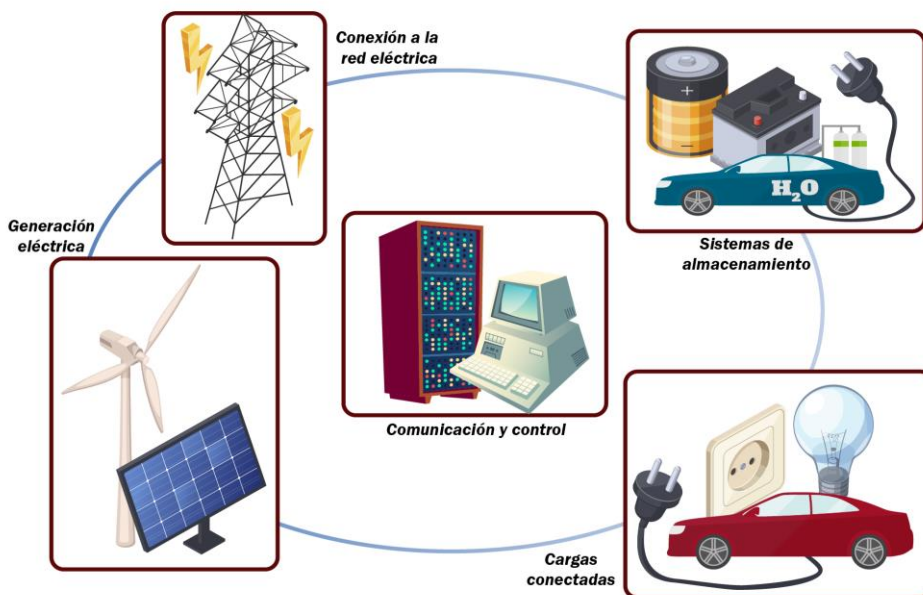


Figura 2.1: Esquema tipo de una microrred. Fuente: Peri3dico de la Energia.



## 2.2 Arquitectura de la microrred.

A continuación, se describen los componentes de la arquitectura de una microrred. En los siguientes capítulos se amplía esta información para algunos elementos.

1. Generación.
  - Renovables o no-renovables en función del recurso energético.
  - Paneles solares.
  - Mini generadores o generadores eólicos.
  - Pila de combustible.
  - Microturbinas.
  - Recurso energético primario.
  - Interfaz basado en electrónica de potencia.
2. Almacenamiento de manera eléctrico-térmico:
  - Baterías electroquímicas.
  - Mediante hidrógeno.
  - Ultracondensadores.
3. Cargas eléctricas-térmicas dependen de la calidad de suministro de las cargas críticas y los procesos industriales. Estas cargas pueden ser controlables o no.
4. Interruptores que son los puntos de interconexión con la red eléctrica.
5. Protecciones donde hay dos tipos:
  - Transiciones Conectado-Aislado-Conectado que detectan la condición de isla.
  - Las potencias de cortocircuito para detección de faltas.
6. El sistema de control central de la microrred (BEMS) donde se encuentran:
  - Los controladores locales (generadores controlados, cargas).
  - Comunicaciones (Operador de Distribución, locales).
  - Distribución de la lógica de control (control primario, regulación secundaria, servicios auxiliares).

## 2.3 Ventajas y desventajas del uso de microrredes.

Según lo mencionado anteriormente las microrredes son muy beneficiosas para el sistema eléctrico y para la sociedad en general desde un punto de vista económico, tecnológico y medioambiental. Las principales ventajas son las siguientes:

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables en su mayoría.
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía.
- Cercanía de la ubicación de las fuentes de generación y el aprovechamiento en red de los diversos sistemas de energía aumentan considerablemente la eficiencia energética del conjunto.
- 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.
- Pueden funcionar tanto conectados a la red pública de distribución como aislados de la misma.

Pero las microrredes también tienen inconvenientes como pueden ser:

- No poseen grandes generadores síncronos y esto provoca una dificultad en el control de las perturbaciones de potencias debido a pequeñas variaciones en la frecuencia de los generadores.
- La microrred puede incluir varios tipos de recursos energéticos distribuidos y que influyen en oscilaciones indeseables que permanecen aún cuando el balance de energía sea mantenido.
- El problema fundamental con un sistema de control complejo es que un fallo de un componente de control o un error de software puede producir la caída del sistema.
- No hay una normativa específica que impide su generalización.
- Al tratarse de una tecnología que todavía no está muy implantada en los mercados, se obtienen sistemas energéticos excesivamente caros.

## 2.4 Tipos de microrredes.

A pesar de la definición de microrred proporcionada anteriormente, no existe un acuerdo generalizado, por lo que es posible encontrar definiciones en las que una microrred se trata como un conjunto de cargas dispuestas unas cercanas a las otras, sin la necesidad de un control óptimo o una conexión a la red eléctrica. Nos hemos basado para comprobar los diferentes tipos de microrredes que hay en el **Microgrid Institute** [2].

**Microgrid Institute** se estableció en el año 2013 para ayudar a los clientes de energía, comunidades, proveedores de tecnología y desarrolladores de proyectos a trazar caminos hacia un futuro más sostenible y resiliente con microrredes y recursos energéticos distribuido

Esta compañía define una microrred como un pequeño sistema de energía capaz de equilibrar la oferta y la demanda para mantener un servicio estable dentro de unos límites definidos y establece cinco categorías en las cuales se pueden dividir las microrredes:

- **Off-grid Microgrids:** Son sistemas no conectados a la red de distribución eléctrica como, por ejemplo, islas o lugares remotos.
- **Campus Microgrids:** Se encuentran completamente interconectadas con la red local, pero también pueden mantener cierto nivel de servicio aislado en situaciones concretas como durante un corte de energía. Los ejemplos típicos son campus universitarios y corporativos, prisiones y bases militares.
- **Community Microgrids:** Integradas en la red y abastecen a múltiples clientes o servicios dentro de una comunidad.

- **District Energy Microgrids:** Proporcionan electricidad y energía térmica para la calefacción y refrigeración de instalaciones.

- **Nanogrids:** Una pequeña microrred localizada en un solo edificio y compuesta por pequeñas unidades de red discretas con la capacidad de operar de manera independiente. Una nanogrids se puede definir como un solo edificio o dominio energético.

Las microrredes combinan varios recursos energéticos distribuidos (DER) para formar un sistema completo para obtener un rendimiento global. La ilustración con la que Microgrid Institute realiza un esquema tipo es la siguiente.

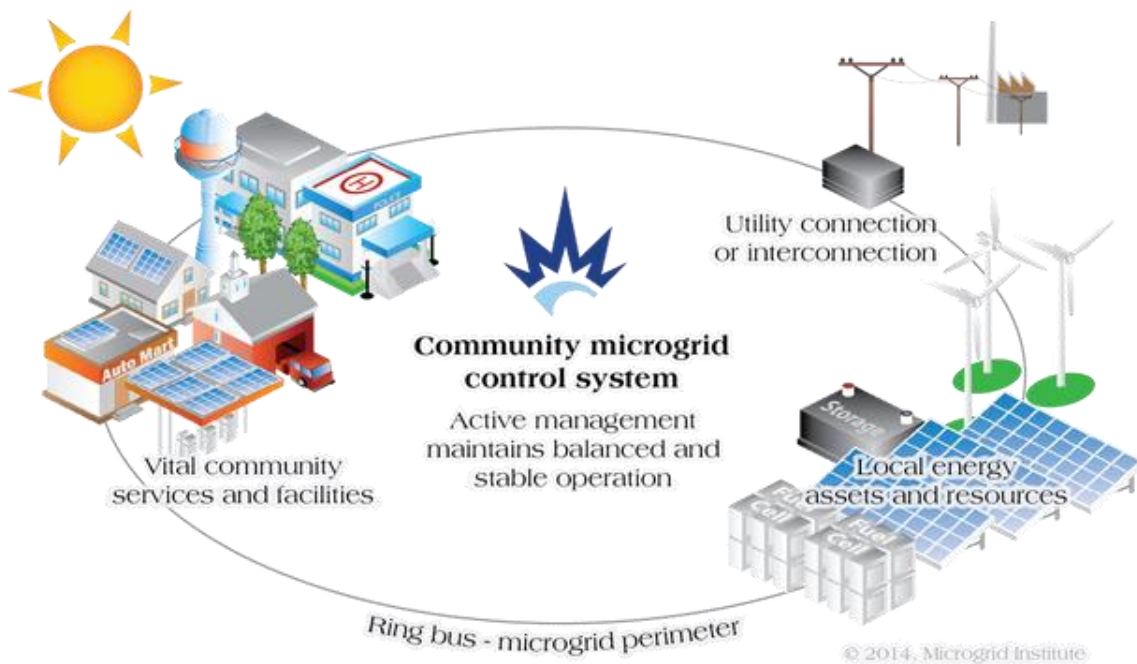


Figura 2.4: Esquema tipo microrred. Fuente Microgrid Institute.

## 2.5 Normativa aplicable.

Aunque no exista una normativa verdaderamente aplicable, si podemos definir medidas reales que hay cumplir según la legislación vigente.

El Real Decreto 244/2019 se aplica a todas las modalidades de autoconsumo. En dicho Real Decreto se establecen las condiciones administrativas, económicas y técnicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica. Además, habilita diversas posibles configuraciones para las instalaciones de generación que podrán ser:

*Individuales*, cuando exista un único consumidor asociado a la instalación o *colectivos* cuando existan varios consumidores asociados a la misma instalación de generación. El autoconsumo colectivo por tanto permite que las instalaciones de autoconsumo en las comunidades de propietarios.

Las instalaciones de generación podrán conectarse de diferentes formas de manera que serán:

- Instalaciones próximas en red interior cuando se conectan en la red interior de los consumidores.
- Instalaciones próximas a través de red cuando se conectan a redes de baja tensión o dependan del mismo centro de transformación. Incluye también cuando se conectan a menos de 500 metros del consumidor o ubicadas en la misma referencia catastral.

Además, introduce un mecanismo de compensación simplificada que permitirá a los consumidores reducir su factura eléctrica, compensando sus excedentes de la energía producida y no autoconsumida.

### Modalidades de autoconsumo:

- **Sin excedentes.** Cuando existen sistemas que impiden la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En estas instalaciones el desarrollo tecnológico se alía con el progreso comercial del almacenamiento con baterías, que permite una mejor gestión de los picos de demanda mientras reduce la presión sobre las redes de distribución. Es el coste de baterías como modo de almacenamiento es muy costoso y hoy en día es poco habitual encontrarlo por ejemplo en viviendas particulares.
- **Con excedentes.** Cuando las instalaciones de generación pueden, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución.

Con lo mencionado anteriormente, se puede entender que las microrredes será necesario verter los excedentes de producción a la red y en la medida que sea posible, poder recibir una retribución por ello.

## 3. FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MICROREDES.

---

Desde el punto de vista de definición, no hay 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 generación de distribución únicamente a 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.

De modo que en un Sistema de Distribución de Energía Eléctrica (SDEE), se presentan ambos tipos de GD, bajo un paradigma completamente distinto respecto del asociado a la Generación Centralizada (GC). Fundamentalmente, la reciente incorporación de la microrred complejiza el análisis del modelo adoptado en las tres dimensiones referidas (Tecnológica, Técnica y Regulatoria), que se vinculan entre sí, y concurren, a efectos de que el sistema sea sostenible. Esto requiere, necesariamente, de un nuevo paradigma de control regulatorio GD, en el que se pueden identificar los siguientes aspectos de análisis y modelación.

- **Tecnológicos:** Las fuentes primarias de energías renovables de mayor penetración a pequeña escala con retornos para el usuario al inyectar sus excedentes de producción a la red BT, son la solar fotovoltaica –en forma predominante- y la eólica.
- **Técnicos:** Acoplamiento al sistema de redes de distribución. Para que sea sostenible el esquema de generación distribuida (GD) debe migrarse hacia las microrredes y considerar una topología de red en BT. Esto requiere de fuertes inversiones en el (SDEE) que deben ser recuperadas.
- **Económicos/Regulatorios:** Se deben garantizar los incentivos necesarios para que aumente progresivamente el número de usuarios a la vez que la compañía que presta el servicio recupere su costo propio de distribución.

Con el paso del tiempo, el impulso cobrado por los sistemas de generación distribuida ha sido alentado por diversos factores tecnológicos y por condiciones en el mercado eléctrico. No por ello, han seguido poniendo trabas de por medio debido a las restricciones en políticas medioambientales y energéticas.

También hay que tener en cuenta el incremento y la petición en la demanda de electricidad de alta fiabilidad por parte de los clientes como un aumento progresivo en las construcciones de nuevas líneas de transmisión eléctrica, todo ello motivado por una estricta supervisión de la normativa vigente y que ha ido modificándose en España con el paso del tiempo.

Por otra parte, hay que decir que existe una cierta disparidad de criterios a la hora de establecer el límite de potencia para la generación distribuida (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.

Se describirán los principales elementos que forman parte del sistema de microrredes. De esta manera, se expone con detalle las diferentes fuentes de generación.

### 3.1 Fotovoltaica.

La generación fotovoltaica es una de las energías renovables más utilizadas en Europa y la segunda que mayor rendimiento y energía eléctrica produce en España. Se piensa que en los próximos 20 años la energía solar fotovoltaica pueda superar a la energía eólica en producción kW/año en España.

La tecnología fotovoltaica dispone actualmente de bastantes fuentes de datos y consultas sobre la radiación solar, un ejemplo de ello es la Agencia Andaluza de la energía que proporciona datos muy cercanos a valores fiables que permiten poder estimar con precisión las producciones que se consigue en días cercanos e incluso en estimaciones mensuales en cada lugar de emplazamiento.

El objetivo marcado es hacer una compensación de forma que la orientación de los módulos sea diseñada para que, en la medida de lo posible, proporcione la máxima producción solar en las épocas de menor radiación posible. Aun así, nuestra premisa fundamental es que en las épocas de mayor radiación obtener la máxima producción y en las de menor radiación pues obtener en la medida que sea posible una producción óptima.

El ángulo óptimo de inclinación se decide en función de las necesidades energéticas y el perfil de consumo de nuestra microrred, teniendo además en cuenta que tiene que existir una complementación acorde con las otras fuentes generadoras que se disponga en la microrred.

La producción eléctrica de un panel solar sigue de forma fiel la curva de radiación incidente sobre su superficie. Por tanto, si se dispone de un panel solar sobre una estructura-soporte fija o móvil de un eje, a una inclinación determinada y orientado adecuadamente al sur si estamos en el hemisferio norte y si estamos en el hemisferio sur, el panel se orientaría al norte. Se observa como la producción va siguiendo a la radiación;

Por la mañana cuando amanece, el panel solar empieza a proporcionar poca energía debido a la irradiación y esta iría aumentando gradualmente según el sol va elevándose donde alcanzaría su máximo a mediodía, cuando el sol se sitúa totalmente frente al panel y justo desde estos momentos empezaría a disminuir la irradiación proporcionando menos energía siguiendo la pendiente contraria a la de la mañana hasta el ocaso solar.

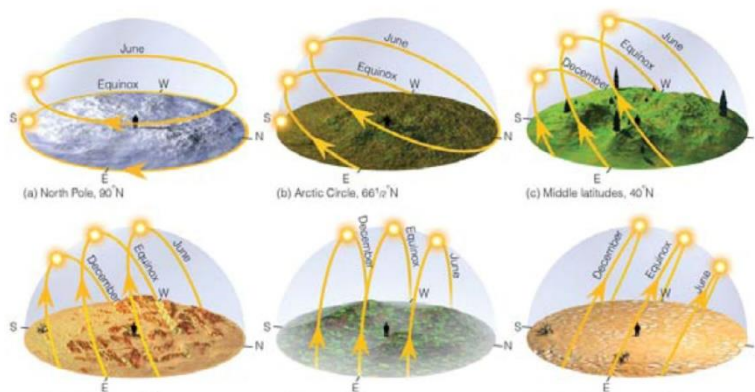


Figura 3.1: Trayectoria del sol según la latitud en diferentes épocas del año. Fuente ULUM.

Cabe resaltar que la temperatura influye en la producción eléctrica del panel, pero cuanto más frío está el panel más potencia produce la instalación, ya que no tiene pérdidas de tensión por alta temperatura.

Hemos querido adjuntar una representación gráfica según los datos de la Agencia andaluza de la energía de mi ciudad de nacimiento Algeciras.

Se observa la ilustración, se comprueba claramente como influye la temperatura en la producción eléctrica del panel. En los meses de mayor temperatura, la radiación global aumenta.

En los meses más desfavorables (Enero y Diciembre) la radiación global es más baja al igual que la temperatura. A medida que pasan los meses y nos acercamos a Julio y Agosto, se invierte lo mencionado anteriormente y la curva de radiación va elevándose.

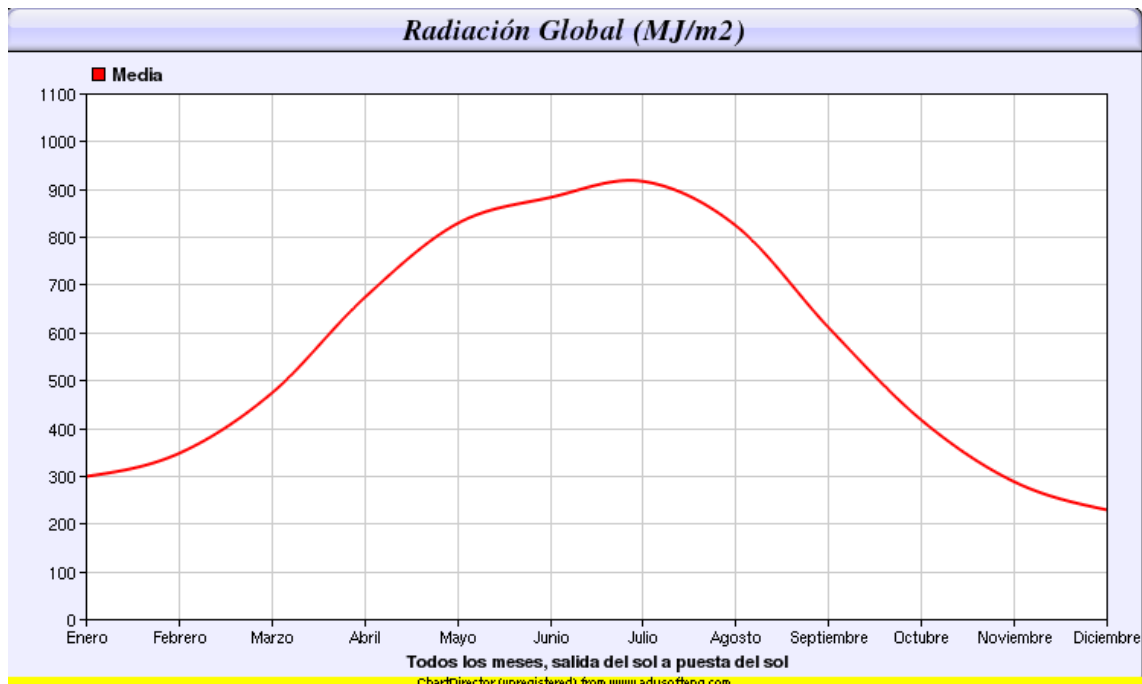


Figura 3.1.1: Radiación global en Algeciras a lo largo del año 2020. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

Respecto a la unión con la microrred, el panel fotovoltaico se interconecta con la microrred con un inversor de potencia o un convertidor CC / CC. La electrónica de potencia asociada a los paneles fotovoltaicos trabaja con un algoritmo para rastrear el punto de generación óptimo, el llamado algoritmo de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT).

### 3.2 Eólica.

La energía eólica es la energía renovable más utilizada en España según los datos de REE (Red Eléctrica de España). Es utilizada desde hace mucho tiempo por la humanidad y 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.

Los componentes principales de una turbina eólica son:

*Torre:* La torre eleva el generador y las palas a la altura necesaria para generar energía.

*Rotor y palas:* Cuando el viento hace girar las palas, transforman la energía cinética en un par mecánico a lo largo del eje del rotor.

*Góndola:* Es el espacio donde se colocan todos los elementos mecánicos y eléctricos.

*Caja de cambios:* Su función principal es adaptar la velocidad del eje principal al generador.

*Generador:* Convierte energía mecánica en electricidad.

*Sistema de frenos:* Si la velocidad del viento es demasiado baja para producir una potencia mínima, el sistema produce pérdidas. Esto lo hace para evitar un efecto negativo, donde el sistema de frenos se utiliza para bloquear la turbina.

*Sistema de control:* Este sistema gestiona la información sobre el estado del viento para que la turbina pueda operar correctamente.

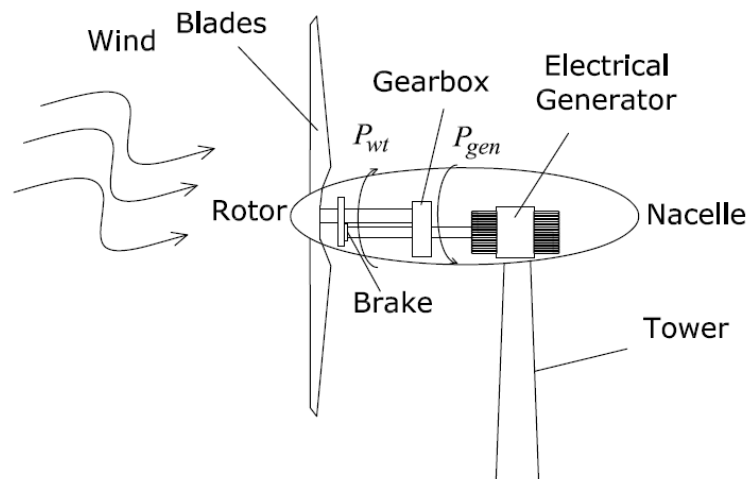


Figura 3.2: Turbina eólica y componentes. Fuente: Libro sistemas eólicos de producción de energía eléctrica. Editorial Rueda S.L

Desde el punto de vista del control de la microrred, la previsión de la velocidad del viento tiene una importancia fundamental. Básicamente, los sistemas de pronóstico de la velocidad del viento utilizan un método físico o estadístico o combinación de ambos. Las características de estos métodos se unen en:

- Los métodos físicos que simulan flujos de viento a gran escala a partir de predicciones meteorológicas numéricas y predicen aún más la generación de energía eólica local mediante ecuaciones físicas.
- Los métodos estadísticos se basan en información experimental previa y deducen la información concreta, pero los valores más complejos serán más difíciles de prever.

### 3.3 Pilas de combustible.

A pesar de ser unas de las tecnologías con más avances y cambios en un futuro no muy lejano, teniendo en cuenta su coste aún elevado, están ganando cada vez más popularidad por tener la capacidad de generar energía eléctrica de forma sostenible a una escala compatible con las necesidades de las empresas compradoras, con lo que podría convertirse en la gran apuesta y uso del futuro. Su tecnología permite superar obstáculos como la discontinuidad de las fuentes renovables, por lo que la combinación de estas con las pilas de combustibles podría equilibrar la demanda y los recursos de generación.

El funcionamiento de estas pilas es bastante sencillo. Esto consiste en una celda electroquímica formada principalmente por dos electrodos (ánodo y cátodo) y un electrolito. En la actualidad existen diferentes tipos de pilas de combustible.

De modo general, en la pila ocurre dos reacciones simultáneas. En el ánodo se tiene lugar la reacción de oxidación del combustible. En esta reacción se liberan electrones, que pasarán por un circuito externo proporcionando un trabajo útil, y protones, que atravesarán el electrolito para llegar al otro electrodo. Por otro lado, en el cátodo es donde se produce la reducción del oxidante. Los cationes que, como hemos dicho atraviesan el electrolito, llegan hasta el cátodo, así como los electrones que han viajado por el circuito externo. La sustancia que se ha reducido en el cátodo gana entonces dichos electrones y se recombina formando una especie neutra. Dicha especie dependerá del tipo de pila que se trate, así como del combustible empleado.



Las pilas de combustible forman parte de una familia de tecnologías que usan distintos materiales para los elementos que las componen y que además operan en diferentes rangos de temperatura. Así, hablamos de pilas de combustible de alta temperatura, que operan a temperaturas mayores de 200°C y pilas de baja temperatura, cuya operación alcanza como máximo los 200°C. Esta clasificación es quizás la más adecuada porque esta característica es determinante para el tipo de aplicación de cada una de ellas.

Los diferentes tipos de pilas de combustible que encontramos la hemos adjuntado en la Tabla 1. Son las siguientes:

| Pilas de alta temperatura         | Pilas de baja temperatura  |
|-----------------------------------|--|
| SOFC (Solid Oxid Fuel Cell)       | AFC (Alkaline Fuel Cell)   |
| MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell) | PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell)                                   |
| -                                 | PEMFC (Pila de combustible de membrana de intercambio de protones) |
|                                   |  |

Tabla 1: Diferentes tipos de pilas de combustible.

En general, las pilas de combustible de alta temperatura están diseñadas para la generación de energía eléctrica para una potencia superior a 1 MW, mientras que las de baja temperatura se diseñan para salidas menores de 1 MW, aunque existen excepciones. La razón principal de esta distinción es que las pilas que operan a temperaturas más elevadas tienen tendencia a trabajar con eficiencias más altas. Esto se debe en parte a que las reacciones que en ella tienen lugar no requieren de materiales electrocatalizadores, ya que son capaces de producirse sin ayuda alguna. Por otra parte, la generación de vapor de alta temperatura con suficiente energía en las pilas de alta temperatura favorece por ejemplo la cogeneración incrementando así la eficiencia.

### 3.4 Centrales microhidráulicas y microturbinas de gas.

Las centrales microhidráulicas, se denominan a las que funcionan con una potencia menor de 300 kW. Es un tipo especial de central hidroeléctrica utilizada para obtener energía potencial o cinética a través del agua.

Su funcionamiento es muy simple; la energía cinética se convierte en energía mecánica a través del eje de una turbina. Esta energía mecánica es transferida a un generador eléctrico que gira a velocidad constante.

Es necesario que para que se produzca esta transferencia de energía, además de la turbina y el generador, se debe agregar dispositivos de conversión de velocidad de rotación entre el eje de la turbina y el del generador. Un sistema de regulación nos proporcionará una potencia hidráulica que se entrega acorde a una potencia eléctrica que se demanda.

Para que esta energía sea útil, se necesita un determinado caudal y que exista un pequeño desnivel. Cuando hablamos de caudal, nos referimos a la masa de agua que pasa en un tiempo determinado por una sección del cauce y por desnivel a la distancia medida en vertical que recorre la masa de agua (diferencia entre las cotas o alturas a la entrada y en la salida).

En función de su diseño y funcionamiento, se conocen tres tipos de centrales hidroeléctricas:

Centrales de agua fluyente, centrales con embalse y centrales de bombeo. En microrredes lo más común es utilizar centrales de agua fluyente.

Las centrales de agua fluyente lo que hace es utilizar y canalizar un caudal del río y se devuelve a este una vez utilizado en la central microhidráulica. Al no existir embalse, este caudal variará en función de la estación del año que nos encontremos. En España a modo general se encuentra que el caudal presenta máximos debido a las lluvias en invierno y a momentos desérticos o con muy poco caudal en verano.

Si las condiciones geográficas lo permitiesen, aunque es difícil, podemos encontrar centrales de bombeo donde se sustituyen los grandes embalses que conocemos por depósitos de agua con diferentes altitudes.

A modo de resumen, es evidente que la energía hidroeléctrica es barata y constituye un sistema útil pero sí que tiene que constar especiales condiciones para poner en práctica su uso. Entre las casuísticas que presentan, las más relevantes son:

- Proximidad a lugares de altitud montañosas.
- Gran espacio para la ubicación y su puesta en marcha.
- Selección y coste de los componentes.
- Equipos y protección de estos. Mantenimiento duradero.

Por otro lado, existe otra novedad o forma de obtener energía que son las llamadas **microturbinas de gas**.

Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de tamaño pequeño con potencias que en la actualidad se sitúan normalmente entre 20 kW y 200 kW. Están constituidas por generadores de alta velocidad de imán permanente girando a alta velocidad (50000~80000 rpm) generando corriente alterna a muy alta frecuencia.

Esto quiere decir que permite que puedan girar a prácticamente la misma velocidad que las turbinas de gas, con lo que pueden acoplarse directamente sin necesidad de disponer de un sistema de caja de cambios.

De forma general, las principales ventajas que se obtiene son un menor mantenimiento, disminución en el coste y alarga la vida útil de la instalación. Aunque existen muchas otras características también importantes que pueden ser:

- Poseen un menor número de partes móviles, únicamente el eje de la microturbina. Ello implica un bajo mantenimiento.
- Presentan un reducido peso y dimensiones.
- La energía térmica es recuperable en una sola corriente. A diferencia de los motores de pistón, las turbinas de gas concentran el calor excedente en una sola corriente a alta temperatura, con lo que se simplifica la instalación.
- Los gases de escape de las microturbinas de gas son generalmente de alta calidad, dado que se encuentran a alta temperatura y libres de aceites y por utilizarse un combustible como el gas natural, con tan buenas propiedades de combustión. La eficiencia de estos sistemas puede ser muy elevada y, por lo tanto, muy llamativo para los casos en que, además de la demanda eléctrica, hay una demanda en climatización muy importante.

Las microturbinas de gas pueden funcionar de dos formas:

**Conectado a red:** Proporcionan que el sistema de control de la microrred pueda manejar externamente su potencia activa.

**Aislado:** Se envían las referencias de tensión y frecuencia que conforman la red.

A la microrred se conecta a través de un convertidor AC/DC/AC, con lo que junto al controlador interno de la misma gestiona su funcionamiento, modos de operación, consignas de potencia y señales de funcionamiento.

Según su configuración, se clasifican en:

- **Eje simple o eje doble:** Configuración en un solo eje evidentemente permite una reducción en costes de producción y el mantenimiento es más sencillo. Además, permite colocar el generador eléctrico en el lado opuesto a la salida de gases, con lo que estos pueden salir en línea con el eje de la turbina que se traduce en menores pérdidas de carga a la salida de los gases, produciendo mayor potencia y un menor consumo de combustible.
- **Ciclo simple o con regeneración:** En ciclo simple, se mezcla aire comprimido con combustible y se realiza la combustión bajo condiciones de presión constante. Son de menor coste, pero tienen mayores aplicaciones del calor para cogeneración que las microturbinas de ciclo regenerativo.

El hecho de combinar las microturbinas con equipos de recuperación de energía, para su transferencia al aire de combustión, hace que con estos sistemas se pueda llegar a doblar la eficiencia energética de la microturbina.



Figura 3.4: A la izquierda una microhidráulica y a la derecha el interior de una microturbina de gas.  
Fuente: Iberdrola.

### 3.5 Cogeneración.

Se entiende por cogeneración a la generación simultánea de energía térmica y energía eléctrica y/o mecánica en un único proceso, a partir de la misma fuente primaria. El objetivo es satisfacer una demanda de energía eléctrica y de energía térmica con el mínimo consumo de combustible.

Se da el nombre de microcogeneración a las centrales que producen electricidad y calor con una potencia eléctrica inferior a 1MW, aplicada normalmente a la climatización de edificios: pequeñas industrias, hoteles, escuelas, hospitales, oficinas, etc. Por su parte, como se ha indicado, en España, el Real Decreto 616/2007, define la microcogeneración como la unidad de cogeneración con una potencia máxima de 50kW.

A estos efectos, el Real Decreto 616/2007 define la cogeneración de alta eficiencia como aquella que cumple con los siguientes criterios:

- La producción de las unidades de cogeneración a pequeña escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrán considerarse cogeneración de alta eficiencia.
- La producción procedente de unidades de cogeneración que aporte un ahorro de energía primaria de al menos el 10%.

También el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, tiene importancia en el uso de la cogeneración en microrredes.

En cuanto a las tecnologías utilizadas para la cogeneración caben destacar las siguientes:

- Turbinas de gas de ciclo combinado con recuperación de calor.
- Turbinas de gas con recuperación de calor.
- Motor de combustión interna.
- Microturbinas.
- Motores Stirling.
- Pilas de combustible.
- Motores de vapor.

Como se muestra en la Figura 3.5 [IDAE 2015], las tecnologías más utilizadas en las instalaciones de cogeneración existentes en España son los motores de combustión interna y las plantas de ciclo combinado, seguidas de las turbinas de gas.

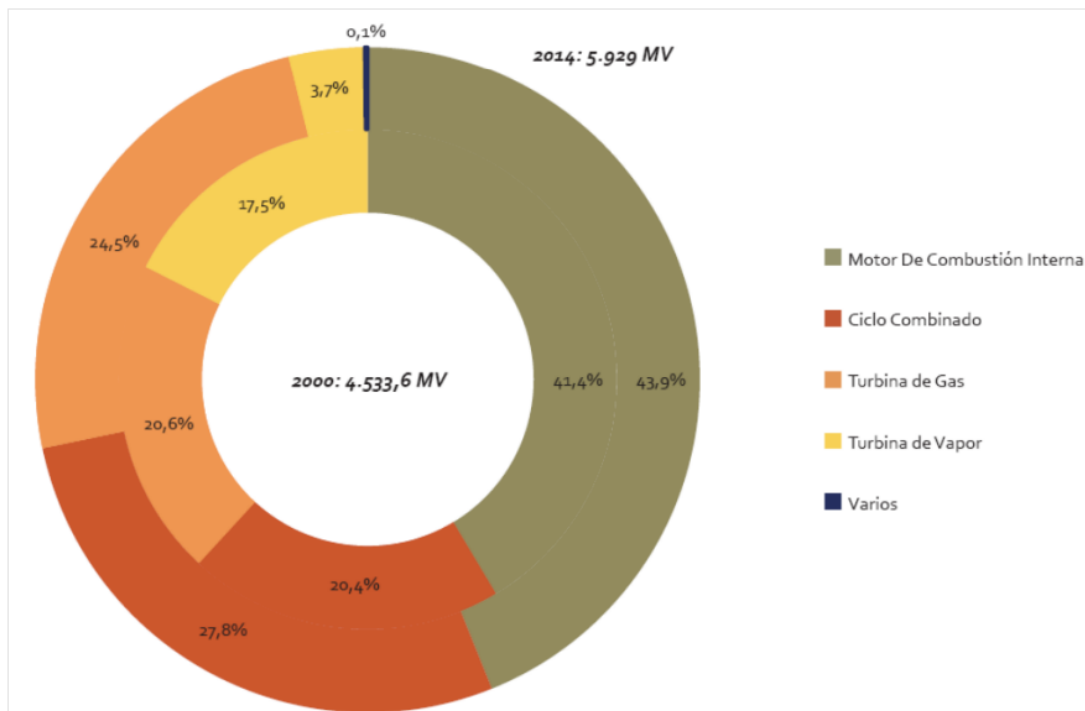


Figura 3.5: Evolución de la potencia instalada para cogeneración, en el periodo 2000-2014. Fuente: IDAE.

Observando la figura 3.5, se observa que las microturbinas ofrecen interesantes ventajas, comparadas con otras tecnologías utilizadas en la generación distribuida. La elección de microturbinas para la cogeneración está justificada por los bajos costes de instalación y mantenimiento, las recientes mejoras en la eficiencia eléctrica y la alta flexibilidad (considerando el uso compartido de potencia entre la parte eléctrica y la térmica).

Otro de las utilidades de la cogeneración es que permite el funcionamiento en modo aislado de la parte central de la microrred en caso de fallo de la red que suministra de forma externa.

Se adjunta a modo de ejemplo como se dibujaría una microrred con las fuentes de generación distribuida que hemos mencionado a lo largo de este capítulo.



Figura 3.5.1: Ejemplo de una microrred. Fuente: Eroski consumer.

## 4. SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.

---

La capacidad de integrar las diferentes características de diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento distribuido y fuentes de energía renovables es una de las funcionalidades más importantes de las microrredes. Uno de los principales retos del control del almacenamiento híbrido es cómo aprovechar las características técnicas de las distintas alternativas renovables que poseen las microrredes. En saber acertar en que momento utilizar el almacenamiento, como distribuir la energía que nos sobra y la que nos falta, formarán el equilibrio idóneo para obtener una microrred óptima.

Inicialmente, dentro de los numerosos sistemas de almacenamiento existentes uno de los más utilizados son los **ultracondensadores**.

Los ultracondensadores tienen una rápida respuesta en tiempo a los cambios operativos, pero con una capacidad limitada para almacenar energía. Son sistemas con una alta potencia específica. También se utilizan para la estabilización de la red en cuestiones relacionadas con la calidad de la energía.

Otras tecnologías, son las baterías que se encargan de almacenar la energía producida por la microrred no demandada en ese instante para cuando sea necesario volver a inyectarla. Proporcionan una energía muy específica, es decir, una importante capacidad de almacenamiento de energía. Dentro de las baterías no podemos olvidar a los reguladores que protegen la batería contra sobrecargas y previenen de un uso ineficiente de la misma.

Es importante que el sistema de control híbrido de la microrred debe considerar, en tiempo real, las limitaciones de cada componente, teniendo en cuenta la respuesta en el tiempo, la degradación del ciclo de carga y las limitaciones de potencia y energía.

Dentro de la microrred, se encuentran sistemas de almacenamiento con capacidad para almacenar cantidades importantes de energía, por ejemplo, sistemas de hidrógeno. Se utilizan en parte para compensar la variabilidad de la generación de energía renovable y suavizar los picos en la demanda de energía.

La instalación de sistemas de almacenamiento brinda la oportunidad de una mejor gestión de la parte económica de las energías renovables. Hay varias formas de almacenar energía, pero cada sistema de almacenamiento tiene sus propias ventajas y desventajas considerando el costo económico, las tarifas de energía y potencia, la degradación y la vida útil.

La estrategia de control debe tener la capacidad de decidir cuál utilizar en tiempo real, dependiendo de las condiciones operativas.

### 4.1 Baterías electroquímicas.

Un sistema de almacenamiento de energía por baterías electroquímicas es un dispositivo electroquímico que almacena energía eléctrica y está compuesto por una o más celdas. Cada celda consta de dos medias celdas conectadas por un electrolito conductor que contiene aniones y cationes. Una parte contiene el electrodo negativo mientras que la otra parte contiene el positivo.

De modo resumido, el funcionamiento de una batería electroquímica es una reacción redox donde se produce la carga de la batería. Los cationes se reducen porque se agregan electrones y los aniones se oxidan porque se eliminan los electrones. Durante la descarga, este proceso se invierte. En consecuencia, una fuerza electromotriz se produce en cada media celda.

En baterías electroquímicas, las tecnologías más interesantes para aplicaciones de microrredes son:

- **Baterías de ácido sólido:** Este tipo de baterías es una tecnología implantada desde hace tiempo, por lo que presentan un desarrollo comercial muy importante y un costo relativamente bajo para aplicaciones estacionarias.

- **Baterías de iones de litio:** El ion de litio es la tecnología de baterías más utilizada en la electrónica de consumo y también en los vehículos eléctricos. Pero también tienen un uso significativo en aplicaciones estacionarias, edificios residenciales, comerciales o industriales, para integrarse con la generación renovable. Están compuestos por un cátodo de óxido de metal de litio, un ánodo de material de carbono y un electrolito formado por sustancias que también contienen litio.
- **Baterías de flujo redox:** Las baterías de flujo redox están compuestas por una pila y dos tanques externos donde se almacena el electrolito. Una de las principales ventajas de esta tecnología es el desacoplamiento de potencia (depende del número de celdas) y la capacidad que es función del volumen de electrolito del tanque.

Respecto a la degradación que sufren, se manifiesta mediante una reducción en la capacidad de suministrar y en la de almacenar energía. Lo primero donde se hace evidente la degradación es en el desvanecimiento de potencia, debido a un aumento de la impedancia interna y en el desvanecimiento de la capacidad. Son muchos los factores que afectan a estas pérdidas, pero principalmente, las corrientes de temperatura, carga y descarga y el sistema operativo tienen un impacto considerable sobre ellas.

Un fenómeno de degradación importante es la formación de gases, que suele resultar de la descomposición del electrolito, que puede acentuarse en situaciones de sobrecarga o sobrecalentamiento, lo que reduce la vida útil de la batería e incluso podría provocar la explosión de la celda.

A continuación, se adjunta una tabla representando las ventajas y desventajas.

| Ventajas                       | Desventajas  |
|--------------------------------|--|
| Potencia específica intermedia | Número limitado de ciclos de vida                                  |
| Energía específica intermedia  | Rápidos procesos de carga y descarga que conducen a la degradación |
| Eficiencia de ciclo intermedio |  |
| Tecnología muy implantada      | Produce degradación tóxica   |
| Disminuyen costos de capital   | Materiales peligrosos  |
| Bajos costos de mantenimiento  | -  |

Tabla 2: Ventajas y desventajas de baterías electroquímicas de sección.

## 4.2 Ultracondensadores.

Los ultracondensadores pueden considerarse la forma más directa de almacenar energía eléctrica. Un ultracondensador consta de dos placas de metal separadas por una capa dieléctrica no conductora. Cuando una placa está cargada eléctricamente, la otra placa inducirá una carga opuesta. La aplicación de una diferencia de potencial entre las dos placas produce un campo eléctrico estático a través del dieléctrico. Como la energía se almacena directamente como un campo electrostático, los ultracondensadores se pueden cargar y descargar más rápido que las baterías y pueden completar decenas de miles de ciclos sin ninguna pérdida apreciable de eficiencia. Quizás el principal inconveniente de los ultracondensadores es su baja energía específica.

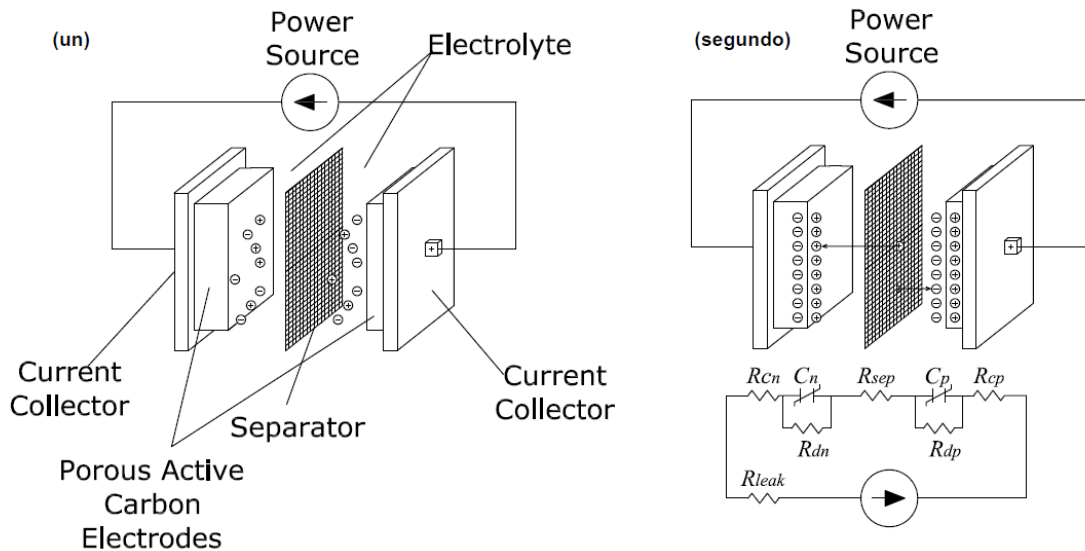


Figura 4.2: Ultracondensador. (Un) circuito descargado. (Segundo) circuito cargado y equivalente. Fuente: Inelec.

Estos ultracondensadores presentan también problemas operativos. Las condiciones de funcionamiento son un tema clave en relación con el rendimiento, la fiabilidad, la degradación y la vida útil de los ultracondensadores. Por ejemplo, la tensión o la corriente ondulada del sistema de carga pueden provocar un sobrecalentamiento en el condensador. Este efecto puede ocurrir con convertidores de modulación de ancho de pulso (PWM) en modo conmutado que se utilizan para cargar ultracondensadores.

La carga de los ultracondensadores debe realizarse a la tensión nominal porque puede producirse una generación de gas en el condensador que, si se mantiene a un valor alto de tensión, sufre una considerable reducción de su vida útil.

La temperatura también es un factor a considerar durante el proceso de carga y se debe tener en cuenta que la temperatura aumenta junto con la tensión de carga, que debe reducirse cuando disminuya la temperatura ambiente.

De acuerdo con un incremento prolongado de la temperatura ambiente de  $10^{\circ}\text{C}$  durante un periodo de tiempo, se ha demostrado que se podría reducir la vida útil del ultracondensador de forma paulatina, aunque progresiva.

En conclusión, se podría decir que los ultracondensadores se pueden cargar sustancialmente más rápido que las baterías convencionales y pueden tener un mayor número de ciclos de vida. Pero tienen poca energía específica y se comportan como un cortocircuito cuando están expuestos a bajos niveles de  $\text{CO}_2$ .

Las principales ventajas y desventajas de los ultracondensadores se adjuntan en la tabla 3.

| Ventajas                                      | Desventajas                                     |
|---|---|
| Alto poder específico                         | Energía específica baja                         |
| Procesos rápidos de carga y altos de descarga | Alta tasa de autodescarga                       |
| Eficiencia del ciclo                          | Alto costo                                      |
| Baja toxicidad                                | Comportamiento como cortocircuito con bajo SOC  |
| Sistemas modulares                            | La sobretensión produce pérdida de capacitancia |

Tabla 3: Ventajas y desventajas de los ultracondensadores.

### 4.3 Almacenamiento mediante hidrógeno.

El hidrógeno puede considerarse como una alternativa prometedora para ser utilizado como sistema de almacenamiento de energía, en particular cuando el hidrógeno se produce con energías renovables. Un sistema completo de almacenamiento de energía de hidrógeno se compone de un sistema que produce hidrógeno, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y otro sistema para transformar este gas en energía, es decir, una pila de combustible o un motor de hidrógeno.

La alternativa más interesante para ser utilizada en microrredes es la producción de hidrógeno mediante el acoplamiento de electrolizadores a fuentes renovables. Se entiende por electrolizadores a dispositivos electroquímicos que pueden separar hidrógeno y oxígeno de H<sub>2</sub>O molecular cuando se aplica una corriente continua. En un electrolizador, el agua es suministrada por los canales del ánodo y el cátodo de las celdas de electrólisis. Se adjunta en la figura 4.3 una vista esquemática de un equilibrio de planta de un electrolizador.

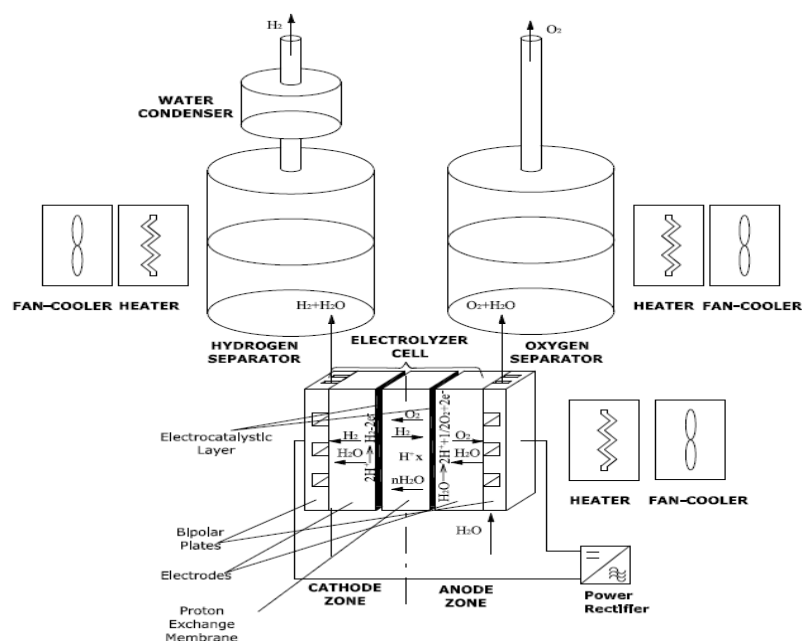


Figura 4.3: Equilibrio de planta de un electrolizador. Fuente: Centro Nacional de Hidrógeno.



Hay varias formas de almacenar hidrógeno, siendo el hidruro metálico y el hidrógeno comprimido las tecnologías más convencionales y maduras. El hidrógeno se puede transformar en energía mediante un motor de combustión interna, transformando la energía química del hidrógeno en energía mecánica o una pila de combustible obteniendo electricidad.

Las principales ventajas y desventajas del almacenamiento de hidrógeno se adjuntan en la Tabla 4:

| <b>Ventajas</b>   | <b>Desventajas</b>  |
|---|---|
| Alta energía específica                                   | Baja potencia específica  |
| Los sistemas se pueden descargar completamente            | Eficiencia de bajo ciclo  |
| Sin autodescarga  | Los electrolizadores y las celdas de combustible requieren enfriamiento |
| Los materiales son reciclables debido a su baja toxicidad | Ciclos de encendido/apagado conducen a procesos de degradación          |

Tabla 4: Ventajas y desventajas del hidrógeno.



Figura 4.3.1: Almacenamiento mediante hidrógeno. Fuente: Cepsa.

#### 4.4 Otros sistemas de almacenamiento de energía.

Existen además de las mencionadas anteriormente, otras alternativas en el aspecto de microrredes para los sistemas de almacenamiento. Aparte, hoy en día cada vez aparecen nuevas tecnologías emergentes que en el futuro se podrán utilizar en microrredes. En esta sección, se describe una descripción a modo general de estas alternativas de almacenamiento.

##### **Volantes de inercia;**

Un sistema de almacenamiento de volante de inercia es un disco capaz de girar a alta velocidad y almacenar una cantidad significativa de energía. La mayoría de los sistemas de volantes consisten en un disco impulsado por una máquina eléctrica que puede funcionar como motor o generador.

Las principales ventajas de los sistemas de volante son la rápida carga y descarga, el bajo mantenimiento, la resistencia a los cambios de temperatura y su larga vida útil.

**Almacenamiento de energía magnética superconductora;**

El almacenamiento de energía magnética superconductora, la energía se almacena como un campo magnético, que se genera mediante la corriente continua que circula en una bobina superconductora. La ventaja principal es que posee una alta eficiencia y una larga vida útil además de una rápida respuesta.

**Aire comprimido;**

El almacenamiento de energía de aire comprimido se puede considerar como otra tecnología prometedora de almacenamiento de energía que se aplicará en microrredes. Su principio de funcionamiento consiste en comprimir aire con energía eléctrica y almacenarlo en contenedores subterráneos o aéreos.

Cuando se demanda la energía almacenada, el aire comprimido pasa a través de unas turbinas para producir electricidad. Este tipo de almacenamiento tiene características muy adecuadas para ser una opción considerable para ser utilizado en microrredes, es decir, un tiempo de arranque reducido y un ciclo de vida largo. Su densidad de energía también puede proporcionar altas capacidades de almacenamiento.

**Almacenamiento hidroeléctrico bombeado;**

El almacenamiento hidroeléctrico bombeado se ha utilizado tradicionalmente en redes eléctricas. Su aplicación es que consta de dos grandes depósitos de agua colocados a diferentes alturas. Durante los períodos de baja demanda de energía, el agua se bombea al depósito superior utilizando electricidad de menor costo. De esta forma, el exceso de energía de la red se almacena en forma de energía potencial. Cuando es necesario generar electricidad, el agua almacenada se libera al depósito inferior a través de turbinas hidráulicas, generando energía eléctrica. Su autodescarga es muy baja, por lo que este tipo de almacenamiento es bastante apropiado para el almacenamiento a largo plazo. Los sistemas de menos de un megavatio e inferiores lo utilizan a veces en redes aisladas.

## 5. GESTIÓN DE LA DEMANDA EN MICROREDES.

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de medidas destinadas a provocar unas consecuencias en el consumo energético y cambios específicos en la curva de demanda. Su misión principal es conseguir que el consumo eléctrico sea más equitativo a lo largo del día mediante un desplazamiento de consumos desde los periodos más desfavorables a los periodos más favorables.

La gestión de la demanda puede ayudar a equilibrar el sistema eléctrico en el caso de que se produzcan, por ejemplo, errores en la previsión de energía renovable pero también ofreciendo servicios de uso inmediato (una energía adicional disponible que se administre de forma inmediata en el caso de que se precise).

El objetivo principal por tanto de la gestión de la demanda es equilibrar eficazmente la potencia en la microrred. El algoritmo de control debe de optimizar la producción hacia los objetivos asignados. La cantidad apropiada de energía que debe intercambiarse entre generadores, unidades de almacenamiento, cargas y red externa será dictada por la política de control utilizada, que puede variar desde simples reglas heurísticas hasta complejos algoritmos de optimización.

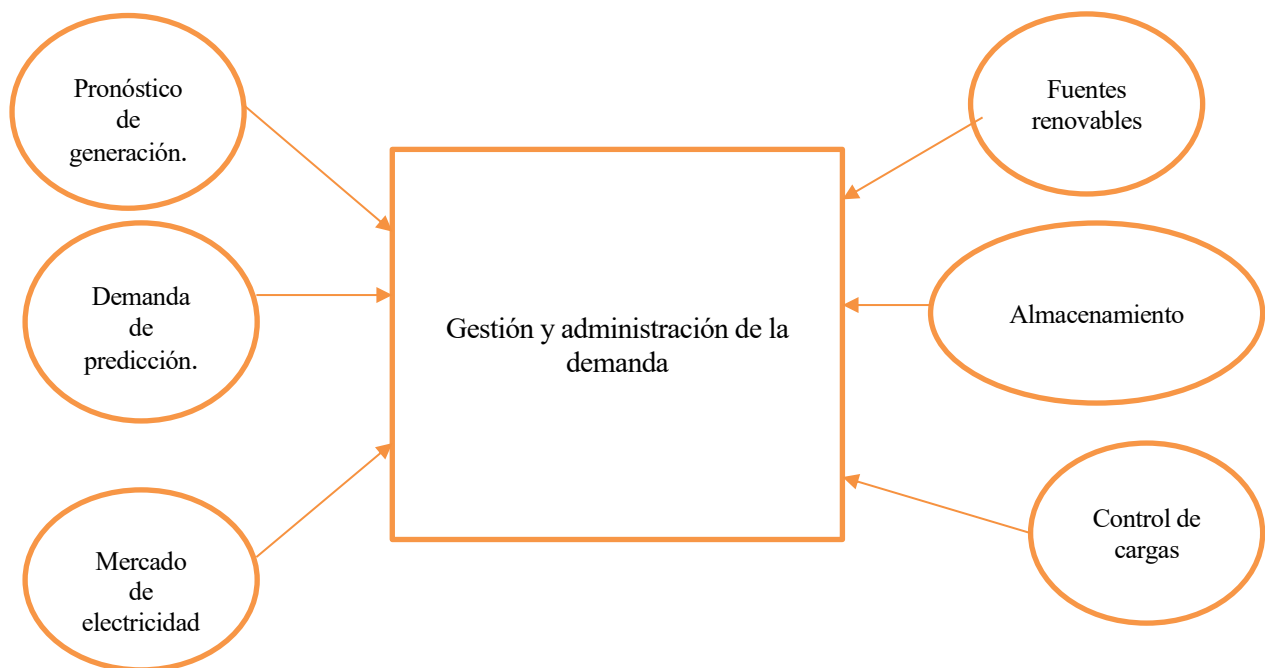


Figura 5.0: Esquema de la Gestión y administración de la demanda. Fuente: Propia.

En el esquema de la figura 5.0, la optimización tecnológica y económica está incluida en el problema, pero se necesita información adicional como generación y pronóstico de carga y evolución de los precios de mercado. Las casuísticas que se trata en esta sección es los tipos de gestión de la demanda que nos podemos encontrar en la microrred teniendo en cuenta la información disponible sobre generación y demanda renovable, así como el estado del almacenamiento de energía. Esto se puede hacer usando varios métodos, que se describirán a continuación.

## 5.1 Métodos heurísticos.

A groso modo, los métodos heurísticos son un conjunto de algoritmos que utilizan reglas para manejar el desajuste de energía en la microrred. Por lo general, se caracterizan por ser simples y seguros, lo que los ha hecho muy populares por ser implementados en pequeñas microrredes y en otros tipos de sistemas energéticos como vehículos híbridos o plantas industriales.

Los sistemas de gestión de la demanda en microrred se diseñan algunas veces como un método heurístico que tiene como objetivo fundamentalmente de cumplimentar los siguientes factores:

**1. Máximo aprovechamiento de la potencia ofrecida en las instalaciones renovables.** Aprovechar toda la potencia que puedan dar las instalaciones. Es decir, se busca que entren en casación de compra y venta estas unidades de potencia y su potencia ofertada sea aprovechada. Al ser la energía obtenida a través del sol, lo que conocemos como una energía “gratuita” tendrá una prioridad de oferta de coste cero por lo que siempre entrará en el proceso de matching antes que una fuente de energía que tenga una prioridad mayor que cero o, en definitiva, más costoso. Así se conseguirá el máximo aprovechamiento de la potencia fotovoltaica disponible.

**2. Autogestión ante la caída de la potencia activa demandada de la red en un instante determinado.** El sistema de control debe ser capaz de cumplir las dos premisas definidas anteriormente (estabilidad de potencia y calidad de red) cuando se produce una caída de potencia activa demandada de la red principal a la que la microrred está conectada.

**3. Mínima utilización, en la medida que sea posible, de la red principal en la gestión de la microrred.** En este caso lo que se pretende es que, en modo conectado a la red, la microrred utilice el mínimo de potencia de la red principal. Esta labor es bastante complicada, puesto que los costes energéticos en ausencia de la red aumentan considerablemente como veremos en la simulación posterior. Aún así, los sistemas de almacenamiento proveerán potencia demandada antes que la red en caso de necesidad.

También es conocido que el control de banda de histéresis es el método heurístico más utilizado donde el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento sigue una banda de histéresis cuyos umbrales se definen en función del estado de carga de las unidades de almacenamiento de energía. Si solo se utiliza un tipo de sistema de almacenamiento como una batería, el funcionamiento es simple: la batería absorbe el desequilibrio entre generación y demanda siempre que su estado de carga esté entre los umbrales superior e inferior. Si se alcanza el umbral superior, se debe detener la generación o vender el exceso de energía o excedentes a la red (para microrredes desconectadas a la red); si se alcanza el límite inferior, se deben desconectar algunas cargas o la falta de energía se debe comprar a la red.

En presencia de varios sistemas de almacenamiento de energía (como baterías, hidrógeno, ultracondensadores o volantes), el criterio es utilizar varias bandas de histéresis y utilizar siempre primero el sistema con mayor eficiencia. Las reglas para cambiar entre diferentes sistemas de almacenamiento generalmente se basan en la energía almacenada:

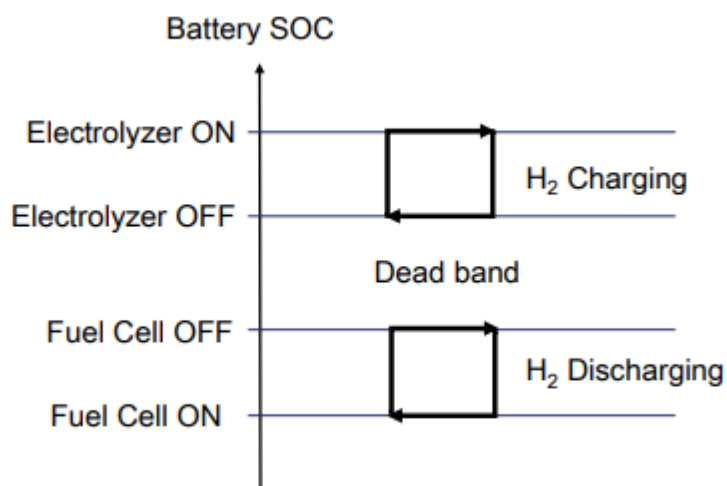


Figura 5.1: Estrategia de control por banda de histéresis. Fuente: Escuela de Ingenierías U3CM.

Por ejemplo, la conmutación del electrolizador y la pila de combustible en una microrred que utiliza hidrógeno y baterías como amortiguadores de energía a menudo se basa en el estado de carga de la batería. El esquema de control básico se ilustra en la Figura 5.1. Muestra los umbrales de encendido y apagado del electrolizador y la pila de combustible. El electrolizador se enciende cuando el nivel de carga de la batería es alto. Por otro lado, la pila de combustible se activa cuando el sistema de carga es muy bajo, según ciertos umbrales. Asimismo, el apagado de ambos equipos se define por umbrales de histéresis superiores.

Aunque la simplicidad es una de las características principales del método heurístico, sus principales inconvenientes son que la solución no es óptima y que la gestión de muchos sistemas de almacenamiento lo convierten en una tarea muy complicada. Para arreglar esto, existen métodos avanzados que resuelven diferentes problemas de optimización que se verá más adelante.

En otros casos, la no linealidad del problema, el modelo dinámico o las restricciones, hace que sea difícil encontrar una solución. Además, el elevado número de variables hace que los métodos heurísticos de estos sistemas no se pueda realizar de forma satisfactoria mediante métodos analíticos, lo que da lugar a tiempos de cálculo inadmisibles. Aunque existen muchos algoritmos que se pueden utilizar, en algunas situaciones los métodos metaheurísticos pueden proporcionar soluciones prácticas.

Los métodos metaheurísticos son una familia de metodologías basadas en pruebas heurísticas para encontrar de manera eficiente soluciones a los problemas de optimización y gestión de la demanda. Pueden obtener soluciones aproximadas altamente precisas para gestionar la demanda con bastante rapidez para una variedad de funciones y limitaciones de costos. Estos métodos pueden ser una opción en el caso de problemas no convexos o una gran cantidad de variables de decisión. Se ha propuesto una amplia gama de metaheurísticas en varias aplicaciones, incluido el control de microrredes. Aquí se presentan los más representativos:

**Métodos de inteligencia artificial:** Se valen del uso de heurísticas para aproximarse a la mejor solución del problema de optimización sin garantizar que podrá encontrar dicha solución óptima. Algunas de las técnicas de inteligencia artificial más usadas para diseño de microrredes, son:

- **Algoritmos genéticos (AG)** → La idea principal es proponer soluciones que evolucionen de una generación a otra. Cada solución candidata en la población se expresa como un gen. La próxima generación de soluciones se genera mediante operaciones genéticas, como la selección, el cruce y la mutación. Las características beneficiosas de una solución con un buen valor de función de evaluación se transmiten a la siguiente generación con alta probabilidad.

Los AG son adecuados para búsquedas globales debido a su búsqueda multipunto y manipulación genética con múltiples soluciones. La gestión de una microrred basada en un algoritmo genético se presenta donde se realiza el dimensionamiento óptimo de los componentes de una microrred híbrida compuesta por paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, generador Diésel, celdas de combustible y almacenamiento por hidrógeno y baterías; cumpliendo simultáneamente con tres funciones objetivo en esta gestión:

1. Reducción de los costos del sistema,
2. Reducción de los gases contaminantes.
3. Reducción de la demanda en unas ocasiones puntuales.

Por otro lado, los conocidos algoritmos de optimización por enjambre de partículas (PSO), es un método donde se plantea el diseño óptimo de una microrred híbrida compuesta por aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, generador diesel, baterías, celdas de combustible, electrolizador y tanque de hidrógeno. Sin embargo, estos métodos heurísticos presentan la desventaja de que pueden converger a mínimos locales del problema, por lo que se suele emplear una técnica de optimización iterativa como puede ser el algoritmo de programación entera mixta branch and cut (ramificación y corte). Además, se responde a las necesidades identificadas teniendo en cuenta múltiples objetivos en la optimización, realizando la inclusión de nuevas tecnologías en ella, tales como la aparición dentro de la microrred futura de vehículos eléctricos o por ejemplo el almacenamiento por bombeo de agua.

## 5.2 Métodos basados en optimización.

Se entiende por problemas de optimización en microrredes como una función de costo a minimizar con un conjunto de restricciones. La solución proporcionará los valores óptimos de las potencias que deben ser administradas, suministradas y absorbidas por cada recurso o fuente de generación distribuida que tengamos, que son las variables que condicionan.

En general, la función de costo está compuesta por una suma ponderadas de las potencias de los recursos energéticos, donde cada recurso tiene asociado unos determinados costes (coste de compra a la red, costes de operación y costes de mantenimiento). Esto quiere decir por tanto que la función de costo es lineal, penalizando si se tienen valores de potencia más altos que los de costo lineal.

Mediante el uso de optimización matemática de uno o varios objetivos, las técnicas recientes de gestión de la energía permiten incluir en la operación de la microrred una amplia gama de funciones y parámetros de costes para abarcar técnicas de optimización y limitaciones realistas. La realización del problema puede incluir costos de operación, vida útil del equipo, problemas de emisiones, precio de mercado al contado, etc.

Se tiene en cuenta las restricciones de este método que generalmente son límites impuestos al rango operativo y se suelen representar mediante desigualdades, es decir, las restricciones son lineales en las variables de decisión. Observamos, por tanto, que el modelo de la microrred debe incluirse en la minimización del problema como una restricción; pero si el modelo u otras restricciones no son lineales, el problema debe resolverse mediante programación no lineal.

Un ejemplo sería las emisiones de CO<sub>2</sub> y el costo del gas consumido en una microturbina, las cuales se pueden expresar como una función no lineal de su producción de energía.

Si además de las variables continuas se consideran valores binarios (lógicos) (por ejemplo, asociados a conexión o desconexión de unidades), el problema se convierte en un problema de enteros mixtos. Este tipo de problemas mixtos son más difíciles de resolver que aquellos de variables continuas.

La programación dinámica también se puede utilizar para resolver problemas de optimización. Este tipo de problemas parten de la idea de querer simplificar un problema complicado dividiéndolo en subproblemas más simples. Es una metodología que evalúa una gran cantidad de posibles decisiones en un problema de varios pasos. Un subconjunto de posibles decisiones se asocia con cada paso secuencial del problema y se debe seleccionar uno solo. Existe un costo asociado a cada posible decisión, que puede verse afectado por la decisión tomada en el paso anterior. Los costos de transición están asociados a una decisión hacia el siguiente paso. El objetivo es tomar una decisión en cada paso del problema que minimice el costo total de todas las decisiones tomadas.

La mayor limitación del uso de la programación dinámica es la gran cantidad de soluciones parciales que van en aumento a medida que aumenta la dificultad del problema. Se puede encontrar una aplicación de este tipo de metodología en microrredes.

Los algoritmos de programación dinámica (PD) se utilizan comúnmente para resolver problemas de control óptimos para sistemas dinámicos, lo que se puede lograr mediante iteración hacia adelante o hacia atrás. Esto quiere decir que un subconjunto de posibles decisiones se asocia con cada paso secuencial del problema y se selecciona uno solo. Existe un costo asociado a cada posible decisión, que puede verse afectado por la decisión tomada en el paso anterior. Los costos de transición están asociados a una decisión hacia el siguiente paso. El objetivo es tomar una decisión en cada paso del problema que minimice el costo total de todas las decisiones tomadas. La mayor limitación del uso de la programación dinámica es la gran cantidad de soluciones parciales que crecen debido a la dimensión del problema. A pesar de estos inconvenientes, la programación dinámica también se ha aplicado a las microrredes.

Dentro de los métodos de optimización aplicados a la gestión de la demanda, se puede destacar el control predictivo basado en modelo, el cual se describe a continuación.

### **5.2.1 Control Predictivo basado en Modelo.**

El Control Predictivo basado en Modelo (MPC) [14] es un método basado en la optimización que puede calcular acciones de control (determinados puntos de ajuste para las diferentes unidades que integran la microrred) para cumplir con algunos criterios. En este sentido, es similar a cualquier otra estrategia basada en optimización. Pero la principal ventaja es que el proceso de optimización está integrado en un esquema de control que incorpora retroalimentación. De esta manera, el control predictivo basado en modelo puede enfrentar a perturbaciones y desajustes de modelos, volviendo a calcular las acciones de control necesarias de una manera que retrocede cuando se dispone de información nueva sobre el estado de la microrred.

La característica principal del control predictivo basado en modelo es la sustitución de una determinada acción (generalmente compleja) que define las acciones de control por una solución repetida en la línea de la optimización de un problema de bucle abierto cuya solución, proporciona la acción de control actual.

El control predictivo basado en modelo (MPC) puede incorporar control óptimo de los sistemas de almacenamiento y la red externa, así como la gestión de la respuesta de la demanda para compensar los desequilibrios generados por la diferencia entre la generación y la demanda.

Se han propuesto muchos esquemas de este modelo de control predictivo para administrar de manera óptima los flujos de energía dentro de la microrred. En general, los controladores tienen una estructura jerárquica y la microrred puede operar en islas o en modo conectado a la red.

El problema de optimización proporciona una solución que propone una trayectoria de entradas y estados hacia el futuro que satisfacen las limitaciones operativas mientras optimizan algunos criterios dados. Es decir, en cada instante de muestreo, se formula un plan óptimo basado en la previsión de demanda y generación y en el conocimiento del nivel de almacenamiento de energía (estado del sistema). Se implementa el primer elemento de la secuencia y se cambia el horizonte. En el siguiente tiempo de muestreo, se resuelve un nuevo problema de optimización utilizando la información recién disponible (estado del sistema que se mide o se estima). Al utilizar este mecanismo de retroalimentación, el nuevo plan óptimo puede potencialmente compensar las perturbaciones y errores que actúan sobre la microrred.

El modelo de control predictivo será responsable del funcionamiento confiable de la microrred. Esta tarea se vuelve particularmente desafiante en las microrredes con la presencia de tecnologías aún costosas, como por ejemplo en las celdas de combustible. El uso de ponderaciones en la función de costos y las restricciones operativas pueden ayudar a cumplir este objetivo.

En concreto, el MPC pretende cumplir los siguientes objetivos en una microrred.

- Minimizar los flujos de energía intercambiados entre las unidades para mantener el equilibrio. Para proteger por ejemplo un grupo de almacenamiento de baterías de descargas profundas y sobrecargas.
- Limitar las tasas de potencia de las unidades para proteger equipos tan costosos del uso intensivo.
- Tener en cuenta la eficiencia energética de donde se ubique la microrred, utilizando las unidades más eficientes.

Por ejemplo, en una microrred con almacenamiento de hidrógeno, es mejor utilizar baterías como primer medio de almacenamiento de energía siempre que sea posible ya que proporciona flexibilidad en la operación y minimiza la energía intercambiada con la red, cuando se desea la mayor autonomía posible.

En los problemas de optimización usando un multi objetivo con el MPC se busca lograr una solución óptima para varios objetivos en competencia. En tales problemas, la satisfacción de la función de costo se convierte en un óptimo de Pareto donde la solución representa un estado de compensación entre objetivos. Por tanto, la microrred alcanzará un estado de asignación de recursos energéticos en el que es imposible mejorar cualquier solución sin, en consecuencia, empeorar al menos una solución.

Durante el funcionamiento normal de la microrred, las unidades de almacenamiento o generación deberán hacer frente a ondulaciones o cambios repentinos de energía. En el caso de conexión a la red, el controlador se puede adecuar para que la red tenga que hacer frente a los cambios rápidos de la demanda para proteger el resto del equipo del uso intensivo.

Cabe decir que el término Control Predictivo de Modelo no designa una estrategia de control específica sino más bien una amplia familia de métodos de control que hacen uso explícito de un modelo del sistema para calcular la señal de control minimizando una función de costo. El paradigma MPC se basa en la elección de la mejor entre todas las secuencias de entrada factibles en un horizonte futuro de acuerdo con algunos criterios. Utilizando el concepto de horizonte deslizante, la primera entrada de esta secuencia se aplica al sistema y el esquema se repite en el siguiente tiempo de muestreo, a medida que se dispone de nueva información de estado. De esta manera MPC puede manejar restricciones de entrada y estado en tiempo real de forma natural, lo que permite que los sistemas funcionen más de cerca a sus límites. MPC involucra la solución en cada instante de muestreo de un problema de control óptimo de horizonte finito sujeto a la dinámica del sistema y las restricciones de entrada y estado. La metodología MPC es apropiada para problemas de control multivariable y para el diseño de sistemas jerárquicos multicapa compuestos por varios algoritmos de control que trabajan en diferentes escalas de tiempo.

Varias características de MPC lo convierten en una metodología adecuada para ser utilizada en microgrids. Además de su formulación intuitiva, el método es fácil de entender y puede incluir restricciones y no linealidades y gestionar casos multivariables y distribuidos. Sin embargo, dado que un problema de optimización se resuelve en cada instante de muestreo, el costo computacional es alto en comparación con los esquemas de control tradicionales. Las ideas, que aparecen hasta cierto punto en la familia del control predictivo, son esencialmente:

- Uso explícito de un modelo para predecir la salida del sistema en instantes de tiempo futuros.
- Cálculo de una secuencia de control minimizando una función objetivo.
- Uso de una estrategia de retroceso, de modo que en cada instante el horizonte se desplace hacia el futuro, que implica la aplicación de la primera señal de control de la secuencia calculada en cada paso.

Los diferentes algoritmos MPC solo se diferencian entre sí en el modelo utilizado para representar el sistema, la función de coste a minimizar y la forma en que se realiza la optimización. MPC presenta una serie de ventajas frente a otros métodos, entre las que destacan las siguientes:

Los conceptos son muy intuitivos y, al mismo tiempo, la puesta a punto es relativamente fácil. Puede usarse para controlar una gran variedad de sistemas, desde aquellos con dinámica simple a los más complejos, incluidos los sistemas no lineales o inestables.

Se pueden cumplir diferentes criterios de desempeño considerando las limitaciones operativas mediante una elección adecuada de la función de costes durante el proceso de diseño. La compensación de perturbaciones mensurables se obtiene fácilmente.



El controlador resultante una vez calculado es una ley de control fácil de implementar. Su extensión al caso multivariable es conceptualmente sencilla. Las referencias futuras como las demandas programadas se pueden integrar fácilmente en la formulación.

Sin embargo, también tiene sus inconvenientes. Dado que un problema de optimización se resuelve en cada tiempo de muestreo, el precio a pagar es la gran cantidad de cálculos necesarios, especialmente en el caso restringido o cuando se utilizan horizontes largos. Otro tema importante es la disponibilidad de un modelo de sistema apropiado. El algoritmo se basa en el conocimiento previo del modelo y es independiente de él, pero es evidente que el rendimiento se verá afectado por el desajuste entre el sistema real y el modelo utilizado.

La metodología de todos los controladores pertenecientes a la familia MPC se caracteriza representado en la Fig 5.3.1

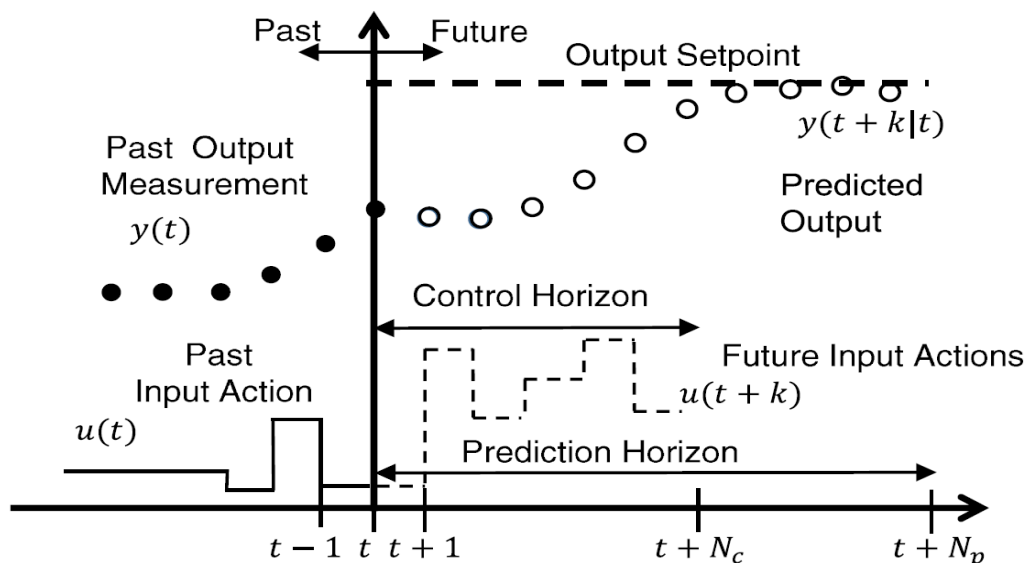


Figura 5.3 Estrategia MPC. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.

Los productos futuros para un horizonte determinado, llamado horizonte de predicción, son predicho en cada instante de muestreo  $t$  utilizando el modelo dinámico del sistema. Estas salidas previstas  $y(t+k|t)$  para  $k=1..$  dependen de los valores conocidos hasta el instante  $t$  (entradas y salidas pasadas y estado actual) y en las señales de control futuras  $u(t+k/t)$ ,  $k=0..$ , que son las que se calcularán y enviarán al sistema.

La secuencia de futuras señales de control se calcula optimizando un criterio determinado que, en general, tratará de mantener la salida lo más cerca posible de la trayectoria de referencia que puede ser la propia consigna o una aproximación cercana a ella. Este criterio generalmente toma la forma de una función cuadrática de los errores entre la señal de salida predicha y la trayectoria de referencia predicha y puede incluir el esfuerzo de control necesario.

La señal de control  $u(t|t)$  se envía al proceso, mientras que las siguientes señales de control calculados se descartan, porque en el siguiente instante de muestreo,  $t+1$  ya se conoce (acción de retroalimentación). El paso 1 se repite con este nuevo valor y todas las secuencias se actualizan. Así, la señal  $u(t+1|t+1)$  se calcula (que puede ser diferente de  $u(t+1|t)$  debido a la nueva información disponible) utilizando el concepto de horizonte en retroceso.

Esta estrategia se implementa utilizando la estructura básica que se muestra en la Fig. 5.3.1

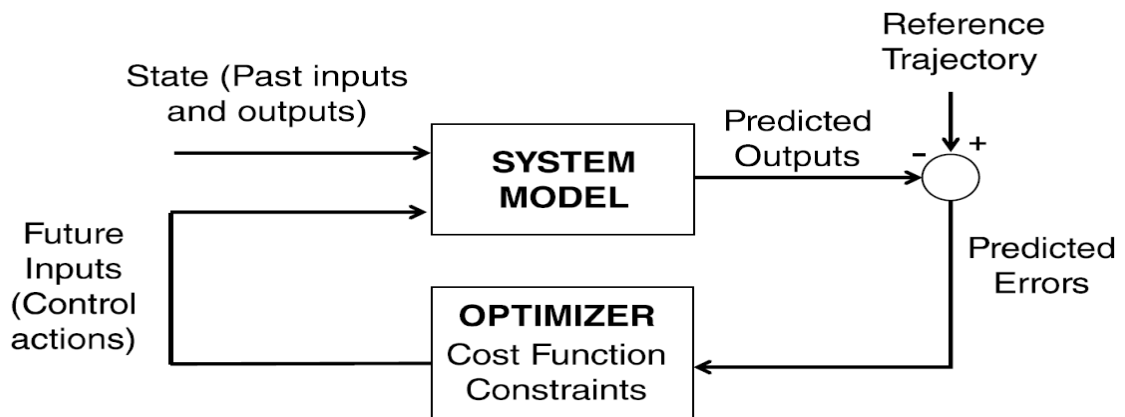


Figura 5.3.1. Estructura básica de MPC. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.

En definitiva, el uso de técnicas MPC permitirá maximizar el beneficio económico de la microrred, minimizando las causas de degradación de cada sistema de almacenamiento y cumpliendo las diferentes restricciones del sistema al mismo tiempo.

## 6. SISTEMAS DE CONTROL.

Las microrredes generalmente trabajan con generación distribuida basada en energías renovables no convencionales que, gracias a la electrónica de potencia, acondicionan la entrega de energía. Además, existen también una serie de problemas detectados en la instalación y operación de microrredes, que son de manera resumida:

- Sincronización de las unidades distribuidas de generación.
- Gestión de corrientes a la entrada provocado por motores y generadores de inducción.

Por lo tanto, una microrred debe ser capaz mediante un sistema de control, de solventar estos problemas garantizando un suministro fiable, así como de asegurar la cobertura de la demanda eléctrica.

Por otro lado, el control de la microrred debe garantizar principalmente:

- La generación distribuida y flujos de potencia bidireccionales.
- Control en paralelo de convertidores conectados a red.
- Control en paralelo de convertidores conectados en isla.
- Calidad de red en redes inteligentes: compensación desequilibrios y armónicos de la red inteligente.

### 6.1 Nivel jerárquico de la microrred.

El sistema de control de microrredes debe ser capaz de abordar varios aspectos como puede ser el control eléctrico rápido de la fase, la frecuencia y el voltaje de los recursos individuales y se debe realizar en escalas de tiempo inferiores a un segundo, mientras la parte económica, la optimización del lado de la demanda y los intercambios de energía con la red pública se realizan con escalas de tiempo más largas (minutos, horas, días o incluso meses). Por lo tanto, un enfoque ampliado consiste en desarrollar una estructura de control jerárquica.

Desde el punto de vista del control, muchos autores y estudiosos coinciden en la existencia de tres niveles de control dentro de la microrred. Estos niveles se muestran en la 6.0.

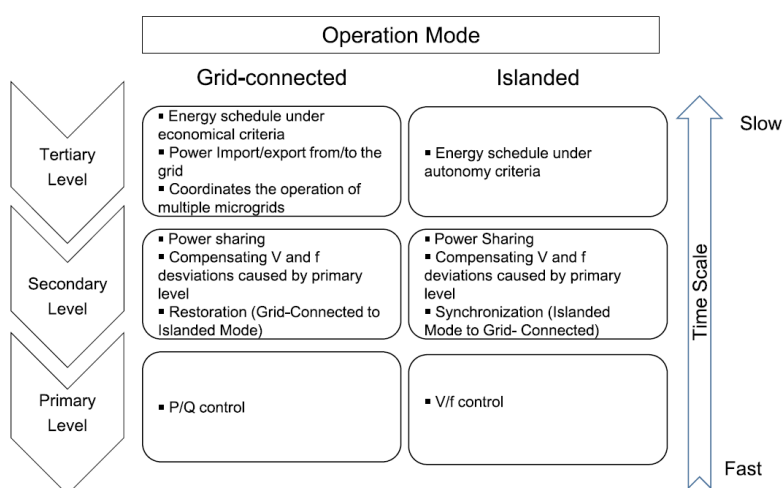


Figura 6: Niveles de control jerárquico de una microrred. Fuente: Model Predictive Control of Microgrids

Las estrategias de control de la microrred se clasifican en tres niveles: primario, secundario y terciario, donde los dos primeros niveles están asociados con el funcionamiento de la microrred en sí, y el nivel terciario se refiere al funcionamiento coordinado de la microrred y la red principal.

Por un lado, **El nivel primario** opera en una escala de tiempo rápida y mantiene la estabilidad de voltaje y frecuencia durante cambios en la generación o demanda, y también cuando se cambia al modo aislado. Este control se implementa localmente en los sistemas de generación distribuida. **El nivel secundario** se encarga de garantizar que las desviaciones de tensión y frecuencia vuelvan a cero tras un cambio de carga o generación. Es responsable de eliminar cualquier error de estado estable introducido por el control primario y también se utiliza para la sincronización con la red durante la transición del modo aislado.

**El control terciario** se utiliza para controlar el flujo de energía entre la microrred y la red principal (u otras microrredes) y para el funcionamiento óptimo en grandes escalas de tiempo (planificación y programación). Este nivel puede incluir varias estrategias de optimización, en la figura 6.1 se describe el flujo de información entre los niveles de control, que se detallará posteriormente.

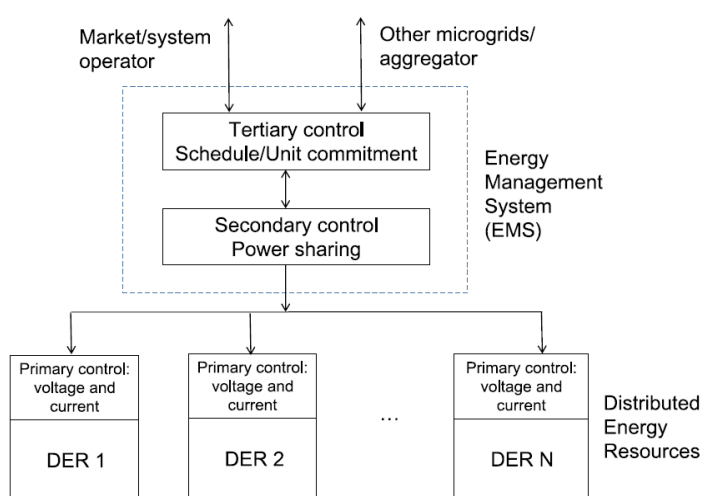


Figura 6.1: Traspaso de información entre los niveles de control jerárquico de una microrred. Fuente: Model Predictive Control of Microgrids

El control de caída primario asegura un funcionamiento confiable en la microrred. El segundo y tercer nivel están a cargo de los aspectos de calidad de la energía y la optimización económica a través de métodos clásicos de control proporcional integral (PI).

Se definen más en profundidad los siguientes niveles:

- **Nivel primario.**

Las conexiones entre los diferentes componentes de la microrred se realizan mediante convertidores de electrónica de potencia, que suelen ser inversores de fuente de tensión (VSI) en el caso de microrredes de CA y convertidores de potencia CC/CC en microrredes. Hoy en día, estos dispositivos electrónicos de potencia están conectados en paralelo a través del bus de CA o CC de la microrred. El objetivo del nivel primario es compensar el desajuste instantáneo entre la energía programada y la demandada. Con base en este requisito, genera las señales de referencia de voltaje para sistemas de generación distribuida. El control de caída es el método más común utilizado para resolver los problemas del nivel de control primario. Aunque, dado que las redes de bajo voltaje se caracterizan por una alta relación de resistencia a reactancia, la potencia activa podría ser más apropiada para controlar el voltaje.

Sin embargo, si bien esta técnica logra una alta confiabilidad y flexibilidad, tiene varios inconvenientes que limitan su aplicación, particularmente cuando aparecen cargas no lineales, ya que las unidades de control deben tener en cuenta las corrientes armónicas, mientras equilibran la potencia activa y reactiva al mismo tiempo. Otro inconveniente importante del método de caída son sus desviaciones de frecuencia y amplitud dependientes de la carga.

Para resolver este problema, se implementa un controlador superior en el controlador central de la microrred que puede restaurar la frecuencia y amplitud en la microrred.

- **Control secundario**

El objetivo del control secundario es asegurar que la potencia suministrada por diferentes fuentes se determine de acuerdo con la programada por el nivel terciario. Es decir, la carga debe compartirse entre las energías renovables en la microrred. El control secundario asegura que las desviaciones de frecuencia y voltaje se regulen hacia cero después de cualquier variación de generación o demanda. Los niveles de frecuencia y amplitud de voltaje en la microrred se miden y comparan con las referencias.  $F_{ref}$  y  $U_{ref}$  además de los errores de seguimiento se envían a los componentes de la microrred para restaurar la frecuencia y el voltaje. De esta manera, se envían señales correctivas a los controladores que actúan en consecuencia para garantizar una distribución de energía proporcional entre componentes. Este control también se puede utilizar para la sincronización de la microrred con la red principal.

- **Control terciario**

Esta capa de control puede considerarse como el nivel económico de la microrred. Ninguna tecnología se integrará definitivamente en la sociedad si no tiene beneficios económicos en comparación con su predecesora. El control terciario decide el horario de intercambio de energía activa y reactiva con la red externa y entre las diferentes unidades de la microrred. El controlador terciario prepara para el uso de generación y almacenamiento, que se comunica al controlador secundario. En este nivel se pueden incluir algoritmos de control avanzados para proporcionar soluciones óptimas teniendo en cuenta los aspectos económicos, degradación y criterios ambientales.

## 6.2 Control centralizado y descentralizado de una microrred.

- **Control centralizado:**

A través de un control centralizado, el MGCC en la figura 6.2, optimiza el intercambio de potencia con el sistema, maximizando la producción local que es función en parte de los precios de mercado y las restricciones de seguridad. Se realiza enviando referencias a las unidades de generación y a las cargas controlables de la microrred, para conocer y mejorar el intercambio de potencia entre ambos.

En el siguiente esquema se muestra un ejemplo de como se intercambia la información cuando utilizamos este tipo de estrategia de control y la importancia de la comunicación entre el segundo y el tercer nivel jerárquico.

El control centralizado requiere una optimización global y por lo tanto mayor carga computacional.

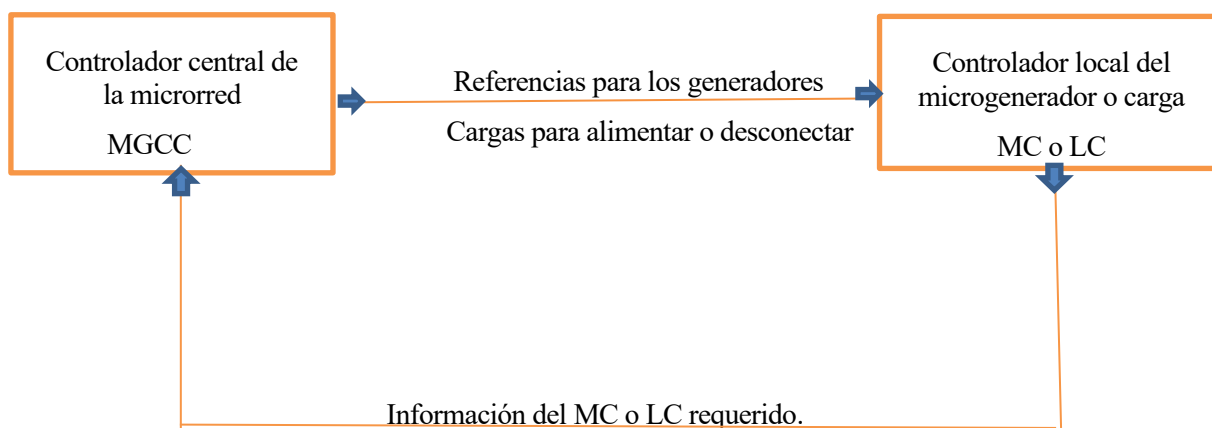


Figura 6.2: Esquema de la Gestión e intercambio de la información. Fuente: Propia.

- Control descentralizado de una microrred

A través de un control descentralizado, la obligación de que las operaciones se realicen de forma correcta y sin fallos en la microrred la tendrán los controladores de las unidades de generación distribuida. Estos controladores competirán entre ellos para maximizar su producción de tal forma que se cumplan dos cometidos:

1. Que la demanda de la red quede satisfecha.
2. Que se exporte, en la medida que sea posible, la máxima cantidad posible de energía a la red.

En consecuencia, los controladores de carga (LC) deberán considerar decisiones apropiadas con motivo de que se aseguren una operación segura y adecuada para las unidades de generación distribuida.

El control descentralizado busca la manera de proveer una autonomía máxima a cada unidad del tercer nivel jerárquico (MC y LC) dentro de la microrred. La autonomía de los controladores de carga (LC) implica mayor organización común y minimizan los fallos individuales.

En general lo que se busca es mejorar el rendimiento total de la microrred, aunque no se prioriza tanto las ganancias que aporta al conjunto cada miembro. Por ello, hay que poner especial hincapié en minimizar las funciones económicas, los factores ambientales y los requisitos técnicos.

### **6.3 Funcionamiento de la microrred de manera aislada de la red.**

En modo aislado no se fija el valor de la tensión y la frecuencia por la red principal, por lo que deben de ser generados en la propia microrred. Generalmente los grupos electrógenos o las baterías son los encargados de conformar la red, con lo que funcionan como fuentes de tensión y almacenamiento. Esto deriva en que el resto de los generadores operan como fuentes de corriente, entregando las consignas al controlador central de la microrred (MGCC).

En este tipo de microrredes se trabaja solo con los 2 niveles más bajos de la jerarquía mencionada anteriormente segundo y tercero respectivamente. Así, el control de la microrred se limita a la gestión de los controladores locales (MC y LC) y del control central (MGCC), no siendo necesario el DMS para coordinarse con la red de distribución.

Funcionando en modo aislado, los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios que se produzcan en el consumo para que así, tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables y no produzcan fallos graves en el conjunto de la microrred

Al ser grandes equipos con interfaces de electrónica de potencia, los generadores de la microrred no tienen inercia para asumir ciertos desequilibrios que ocurren de manera ocasional entre generación y consumo, como suele ocurrir en los sistemas eléctricos convencionales con grandes generadores síncronos. Aún así, estos pequeños desequilibrios que se producen no influyen en demasía en el funcionamiento en modo aislado.

Por lo general, los generadores de la microrred suelen responder de manera lenta, en torno a la decena de segundos. En consecuencia, pueden ocasionar problemas de seguimiento de la demanda y provoca problemas de estabilidad al no lograr mantener la frecuencia dentro de los valores de seguridad establecidos.

Por otro lado, un conjunto de generadores de la microrred necesitará un buen aporte de almacenamiento para asegurar que existe un buen balance energético inicial-final. Las deficiencias energéticas provocadas cuando la microrred pasa a modo aislado o al que ocurre debido a esporádicas ineficiencias en la generación o en la demanda cuando funciona en modo aislado de la red general, deberá ser compensado por dichos sistemas de almacenamiento. Estos sistemas de almacenamiento deberán proporcionar las referencias de tensión y frecuencia al resto de elementos de la generación de la microrred. Esto digamos que simulará la funcionalidad que podría aportar tener la microrred conectada a la red general.

Para que esto ocurra, los sistemas de almacenamiento deberán estar conectados a la microrred a través de un inversor con controladores adecuados para mantener la estabilidad en tensión y frecuencia de la microrred. Esto es un problema muy a tener en cuenta ya que las variables de tensión y frecuencia no aseguran del todo

una fiabilidad y eficacia del sistema interconectado, por lo que aparecen inconvenientes técnicos importantes para los sistemas de control.

La estrategia de control más utilizada en estos casos es conocida como ***Droop Control***. Se regula la frecuencia a través de la potencia activa, mientras que la tensión se controla con la potencia reactiva. En esta situación, el uso y funcionamiento del inversor es controlar para alimentar la carga con valores predefinidos de tensión y frecuencia. Esto emula el comportamiento de una máquina síncrona, ya que controla las dos variables anteriores sobre el sistema y las controlan a partir del ángulo y la amplitud de la tensión de salida respectivamente.

En el ***Droop Control***, el inversor realiza la función de fuente de tensión, donde la magnitud y frecuencia de la tensión de salida es controlada a través de un regulador con respuesta similar a la de un tipo de regulador primario en una red convencional.

Los generadores distribuidos involucrados en la microrred usan su potencia activa para fijar la frecuencia de la microrred. Es decir, la frecuencia actúa como una señal de comunicación entre los generadores distribuidos para que sus valores de potencia activa sean adecuados.

Esto es fundamental, ya que cada controlador de los microgeneradores deben responder de forma autónoma a cualquier tipo de cambio en el sistema sin requerir datos que proporcionen las cargas. Por otro lado, es posible que los convertidores tengan diferentes rangos de potencia, por lo que, para que cada convertidor genere una potencia proporcional a su potencia nominal, se diseñan características droop cuyas pendientes son proporcionales a su potencia.

La estrategia ***Droop Control*** relaciona Potencia Reactiva-Tensión a través de una recta con una pendiente determinada. En consecuencia, ante una bajada en la tensión, el esquema aumenta el valor de la potencia reactiva. Si aumenta la tensión ocurre lo contrario y en el esquema se produce una disminución de la potencia reactiva.

Una cualidad de este tipo de estrategias es la posibilidad de combinación con microgeneradores que consisten en tecnologías renovables y grupos electrógenos que permite dar fiabilidad y robustez 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. Cabe destacar que una de las ventajas de operar con microrredes aisladas bajo ***Droop Control*** es que se puede disminuir la utilización de combustible diésel, con lo que tenemos un ahorro reseñable en este aspecto.

Se adjunta a continuación un análisis más exhaustivo de las estrategias de **Droop Control**:

- Control de tensión (U) con la potencia reactiva (Q).

Esta regulación de tensión es necesaria para que exista una fiabilidad local y una estabilidad del sistema. Sin este tipo de control, los sistemas con uso de microgeneradores podrían experimentar oscilaciones de tensión y/o potencia reactiva. El control de la tensión debe asegurar también que no exista gran circulación de corriente reactiva entre microgeneradores.

Si hay pequeños errores en los niveles de tensión, la corriente que circula puede exceder los rangos operativos de los microgeneradores provocando muchos problemas. Es por ello por lo que utilizamos este tipo de control, ya que cuando la potencia reactiva que es generada por los microgeneradores pasa a ser más capacitiva, el nivel de la tensión local irá en aumento progresivamente.

Un generador siempre va a tener un comportamiento capacitivo siempre que exista una generación de energía reactiva y si el aumento de reactiva es progresivo, va a producir un aumento de la tensión en bornes de la generación y por tanto al resto de puntos eléctricos de la red a la que está conectado. De manera inversa ocurrirá cuando Q pase a valores más inductivos el nivel de tensión disminuye.

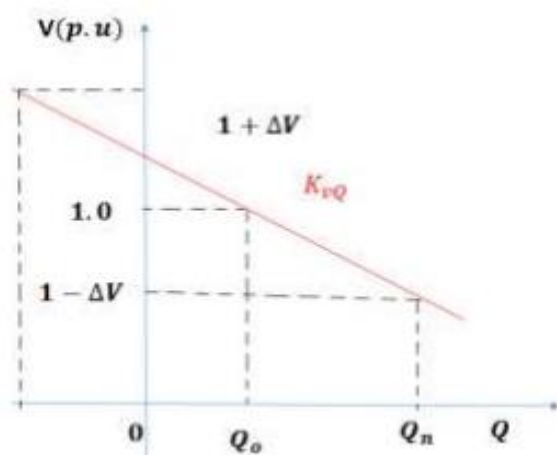


Figura 6.3: Control de la tensión vs la potencia reactiva del sistema. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.

- Control de potencia activa (P) con la frecuencia (f).

Cuando regulamos el valor de la potencia en la salida, cada fuente tiene una pendiente negativa en el plano P. En la siguiente figura, la 6.3.1, vemos la relación existente entre frecuencia y potencia activa definida para un generador. A medida que la frecuencia disminuye, la potencia activa generada aumenta. Por lo tanto, si las cargas solicitan mayor demanda, el generador tiende a suministrar mayor energía que produce una disminución en su velocidad de giro y por lo tanto la frecuencia.

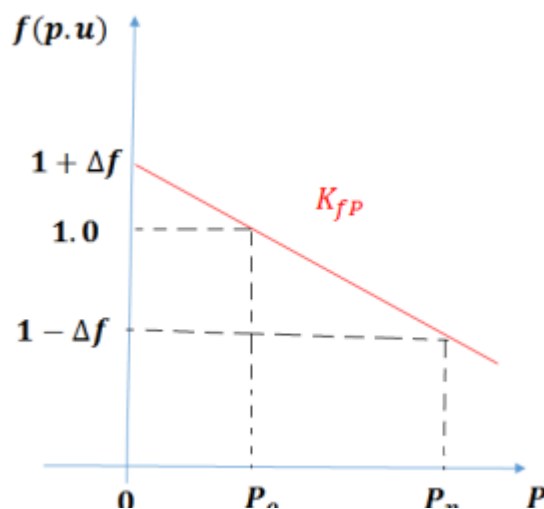


Figura 6.3.1: Control de frecuencia del droop VS la potencia activa. Fuente: Libro “Model Predictive Control in Microgrids”.



### 6.3.1 Funcionamiento de los inversores en un sistema aislado y sus estrategias de control.

Los inversores tienen un valor importante en las estrategias de control y por supuesto más aún en las microrredes aisladas. Los inversores pueden proporcionar cierta flexibilidad para un control simplificado. Desde el punto de vista práctico, se considera que, si en un futuro se quisiese expandir la microrred, no implicaría la modificación del sistema de control definido inicialmente.

Interfaces de los inversores que podemos encontrar, por ejemplo, en las pilas de combustible, miniturbinas o tecnologías de almacenamiento, serán los elementos básicos del sistema de control de la microrred. Lo más importante en el diseño de control es que al incorporar el inversor, la comunicación entre microgeneradores no es necesaria para las operaciones básicas, ya que de esa función pasaría a encargarse el inversor.

Cada controlador debe ser capaz de responder de modo propio con eficacia a los cambios del sistema sin que se requiera datos de las cargas o de otras fuentes externas. Por norma general, el sistema funciona mediante valores límites definidos, preestablecidos en los reguladores de carga.

El funcionamiento de los inversores en las microrredes puede ser explicado de manera muy gráfica, pero se ha procedido a una breve explicación por ejemplo de los inversores de la instalación fotovoltaica para tener una idea aproximada para su mejor comprensión, a partir de las siguientes imágenes.

- Producción fotovoltaica es mayor que la demanda de los consumidores → Se carga la baterías o sistemas de almacenamiento disponibles durante el día con los excedentes.

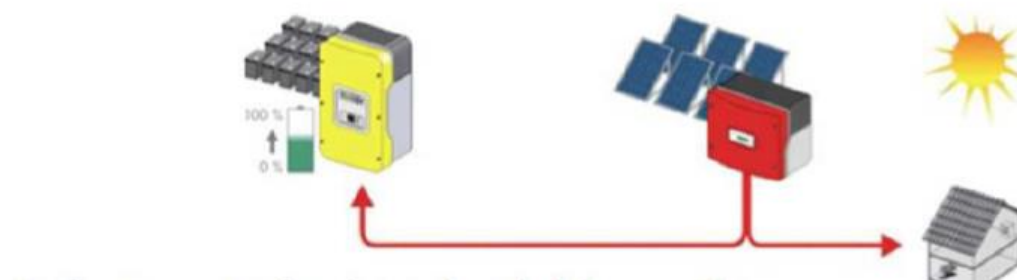


Figura 6.4: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para un día soleado. Fuente: Libro Lamigueiro, Oscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013).

- Si la producción fotovoltaica es inexistente a la noche, no se abastece a los sistemas de almacenamiento.

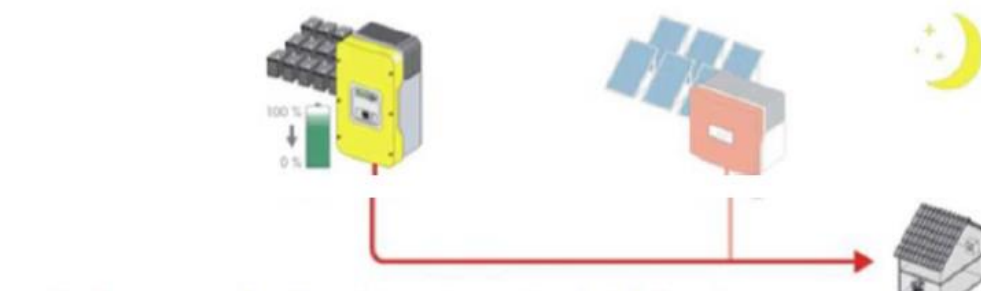


Figura 6.4.1: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para la noche. Fuente: Libro Lamigueiro, Oscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013).

- Si la producción fotovoltaica es menor que la demanda de los consumidores, los sistemas de almacenamiento, en este caso baterías aportan la energía adicional necesaria para el abastecimiento.

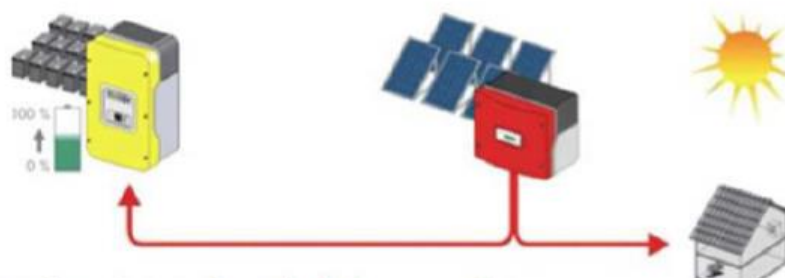


Figura 6.4.2: Aplicación de baterías en una instalación fotovoltaica para un día nublado o de poca irradiación solar. Fuente: Libro Lamigueiro, Oscar Perpiñán. "Energía solar fotovoltaica." (2013).

Este inversor es un elemento principal que consiste en un equipo reversible que actúa normalmente como inversor (CC/CA) pero que en determinados momentos también es capaz de proporcionar energía a las baterías se trata de un equipo bidireccional. En caso de que la generación sea mayor que el consumo de la red, el inversor cambiaría su modo de funcionamiento y pasaría a cargar la batería, extrayendo energía de la red.

Cuando hay un déficit de energía, vuelve nuevamente a retomar la función del inversor y suministra energía de la red aportándola desde las baterías.

Por último, si el inversor está funcionando como cargador, pero las baterías se encuentran totalmente cargadas, retoman de alguna manera "la función de inversor" y produce un aumento de manera automática de la frecuencia de la red.

Por tanto, los inversores conectados a la generación fotovoltaica sufren una disminución de su producción adaptándose al nivel de consumo que le demanda la red de distribución.

Cabe añadir, que el inversor se conecta además a un acumulador que es la solución adecuada si la microrred tiene una gran demanda energética. Estos elementos son fundamentales en la red del sistema aislado y regulan la tensión y la frecuencia en el lado de alterna, donde se conectan directamente los generadores y los consumidores.

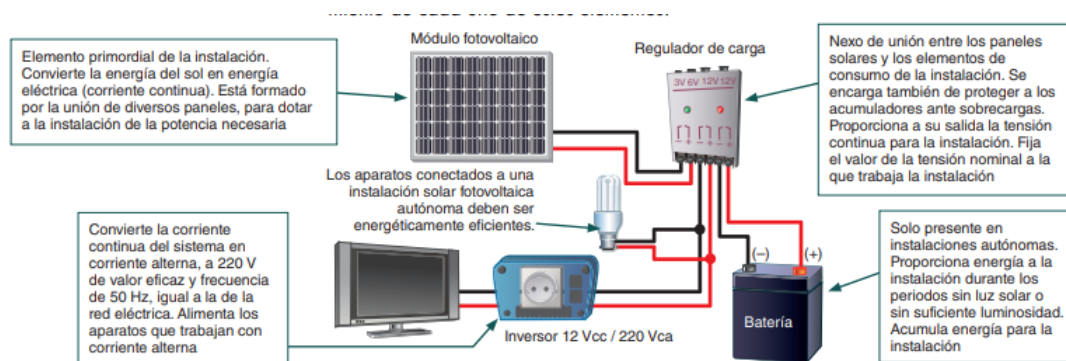


Figura 6.4.3: Esquema de una instalación fotovoltaica aislada. Fuente: McGraw Hill España.

## 6.5 Funcionamiento de las microrredes en modo conectado a la red.

En este modo, la microrred procura abastecer la mayor cantidad posible de la demanda, gestionar la carga y descarga de los sistemas de almacenamiento, de manera que la red funcione como un nodo de balance o también llamado nodo slack, que se encargan de absorber y entregar las diferencias que se producen en la entrega de energía. El punto de conexión esta provisto de una referencia de tensión y frecuencia que ayuda a mantener estos parámetros estables en la microrred. Así pues, no existirán en la medida que sea posible problemas de estabilidad en la microrred.

Para que exista una estabilidad en el control de frecuencia-potencia en un sistema eléctrico, el elemento que lo permite es el generador síncrono. En la imagen 6.5 el esquema básico de un generador síncrono para que se entienda mejor su funcionamiento. En el dibujo representando, la misión de la válvula de admisión es poder permitir regular el flujo de entrada y, en consecuencia, la potencia mecánica aportada al generador síncrono.

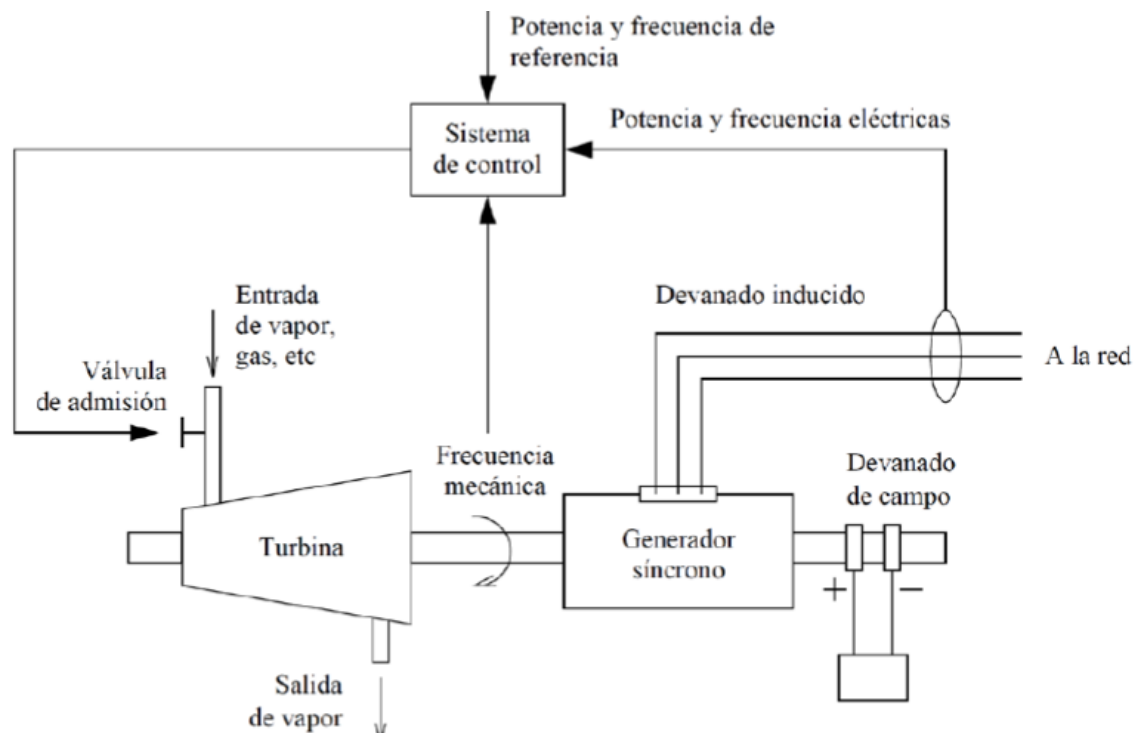


Figura 6.5: Esquema básico de un generador síncrono con una turbina. Fuente Moran Shapiro. Termodinámica.

## 6.6 Generadores controlables y no controlables en microrredes.

Para el control de flujo de potencia dentro de la microrred, la unidad de generación puede ser de dos tipos: controlable o no controlable.

En un microgenerador controlable, el valor de la potencia en la salida puede ser controlado externamente a través de una serie de puntos de operación que son definidos por un sistema de control. Un ejemplo de una unidad de generación controlable puede ser un generador que usa un motor de combustión interna con su fuente de energía primaria. Estos generadores tienen un sistema de control que ajusta la velocidad según la regulación de caudal de combustible en la entrada. El elemento encargado en regular la tensión del generador síncrono es el regulador automático de tensión. Por lo tanto, el sistema de control y el regulador de tensión controlan tanto el valor de la potencia activa de salida como el valor de la potencia reactiva.

Por el contrario, la potencia de salida de un microgenerador no controlable, generalmente suele estar controlada para que tenga un valor óptimo en el momento de su ejecución. Por ejemplo, podríamos decir que un generador eólico es utilizado con el fin principal de obtener la máxima potencia del régimen de viento al cuál sea sometido. Así, la potencia entregada por la máquina varía dependiendo del valor de las condiciones de viento en cada momento.

Para maximizar la potencia de salida de una fuente de microgeneración basada en energía renovable se suele aplicar una estrategia basada en un seguimiento prolongado del punto de máxima potencia con intención de entregar la máxima potencia admisible bajo unas condiciones viables de operación. Este seguimiento del punto de máxima potencia es muy costoso si lo tenemos que aplicar a cada fuente de microgeneración existente en la microrred.

## 7. NUEVAS ESTRATEGIAS DE COMERCIO DE ENERGÍA EN MICRORREDES.

---

Como se ha detallado anteriormente, existen dos enfoques de control: Los sistemas de control centralizados y descentralizados. En un sistema de control centralizado, un operador es responsable de ejecutar todo el sistema. Por lo tanto, se requiere una infraestructura muy costosa y crítica de dispositivos de control central para procesar los datos medidos y establecer las acciones apropiadas. Los dispositivos de control, sus canales de comunicación y la información enviada y recibida son, por lo tanto, múltiples puntos que generalmente producen fallos muy a tener cuenta en el sistema. El control de la red eléctrica actualmente consiste principalmente en operadores definidos que operan las redes de distribución y prefieren el enfoque de control centralizado.

Por el contrario, en un sistema de control descentralizado cada dispositivo se controla a sí mismo de forma independiente, lo que aumenta la velocidad de comunicación y la tolerancia a fallos. Las decisiones egoístas de los dispositivos pueden afectar a la red eléctrica localmente, pero no en su conjunto.

En este capítulo se verá una serie de estrategias novedosas en el comercio de energía, en el control de las microrredes que cada vez están mejorando los procesos y la eficiencia del conjunto de la microrred

### 7.1 Blockchain.

Blockchain [7] es una base de datos distribuida como una especie de enciclopedia general en forma de registros de datos encadenados llamados bloques. Un bloque consta de una información y una parte de enlace. La parte de información puede contener varios tipos de información, como registros financieros o detalles de transacciones, pero también reglas de manipulación de datos computacionalmente universales (también conocidas como código), que pueden ser interpretadas, compartidas y accedidas por cualquier persona autorizada.

Un aspecto importante en el uso de la tecnología blockchain son los contratos inteligentes y las aplicaciones descentralizadas, que se pueden construir sobre blockchains. Los contratos inteligentes son un método para formar acuerdos a través de la cadena de bloques. *Ethereum* [11] es una plataforma descentralizada que ejecuta contratos inteligentes y usa tecnología blockchain y que tiene un lenguaje de programación "Turing complete" incorporado, que se puede usar para escribir contratos inteligentes y aplicaciones descentralizadas.

Existen, según los permisos de acceso y las capacidades de modificación, tres tipos diferentes de blockchains:

#### I. Blockchain pública;

Las cadenas de bloques públicas se consideran abiertas y "completamente descentralizadas". Cualquiera puede leer la cadena de bloques, enviar transacciones y participar en el proceso de consenso. Para asegurar una cadena de bloques pública, se utilizan mecanismos de consenso. Debido a la apertura, la confianza y el uso de estas cadenas de bloques cada vez es mayor.

#### II. Consorcio Blockchain;

Las cadenas de bloques del consorcio están controladas por grupos específicos, donde solo un conjunto definido de nodos participa en el proceso de consenso. Se consideran "parcialmente descentralizados". El permiso correcto puede ser público o restringido. Las ventajas son que son más rápidas y brindan más privacidad. Este tipo de blockchain se utiliza principalmente en el sector financiero.

### III. Blockchain privada;

Las cadenas de bloques privadas suelen ser propiedad de una persona o empresa, que tiene permiso de escritura y verifica las transacciones. La cadena de bloques puede ser de acceso público o no. Sus ventajas son: la cadena de bloques es alterable (por ejemplo, las transacciones se pueden revertir), los validadores son conocidos, transacciones más baratas, algoritmos de consenso más rápidos posibles y mayor nivel de privacidad si los permisos de lectura están restringidos. En su mayoría, se utilizan para procesos internos de la empresa, como la gestión de bases de datos y la auditoría.

Blockchain como tecnología permite transferir información inalterada y confiable entre clientes. Esta información se puede utilizar para optimizar los objetivos globales (minimización del consumo de electricidad de la red, reducción de las pérdidas de transmisión, aumento de la previsibilidad y, por lo tanto, ganancias económicas en los mercados eléctricos o retrasando las inversiones) y utilizar los sistemas disponibles de las comunidades de consumidores considerando una multitud de parámetros que afectan el estado óptimo.

Estos parámetros también podrían incluir el ciclo de vida y el costo del servicio de los sistemas (por ejemplo, sistemas de almacenamiento de baterías) o los costos virtuales de transmisión de energía entre vecinos. El uso de sofisticados algoritmos distribuidos, algoritmos de aprendizaje automático y nuevos tipos de software se puede utilizar para automatizar la configuración de los componentes individuales. Para minimizar las preocupaciones de privacidad de todos los datos de los consumidores que se registran en cadenas de bloques públicas, se pueden diseñar sistemas basados en la tecnología de cadenas de bloques teniendo en cuenta los principios de privacidad.

Un primer intento de adaptar estos principios para bases de datos distribuidas podría incluir: transferir solo cantidades mínimas de información a la base de datos distribuida, intentar agregar datos siempre que sea posible y datos no públicos encriptados. Durante el concepto, se puede evaluar el efecto potencial de los sistemas de almacenamiento distribuidos para reducir la flexibilidad y suavizar las cargas de la red eléctrica. Todas las diferentes estrategias de optimización pueden compararse con los resultados derivados de las semanas de seguimiento por turnos a sistemas que optimizan el consumo de energía individual y cuantifican los beneficios. Para evaluar el grado de optimización, se deben recopilar y considerar las necesidades y prioridades de las diferentes comunidades de usuarios. Como resultado, sería posible crear una lista de recomendaciones para las partes interesadas potenciales (proveedores de tecnología, usuarios finales, municipios, operadores de redes) para que se puedan establecer los marcos técnicos o legales adecuados para optimizar la eficiencia del uso de energía dentro de la microrred.

#### 7.1.1 Uso de Blockchain en microrredes.

En este apartado se va a mostrar una explicación teórica sobre el funcionamiento de Blockchain para llevar a cabo transacciones energéticas P2P (peer to peer que veremos más en detalle en posteriores capítulos) en las microrredes. En él, se muestra la interacción entre la infraestructura física, la parte digital y los usuarios que conforman el sistema. Esta explicación que se define a continuación se ha desarrollado de manera general, para comprender el uso de Blockchain. Hay que tener en cuenta que muchos factores pueden variar, tales como pueden ser la forma de gestionar la microrred o el orden en el que se realizan las acciones. En este tipo de plataformas existen dos tipos de consumidores; los llamados prosumers (consumidor-productor) y los consumidores tradicionales. Los prosumers son aquellos que poseen en sus viviendas fuentes de energía, como placas fotovoltaicas o aerogeneradores, y, por tanto, estos, pueden comprar y vender energía, mientras que los consumidores tradicionales no poseen fuentes de energía y solo pueden llevar a cabo transacciones de compra. El tipo de almacenamiento que poseen generalmente suelen ser baterías. Para un usuario que pase a formar parte del sistema, bien como consumidor o como prosumer, es necesario tanto la conexión a la infraestructura física como la conexión a la parte digital, a través de un contador inteligente conocido como **Smart Meter**, donde es posible la conexión tanto a la red como a los otros contadores del que esté formado la microrred. El uso de Blockchain se produce mediante una aplicación móvil. Se conecta el contador inteligente (Smart Meter) a la red digital (internet/red privada) y este, a su vez, se conecta con Blockchain.

A través de la aplicación del móvil, el usuario crea una cuenta y con ella se generan unas claves de seguridad. Por último, se realiza la compra de los llamados tokens, que permiten llevar a cabo dichas transacciones de compra y venta de energía. La gestión de la microrred se realiza a través de Blockchain de manera automática.

Además, Blockchain permite realizar dos operaciones principales, por un lado, las transacciones energéticas y, por otro, el balance energético de la red. A continuación, se muestra en el punto 7.1.2 para analizar y explicar las operaciones de transacciones y balance energético dentro de la microrred.

### 7.1.2 Transacciones energéticas y balance energéticos con Blockchain.

- **Transacciones energéticas.**

Para comprender el funcionamiento de las transacciones energéticas se presenta el siguiente escenario:

1- Supongamos un usuario “U” que no posee fuentes de energía en su vivienda (es un consumidor). Al unirse a la red el usuario “U” se establecen las normas energéticas del usuario “U”.

2-Supongamos que decida no comprar por encima de “X” euros la unidad energética y mantener el nivel de carga de su batería en “Y” unidades. Por lo que el contador inteligente smart meter del usuario “U” comprobará estas dos condiciones cada cierto periodo de tiempo definido.

3- Todos los registros de medida realizados son registrados y se graban en la cadena Blockchain, lo cual nos permite realizar pronósticos que ayudan a una cierta estabilización en la red, además el usuario “U” tendrá acceso inmediato a esta información.

4- Suponemos que en un momento determinado de tiempo “t”, el nivel de energía de su batería se sitúa en “Y-Z” unidades, rápidamente el smart meter genera una transacción que se almacena en Blockchain y se activa una demanda de compra de energía. Dicha transacción transmite la cantidad de unidades de energía a comprar “Z” y la cantidad de dinero que está dispuesto a pagar “X”.

Por último, esta transacción tiene como destinatario una cuenta donde se produce el contrato inteligente **smart contract** que ejecuta el casamiento entre las ofertas y las demandas. Se definen a los smart contracts como contratos inteligentes donde scripts o pequeños códigos autoejecutables que residen en la blockchain son capaces de automatizar gran cantidad de procesos comerciales de una forma segura y transparente para todos los participantes. El saldo como hemos dicho anteriormente se representa en el mundo digital a través de tokens y se envía al smart contract o se bloquea dentro de la cuenta del usuario “U”.

Tras la validación de todas las transacciones y el sistema de casamiento, el smart contract se comunica con los diferentes dispositivos del sistema para llevar a cabo las transacciones energéticas.

- **Balance energético de la microrred**

La tecnología Blockchain también se encarga de mantener el balance total de la microrred. Esta operación será diferente según si funciona en modo aislado o en modo conectado. Cuando aplicamos Blockchain a este tipo de proyectos donde se trabaja con fuentes de energía renovable, esta tecnología tiene que ser capaz de equilibrar la curva de la demanda y la producción. Dicho desequilibrio se debe a su carácter intermitente propio de la dependencia a las condiciones meteorológicas.

### 7.1.3 Estudio de las herramientas comerciales existentes en Blockchain.

Hoy en día *Bitcoin* [11] es sin duda alguna, una de las tecnologías Blockchain más conocida. Entendemos por *Bitcoin* a un mecanismo de Blockchain con un proyecto de código abierto y red entre iguales que se utiliza como criptomoneda, sistema de pago y mercancía. Sin embargo, la lista de posibles casos de uso es mucho más larga y potencialmente más revolucionaria que la *Cripto-moneda* [11], que se está erigiendo como sistema alternativo de pagos a nivel mundial. Se define *Cripto-moneda*, como un medio digital de intercambio que utiliza criptografía fuerte para asegurar las transacciones, controlar la creación de unidades adicionales y verificar la transferencia de activos usando tecnologías de registro distribuido. A continuación, se describen algunas de dichas aplicaciones y casos de uso.

- **Cripto-monedas.**

Una Blockchain puede diseñarse como una base de datos verdaderamente descentralizada y sin una autoridad central. Puede, por lo tanto, servir como centro de intercambios de confianza entre múltiples entidades sin que unas deban confiar en las otras, ni tan siquiera en un intermediario.

Las cripto-monedas basadas en blockchains eliminan también la necesidad de una autoridad central. En el caso del Bitcoin, por ejemplo, se emite una nueva moneda cada vez que se mina un bloque (cada 10 minutos aproximadamente) y se pone en posesión del nodo que lo ha minado. Entendemos por minado a el proceso por el cual los mineros, utilizan la potencia en forma de *Hash*, para formalizar y dar valor a una transacción. Un *hash* es una función criptográfica que codifica los datos de una cadena.

Existen decenas de *cripto-monedas* donde todas ellas comparten su utilidad como sistema de pago. Algunas utilizan una blockchain propia y otras funcionan encima de la blockchain de bitcoin. Su funcionamiento es bastante heterogéneo y todas ellas pretenden aportar alguna mejora respecto a bitcoin. Probablemente, la más prometedora entre las alternativas es *Ethereum*, que es la segunda cripto-moneda con mayor capitalización.

- **Ethereum.**

Entendemos por *Ethereum* [7] a una plataforma que sirve para programar contratos inteligentes. La plataforma es descentralizada a diferencia de otras cadenas de bloques. Cuenta con una Blockchain propia, es decir, distinta a bitcoin. Más allá de su funcionamiento como criptomoneda, la aportación principal de Ethereum son los contratos inteligentes (Smart contracts) cuyo ejemplo y explicación vimos anteriormente en el punto 7.1.2. Los ejemplos del siguiente apartado representan algunos usos potenciales de este tipo de funcionalidad.

En el mercado de la energía, este tipo de blockchain resulta especialmente útil. La entrada de las renovables como factor de peso y la proliferación de sistemas de almacenamiento ha vuelto el sistema energético más heterogéneo de lo que ya era. Hay productores que producen de forma constante por ejemplo una central nuclear, otros sólo durante el día instalaciones solares y otros sólo cuando hace viento como los generadores eólicos. La demanda tiene horas muy intensivas y otras de muy bajo consumo. Una batería conectada a la red, por ejemplo, podría comprar energía en las horas de bajo precio para luego venderla en las horas puntas, según las normas definidas por el propietario y las que se establezcan en el ecosistema energético.

Aunque muchas de estas funcionalidades ya se realizan actualmente y las hemos explicado en profundidad con anterioridad, la tecnología Blockchain permitiría hacerlo en un sistema unificado, seguro, versátil, transparente y barato.

- **Seguridad en Big Data mediante blockchain.**

Varias técnicas de *Big data* [7] se usan actualmente para analizar la metodología blockchain e incrementar sus niveles de seguridad. *Big data* es un término que hace referencia a conjuntos de datos tan grandes y complejos que precisan de aplicaciones informáticas no tradicionales de procesamiento de datos para tratarlos adecuadamente. Estas técnicas permiten detectar fraudes y mapear los flujos reales de dinero. La relación inversa, sin embargo, es aún más prometedora: utilizar la tecnología blockchain para dar seguridad y verificabilidad a entornos empresariales de big data.

Los peligros de estos sistemas resultan bastante evidentes: manipulación de los datos por parte de trabajadores



internos, proveedores maliciosos, corrupción de los datos, fallos de almacenamiento, uso defectuoso, incumplimiento de legislaciones respecto a los datos personales y un largo etcétera. En este contexto, la Blockchain tiene mucho que aportar: transparencia, verificabilidad y portabilidad. Mediante Blockchain, cada añadido en los datos, cada cambio, cada extracción para su uso o cada visualización se podría realizar utilizando un registro transparente y seguro. Estos entornos permiten un grado de seguridad y verificabilidad suficiente para cumplir con regulaciones que son bastante restrictivas.

## 7.2 Peer-to-peer trading.

Al comercio de energía directo entre consumidores y prosumidores se denomina comercio de energía **Peer-to-Peer (P2P)** [10], que se desarrolla en base a la "*Economía P2P*" [10] concepto también conocido como economía colaborativa y generalmente se implementa dentro de un sistema de distribución de electricidad local.

El "**peer-to-peer trading (P2P)** [10]" representa el comercio de energía directo entre pares, donde la energía de los recursos energéticos distribuidos (DER) a pequeña escala en las viviendas, o fábricas, etc., se comercializa entre los productores y consumidores de energía local. Los resultados de diversas pruebas que se han ido realizando en una microrred de BT conectada a la red muestran que el comercio de energía P2P puede mejorar el equilibrio local de generación y consumo de energía. Además, la mayor diversidad de generación y las cargas de P2P es capaz de facilitar aún más el equilibrio.

Con la conexión cada vez mayor de los recursos energéticos distribuidos (DER), los consumidores de energía tradicionales se están convirtiendo en productores, que pueden consumir y generar energía. La generación de electricidad de los recursos energéticos distribuidos suele ser de forma intermitente y difusa, con lo que es complicado realizar una predicción adecuada. Cuando los productores tienen excedentes de electricidad, pueden venderlo al precio que marque red eléctrica, almacenarlo con dispositivos de almacenamiento de energía o venderlo a otros consumidores de energía.

Un par en el comercio de energía P2P se refiere a uno o un grupo de clientes de energía locales, incluidos generadores, consumidores y productores. Los pares compran o venden energía directamente entre sí sin la intermediación de proveedores de energía convencionales. El comercio de energía P2P suele estar habilitado por servicios en línea basados en tecnologías de la información y la comunicación (TIC). El comercio de energía convencional es principalmente unidireccional. Por lo general, la electricidad se transmite de generadores a gran escala a los consumidores a largas distancias. Por el contrario, el comercio de energía P2P fomenta el comercio multidireccional dentro de un área geográfica local.

Ya se han realizado ensayos de comercio de energía basados en la "**Economía P2P**", concepto que ya se ha llevado a cabo en todo el mundo, por ejemplo, el Reino Unido o en **Vandebbron** en Holanda [12]. Estos ensayos se centraron en proporcionar tarifas de incentivo a los clientes de electricidad de los proveedores de energía.

Por otro lado, "**Piclo**" [12] es una plataforma en línea que realiza comercio de energía entre pares para generadores y consumidores comerciales. Utiliza un algoritmo de coincidencia para igualar la generación y el consumo locales. Se proporcionan visualizaciones y análisis de datos a los clientes. Los datos del medidor, los precios del generador y la información sobre las preferencias del consumidor se utilizan para igualar la demanda y el suministro de electricidad cada media hora. Los generadores tienen control y visibilidad sobre quién les compra electricidad. Los consumidores pueden seleccionar y priorizar de qué generadores comprar electricidad.

**Vandebbron** [12] es una plataforma en línea en Holanda donde los consumidores pueden comprar la energía eléctrica directamente de productores independientes, como agricultores con turbinas eólicas. Al igual que **Piclo**, **Vandebbron** actúa como un proveedor de energía que proporciona tarifas de incentivo para que los consumidores y generadores intercambien energía. Los productores que inyectan energía excedente a Vandebbron pueden comprar energía de Vandebbron a un precio más bajo en comparación con otros proveedores.

En los últimos años, como hemos dicho anteriormente, el comercio de energía P2P también se ha investigado a nivel de la red de distribución. Por ejemplo, se propuso un paradigma de intercambio de energía P2P entre microrredesvecinas para mejorar la utilización de los recursos energéticos distribuidos (DER) locales y ahorrar las facturas de energía para todas las microrredes. Otra opción es integrar un sistema de gestión del lado de la demanda coordinado con el comercio de energía P2P entre los hogares en la red inteligente para minimizar el coste de la energía.

Por otra parte, el funcionamiento de las microrredes y los sistemas de gestión de energía de agentes múltiples en la electricidad liberalizada se ha debatido ampliamente en los últimos años. El comercio de energía P2P es uno de los paradigmas prometedores de las futuras microrredes, que permiten el comercio directo de energía entre consumidores y productores de energía en las redes eléctricas locales.

Los estudios de diferentes casos y ejemplos muestran que el comercio de energía P2P puede reducir el intercambio de energía entre la microrred y la red eléctrica y equilibrar la generación y las demandas locales y, por lo tanto, tiene el potencial de facilitar un gran crecimiento a corto y medio plazo de los recursos de energía renovable en la red eléctrica.

La mayor variedad de consumidores y productores de energía en la microrred puede mejorar aún más el beneficio del comercio de energía P2P.

Como conclusión final, en este apartado se comprueban las posibilidades y los posibles beneficios de integrar el comercio de energía P2P en las redes eléctricas locales desde las perspectivas técnicas. Sin embargo, aún se requieren una serie de reformas en la política energética actual, las leyes y los sistemas de comercio de energía antes de que se convierta en una realidad. Además, los acuerdos comerciales de energía P2P también tiene el potencial de cambiar a los usuarios y su visión en cuanto al consumo de energía. Por ejemplo, tenderán a consumir más agua caliente cuando haya más electricidad generada por sus fuentes de energía renovable. Esos cambios conducirán aún más a las diferencias entre el desempeño económico y el descontento social. Esta es una de las direcciones para futuras investigaciones en esta área P2P y para llegar a un entendimiento en el sector energético.

### 7.3 Modelos para predecir el uso de fuentes de energía renovables.

Las predicciones de la generación de energía renovable se pueden obtener y presentar de diferentes maneras. La elección del tipo de pronósticos y su presentación depende de alguna manera de las características del proceso para los que se encargan de tomar decisiones y también sobre el tipo de problema operativo. Por ejemplo, un operador de parque eólico que pretenda planificar el mantenimiento durante la próxima semana puede estar interesado solo en pronósticos de tipo determinista simple para la generación de energía eólica a nivel de este parque eólico, y no en escenarios detallados de por ejemplo a nivel nacional o de una región donde no habita. Los diversos tipos de pronósticos de energía renovable y su forma de análisis ha supuesto un quebradero de cabeza por ese porvenir del futuro climatológico que nadie sabe cómo será. Es por ello por lo que se ha intentado optimizar el llamado **aprendizaje automático** [16].

El objetivo principal del aprendizaje automático es entrenar un modelo estable que funcione bien en todos los aspectos, pero la situación real a menudo no es la ideal. El aprendizaje subyacente es el proceso de combinar varios modelos para obtener un modelo supervisado sólido mejor y más completo. La idea del aprendizaje subyacente es que incluso si un medidor climatológico en particular obtiene una predicción incorrecta, otros medidores climatológicos puedan mejorar y minimizar los errores.

Debido a las preocupaciones causadas por el cambio climático y el calentamiento global recientemente, el tema de las energías renovables está en auge. Por lo tanto, la predicción precisa de la energía renovable se vuelve crucial y se han realizado muchos estudios relacionados. Además, la complejidad de las diversas condiciones ambientales en los sistemas de generación de energía renovable dio lugar a que no fuera apropiado utilizar formas matemáticas cerradas para describir los sistemas de generación de energía renovable.

Por lo tanto, las aplicaciones de modelos de aprendizaje automático se han ido popularizando gradualmente en las predicciones de energías renovables. Con el tiempo se han estudiado y mejorado los modelos de aprendizaje automático en las predicciones de energía en los últimos años, en las fuentes de energía

renovables, las técnicas de procesamiento de datos, los algoritmos de selección de parámetros y las mediciones del rendimiento de la predicción. Los hallazgos de esta mejora se pueden resumir de la siguiente manera:

- **En primer lugar**, las aplicaciones de las técnicas de aprendizaje automático a las energías renovables han ido en aumento y los usos de técnicas de inteligencia artificial y modelos híbridos en predicciones de energía solar y eólica son el tipo de energía mayoritario.
- **En segundo lugar**, el conocido método de *descomposición de datos* [16] se emplea con más frecuencia que las otras técnicas de procesamiento para modelos de aprendizaje automático en predicciones de energía renovable.
- **En tercer lugar**, *las máquinas de aprendizaje extremo y las máquinas de vectores de soporte* [16] son dos modelos de aprendizaje automático que aplican con mayor frecuencia métodos metaheurísticos a la selección de parámetros.

Algunas posibles direcciones de investigación futuras para los modelos de aprendizaje automático en la predicción de energía renovable se describen a continuación. En primer lugar, se puede observar que la mayoría de los temas de la tecnología de aprendizaje automático en las predicciones de energía renovable se han centrado en la previsión de energía solar o eólica. Por lo tanto, en lugar de predicciones de energía solar y eólica, los otros tipos de predicciones de energía renovable, como la energía de las mareas o mareomotriz, la energía de biomasa, la energía de las olas, la energía hidráulica y la energía geotérmica, podrían ser campos potenciales para el trabajo futuro.

Además, las técnicas de inteligencia artificial y los modelos híbridos podrían ser formas prometedoras de pronosticar la energía renovable. En segundo lugar, los métodos de procesamiento de datos influyen en el rendimiento de predicción de los modelos de aprendizaje automático en las predicciones de energía renovable. Sin embargo, este tema aún no ha atraído mucha atención a nivel mundial.

Por lo tanto, el análisis de las técnicas de procesamiento de datos y los modelos de aprendizaje automático en las predicciones de energía renovable es quizás otra dirección para la investigación futura. Finalmente, la selección de parámetros influye mucho en el rendimiento de los modelos de aprendizaje automático en las predicciones de energía renovable. En consecuencia, para mejorar el rendimiento de los modelos de aprendizaje automático en las predicciones de energía renovable, el uso de nuevos métodos metaheurísticos es una oportunidad alentadora para la investigación futura en este beneficioso campo.

## 8. IMPLEMENTACIÓN DE UNA MICRORRED.

---

En este apartado realizaremos la inclusión y el funcionamiento de una microrred haciéndolo lo más equiparable posible a la existencia de una microrred real. Para ello, elegiremos un edificio que podría tener como uso un centro de investigación o una universidad. El objetivo es observar las diferencias entre una microrred aislada y conectada a la red, observando las diferencias económicas que presentan.

### 8.1 Localización y descripción general.

El edificio objeto de estudio se trata de un centro de estudios e investigación donde se desarrollan proyectos de investigación y se imparten clases universitarias, invirtiendo en la formación del personal investigador donde existe una aportación del I+D producido en sus departamentos y apostando por la transferencia del conocimiento.

El edificio descansa sobre una rigurosa malla estructural. En un determinado eje de esta malla claramente alineados y espaciados según una pauta rigurosa, se disponen los núcleos de comunicación vertical que van ligando todas las plantas del edificio. En el ala Este, el ala de los laboratorios docentes y talleres; y al Oeste los aularios, departamentos y laboratorios de investigación, todo ello en una distribución vertical según un grado de utilización decreciente, de forma que queden en las plantas inferiores las estancias de mayor uso y afluencia.

En la planta cero o central se encuentran el salón de actos y la cafetería. Tanto uno como otro tienen las dos posibilidades de acceso, por el exterior o por el interior, para posibilitar una mayor versatilidad de uso. En las plantas superiores, se aloja sobre la cafetería dos niveles de biblioteca. Y al frente sobre el salón de actos en doble espacio, se disponen dos salones de grado. Como decimos, en la zona de aula las aulas de mayor capacidad se sitúan en las plantas inferiores, junto con las aulas de dibujo. Y en la planta segunda del ala norte, se dispone el núcleo de los laboratorios de investigación.

En las imágenes 8.1 y 8.1.1 se visualizan la escuela de ingeniería industrial de Málaga vista desde el exterior como desde el interior.



Figura 8.1: Foto de la EII de Málaga. Fuente: Diario Sur.



Figura 8.1.1: Foto del interior de la Escuela de Ingeniería Industrial de Málaga. Fuente Diario Sur.

## 8.2 Determinación del recurso energético.

Para hallar los recursos energéticos que disponemos, se divide en los siguientes puntos la metodología a seguir.

1. Determinación del recurso eólico.
2. Determinación del recurso solar fotovoltaico.
3. Obtención de la curva de carga de la demanda energética.

### 8.2.1 Determinación del recurso eólico en Málaga.

Para poder efectuar el diseño de una instalación eólica será necesario conocer las características del viento en el lugar de implantación en este caso la Escuela de Ingeniería en Málaga. Para ello, uno de los recursos más utilizados de siempre y que utilizan los marinos 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.

Un rumbo queda determinado por los puntos cardinales de la rosa de los vientos, cada uno de los cuales tiene establecido un valor numérico o ángulo en función de los siguientes criterios:

- La forma más clásica es la que divide la circunferencia en cuatro cuadrantes y cada uno de estos cuadrantes en 90 grados, correspondiendo el valor cero tanto al norte como al sur, o señalando ocho rumbos en cada uno de estos cuadrantes.
- La dirección NORTE es el ángulo  $0^\circ$  o  $360^\circ$ .

- En sentido horario, se forma un ángulo tomando de referencia N y que varía desde 0° hasta 36°.

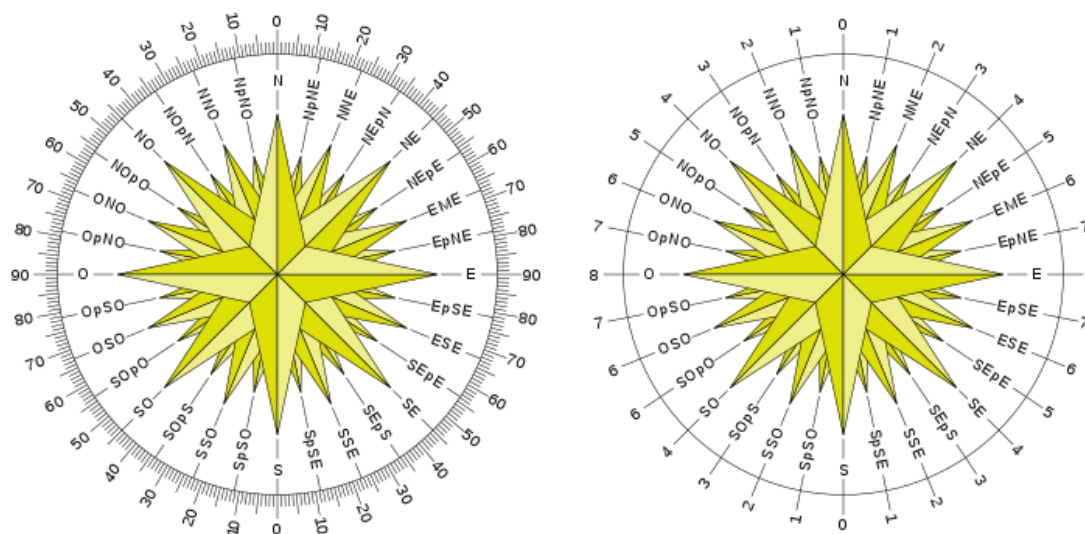


Figura 8.2.1: Determinación del rumbo con el símbolo de la rosa de los vientos. Fuente Wikipedia.

Hoy en día, lo más usado es el anemómetro que es un dispositivo que equipan las estaciones meteorológicas para medir la velocidad del viento. Hay anemómetros con diversas formas de funcionamiento, pero para uso meteorológico suelen ser habituales los de "cazoletas", que actúan como un pequeño molino de viento al incidir sobre ellas las ráfagas. En el interior suelen tener un pequeño generador de corriente que será el encargado de transmitir la señal de velocidad del viento.

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. Este histograma indica que probabilidad de horas al año hay y un valor aproximado cada velocidad de viento. Para hallar este tipo de datos meteorológicos, usamos la aplicación **Windfinder** donde obtenemos una aproximación muy cercana a la realidad. En la figura 8.2.2 obtenemos el gráfico aproximado de la velocidad del viento para la universidad de Málaga durante el año 2020.

### Estadísticas mensuales de la velocidad del viento y direcciones para Málaga Universidad

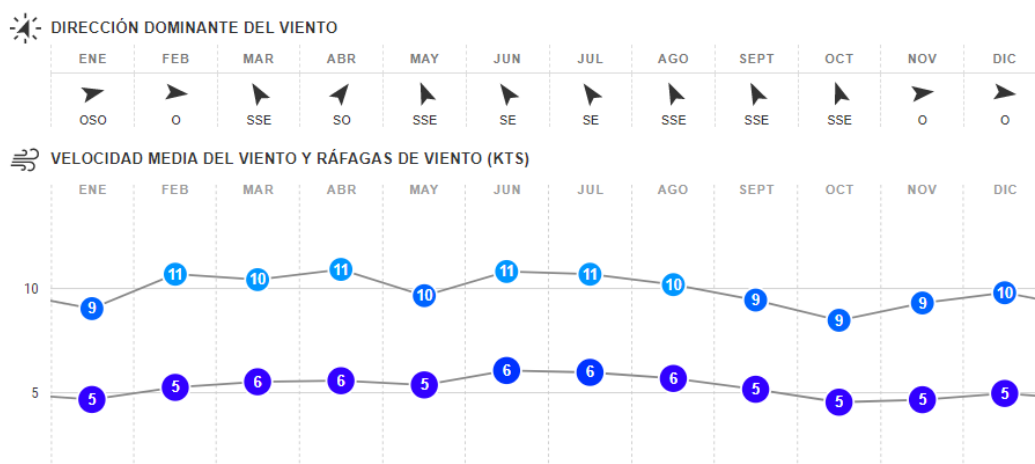


Figura 8.2.1.2: Histograma de velocidades en Málaga. Fuente Windfinder.

La velocidad media del viento medido en KTS es de 10 nudos lo que equivale a 5,14 m/s siendo estos valores algo bajos, pero teniendo picos altos, los adecuados para la generación eólica.

Por otro lado, 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 de paso tras el movimiento de las palas del rotor eólico.

Como ejemplo de la curva de potencia de un aerogenerador, adjuntamos los datos de curva de potencia del aerogenerador AWEC-60 [6].

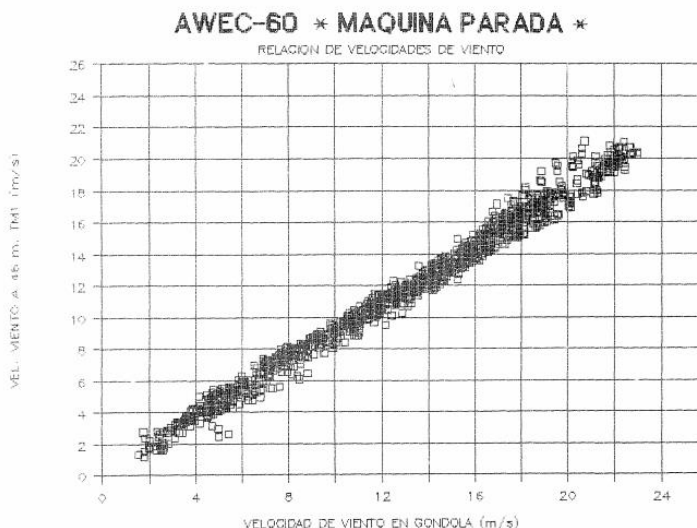


Figura 8.2.1.3: Relación de velocidades de viento del aerogenerador AWEC-60. Fuente: Centro de investigaciones CIEMAT.

Se puede identificar una velocidad a la cual el aerogenerador empieza a entregar potencia normalmente entre 3 y 5 m/s, una velocidad nominal a la cual el aerogenerador alcanza su potencia máxima suele estar entre los 15 y 20 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.

[1] Respecto a la relación entre velocidad y potencia aportada, la cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende, de la densidad del aire, "d", del área de barrido del rotor, "A", y de la velocidad del viento, "v". La energía cinética de una masa de aire, "m", moviéndose a una velocidad, "v", responde a la expresión:  $E = 1/2 * m * v^2$

Si el volumen de aire que se mueve es "V" y tiene una densidad "d" su masa será;  $m = V * d$ , con lo que su energía cinética será:  $E_c = 1/2 d * V * v^2$ . La cantidad de aire que llegará al rotor de un aerogenerador en un tiempo "t" dependerá de: el área de barrido del rotor "A" y de la velocidad del viento.

## 8.2.2 Determinación del recurso solar fotovoltaico en Málaga.

Como se dijo en el punto 3.1, lo más importante para determinar el recurso fotovoltaico es hallar los datos de la radiación solar, en este caso lo obtenemos de la Agencia Andaluza de la Energía que son unos datos muy fiables. Si se suma toda la radiación global que incide sobre las placas fotovoltaicas en Málaga en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m<sup>2</sup> (irradiación).

Sobre 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.

Adjuntamos imagen de la radiación global en kWh/m<sup>2</sup> para nuestro estudio. Se aprecia que los meses de Junio, Julio, Agosto y Septiembre más irradiancia existe. El valor medio de irradiación que obtenemos mensual es de 148 kWh/m<sup>2</sup> y diario de 4.93 kWh/m<sup>2</sup> que es un valor muy positivo para la generación solar.

### Radiación Global (kWh/m<sup>2</sup>)

[Generar gráfico]

| Mes            | Media |
|----------------|-------|
| 1 (Enero)      | 80.8  |
| 2 (Febrero)    | 96.6  |
| 3 (Marzo)      | 137.9 |
| 4 (Abril)      | 168.6 |
| 5 (Mayo)       | 212.2 |
| 6 (Junio)      | 227.1 |
| 7 (Julio)      | 234.1 |
| 8 (Agosto)     | 207.6 |
| 9 (Septiembre) | 157.6 |
| 10 (Octubre)   | 111.6 |
| 11 (Noviembre) | 78.8  |
| 12 (Diciembre) | 63.3  |

Figura 8.2.2: Valores de la irradiancia solar anual en kWh/m<sup>2</sup> en Málaga. Fuente: Agencia andaluza de la energía.

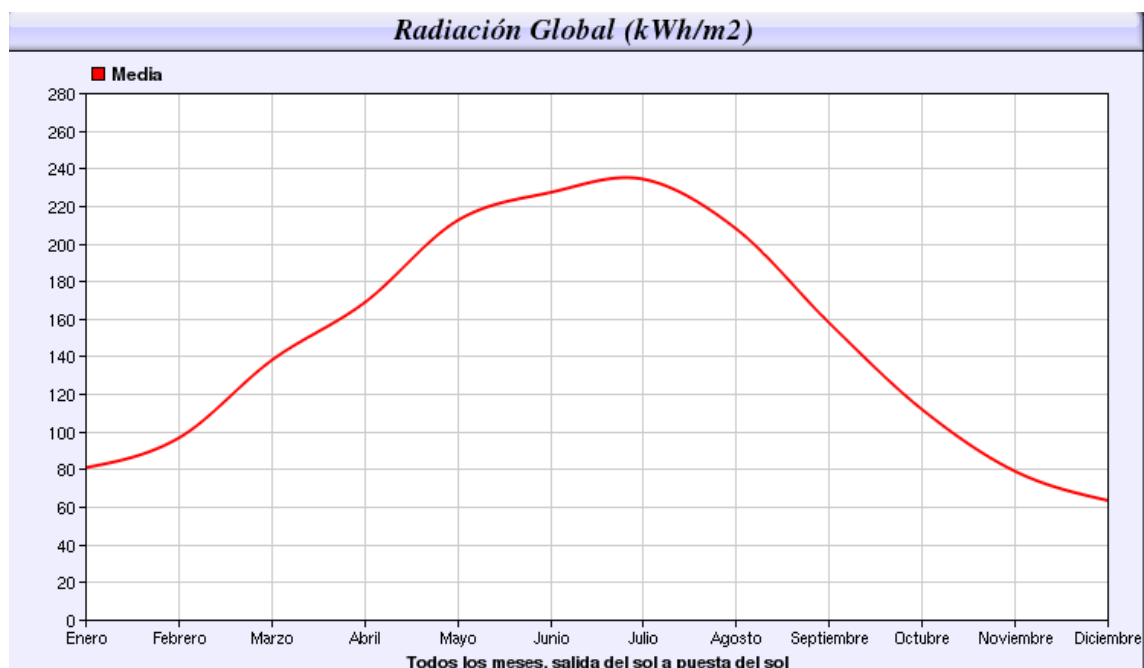


Figura 8.2.2.1: Gráfica de la irradiancia solar anual en kWh/m<sup>2</sup> en Málaga. Fuente: Agencia andaluza de la energía.

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” que se define como el número de horas al día con una hipotética irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup> 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 curva 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.

### 8.2.3 Determinación de la curva de carga de la demanda energética.

La demanda de energía en la microrred impone gran parte de las características de la solución energética. Para diseñar el sistema de generación, una parte 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 este caso de estudio no se dispone de consumos reales de la instalación, aunque se ha realizado una estimación y cálculo de consumos teóricos. Para ello partiríamos de un inventario aproximado de los 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 bastante 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 la estación meteorológica que nos encontremos.

La potencia instalada en el edificio, distinguiendo entre los consumos y espacios atendiendo de manera aproximada a lo establecido en la Escuela de ingenieros [15] serían de la siguiente manera.

- **Zonas de iluminación:**

Se adjunta en la siguiente tabla la iluminación existente en el edificio y el tipo de espacio.

| <b>Zonas del edificio</b> | <b>kW Total</b> |
|---------------------------|-----------------|
| Aulas                     | 60              |
| Baños                     | 10              |
| Cafetería                 | 18              |
| Circulación pasillos      | 25              |
| Espacios de trabajo       | 20              |
| Laboratorios              | 30              |
| Zonas comunes             | 20              |
| <b>Cómputo total</b>      | <b>183 kW</b>   |

Tabla 5: Zonas de iluminación del edificio.

- **Sistemas de climatización:**

| <b>Zonas del edificio</b> | <b>kW Total</b> |
|---------------------------|-----------------|
| Aulas                     | 70              |
| Baños                     | 0               |
| Cafetería                 | 10              |
| Circulación pasillos      | 0               |
| Espacios de trabajo       | 30              |
| Laboratorios              | 42              |
| Zonas comunes             | 0               |
| <b>Cómputo total</b>      | <b>152 kW</b>   |

Tabla 6: Zonas de climatización del edificio.

- **Sistema de fuerzas del edificio:**

| <b>Zonas del edificio</b> | <b>kW Total</b> |
|---------------------------|-----------------|
| Aulas                     | 80              |
| Baños                     | 15              |
| Cafetería                 | 30              |
| Circulación pasillos      | 28              |
| Espacios de trabajo       | 27              |
| Laboratorios              | 43              |
| Zonas comunes             | 30              |
| <b>Cómputo total</b>      | <b>253 kW</b>   |

Tabla 7: Zonas de fuerzas del edificio.

Luego los resultados globales de la potencia instalada en el edificio son;

| Zonas del edificio   | kW Total Iluminación | kW Total Sistemas de CC | kW Total Fuerzas | Total                |
|----------------------|----------------------|-------------------------|------------------|----------------------|
| Aulas                | 60                   | 70                      | 80               | 210                  |
| Baños                | 10                   | 0                       | 15               | 25                   |
| Cafetería            | 18                   | 10                      | 30               | 58                   |
| Circulación pasillos | 25                   | 0                       | 28               | 53                   |
| Espacios de trabajo  | 20                   | 30                      | 27               | 77                   |
| Laboratorios         | 30                   | 42                      | 43               | 115                  |
| Zonas comunes        | 20                   | 0                       | 30               | 50                   |
| <b>Cómputo total</b> | <b>183 kW</b>        | <b>152 kW</b>           | <b>253 kW</b>    | <b><u>588 kW</u></b> |

Tabla 8: Cargas totales del edificio.

Con el nivel teórico de potencia instalada en el edificio, se muestran a continuación el consumo horario o los llamados schedules, donde se comprueba el uso de la escuela de ingenieros de lunes a viernes y la diferencia con respecto al fin de semana (sábado y domingo). En esta tabla que a continuación se representa, el consumo horario de energía se mide en (kWh). Con estos datos, se representa posteriormente la curva de carga diaria.

| Lunes a viernes | Iluminación (kWh) | Climatización (kWh) | Fuerza (kWh) | Total (kWh) |
|-----------------|-------------------|---------------------|--------------|-------------|
| 00:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 01:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 02:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 03:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 04:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 05:00           | 7                 | 0                   | 20           | 27          |
| 06:00           | 10                | 0                   | 30           | 40          |
| 07:00           | 10                | 10                  | 40           | 60          |
| 08:00           | 40                | 45                  | 50           | 135         |
| 09:00           | 45                | 50                  | 80           | 175         |

|       |    |    |     |     |
|-------|----|----|-----|-----|
| 10:00 | 50 | 60 | 100 | 210 |
| 11:00 | 55 | 70 | 100 | 225 |
| 12:00 | 55 | 75 | 120 | 250 |
| 13:00 | 50 | 70 | 120 | 240 |
| 14:00 | 60 | 80 | 110 | 250 |
| 15:00 | 50 | 75 | 100 | 225 |
| 16:00 | 45 | 70 | 100 | 215 |
| 17:00 | 45 | 70 | 90  | 205 |
| 18:00 | 50 | 65 | 80  | 195 |
| 19:00 | 45 | 55 | 80  | 180 |
| 20:00 | 35 | 40 | 50  | 125 |
| 21:00 | 20 | 35 | 30  | 85  |
| 22:00 | 10 | 20 | 25  | 55  |
| 23:00 | 7  | 10 | 20  | 37  |

Tabla 9: Potencia instalada de L-V en el edificio.

| <b>Sabado-Domingo</b> | <b>Iluminación (kWh)</b> | <b>Climatización (kWh)</b> | <b>Fuerza (kWh)</b> | <b>Total (kWh)</b> |
|-----------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------|--------------------|
| 00:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 01:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 02:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 03:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 04:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 05:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 06:00                 | 7                        | 0                          | 20                  | 27                 |
| 07:00                 | 7                        | 5                          | 20                  | 32                 |
| 08:00                 | 7                        | 15                         | 35                  | 57                 |
| 09:00                 | 10                       | 20                         | 35                  | 65                 |
| 10:00                 | 10                       | 20                         | 50                  | 80                 |
| 11:00                 | 10                       | 20                         | 50                  | 80                 |
| 12:00                 | 12                       | 15                         | 50                  | 77                 |
| 13:00                 | 15                       | 15                         | 60                  | 90                 |
| 14:00                 | 12                       | 10                         | 40                  | 62                 |
| 15:00                 | 10                       | 10                         | 30                  | 50                 |
| 16:00                 | 7                        | 5                          | 20                  | 32                 |
| 17:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 18:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 19:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 20:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 21:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 22:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |
| 23:00                 | 5                        | 0                          | 20                  | 25                 |

Tabla 10: Potencia instalada de S-D en el edificio.

A continuación, se realiza la representación gráfica de la curva de la demanda tanto de lunes a viernes como de sábado y domingo. Con ello se aprecia bastante diferencia en la curva de la demanda.

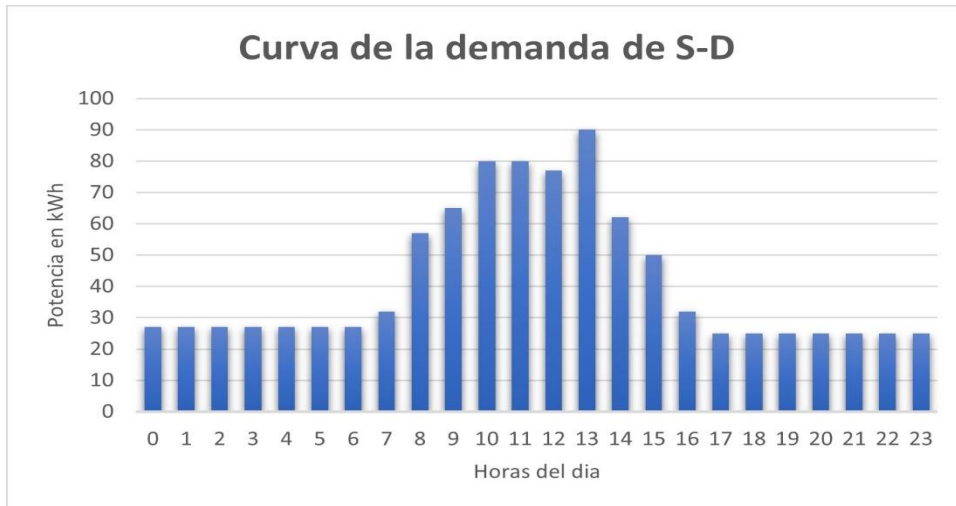


Figura 8.2.3 Gráfica de la curva de la demanda L-V en kWh. Fuente: Propia.

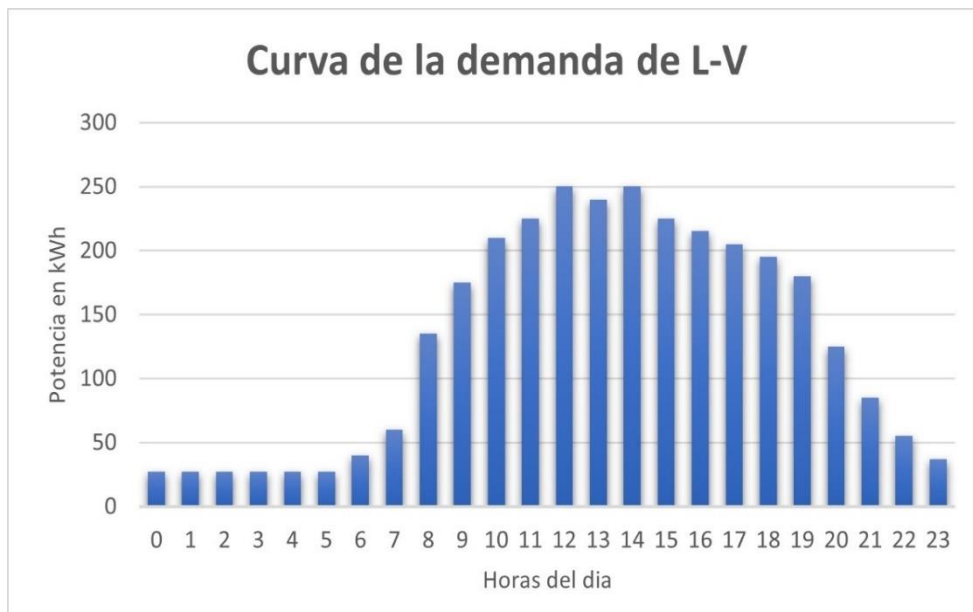


Figura 8.2.3.1 Gráfica de la curva de la demanda S-D en kWh. Fuente: Propia.

Posteriormente, con el Programa Homer Pro se hace una simulación de los consumos mensuales.

### 8.3 Determinación de costes en almacenamiento y en la generación de energía.

Para poder saber que combinación de tecnologías renovables más viable desde el punto de vista económico, será necesario definir los costos asociados a cada una de las fuentes de energía renovables, así como a cada uno de los sistemas de almacenamiento. Se definen dos tipos de costes:

- **Costes de Inversión:** Que corresponden a la adquisición, montaje y puesta en marcha del sistema de generación de energía.

- **Costes de Producción y Mantenimiento:** Son los costes regulares, normales y habituales de operación de los equipos de la microrred, así como los asociados a posibles reparaciones o sustituciones que se lleva a cabo por el equipo de mantenimiento.

De manera general, las fuentes renovables tienden a presentar altos costes de capital inicial y bajos costes de operación.

A continuación, se realizará un análisis de los costes de generación de energía renovable, los costes de energía eólica y los costes de energía fotovoltaica. Estos costes se engloban dentro de los costes de inversión al inicio de la creación de la microrred y de futuro en costes de producción y mantenimiento.

#### 8.3.1 Costes de los sistemas eólicos (€/kWh).

Los costes de un sistema eólico €/kWh instalado lo dividimos en cuatro partes:

1. El aerogenerador sin contar la torre soporte.
2. La torre que sostiene el aerogenerador.
3. Los sistemas auxiliares del sistema como pueden ser baterías, el regulador, cuadro eléctrico, etc.
4. Costes de operación y mantenimiento.

Generalmente, según el centro de investigaciones español (CIEMAT) el coste típico de un sistema residencial de energía eólica, con una torre de unos 25 metros, 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 para prevenir ante cualquier inconveniente, manejar un rango entre 6000 y 7000€/kW.

Para hallar los costes de energía €/kWh producido por el 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 participes en el sistema eólico: la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento, por consiguiente, teniendo en cuenta los intereses financieros de la operación para intentar ajustarse en la medida que sea posible al presupuesto establecido.

El coste (LCOE) de una instalación eólica dependerá mucho de su producción tanto del sistema eólico como del conjunto de la microrred por lo que es necesario siempre hacer un análisis particular de cada situación.

### 8.3.1 Costes de los sistemas fotovoltaicos (€/kWh) y de los sistemas de almacenamiento.

En cuanto a la energía fotovoltaica, los precios que se describen a continuación corresponden a precios que se compran en España o algún país europeo en cantidades menores de los 50 kW. Por regla general, a mayor potencia tendremos menos cableado, menos cantidad de paneles y menos estructura de modo que obtenemos mayor aprovechamiento del espacio disponible. La elección de un módulo respecto a los otros que se puede encontrar en el mercado es que el valor del Wp, por lo que se procura que sea menor lo más bajo posible y además el rendimiento del módulo cuanto mayor sea pues mejor. 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 uso de carga en baterías de 12 y 24V que pueden subir hasta los 1,3 €/Wp para los modelos más pequeños.

En general se suele conseguir los materiales para sistemas conectados en el entorno de los 1,5 a 2 €/Wp que engloban los módulos, la estructura, los inversores, protecciones etc que podría también servir de referencia para las microrredes de cierto tamaño.

Con respecto a los sistemas de almacenamiento, se ha elegido las baterías, cuyos precios son variados en función de la tecnología que se use, así como de la capacidad de almacenamiento que sea necesaria. La durabilidad de las baterías (duración 4 o 5 años) aunque depende en todo caso del ciclaje que le demos.

## 8.4 Justificación del programa Homer Pro para la implementación de la microrred.

Para la simulación nos apoyaremos en la herramienta de software HOMER PRO.

HOMER PRO 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. Por lo tanto, se utiliza Homer Pro para dimensionar en forma óptima los componentes de la microrred y para simular su desempeño eléctrico y económico a lo largo de su vida útil.

El sistema de modelado HOMER PRO nos proporcionará resultados:

- Para simular el comportamiento del sistema con múltiples configuraciones y variaciones.
- Para obtener el sistema óptimo desde el punto de vista del coste presente neto de la instalación y el LCOE.

En nuestro caso vamos a simular una microrred para abastecer el suministro eléctrico a el edificio de la universidad de Málaga, la escuela de ingenieros. El consumo medio diario según los datos aportados anteriormente en el apartado 8.2.3 es de 2447,80 kWh/día.

Para la creación de la microrred hemos considerado las siguientes tecnologías:

- Fotovoltaica
- Eólica
- Red eléctrica
- Combustible diésel.

Se podría introducir algún algoritmo de estudio visto anteriormente, como Blockchain. En esta implementación se ha decidido no realizarlo y verlo únicamente a modo de definición y estudio teórico. No es descartable a través de estos datos poder introducir en un futuro a modo de estudio un tipo de comercio de energía en esta microrred.



## 8.5 Elección del sistema óptimo con el programa Homer Pro.

Primeramente, se realiza un esquema general de la microrred con las tecnologías que se utiliza para la implementación en el programa.

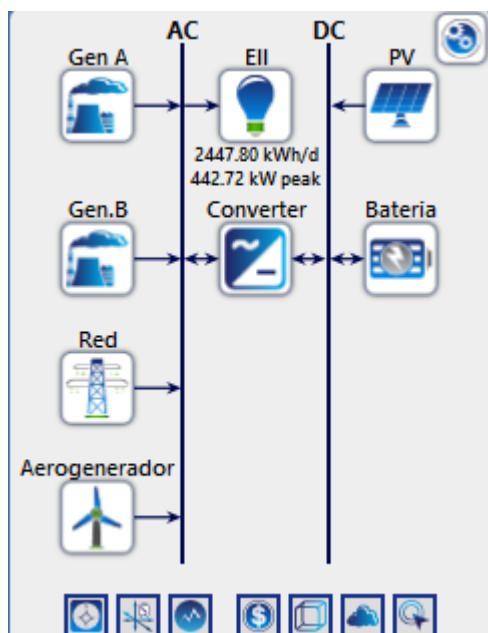


Figura 8.5: Esquema de la microrred. Fuente: Homer Pro.

A continuación, se explica una descripción de la ubicación del edificio de la microrred y de la distribución de potencia, en consecuencia, los gráficos obtenidos representan la distribución de potencia, tanto mensualmente como anualmente. Homer Pro posee una base de datos que muestra una vez que se selecciona un determinado emplazamiento en el mapa, la predicción de viento y de irradiancia solar además de la temperatura.

- **Ubicación del edificio.**

La interfaz de usuario de Homer Pro muestra el siguiente contenido:

- SCHEMATIC:** El mismo diagrama de la microrred que se muestra en la Figura 8.5.
- DESIGN:** Información del proyecto:
  - Name:** Microrred experimental en Escuela de Ingeniería
  - Author:** León Javier Nieto Romero
  - Description:** Planta generadora diseñada para abastecer la Escuela de Ingeniería Industrial de la Universidad de Málaga. Esta microrred está conformada por un sistema eólico con un convertidor de potencia DC/AC, una pequeña instalación fotovoltaica y sus baterías.
- Mapa:** Ubicación geográfica en Teatinos Univ. Malaga, 29010 Málaga, Spain (36°43.0'N, 4°29.6'W). El mapa muestra calles como Calle Esquilo, Calle Pindaro y Avenida Duque de Ahumada.
- Configuración:** Parámetros financieros y operativos:
  - Discount rate (%): 10.00
  - Inflation rate (%): 2.00
  - Annual capacity shortage (%): 0.00
  - Project lifetime (years): 25.00
- SUGGESTIONS:** Mensaje de advertencia: "Inputs do not match current results".
- Footer:** Logo de HOMER Pro y un banner que dice "Need help learning HOMER? Learn more about online courses".

Figura 8.5.1: Pantalla Inicial del proyecto. Fuente: Homer Pro.

El programa deja poder concretar el lugar exacto donde se encuentra el edificio para así realizar las estimaciones certeras de los datos del viento, radiación solar etc.

- **EII (Escuela de Ingenieros).**

Para poder diseñar la microrred, se necesita conocer la potencia diaria en kWh/día, que según lo calculado anteriormente es de 2447,80 kWh/día. De lunes a viernes tenemos una potencia de 3042 kWh/día y sábados y domingos de 962 kWh/día. Como mes pico de la irradiancia en Málaga hemos puesto el mes de Julio. En la siguiente imagen se muestra el diseño con el programa Homer Pro del edificio. El mes de Agosto está cerrado el edificio por vacaciones del personal y con un servicio mínimo diario de la potencia de 27 kWh o lo que es lo mismo de 648 kW diarios.



Figura 8.5.2: Esquema de la distribución de potencias de la EII. Fuente: Homer Pro.

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

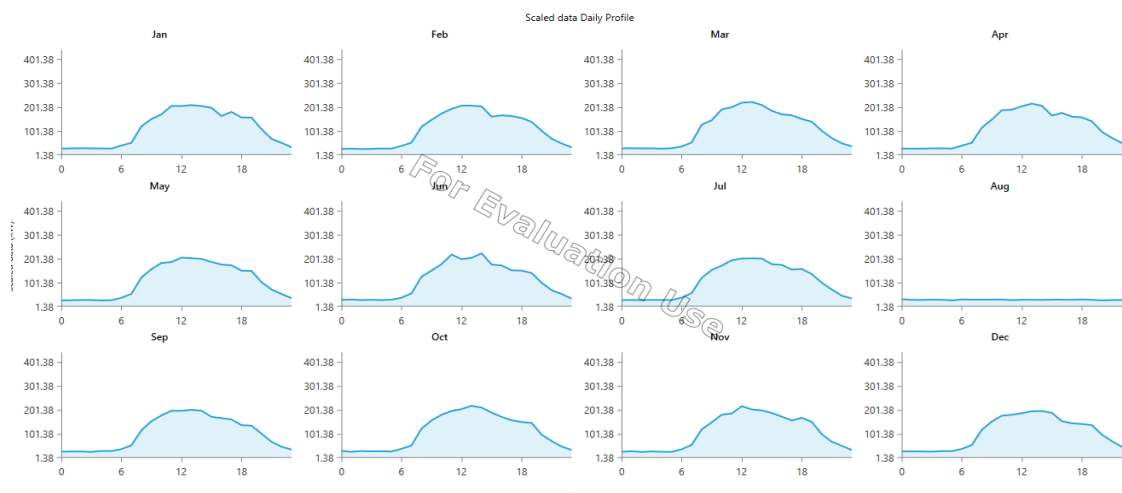


Figura 8.5.3: Perfil de consumo mensual de la EII. Fuente: Homer Pro.

El diagrama de caja y bigotes de las potencias medias consumidas, tanto máximas como las mínimas para los doce meses es el siguiente.

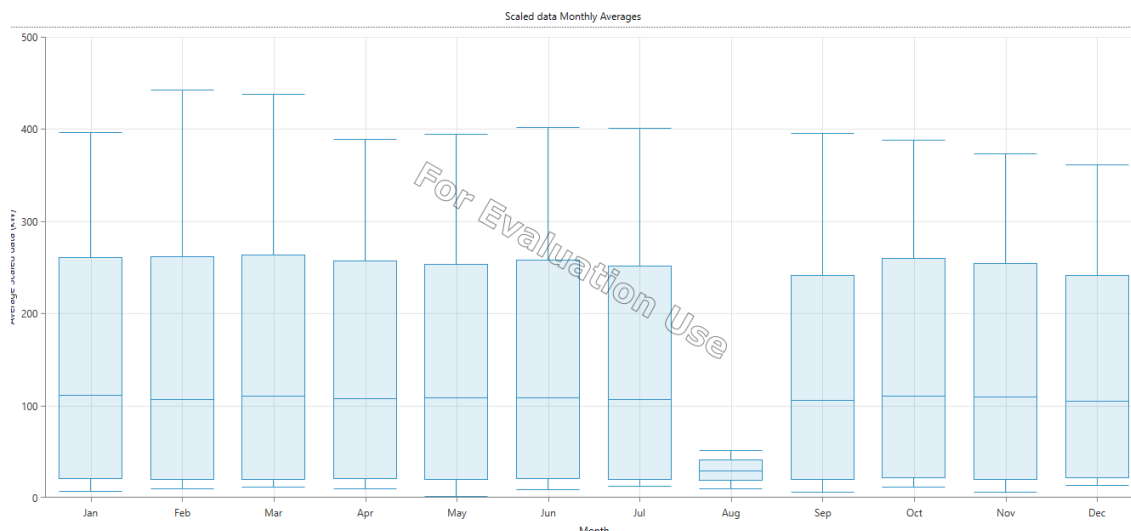


Figura 8.5.4: Diagrama de bigotes de potencias de la EII. Fuente: Homer Pro.

## 8.6 Descripción de los requisitos técnicos y económicos de cada componente de la microrred.

Se describen a continuación las condiciones técnico-económicas de los componentes que conforman la microrred

- **Generador A:**

Se trata de un generador de gran potencia para abastecer a la carga solicitada

| Capacity (kW) | Capital (€) | Replacement (€) | O&M (€/op. hr) |
|---------------|-------------|-----------------|----------------|
| 1             | €500.00     | €500.00         | €0.030         |

Figura 8.6: Características generales del generador A. Fuente: Homer Pro.

Se ha considerado según las características aproximadas de un generador real, de 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 aproximadamente sobre el funcionamiento de la máquina.

El programa que realice sus cálculos de optimización para potencias del generador de 300, 400 y 500 kW. También se da la posibilidad de que no considere aporte de este generador en caso de que el proceso de optimización así lo calcule.

Finalmente se ajusta el precio del diésel a 0,75 €/L aproximadamente ya que la compra de este material será en grandes cantidades.

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

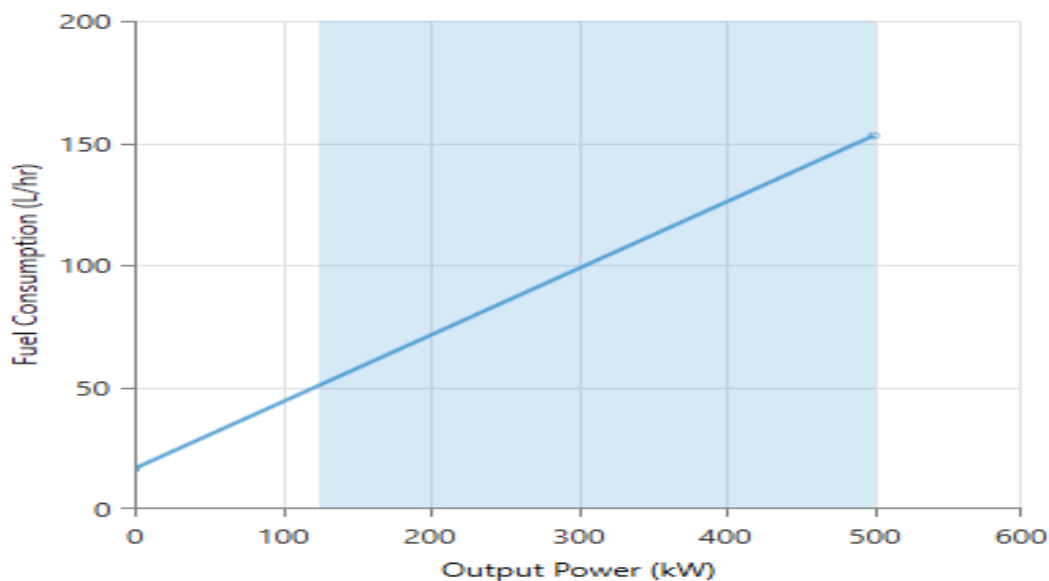


Figura 8.6.1: Consumo de combustible del generador A. Fuente: Homer Pro.

- **Generador B:**

Se utiliza como un suplemento para realizar un aporte puntual de energía. Este tipo de generador se conoce como un generador de baja potencia.

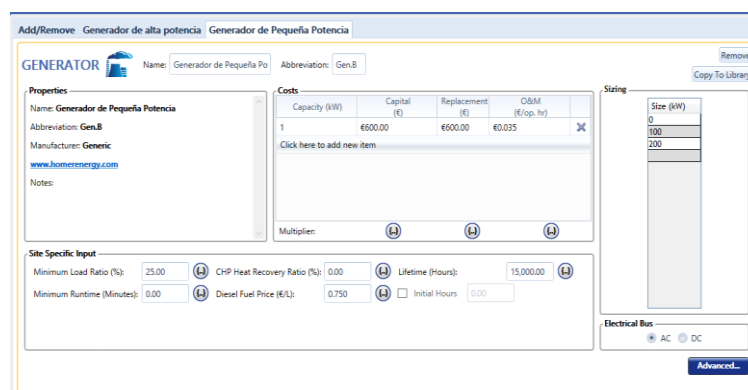


Figura 8.6.2: Características generales del generador B. Fuente: Homer Pro.

Para este tipo de caso, hemos supuesto que, al aportar menor potencia, la propuesta al programa para los cálculos de optimización sea ahora de 100 y 200kW de potencia para el generador diésel y que los costes de inversión iniciales y de sustitución sean de 600€/kW y de 0,035€/hora respecto al funcionamiento donde abarcan los costes de operación y mantenimiento.

Se adjunta por ser de interés también la curva del consumo de diésel en función de la potencia suministrada:

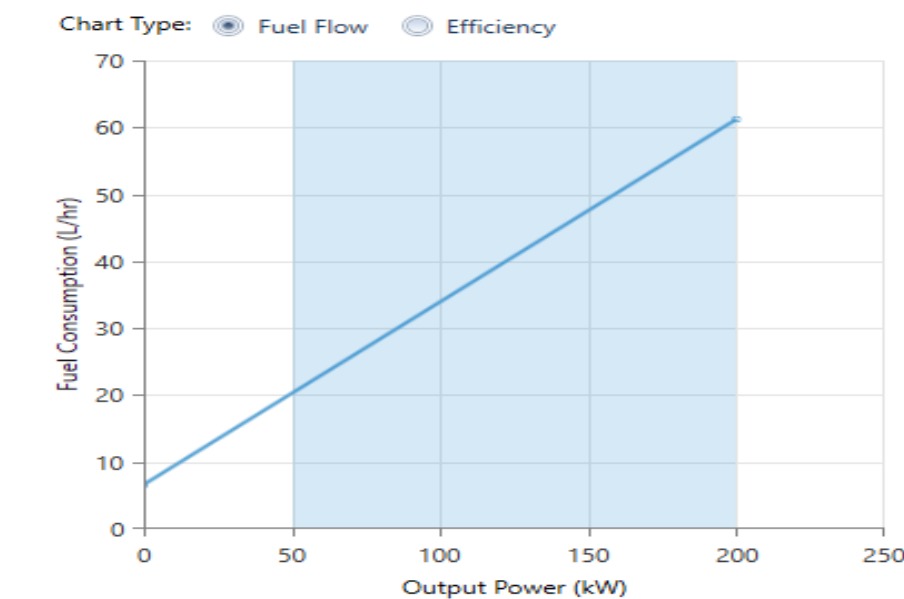


Figura 8.6.3: Consumo de combustible del generador B. Fuente: Homer Pro.

- **Fotovoltaica:**

Para la instalación fotovoltaica, los costes considerados observando catálogos de paneles y sumándole el precio con el inversor y el montaje 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, aunque la elección tras la simulación nunca ha superado los 50 kW conectado a la red, e incluso existiendo la posibilidad de que no se considere generación fotovoltaica en caso de que así lo considere el cálculo de optimización.

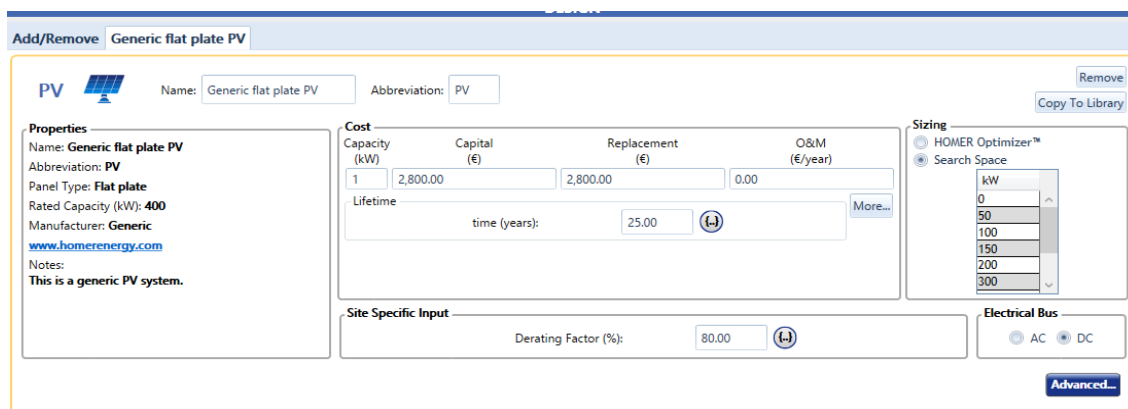


Figura 8.6.4. Características generales de la instalación fotovoltaica. Fuente: Homer Pro.

• **Eólica:**

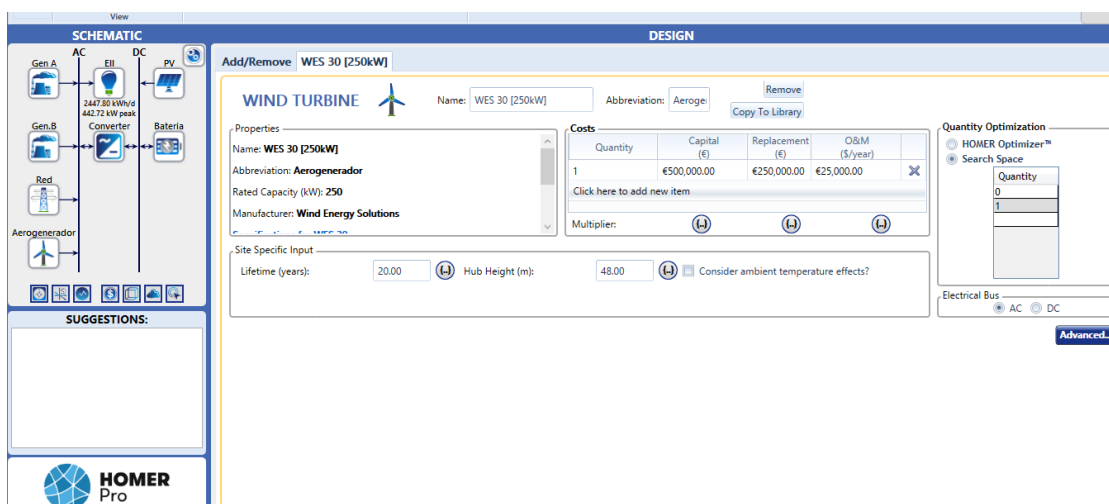


Figura 8.6.5: Características generales de la instalación eólica. Fuente: Homer Pro.

Es evidente que la inversión inicial, así como los costes de sustitución en el caso de la energía eólica son bastante elevados. En este caso 500.000 € por cada aerogenerador instalado y 250.000 € en caso de reemplazo. Además, los costes de operación y mantenimiento son de manera aproximada unos 25.000 €/año.

Se ha considerado un aerogenerador con una potencia de 250kW, hemos elegido uno de los que nos proporciona el programa y se le indica para la simulación que como máximo podrá considerar la instalación de un aerogenerador ya que el presupuesto en este caso aumentaría en exceso al incluir dos o más aerogeneradores.

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 óptimos se encuentran para valores de velocidad del viento entre 8 y 15 m/s aproximadamente.

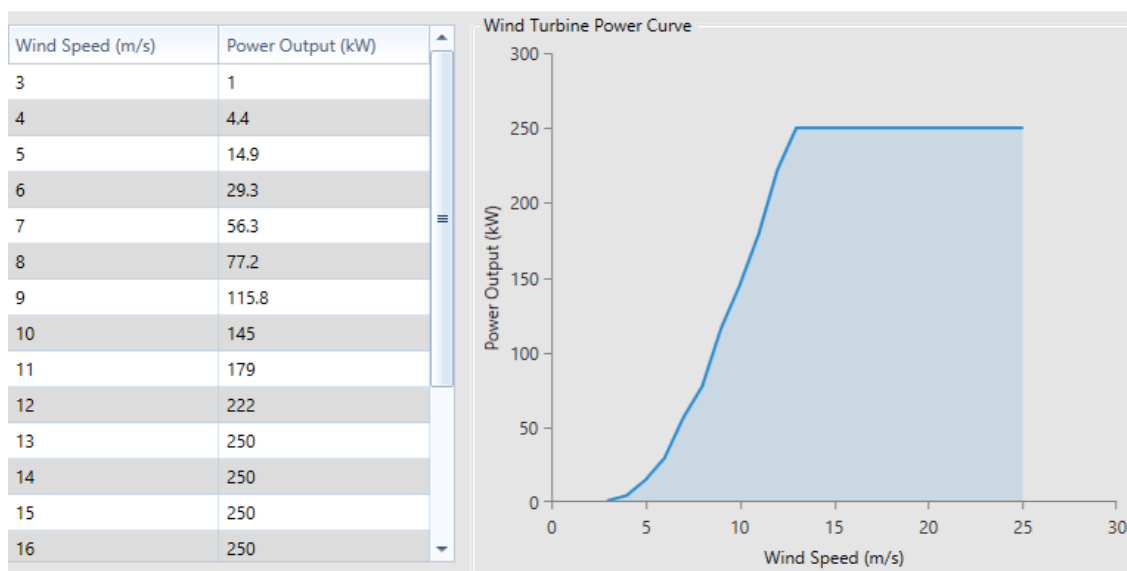


Figura 8.6.6: Gráfica de la curva de potencia vs velocidad del aerogenerador. Fuente: Homer Pro.

- **Baterías.**

Para las baterías se considera un coste de inversión inicial y de sustitución de 400€/ud según diferentes valores obtenidos en el mercado. En cuanto a los costes de operación y mantenimiento se ha tenido en cuenta un valor de 10€/año ya que una de las ventajas que presentan las baterías en almacenamiento es el mantenimiento tan bajo que tienen.

El programa realiza sus cálculos de optimización para valores en el número de baterías, hasta como máximo 50 baterías. Para el valor de salida en corriente continua de cada batería, obtenemos 360 V que es el resultado de multiplicar 30 baterías por 12 V.

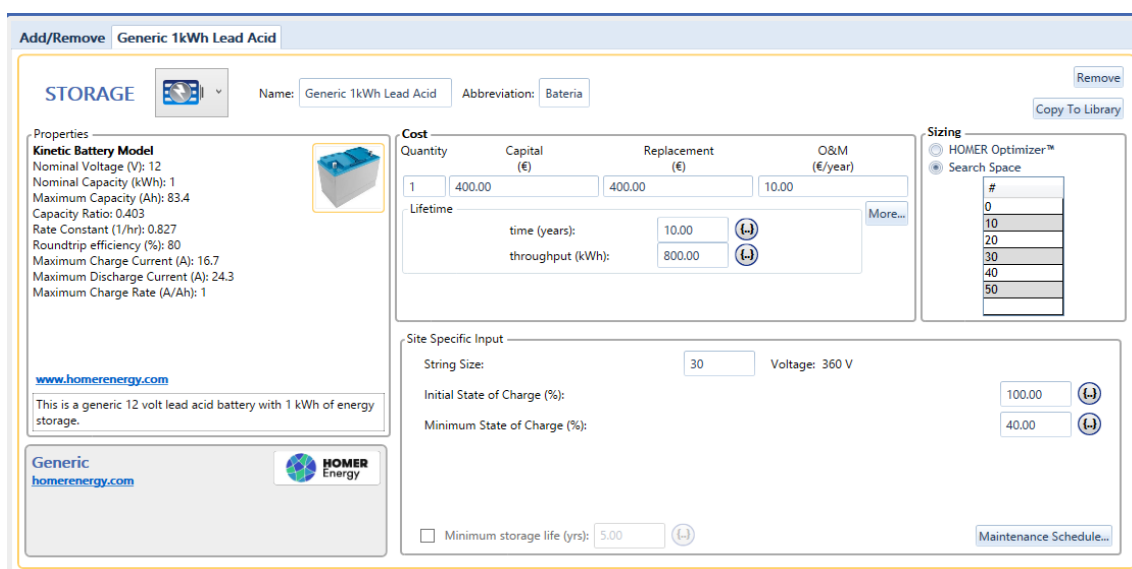


Figura 8.6.7: Características generales de la batería. Fuente: Homer Pro.

- **Convertidor CA/CC.**

Los convertidores conmutados de CA a CC son IC utilizados en circuitos de suministro de energía en modo conmutado para convertir una forma de onda de suministro de energía de tensión de entrada de CA a un suministro de energía de salida de CC regulada. El convertidor se ha optimizado para aplicaciones de almacenamiento de energía detrás del medidor donde la confiabilidad importa. Este sistema de energía está diseñado especialmente para aplicaciones de almacenamiento de energía detrás del medidor, como la respuesta a la demanda / reducción de la carga de la demanda y la energía de respaldo. Al detectar una perturbación de la red, se desconecta de la red y pasa al modo independiente en la conexión de carga. La transición es perfecta a las cargas críticas y admite un desequilibrio de fase del 100% en modo isla.

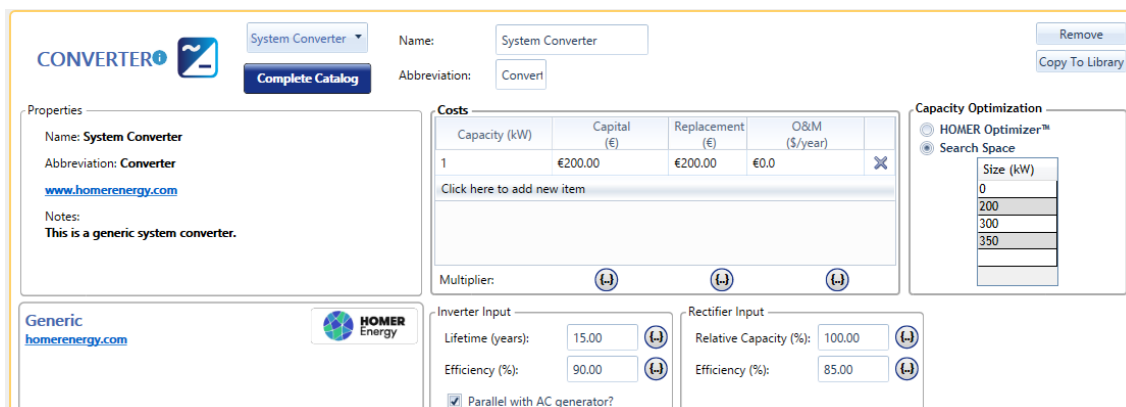


Figura 8.6.8: Características generales del convertidor. Fuente: Homer Pro.

Se ha considerado un coste de inversión inicial y de sustitución de 200€/kW y sin costes de operación y mantenimiento ya que para los convertidores no hace falta. Se propone al programa que realice sus cálculos de optimización para potencias de 200,300 y 350 kW. También existe la posibilidad de que no considere el convertidor en caso de que el proceso de optimización así lo calcule.

- **Red.**

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 propone al programa que realice sus cálculos de optimización para una potencia fija de 500 kW de la red

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 se hará transferencia de energía a la red ya que es evidente que no tendremos excedentes.

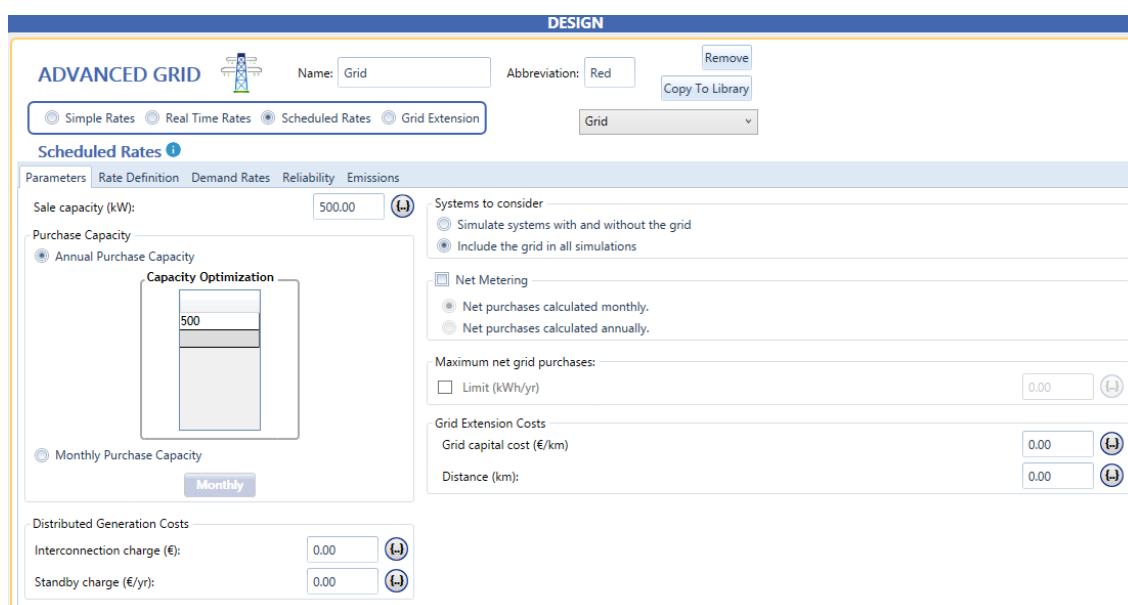


Figura 8.6.9: Características generales de la red eléctrica. Fuente: Homer Pro.

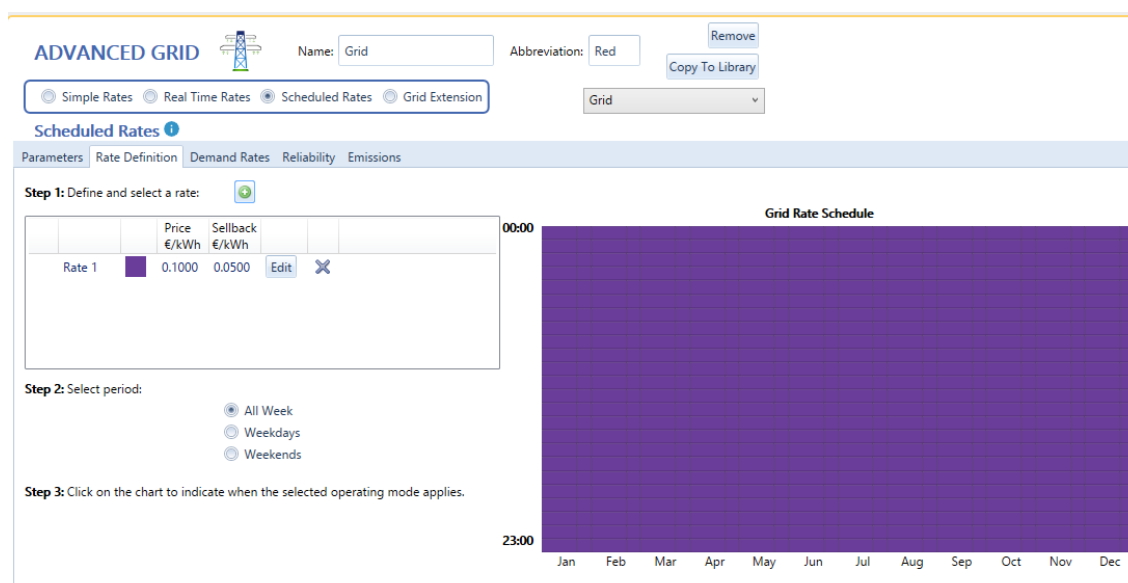


Figura 8.6.10: Tarifas para la energía que se toma de la red. Fuente: Homer Pro.



## 8.7 Resultados de la optimización más económica conectado a la red.

Una vez cargadas las carga mediante las curvas de demanda, elegidos los componentes de la generación fijando requisitos técnicos y económicos, introduciendo los recursos energéticos que poseemos en la zona a través del programa, Homer realiza el proceso de optimización y presenta los resultados de su cálculo. Estos resultados muestran las combinaciones entre estas tecnologías que abastecen la demanda y además satisfacen la demanda con el menor coste posible. Homer Pro nos muestra las diferentes combinaciones y nos las ordena de menor a mayor coste.

| PV (kW) | Aerogenerador | Gen A (kW) | Gen.B (kW) | Bateria | Red (kW) | Converter (kW) | Dispatch | NPC (€) | COE (€) | Operating cost (€/yr) | Initial capital (€) | Ren. Frac (%) | Total Fuel (L/yr) | Hours | Prod (kWh) |
|---------|---------------|------------|------------|---------|----------|----------------|----------|---------|---------|-----------------------|---------------------|---------------|-------------------|-------|------------|
|         |               | 300        |            |         | 500      |                | CC       | €1.09M  | €0.113  | €87,298               | €150,000            | 0             | 0                 | 0     | 0          |
| 50.0    |               |            | 100        |         | 500      | 200            | CC       | €1.13M  | €0.117  | €82,612               | €240,000            | 7.78          | 0                 |       |            |
|         |               | 300        | 100        |         | 500      |                | CC       | €1.15M  | €0.119  | €86,479               | €210,000            | 0             | 0                 | 0     | 0          |
| 50.0    |               | 300        |            |         | 500      | 200            | CC       | €1.21M  | €0.125  | €81,384               | €330,000            | 7.78          | 0                 | 0     | 0          |
|         |               |            |            | 300     | 500      | 200            | CC       | €1.24M  | €0.129  | €100,172              | €160,000            | 0             | 0                 |       |            |
| 50.0    |               | 300        | 100        |         | 500      | 200            | CC       | €1.26M  | €0.130  | €80,566               | €390,000            | 7.78          | 0                 | 0     | 0          |

Figura 8.7 Elección y resultados de la optimización. Fuente: Homer Pro.

Se ha dado que la solución óptima de entre todas las propuestas conectado a red es generar mediante tecnología fotovoltaica, con ambos grupos diésel, generadores A y B funcionando, pero de manera esporádica y donde apenas se notará el aporte eléctrico y el convertidor absorbiendo energía para utilizar en almacenamiento y por último comprando energía directamente de la red eléctrica. Con esta combinación el coste neto de 1,26 M€ para el ciclo de vida del proyecto.

De las distintas posibilidades de potencias que le dimos al programa y que se menciona anteriormente para que realizase el cálculo, Homer optimiza con un generador fotovoltaico de 50kW, generadores diésel de 300kW y 100kW respectivamente. El convertidor aporta 200kW y 500kW red eléctrica.

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

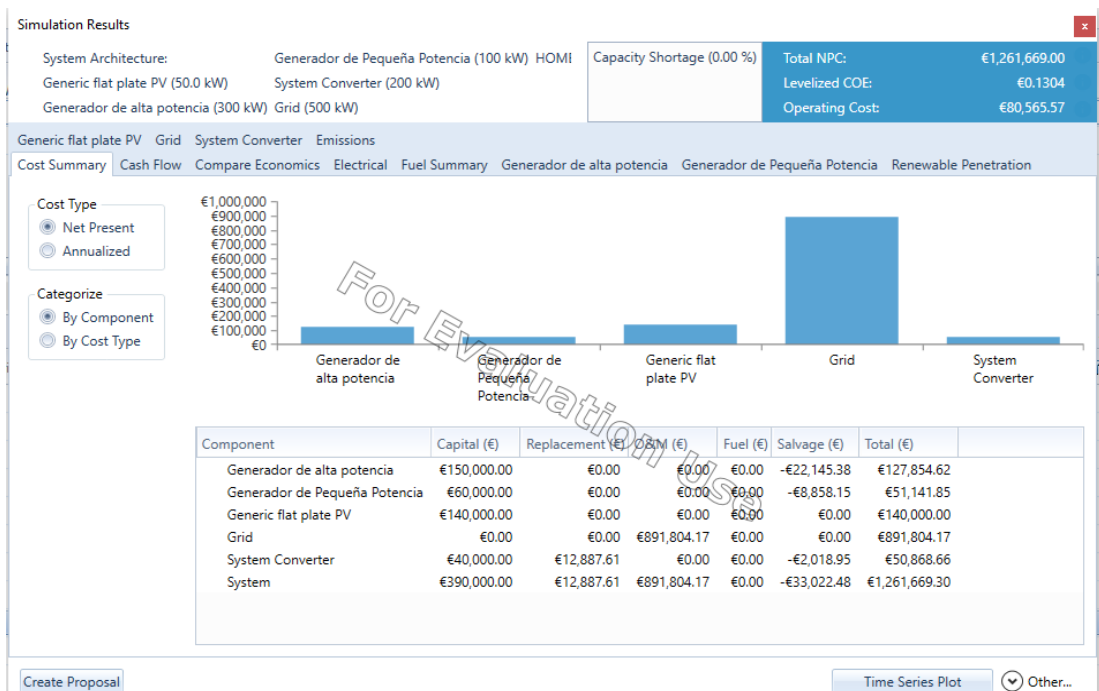


Figura 8.7.1: Coste completo de la microrred. Fuente: Homer Pro.

Por otra parte, desde el punto de vista económico, se observa que los costes que tenemos para cada uno de los años de vida que tiene la microrred (0 a 25 años), se representa de nuevo por tipo de coste o por tecnología y los componentes.

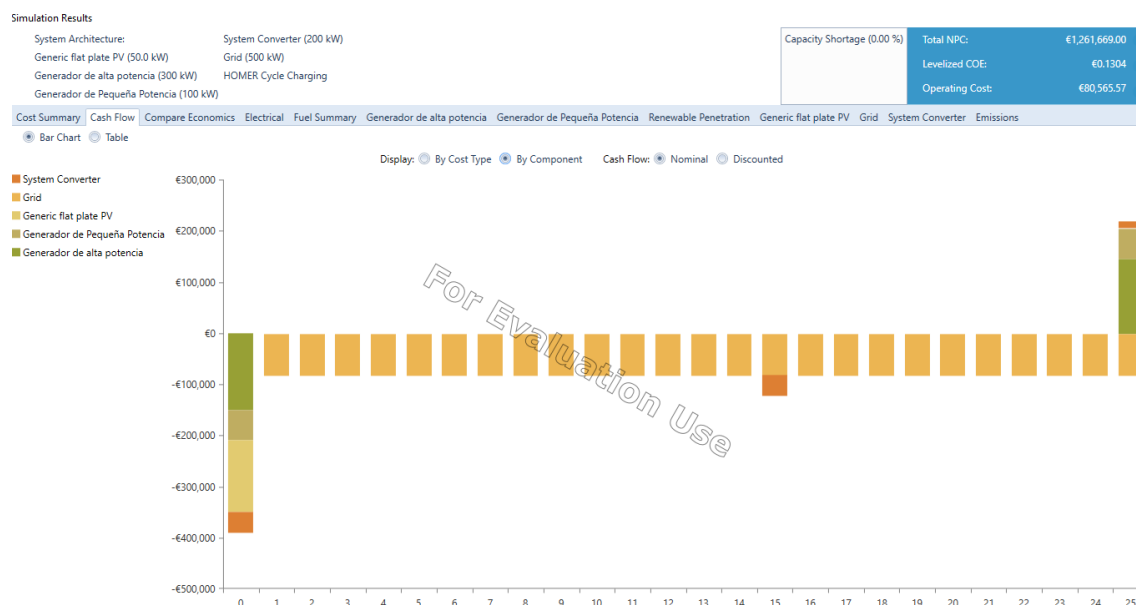


Figura 8.7.2: Coste completo del ciclo vida que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.

Se aprecian como aspectos más significativos y a tener cuenta la inversión inicial en el primer año y el coste por reemplazos en convertidor en el decimoquinto año de uso. A partir del último año del ciclo de vida, se observa una ganancia significativa tras el gran desembolso inicial que se produjo. La microrred quedaría por lo tanto bastante amortizada ya que lograría ganancias de dinero tras el periodo de instalación.

Por último, en este apartado, se halla los resultados desde el punto de vista eléctrico, calculando la demanda y producción anual de cada tecnología.

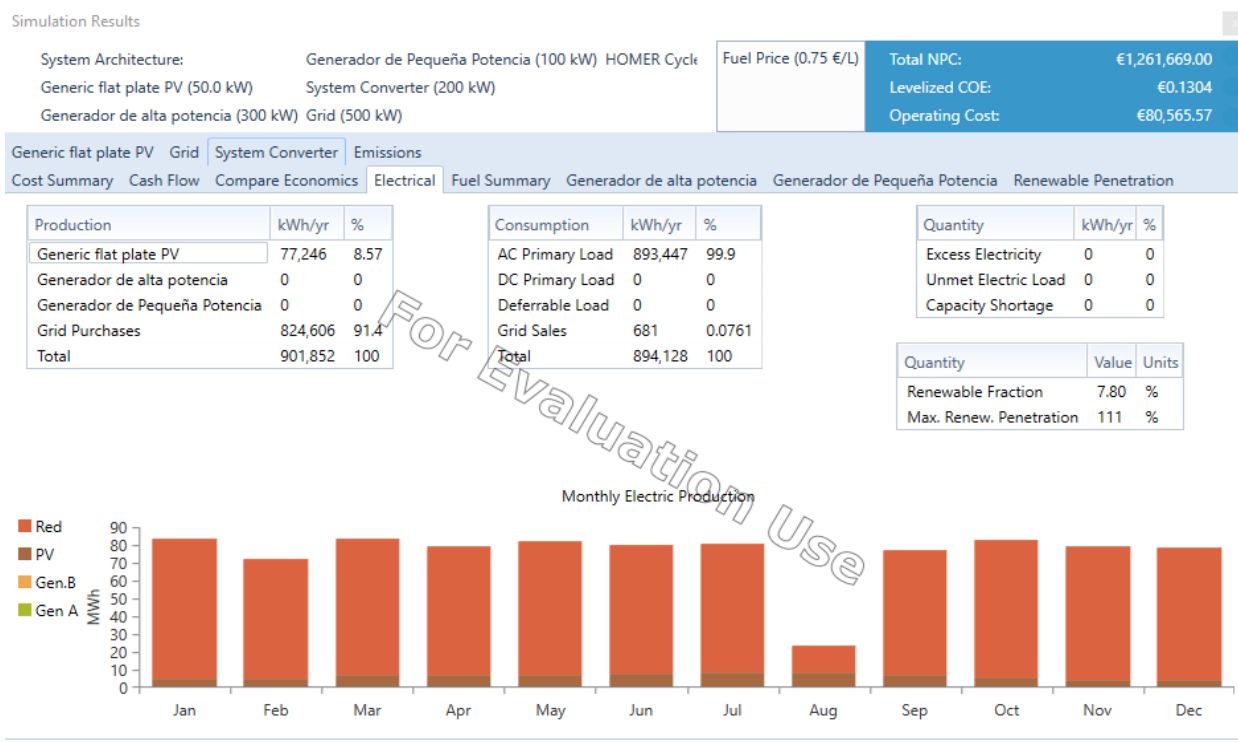


Figura 8.7.3: Coste eléctrico que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.

Vemos como el mayor suministrador ha sido finalmente la red eléctrica con un 91,4% de la producción total, seguida muy de lejos de la generación fotovoltaica con 77,246 kWh/año y un 8,57% de la producción. Ambos grupos diésel han servido de tecnologías de apoyo, pero no se refleja el uso final en la producción eléctrica puesto que el programa ha evaluado que no es necesario para alcanzar la demanda exigida en cada momento.

Por último, en el siguiente apartado se realiza una simulación final comparado una microrred completamente aislada. También se va a evaluar la parte de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

## 8.8 Resultados de la optimización más económica aislado a la red.

En estos resultados se muestran y evalúan la combinación más económica sin depender en ningún momento de la conexión a red.

| Architecture |               | Cost       |            |         |          | System         |          |         |                       |                     |              |                   |       |                  |          |
|--------------|---------------|------------|------------|---------|----------|----------------|----------|---------|-----------------------|---------------------|--------------|-------------------|-------|------------------|----------|
| PV (kW)      | Aerogenerador | Gen A (kW) | Gen B (kW) | Batería | Red (kW) | Converter (kW) | Dispatch | COE (€) | Operating cost (€/yr) | Initial capital (€) | Ren Frac (%) | Total Fuel (L/yr) | Hours | Production (kWh) | Fuel (L) |
| 50.0         | 1             | 300        |            | 300     | 500      | 200            | CC       | €1.84M  | €82,326               | €950,000            | 48.6         | 0                 | 0     | 0                | 0        |
| 50.0         | 1             | 300        | 100        | 300     | 500      | 200            | CC       | €1.89M  | €81,508               | €1.01M              | 48.6         | 0                 | 0     | 0                | 0        |
| 50.0         | 1             | 300        | 100        | 300     |          | 200            | LF       | €3.29M  | €10,912               | €1.01M              | 41.5         | 175,388           | 2,125 | 368,098          | 121      |
|              | 1             | 300        | 100        | 300     |          | 200            | LF       | €3.30M  | €224,704              | €870,000            | 35.7         | 190,903           | 2,203 | 408,761          | 133      |
|              |               | 300        | 100        |         |          |                | CC       | €3.41M  | €295,917              | €210,000            | 0            | 297,750           | 3,324 | 669,295          | 215      |
| 50.0         |               | 300        | 100        |         |          | 200            | CC       | €3.46M  | €283,502              | €390,000            | 6.36         | 280,638           | 3,281 | 622,568          | 203      |
| 200          |               | 300        | 100        | 300     |          | 200            | LF       | €3.47M  | €235,204              | €930,000            | 26.6         | 222,140           | 2,730 | 455,772          | 151      |
|              | 1             | 300        | 100        |         |          |                | CC       | €3.48M  | €255,715              | €710,000            | 28.4         | 220,970           | 2,968 | 473,697          | 156      |
| 50.0         | 1             | 300        | 100        |         |          | 200            | CC       | €3.56M  | €246,475              | €890,000            | 33.5         | 208,155           | 2,940 | 436,661          | 146      |
|              |               | 300        | 100        | 300     |          | 200            | CC       | €3.60M  | €298,621              | €370,000            | 0            | 294,401           | 2,955 | 640,862          | 204      |
| 150          | 1             |            | 200        | 900     |          | 200            | CC       | €3.63M  | €202,602              | €1.44M              | 49.8         | 145,993           |       |                  |          |
| 100          | 1             | 300        |            | 600     |          | 200            | LF       | €3.72M  | €737,066              | €1.71M              | 48.1         | 167,634           | 3,644 | 463,585          | 163      |

Figura 8.8: Elección de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro.

En nuestro caso, la solución óptima aislada a la red es generar mediante tecnología fotovoltaica, con ambos grupos diésel de nuevo funcionando y el convertidor en funcionamiento donde se utiliza para convertir la corriente alterna generada a corriente continua por los paneles solares fotovoltaicos y de esta manera poder ser usados en instalaciones eléctricas aisladas. Con esta combinación el coste neto es de 3,47M€ para el ciclo de vida del proyecto.

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

Desarrollando la solución óptima, se observa de nuevo el coste de todo el ciclo según el tipo de tecnología, es decir, de cada componente.

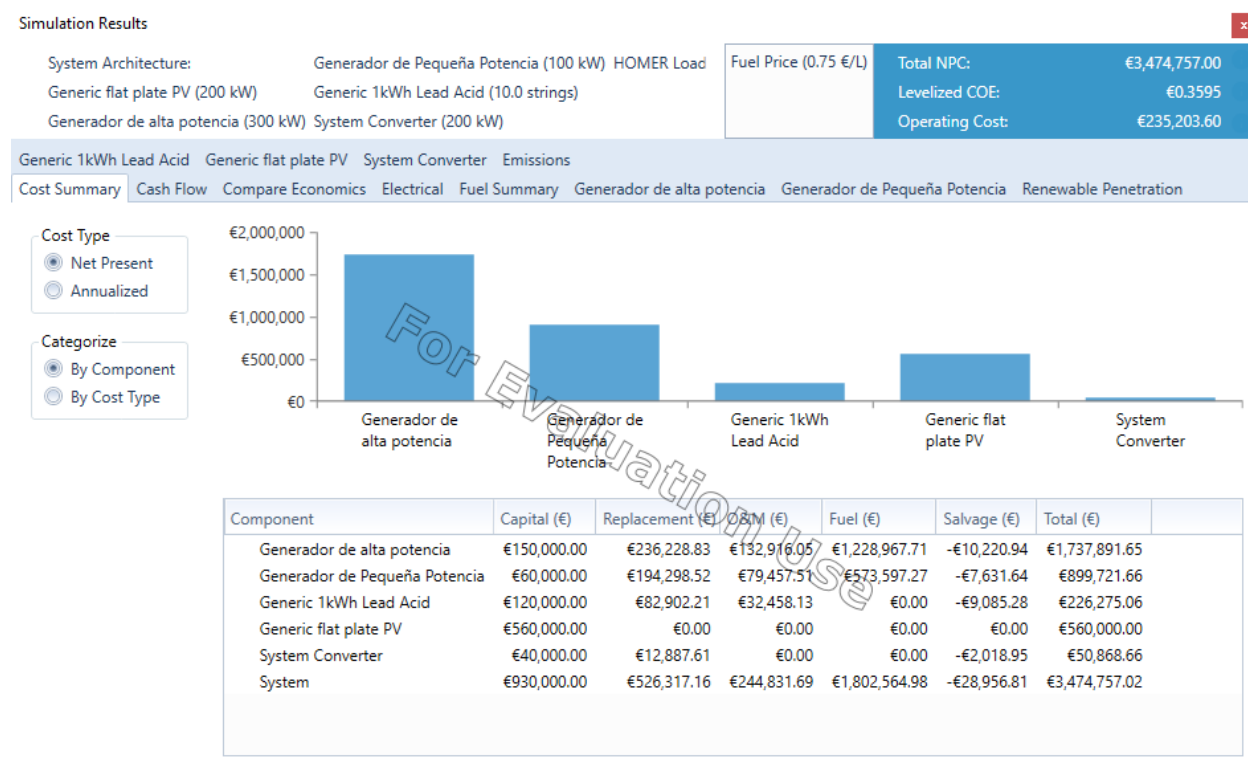


Figura 8.8.1: Coste económico completo de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro.

Vuelta a ver, desde el punto de vista económico, los costes que tenemos para cada uno de los años de vida que tiene la microrred (0 a 25 años), representándolo de nuevo por tipo de coste o por tecnología y los componentes.

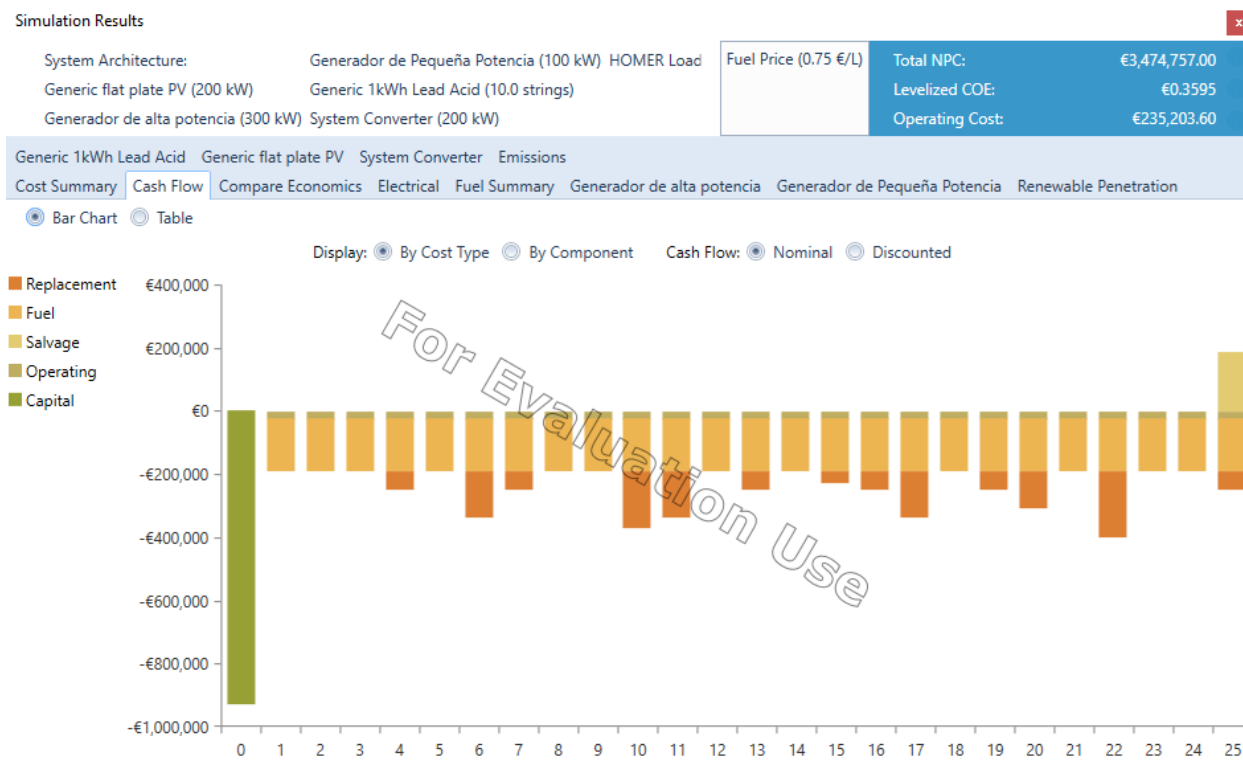


Figura 8.8.2: Coste completo del ciclo de vida de la microrred aislada. Fuente: Homer Pro.

Se aprecian como aspectos más significativos la inversión inicial en el primer año los costes por reemplazos en los grupos diésel, más significativamente en el sexto, décimo, undécimo, decimo séptimo y vigésimo segundo año.

Finalmente, se realiza y visualiza los resultados desde el punto de vista eléctrico. Prestando especial interés en el cálculo de la demanda eléctrica y la producción anual de cada tecnología.

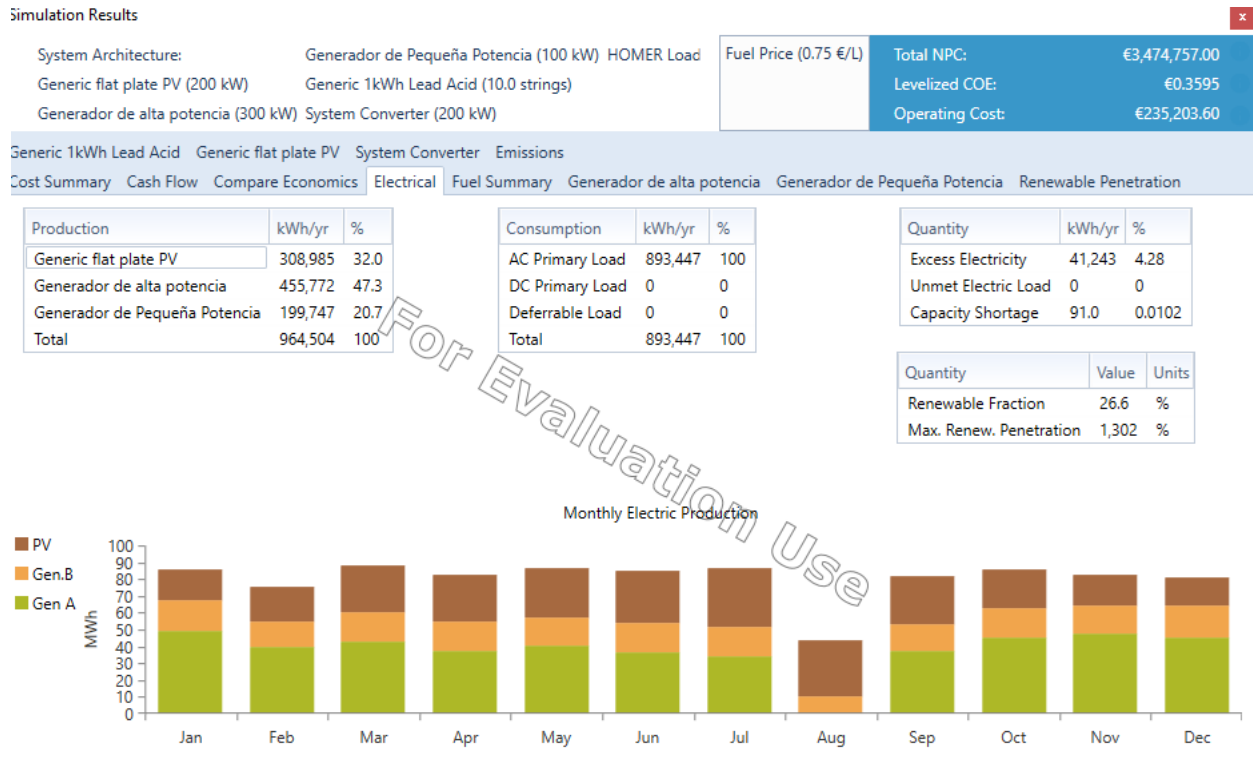


Figura 8.8.3: Coste eléctrico que tiene la microrred. Fuente: Homer Pro.

El mayor suministrador ha sido finalmente el generador de alta potencia con un 47,3% de la producción total, seguida muy de cerca de la generación fotovoltaica con 308,985 kWh/año y un 32,0% de la producción. El generador de pequeña potencia han servido de tecnologías de apoyo para alcanzar la demanda exigida en cada momento, aportando un reseñable 20,7% de la producción total.

## 9. CONCLUSIONES FINALES.

---

El presente trabajo fin de grado ha definido primeramente una evolución desde el comienzo inicial de concepto de microrred hasta la 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 definió y se explicó el concepto general de microrred, sabiendo los tipos existentes que hay y las ventajas y desventajas que presentan.

Una vez conocidos las fuentes de generación en microrredes, viendo las ventajas y desventajas que presentan cada una de ellas, se analizaron también los sistemas de almacenamiento más conocidos en la energía solar, viendo como principal sistema utilizado hoy en día a las baterías.

El quinto y sexto capítulo se han analizado de forma exhaustiva, primeramente, los diferentes métodos que existen en la gestión de la demanda de las microrredes, visualizando los métodos más importantes. Seguidamente, hemos visto la composición de los niveles de jerarquía de una microrred y por si fuera poco, el funcionamiento de la microrred de manera aislada y conectada a la red, y el uso de los inversores en cada caso.

En el séptimo capítulo, donde más me he enfocado ha sido desgranando los diferentes nuevas estrategias de comercios de energía presentes en las microrredes. Tanto el Blockchain, como el Peer-to-peer trading in microgrid son nuevos mecanismos de compra y venta de energía en vías de desarrollo.

Para la implementación de la microrred nos apoyamos en el software de cálculo Homer Pro. 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. con lo que se procedió a definir 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 y posteriormente aislada de la red.

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 nuestra primera solución la fotovoltaica, junto a la conexión a red se presentaron como las tecnologías más importantes dentro del mix energético y abaratando mucho nuestro coste.

Por el contrario, la eliminación de abastecer por parte de la red produjo que los generadores diesel aumentasen mucho su uso para cumplir técnicamente con la demanda, los costes económicos se dispararan de manera abismal. Además, el impacto ambiental al no estar conectado a la red produjo un crecimiento en exceso de las emisiones contaminantes.

Se ha demostrado con este trabajo fin de grado 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 con Homer Pro, 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.

También se deja como objeto de estudio, la posibilidad de implantar un tipo de las explicadas nuevas estrategias de comercio de energía en la simulación de la microrred.

## 10. BIBLIOGRAFÍA.

---

- [1] J.L Rodríguez Amenedo, J.C Burgos Díaz, “Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica”. Madrid (Spain) 2003.
- [2] Microgrid Institute, “Estado y uso de las microrredes”. <https://www.microgridinstitute.org>. Año 2021
- [3] Naturgy, “Microturbinas a gas: flexibilidad para sistemas de microgeneración”. <https://www.naturgy.es>. Año 2021.
- [4] Iñaki Leibar Murgoitio, “Gestión de microrredes eléctricas basadas en microturbinas de gas”. Tesis doctoral, Universidad de Bilbao. Año 2017.
- [5] McGraw-Hill, “Componentes de una instalación fotovoltaica”. <https://www.mhe.es>. Año 2021.
- [6] Ciemat, “Curva del Aerogenerador AWEC-60”. Madrid 1992.
- [7] Carlos Dolader Retamal, Joan Bel Roig, Jose Luiz Muñoz Tapia, “La Blockchain: Fundamentos, aplicaciones y relación con otras tecnologías disruptivas”. Universidad Politécnica de Cataluña. Año 2020.
- [8] Idae Autoconsumo “Tramitación del autoconsumo”. <https://www.idae.es>. Octubre 2020.
- [9] Agencia Andaluza de la Energía “Medición de la radiación solar”. <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es>. Año 2021.
- [10] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu “Peer to peer energy trading in a Microgrid”, Publicación en revista científica. Año 2018.
- [11] Andrija Goranović, Marcus Meisel, Lampros Fotiadis, Stefan Wilker, “Aplicaciones de blockchain en microrredes” Publicación en revista científica. Octubre 2017.
- [12] Chenghua Zhang, Jianzhong Wu, Yue Zhou, Meng Cheng, Chao Long. “Comercio de energía entre pares en una microrred”. Publicación en revista científica. Año 2018.
- [13] Homer Pro, User Manual. <https://www.homerenergy.com>. Año 2021.
- [14] Carlos Bordons, Félix García Torres, Miguel Ridao. “Model Predictive control of microgrids”. Libro, Año 2019.
- [15] Universidad de Málaga. Escuela de Ingenierías Industriales. <https://www.uma.es/escuela-de-ingenierias-industriales/>.
- [16] Waqas Khan, Yung.Cheol Byun, Sang-Joon. “Enfoque basado en aprendizaje automático para predecir el consumo de energía de fuentes de energía renovables y no renovables”. Publicación en revista científica. Año 2020.