



# **MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

## **Optimización y Análisis de un Sistema de Almacenamiento a Gran Escala para Hacer Gestionable la Generación Proveniente de un Sistema Híbrido Renovable**

**Autora: Cristina Rodríguez Sánchez**

**Director: Sergio Hurtado Cuerva**

**Madrid**



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### **1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.**

El autor D. \_\_\_\_\_

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: \_\_\_\_\_, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### **2º. Objeto y fines de la cesión.**

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### **3º. Condiciones de la cesión y acceso**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños,

que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

**6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 31.. de agosto. de 2020

**ACEPTA**

Fdo: Cristina Rodríguez Sánchez

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

# Resumen

El mapa de ruta a seguir impuesto por la transición energética a la que España ha de hacer frente, incorpora una necesaria remodelación del funcionamiento de la red eléctrica tal y como se conoce hoy en día. Parte de ello reside en la alta penetración de generación renovable no gestionable que se espera poder implementar en los próximos 10 años, pues se ha de poder combinar con un sistema flexible en el que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

De este modo, la puesta en escena de la generación renovable arroja una serie de retos que deben ser analizados paralelamente; y cuya solución comprende a su vez el uso de nuevas tecnologías.

Al objeto de analizar uno de tales retos en concreto, el presente proyecto se centra en el uso del almacenamiento energético a gran escala mediante baterías de ion-litio como respuesta a la comprometida flexibilidad y gestionabilidad que ha de tener la generación renovable, especialmente en redes aisladas y con alta penetración de dichos recursos.

Se parte en primer lugar de la elaboración de un caso de estudio en el que diversos elementos forman un sistema eléctrico aislado para posteriormente analizar diversos aspectos mediante su modelización en el programa PSS/E.

De este modo, se tiene una planta de generación renovable híbrida en la que se integran un parque eólico de 54MW y un generador fotovoltaico de 120MWp; y donde parte de la labor de estudio es determinar la producción horaria de ambos generadores.

Haciendo uso de la electrónica de potencia, y únicamente a modo académico puesto que la operativa real difiere del escenario presentado, la energía generada por este último es discriminada de la siguiente manera. Existe un consumidor

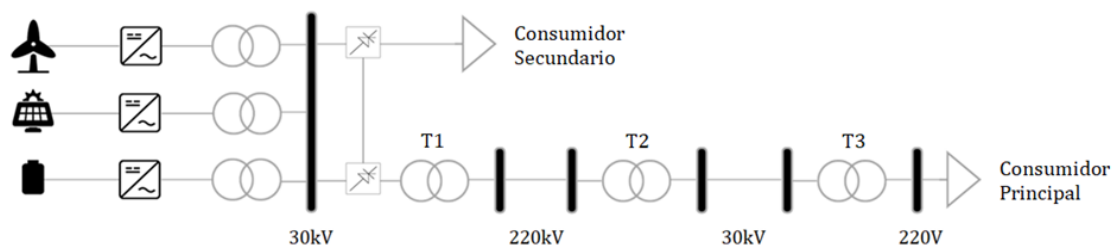
principal al que se le entrega la energía generada en primera instancia. Este consumidor se encuentra formado por un número de hogares a determinar y cuya curva característica unitaria se estima obteniendo tres perfiles de demanda tipo para cada periodo del año analizado: verano, invierno y entretiempo. Además, como característica de este consumo residencial, se tiene en cuenta una inserción paulatina del vehículo eléctrico cuya recarga influirá en el nivel de energía final consumida para los distintos años que se analizan.

Por otro lado, la instalación híbrida contará con el apoyo de una batería de ion-litio de gran almacenamiento para asegurar que dicho consumidor principal tenga suplido su nivel de demanda, jugando un papel primordial a la hora de desplazar la energía desde horas de mayor generación a otras de mayor consumo, aportando flexibilidad al sistema.

De esta manera, una parte de la labor de este proyecto está centrada en diseñar la capacidad óptima del almacenamiento necesaria para hacer posible la gestionabilidad del recurso renovable. Esto se lleva a cabo mediante el desarrollo de un módulo de cálculo que permite obtener el tamaño de batería apropiado bajo unas condiciones de generación y demanda a introducir por el usuario. De este modo, y bajo el criterio de diseño que se impone, se obtiene una capacidad óptima de almacenamiento de 176MWh nominales, permitiendo al recurso renovable dar servicio a un total de 55.000 familias.

Por último, existirá un segundo consumidor al cual se le entrega el excedente que no haya sido previamente empleado para sustentar al primer consumidor ni realizar la recarga de la batería.

Todos los elementos descritos (generador híbrido, consumidores y batería) se encuentran integrados a través de una red de transporte y distribución como se muestra a continuación.



**Figura 1: Sistema Eléctrico del Caso de Estudio**

Parte de la labor posterior al diseño del caso es por tanto llevar a cabo la parametrización de todos los elementos para realizar su implementación en el software PSS/E. A través de este programa se realizan varios estudios.

Por una parte, se lleva a cabo el análisis estático del sistema que atiende tanto al perfil de tensiones como a los flujos de potencia, pérdidas y sobretensiones en la red. Por otra parte, se explora a través de un análisis dinámico la respuesta del sistema ante eventos relacionados con el carácter intrínseco imprevisible del sistema generador.

**Palabras Clave:** almacenamiento energético, batería, Ion-Li, gran escala, gestionabilidad, hibridación, generación renovable, fotovoltaico, eólico.

# Abstract

The roadmap to follow imposed by the energy transition that Spain has to face, incorporates a necessary remodeling of the operation of the electrical network as it is known today. Part of this resides in the high penetration of non-manageable renewable generation that is expected to be implemented, since it must be combined with a flexible system in which the management of demand and storage contributes to the security and quality of the electricity supply.

In this manner, the staging of renewable generation implies a series of challenges that must be analyzed in parallel; and whose solution also involve the use of new technologies.

In order to analyze one of such challenge in particular, this project focuses on the use of large-scale energy storage using lithium-ion batteries in response to the compromised flexibility and inherent manageability of renewable generation, especially in isolated networks and with high penetration of these resources.

The starting point is the elaboration of a case study in which various elements form an isolated electrical system to later analyze various aspects by modeling them in the PSS / E program.

In this sense, there is a hybrid renewable generation plant in which a 54MW wind farm and a 120MWp photovoltaic generator are integrated; and where part of the study work is to determine the hourly production of both generators.

Through the use of power electronic devices, and only in an academic way since the actual operation differs from the scenario presented, the energy generated by the latter is discriminated in the following way. There is a main load to whom the generated energy is delivered in the first instance. This load is made

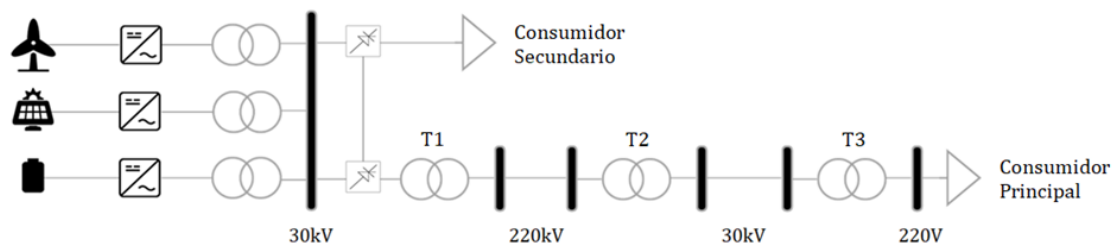
up of a number of households to be determined and whose characteristic curve is estimated by obtaining three typical demand profiles for each period of the year analyzed: summer, winter and mid-season. Furthermore, as a characteristic of this residential consumption, a gradual insertion of the electric vehicle is taken into account, the recharging of which will influence the level of final energy consumed for the different years analyzed.

On the other hand, the hybrid installation will have the support of a large storage lithium-ion battery to ensure that the main consumer has supplied its level of demand, playing a key role in shifting energy from peak generation hours to others with higher consumption, providing flexibility to the system.

A considerable aspect of the work of this project is focused on designing the optimal storage capacity necessary to make the renewable resource flexible. This is done through the development of a calculation module that allows obtaining the appropriate battery size under generation and demand conditions to be entered by the user. In this way, and under the design criteria that are imposed, an optimal storage capacity of 176MWh nominal is obtained, allowing the renewable resource to serve a total of 55,000 families.

Finally, there will be a second consumer to whom the surplus that has not been previously used to support the first consumer or to recharge the battery is delivered to.

All the elements described (hybrid generator, consumers and battery) are integrated through a transport and distribution network as shown below.



**Figure 1: Electric System of this Case Study**

Part of the work after the design of the case study is therefore to parameterize of all the elements to proceed with their implementation in the software PSS/E. Through this program several studies are be carried out.

On one hand, a static analysis of the system is executed, taking into account both the voltage profile and the power flows, losses and overvoltages in the network. On the other hand, the response of the system to events related to the inherent unpredictability of the generating system is explored through a dynamic analysis.

**Key Words:** energy storage, battery, Lithium-Ion, large-scale, manageability, hybrid renewable energy system, renewable generation, photovoltaic, eolic.

# Índice de la Memoria

|                                                                     |           |
|---------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Capítulo 1: Introducción.....</b>                                | <b>14</b> |
| 1.1 Integración de Energías Renovables en el Sistema.....           | 15        |
| 1.1.2 Desafíos en la Operación de Renovables en Redes Aisladas..... | 16        |
| 1.2 El Papel de las Baterías a Gran Escala de Ion-Litio .....       | 16        |
| 1.3 Alcance y Metodología .....                                     | 18        |
| <b>Capítulo 2: Antecedentes.....</b>                                | <b>20</b> |
| 2.1 Análisis Estático de un Sistema Eléctrico .....                 | 20        |
| 2.2 Análisis Dinámico de un Sistema Eléctrico .....                 | 22        |
| 2.3 Sistema Unitario.....                                           | 22        |
| 2.4 Herramientas Empleadas .....                                    | 24        |
| 2.4.1 PSS/E .....                                                   | 24        |
| 2.4.2 PVsyst.....                                                   | 24        |
| 2.4.3 Otros .....                                                   | 25        |
| <b>Capítulo 3: Determinación de la Producción Renovable.....</b>    | <b>27</b> |
| 3.1 Generación de la Planta Solar Fotovoltaica .....                | 27        |
| 3.1.1 Metodología para la Implementación en PVsyst.....             | 28        |
| 3.1.2 Resultados de la Simulación .....                             | 31        |
| 3.2 Generación del Parque Eólico.....                               | 33        |
| 3.3 Generación del Conjunto Híbrido.....                            | 35        |
| <b>Capítulo 4: Estimación de la Demanda .....</b>                   | <b>37</b> |
| 4.1 Estimación del Consumo Residencial .....                        | 39        |
| 4.2 Estimación del Consumo del Vehículo Eléctrico .....             | 47        |
| 4.3 Resultados del Consumo Unitario.....                            | 47        |
| <b>Capítulo 5: Dimensionamiento Óptimo de la Batería.....</b>       | <b>50</b> |
| 5.1 Condiciones Iniciales.....                                      | 50        |
| 5.2 Criterio de Diseño.....                                         | 51        |
| 5.2.1 Modelo del Procedimiento a Seguir .....                       | 55        |
| 5.3 Ecuaciones y Restricciones para la Operativa de la Batería..... | 56        |

|                                                                                               |            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 5.4 Representación Gráfica de la Metodología.....                                             | 58         |
| 5.5 Resultados del Dimensionamiento.....                                                      | 63         |
| 5.5.1 Especificaciones Técnicas.....                                                          | 63         |
| 5.5.2 Representación Horaria de la Actividad de la Batería .....                              | 63         |
| 5.5.3 Estado de Carga (SOC) .....                                                             | 70         |
| <b>Capítulo 6: Modelización del Caso de Estudio en PSS/E .....</b>                            | <b>72</b>  |
| 6.1 Modelización del Sistema Generador y Batería.....                                         | 73         |
| 6.1.1 Modelo Estático del Conjunto.....                                                       | 75         |
| 6.1.2 Modelo Dinámico del Conjunto.....                                                       | 77         |
| 6.2 Modelización de la Red Eléctrica del Sistema .....                                        | 82         |
| 6.3 Modelización de la Electrónica de Potencia y Consumo Secundario .....                     | 83         |
| 6.4 Sistema Resultante en PSS/E.....                                                          | 83         |
| <b>Capítulo 7: Estudio de los Flujos de Carga .....</b>                                       | <b>85</b>  |
| 7.1 Análisis de Tensiones.....                                                                | 86         |
| 7.2 Análisis de Pérdidas.....                                                                 | 88         |
| 7.3 Análisis de Sobrecargas.....                                                              | 93         |
| 7.4 Papel de la Batería ante los Flujos de Reactiva.....                                      | 93         |
| <b>Capítulo 8: Estudio de la Estabilidad de la Red Frente a Eventos del Sistema .....</b>     | <b>96</b>  |
| 8.1 Variación de la Irradiación Solar.....                                                    | 97         |
| 8.1.1 Mínimo Excedente de Energía.....                                                        | 97         |
| 8.1.2 Máxima Producción Renovable .....                                                       | 99         |
| 8.2 Pérdida de Generación Eólica.....                                                         | 102        |
| <b>Capítulo 9: Conclusiones .....</b>                                                         | <b>106</b> |
| <b>Bibliografía .....</b>                                                                     | <b>108</b> |
| <b>Anexo A: Alineación del Proyecto con los Objetivos para el Desarrollo Sostenible .....</b> | <b>110</b> |
| A.1 Contextualización y Objetivos.....                                                        | 110        |
| A.2 Interacción del Proyecto con el Objetivo a Cumplir .....                                  | 112        |
| A.3 Cuantificación a la Contribución del ODS.....                                             | 112        |
| <b>Anexo B: Módulo Fotovoltaico .....</b>                                                     | <b>113</b> |
| <b>Anexo C: Inversor Fotovoltaico.....</b>                                                    | <b>114</b> |
| <b>Anexo D: Aerogenerador .....</b>                                                           | <b>115</b> |

|                                                                                              |            |
|----------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>Anexo E: Informe Generador por PVsyst .....</b>                                           | <b>116</b> |
| <b>Anexo F: Código de Programación: Python .....</b>                                         | <b>117</b> |
| <b>Anexo G: Interfaz del Módulo de Cálculo para el Dimensionamiento del Almacenamiento .</b> | <b>119</b> |

# Índice de Figuras

|                                                                                                                                        |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1: Pantalla principal de ejecución en PVsyst.....                                                                               | 25 |
| Figura 2: Conexión del generador fotovoltaico al nudo de generación. ....                                                              | 28 |
| Figura 3: Localización del emplazamiento del generador fotovoltaico. Pozuelo de Aragón, Zaragoza.<br>[Fuente: Google Maps].....        | 28 |
| Figura 4: Parametrización de los datos de orientación en la interfaz de PVsyst. ....                                                   | 29 |
| Figura 5: Detalle de la interfaz de PVsyst para el dimensionamiento del conjunto fotovoltaico.....                                     | 30 |
| Figura 6: Interfaz de PVsyst para la parametrización de las pérdidas en C.A.....                                                       | 31 |
| Figura 7: Balances y resultados principales emitidos por PVsyst. ....                                                                  | 32 |
| Figura 8: Energía activa entregada a la red en MWh por el generador fotovoltaico a lo largo del año.<br>.....                          | 32 |
| Figura 9: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de invierno. ....                                           | 33 |
| Figura 10: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de verano.....                                             | 34 |
| Figura 11: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de entretiempo. ....                                       | 34 |
| Figura 12: Energía producida por el parque eólico a lo largo del año.....                                                              | 35 |
| Figura 13: Generación estimada del conjunto híbrido a lo largo del año.....                                                            | 36 |
| Figura 14: Desglose de las técnicas ascendente y descendente para la estimación la demanda<br>residencial. [2].....                    | 38 |
| Figura 15: Consumo residencial de potencia activa sin VE para los tres periodos. ....                                                  | 47 |
| Figura 16: Consumo potencia activa residencial con VE para los tres periodos. ....                                                     | 48 |
| Figura 17: Consumo residencial de potencia reactiva para los tres periodos. ....                                                       | 48 |
| Figura 18: Energía diaria consumida por periodo. ....                                                                                  | 49 |
| Figura 19: Curva de generación y demanda para un aprovechamiento de la energía del 85%. ....                                           | 52 |
| Figura 20: Curva de generación y demanda para atender la gestionabilidad completa de una<br>demanda aislada.....                       | 53 |
| Figura 21: Energía diaria generada en MWh por la instalación híbrida en enero. ....                                                    | 54 |
| Figura 22: Diagrama de flujo de trabajo empleado para dimensionar la batería.....                                                      | 55 |
| Figura 23: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la bacteria para un<br>consumo de 45.000 familias..... | 59 |
| Figura 24: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 45.000<br>familias por tipo de día.....            | 59 |
| Figura 25: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la bacteria para un<br>consumo de 65.000 familias..... | 60 |
| Figura 26: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 65.000<br>familias por tipo de día.....            | 61 |
| Figura 27: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la bacteria para un<br>consumo de 55.000 familias..... | 61 |

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 28: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 55.000 familias por tipo de día..... | 62 |
| Figura 29: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de invierno.....                                            | 64 |
| Figura 30: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de invierno.....                                             | 64 |
| Figura 31: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de invierno.....                                             | 64 |
| Figura 32: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de invierno.....                                           | 65 |
| Figura 33: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de invierno.....                                            | 65 |
| Figura 34: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de invierno.....                                            | 65 |
| Figura 35: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de verano.....                                              | 66 |
| Figura 36: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de verano.....                                               | 66 |
| Figura 37: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de verano.....                                               | 66 |
| Figura 38: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de verano.....                                             | 67 |
| Figura 39: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de verano.....                                              | 67 |
| Figura 40: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de verano.....                                              | 67 |
| Figura 41: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de entretiempo.....                                         | 68 |
| Figura 42: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de entretiempo.....                                          | 68 |
| Figura 43: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de entretiempo.....                                          | 68 |
| Figura 44: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de entretiempo.....                                        | 69 |
| Figura 45: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de entretiempo.....                                         | 69 |
| Figura 46: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de verano.....                                              | 69 |
| Figura 47: Estado de carga de la batería para el peor día del invierno.....                                              | 70 |
| Figura 48: Estado de carga de la batería para un día medio de invierno.....                                              | 70 |
| Figura 49: Estado de carga de la batería para las medias de entretiempo, verano e invierno con un 10% de VE.....         | 71 |
| Figura 50: Red eléctrica del sistema.....                                                                                | 73 |
| Figura 51: Topología de un bus de CC/CA para la conexión del sistema híbrido-batería.....                                | 74 |
| Figura 52: Topología de un bus CC para la conexión del sistema híbrido-batería.....                                      | 74 |
| Figura 53: Topología de un bus de CC con inversor bidireccional para la conexión del sistema híbrido-batería.....        | 75 |
| Figura 54: Diagrama de bloques del modelo dinámico de WT4G. [5].....                                                     | 79 |
| Figura 55: Diagrama de bloques de modelo dinámico de WT4E. [5].....                                                      | 79 |
| Figura 56: Diagrama de bloques del modelo dinámico de CBEST. [5].....                                                    | 81 |
| Figura 57: Diagrama de bloques del modelo dinámico de PAUX1. [5].....                                                    | 81 |
| Figura 58: Sistema bajo estudio modelizado en PSS/E.....                                                                 | 84 |
| Figura 59: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de invierno.....                           | 86 |
| Figura 60: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de verano.....                             | 87 |
| Figura 61: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de entretiempo.....                        | 87 |
| Figura 62: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de invierno.....                        | 89 |
| Figura 63: Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de invierno.....                      | 89 |
| Figura 64: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de verano.....                          | 89 |

|                                                                                                                                                                                       |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 65: Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de verano. ....                                                                                    | 90  |
| Figura 66: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de entretiempo. ....                                                                                 | 90  |
| Figura 67: Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de entretiempo. ....                                                                               | 91  |
| Figura 68: Pérdidas en MVA para el peor día de invierno.....                                                                                                                          | 91  |
| Figura 69: Pérdidas en MVA para el peor día de verano.....                                                                                                                            | 92  |
| Figura 70: Pérdidas en MVA para el peor día de entretiempo.....                                                                                                                       | 92  |
| Figura 71: Pérdidas nocturnas para los distintos escenarios de VE. ....                                                                                                               | 93  |
| Figura 72: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de invierno.....                                                                   | 94  |
| Figura 73: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de verano. ....                                                                    | 94  |
| Figura 74: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de entretiempo.....                                                                | 94  |
| Figura 75: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación solar en la hora 15h del día crítico.....                                                | 98  |
| Figura 76: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación solar en la hora 15h del día crítico. ....                                  | 99  |
| Figura 77: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación solar en la hora 12h del día crítico.....                                                | 100 |
| Figura 78: Respuesta transitoria de la potencia y velocidad de uno de los aerogeneradores del parque eólico ante la pérdida de generación solar para la hora 12h del día crítico..... | 100 |
| Figura 79: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación solar en la hora 12h del día crítico. ....                                  | 102 |
| Figura 80: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación eólica en la hora 21h del día crítico.....                                               | 103 |
| Figura 81: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación eólica en la hora 21h del día crítico.....                                  | 104 |
| Figura 82: SOC frente a los distintos escenarios de pérdida de generación eólica. ....                                                                                                | 105 |

# Índice de Tablas

|                                                                                                                                                            |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 1: Energía anual generada por la instalación híbrida. ....                                                                                           | 36  |
| Tabla 2: División de los meses del año en los periodos de estudio. ....                                                                                    | 39  |
| Tabla 3: Proporción potencia reactiva estimada por aparato. [3] .....                                                                                      | 40  |
| Tabla 4: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de invierno.....                                                                   | 41  |
| Tabla 5: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de invierno.....                                                                 | 42  |
| Tabla 6: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de verano. ....                                                                    | 43  |
| Tabla 7: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de verano.....                                                                   | 44  |
| Tabla 8: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de entretiempo.....                                                                | 45  |
| Tabla 9: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de entretiempo. ....                                                             | 46  |
| Tabla 10: Parámetros técnicos de la batería. ....                                                                                                          | 63  |
| Tabla 11: Parámetros de los módulos PVEU1, PANELU1, IRRAUD1 Y PVGU1.....                                                                                   | 78  |
| Tabla 12: Parámetros de los módulos WT4E1 y WT4G1.....                                                                                                     | 80  |
| Tabla 13: Parámetros de los módulo CBEST y PAUX1.....                                                                                                      | 81  |
| Tabla 14: Bases del sistema. ....                                                                                                                          | 82  |
| Tabla 15: Características de los transformadores en <i>pu</i> .....                                                                                        | 83  |
| Tabla 16: Característica de las líneas en <i>pu</i> .....                                                                                                  | 83  |
| Tabla 17: Límites de tensiones aceptables por tipo de nudo. [6].....                                                                                       | 86  |
| Tabla 18: Condicones iniciales del sistema ante la pérdida de generación solar para las 15h del día crítico.....                                           | 97  |
| Tabla 19: Condicones iniciales del sistema ante la pérdida de generación solar para las 12h del día crítico.....                                           | 99  |
| Tabla 20: Condicones iniciales del sistema ante la pérdida de generación eólica para las 21h del día crítico.....                                          | 103 |
| Tabla 21: Valores de tensión y frecuencia en régimen permanente para distintos porcentajes de pérdida de generación eólica en las 21h del día crítico..... | 104 |

# Capítulo 1

## Introducción

A finales de 2015 se celebró en París la conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, en la que 195 países responsables del 95% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), incluida España, alcanzaron un acuerdo por el cual se comprometerían a llevar a cabo sumos esfuerzos con el objetivo de frenar el incesante incremento global de temperatura [1].

Bajo tales circunstancias, el gobierno de España preparó el denominado *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)* donde se recopilan parte de los compromisos y estrategias a implementar en un plazo futuro a 10 años. En este sentido, gran parte de los objetivos apuntan al sector eléctrico como actor clave para conducir a nuestro país hacia una economía descarbonizada.

El mapa de ruta a seguir incorpora una necesaria remodelación del funcionamiento de la red eléctrica tal y como se conoce hoy en día. Parte de ello reside en la alta penetración de generación renovable no gestionable que se espera poder implementar, pues se ha de poder combinar con un sistema flexible en el que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

De este modo, la puesta en escena de la generación renovable arroja una serie de retos que deben ser analizados paralelamente; y cuya solución comprende a su vez el uso de nuevas tecnologías.

## **1.1 Integración de Energías Renovables en el Sistema**

Ante el cambio en los modelos de generación que requiere esta transición energética, es necesario fomentar la diversidad de tecnologías renovables en el mix de generación al objeto de poder responder de una manera más eficaz ante los distintos perfiles de carga. En este sentido, la explotación de los recursos renovables puede verse optimizada al combinar distintas tecnologías donde, debido a la complementariedad de los perfiles de generación, se pueda obtener una producción más estable y continua.

Concretamente, una instalación híbrida formada por un generador fotovoltaico y un parque eólico presenta la ventaja de poder generar en horas donde el recurso solar no esté disponible y de igual modo, hacer frente a la demanda durante estaciones donde aunque la velocidad del viento se reduzca, la irradiación es máxima como ocurre en el periodo estival. Es decir, ambas tecnologías presentarán distintos picos de generación a lo largo tanto del día como del año, atribuyendo una mayor seguridad de suministro frente al uso singular de los recursos.

Sin embargo, y como es natural, la generación eléctrica a través de fuentes renovables está condicionada por factores climáticos, los cuales no se pueden controlar y además únicamente son predecibles hasta cierto punto. Esto conlleva a que el factor de utilización de estas tecnologías se vea reducido con respecto a las más tradicionales.

Dar servicio a los picos de demanda únicamente mediante generación renovable implicaría tener que sobredimensionar la capacidad de dichas instalaciones y además, esto conllevaría a tener también que sobredimensionar la red de transporte para adecuar tal capacidad de evacuación.

Otro punto a tener en cuenta es que un sistema donde exista penetración de renovables ha de seguir un control especial en respuesta a la inherente variabilidad de producción y además, debido a su dispersión por los distintos puntos de red.

Así mismo, aunque la complejidad en la operación aumente al hacerlo el número de generadores renovables involucrados en las grandes redes de

distribución, también surge la misma complejidad e incluso magnificada cuando se trata de redes pequeñas aisladas de la red eléctrica principal.

### **1.1.2 Desafíos en la Operación de Renovables en Redes Aisladas**

La operación en isla se puede entender como aquella en la que el sistema de potencia no se encuentra conectado a la red principal de suministro y cuyos generadores han de poder dar completo servicio a las cargas que se encuentran conectadas.

Cuando esta operación es intencional, y no surge por una inoportuna desconexión, tanto el generador como sistema han de estar correctamente diseñados para hacer frente a los requisitos de este tipo de topología.

Uno de los grandes problemas que estas configuraciones presenta reside en la inestabilidad de la red, más aún cuando el grueso o la totalidad de los generadores implicados son renovables. Esto es debido a que la capacidad del consumo es comparable a la de los generadores, y además estos no poseen respuestas dinámicas apropiadas que permitan adecuarse a cambios bruscos de demanda.

Cumplir con los límites de frecuencia y tensión reglamentarios, así como asegurar la calidad de suministro, estará condicionada, por tanto, por mantener el balance de potencia y asegurando la anticipación de niveles de reserva adicionales para hacer frente a la intermitencia e impredecibilidad características de la generación renovable.

Por tanto, ante la problemática que presenta la actividad de la generación renovable como elemento primario o incluso único del mix de generación, y ya sean en redes aisladas o conectadas a un sistema mayor, es necesario el desarrollo y la incorporación de mecanismos basados en el almacenamiento energético con el fin de confiar flexibilidad y calidad de suministro al sistema.

## **1.2 El Papel de las Baterías a Gran Escala de Ion-Litio**

El almacenamiento energético a gran escala a través de baterías con tecnología Ion Li se está abriendo camino como herramienta para no únicamente

mejorar la regulación de la red ya existente, sino para permitir la inserción de recursos renovables.

La alta densidad energética que presenta este tipo característico de tecnología ligado a su notable eficiencia y el decremento en el coste nivelado del almacenaje ha propiciado el escenario conveniente para su expansión.

De entre los servicios que las baterías pueden ofrecer se destacan tres enfoques que distintos:

- **Reducción de demanda punta:** los operadores del sistema han de asegurar que presentan la capacidad necesaria para abastecer la demanda durante aquellos periodos de mayor consumo. De esta manera, la generación renovable se apoya en el uso de baterías para hacer frente a los picos de consumo mediante el desplazamiento de su curva de generación.
- **Servicios de reserva complementaria y gestión de la generación intermitente:** engloban aquellas actividades que permiten minimizar las perturbaciones en el sistema causadas por la impredecibilidad de la generación renovable mediante el control de rampas de frecuencia activa o el control de tensión.
- **Arbitraje:** se corresponde con la modelización de la operativa de la batería de tal manera que ésta realice su recarga durante horas donde el precio de la energía es menor para descargarse cuando el precio es más desfavorable. Esta práctica puede ser ventajosa para sus operadores pues al cargar la batería con el excedente producido en horas donde el precio es inferior, como puede ser el caso de la eólica en horas nocturnas, y venderla horas más tarde a un precio superior, se permitiría obtener una compensación económica.

En línea con este último enfoque, es cierto que aunque esta tecnología es prometedora, muchas de sus aplicaciones potenciales a día de hoy siguen sin ser viables económicamente, estando su utilización concentrada en nichos específicos donde su actividad promueve una retribución económica.

Aunque en Europa este recurso se está abriendo camino de manera gradual, jugando un papel cada vez más relevante en el sistema eléctrico, en España el escenario es bastante distinto. Actualmente en nuestro país existen únicamente dos muy pequeños proyectos donde esta tecnología supere el orden del MW. El primero de ellos se corresponde con un proyecto piloto (Proyecto Almacena) promovido por Red Eléctrica de España (REE) conectado a la red de transporte; y el segundo, se presenta como el primer sistema operativo de almacenamiento desarrollado por Iberdrola y que se encuentra conectado a la red de distribución como apoyo a un punto de red con altos incidentes de suministro.

### **1.3 Alcance y Metodología**

Al objeto de analizar la problemática descrita, el presente proyecto se centra en el uso del almacenamiento energético a gran escala mediante baterías de Ion-Litio como respuesta a la comprometida flexibilidad y gestionabilidad inherente de la generación renovable, especialmente en redes aisladas y con alta penetración de dichos recursos.

Para llevar a cabo dicha labor, este proyecto fin de máster parte en primer lugar por la construcción de un caso de estudio para ser posteriormente analizado empleando el software PSS/E.

Dicho caso de estudio está constituido por un sistema eléctrico aislado formado por varios elementos. En primer lugar se tiene una planta de generación renovable híbrida en la que se integran un parque eólico y un generador fotovoltaico. Parte de la labor de estudio será determinar la producción horaria de ambos generadores, actividad que se lleva a cabo en el Capítulo 3.

Haciendo uso de la electrónica de potencia, y únicamente a modo académico puesto que la operativa real difiere del escenario presentado, la energía generada por este último será discriminada de la siguiente manera. Existirá un consumidor

principal al que, a través de la contrata de energía al agente generador, se le entregue la energía generada en primera instancia. Dicho consumidor lo conforman un número de hogares a determinar y cuya curva de demanda unitaria se estima en el Capítulo 4. Como característica de este consumo residencial, se tiene en cuenta además una inserción paulatina del vehículo eléctrico cuya recarga influirá en el nivel de energía final consumida para los distintos años que se analizan.

Por otro lado, la instalación híbrida contará con el apoyo de una batería de ion-litio de gran almacenamiento para asegurar que dicho consumidor principal tenga suplido su nivel de demanda, jugando un papel primordial a la hora de desplazar la energía desde horas de mayor generación a otras de mayor consumo, aportando flexibilidad al sistema. De esta manera, en el Capítulo 5 se lleva a cabo el dimensionamiento óptimo de la batería, tarea que a su vez concluirá el número apropiado de hogares a abastecer teniendo en cuenta la fluctuación en la demanda prevista para los años en los que ésta vaya a estar dando servicio.

Por último, existirá un segundo consumidor a quién se le podrá vender el excedente que no haya sido previamente empleado para sustentar al primer consumidor ni realizar la recarga de la batería.

Todos los elementos descritos (generador hibridado, consumidores y batería) se encuentran integrados a través de una red de transporte y distribución. En el Capítulo 6 se expone dicha conexión y se lleva a cabo la parametrización de todos los elementos para realizar su implementación en el software PSS/E. A través de este programa se realizarán varios estudios.

Por una parte, en el Capítulo 7 se lleva a cabo el análisis estático del sistema que atiende tanto al perfil de tensiones como a los flujos de potencia, pérdidas y sobretensiones en la red. Por otra parte, en el Capítulo 8 se explora a través de un análisis dinámico la respuesta del sistema ante eventos relacionados con el carácter intrínseco imprevisible del sistema generador.

Por último, en el Capítulo 9 se destacan las ideas más relevantes derivadas de la ejecución del proyecto.

# Capítulo 2

## Antecedentes

### 2.1 Análisis Estático de un Sistema Eléctrico

El análisis estático conlleva la ejecución de un estudio de flujos de potencia, también denominado flujos de carga, con el objetivo de asegurar la flexibilidad y la capacidad del sistema para atender las necesidades de la demanda.

Ante una serie de escenarios de consumo, se comprueba que los parámetros básicos del sistema estén dentro de los valores límites establecidos por el operador del sistema y que los elementos físicos que constituyen dicho sistema estén dentro de sus límites de diseño.

De este modo, el estudio permite obtener las magnitudes de interés de un sistema eléctrico como lo son el voltaje, la intensidad y las potencias activas y reactivas por las líneas; es decir, permite conocer las condiciones de operación en régimen permanente.

Es necesario parametrizar el modelo eléctrico del sistema y especificar su estado proporcionando unas condiciones de partida: inyección de potencia y nivel de consumos en los nudos de red.

Las variables del sistema estarán a su vez restringidas por los elementos del mismo. La intensidad máxima a ser transportada por las líneas estará fijada por las características del conductor, por lo que la intensidad a circular deberá ser inferior a esta. Para el caso de tener generadores síncronos, estos presentan restricciones máximas y mínimas tanto de potencia activa (límite mecánico y rendimiento de la planta) como de reactiva (límite de subexcitación y límite térmico del rotor). Por

último, los valores de voltaje deben ser cercanos al nominal puesto que sobrepasarlo en exceso conlleva daños en los aislamientos y valores demasiado bajos darían como resultado sobreintensidades.

Las ecuaciones que rigen los flujos de potencia se desarrollan a partir de la siguiente expresión, donde  $[\bar{Y}]$  representa la matriz de admitancias del sistema y tanto  $[\bar{U}]$  como  $[\bar{I}]$  las tensiones e intensidades de los nudos.

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}] \cdot [\bar{U}] \quad (1)$$

Existen tres tipos diferentes de nudos en función de las condiciones de contorno aplicadas para cada uno de ellos:

- **Nudo de referencia (*Swing Bus*):** este nudo sirve como referencia de ángulos para el sistema, donde generalmente se le impone  $0^\circ$  y un valor de tensión igual al nominal,  $1pu$ . Además, es el nudo responsable de realizar el balance de potencias en el sistema, asumiendo las pérdidas que se producen. De manera general, se suele imponer como nudo de referencia aquel donde haya una central de generación situada. Sin embargo, y como se explica en el Capítulo 6, el nudo *swing* se asignará al bus de conexión de la batería a diseñar.
- **Nudo de generación (*PV Bus*):** en él se especifica el módulo de los valores de potencia activa y tensión, siendo por tanto incógnita la potencia reactiva y el ángulo de fase.
- **Nudo de carga (*QP Bus*):** utiliza como variables de entrada los módulos de la potencia activa y reactiva para poder obtener su vector de tensión.

Los flujos de carga se resuelven mediante un proceso iterativo. Como se explica más adelante, esta labor se llevará a cabo mediante el software PSS/E seleccionando para ello el método Full Newton-Raphson.

## 2.2 Análisis Dinámico de un Sistema Eléctrico

En relación al estudio de la calidad de suministro eléctrico para un sistema de potencia, es de especial interés llevar a cabo un análisis dinámico. A través de este, se persigue verificar que el sistema responde de una manera adecuada y segura ante ciertas contingencias.

Esto es, que los parámetros básicos del sistema se encuentren dentro de los límites admisibles durante el periodo transitorio, y que su evolución tienda a ser estable. El objetivo será por tanto poder verificar que el sistema no solo atienda de manera positiva a su análisis estático previo, sino que sea capaz además de afrontar perturbaciones de manera fiable.

De forma general, el abanico de contingencias a tratar parte de unas determinadas circunstancias cuya perspectiva puede seguir un criterio determinista (criterio de fallo simple  $n-1$ , o múltiple  $n-x$ ) o probabilístico. En la práctica, se considera que un sistema deberá ser capaz de operar ante un fallo de tipo simple, esto es, la retirada de un elemento del sistema pudiendo ser el caso de una línea, generador, carga, transformador, etc.

Problemas a analizar a través del estudio de contingencias engloban efectos como: pérdida de carga, estabilidad y desviación de voltaje, desviación de frecuencia, sobrecargas térmicas y corrientes de cortocircuito. A modo de evaluar una problemática específica, la simulación dinámica estará regida bajo perturbaciones asociadas a la intermitencia de los generadores, analizando en cada caso las condiciones de operación del sistema y atendiendo para ello a los niveles de tensión y frecuencia.

## 2.3 Sistema Unitario

En el estudio de sistemas de potencia es habitual tratar con elementos que hagan variar la tensión, especialmente al trabajar con líneas de transporte y distribución como es el caso que ocupa este proyecto.

Para facilitar la labor de trabajar con tramos de distinto voltaje se recurre a la utilización del método sistema por unidad ( $pu$ ). A través de este, se permite llevar a cabo una normalización de las distintas magnitudes en cada tramo respetando

las relaciones entre los mismos y obtener un circuito equivalente del sistema de carácter monofásico.

Para llevar a cabo las distintas normalizaciones, es preciso elaborar unos valores base. Normalmente, se comienza eligiendo el valor base para la potencia aparente ( $S_B$ ), que junto con la tensión referente de cada área, tensión base ( $U_B$ ), permiten obtener el resto de bases:

$$I_B = \frac{S_B}{U_B} \quad (2)$$

$$Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} \quad (3)$$

Para obtener los valores de cada tramo por sus correspondientes en *pu* tan solo habrá que dividirlos por la base que corresponda en su tramo:

$$U_{pu} = \frac{\bar{U}}{U_B} \quad (4)$$

$$S_{pu} = \frac{\bar{S}}{S_B} \quad (5)$$

$$I_{pu} = \frac{\bar{I}}{I_B} \quad (6)$$

$$Z_{pu} = \frac{\bar{Z}}{Z_B} \quad (7)$$

Trabajar con este sistema será útil a la hora de no solo introducir los parámetros de la red bajo estudio en el software PSS/E para su análisis, sino para el posterior análisis de los resultados. Al utilizar el sistema *pu* se facilita la comprobación de cómo las distintas magnitudes aumentan o disminuyen con respecto a su valor base, siendo de utilidad a la hora de corroborar que el comportamiento de las variables del sistema a lo largo de las simulaciones pertinentes se encuentre en el rango estipulado por el operador del sistema.

## 2.4 Herramientas Empleadas

### 2.4.1 PSS/E

El software *Power System Simulator for Engineering* (PSS/E) engloba un conjunto integral de programas destinados a la modelización y el estudio de líneas de transmisión eléctricas bajo condiciones tanto dinámicas como estacionarias, facilitando de esta manera estudios como el análisis de contingencias y el flujo de cargas.

Para llevar a cabo cualquier estudio, es necesario partir de un caso base. PSS/E permite replicar la topología y los elementos de la red en cuestión a través de su parametrización en el programa. Tomando como ejemplo la red empleada en este proyecto, se parte por un lado de la creación nudos en los que es necesario detallar la tipología (swing, generación o consumo) y tensión nominal para el cálculo en *pu*. Por otro lado, se insertan los elementos (líneas, transformadores, generadores y cargas) que unen los nudos en cuestión indicando sus parámetros en *pu*.

Además, bajo condiciones dinámicas, es preciso ‘sustituir’ los generadores (y el resto de elementos del sistema que se considere) por sus modelos dinámicos. Para ello, PSS/E ofrece una amplia librería donde poder elegir la configuración deseada e incluso elaborar una propia. En el Capítulo 6 se profundiza más en detalle sobre este procedimiento.

Por último, el software permite realizar un alto volumen de simulaciones de manera automatizada a través de su interacción con otros programas (lenguaje Python), leyendo múltiples entradas de datos y generando archivos de salida con las variables a analizar en formatos compatible con otras herramientas de tratamiento de texto.

### 2.4.2 PVsyst

PVsyst es un software de diseño y simulación fotovoltaico desarrollado por la Universidad de Ginebra. A través del mismo, es posible realizar el diseño y la simulación de proyectos de generación solar tanto aislados, conectado a la red eléctrica o como apoyo a un pequeño consumidor. Además, permite la inclusión de almacenamiento energético en dichos diseños.

El programa ofrece una amplia base de datos en referencia a fabricantes y modelos de los distintos módulos solares e inversores del mercado. También permite el acceso a un banco de información climatológica con los parámetros de diseño (radiación, temperatura...) del emplazamiento de la instalación en cuestión.

Una vez definida la instalación, el software permite obtener un informe de salida donde se recogen los detalles más relevantes del generador solar en base a distintos aspectos: generación anual de energía estimada, detalle de las pérdidas óhmicas, perspectiva del campo fotovoltaico y curvas de iso-sombreado, evaluación económica y detalles del ciclo de vida del sistema entre otros.

Para el presente proyecto, se ha utilizado el software PVsyst en su versión 7.0.4 con el objetivo de obtener las curvas de producción horaria de un supuesto generador fotovoltaico de 120MWp conectado a la red eléctrica, en la Comunidad Autónoma de Aragón.

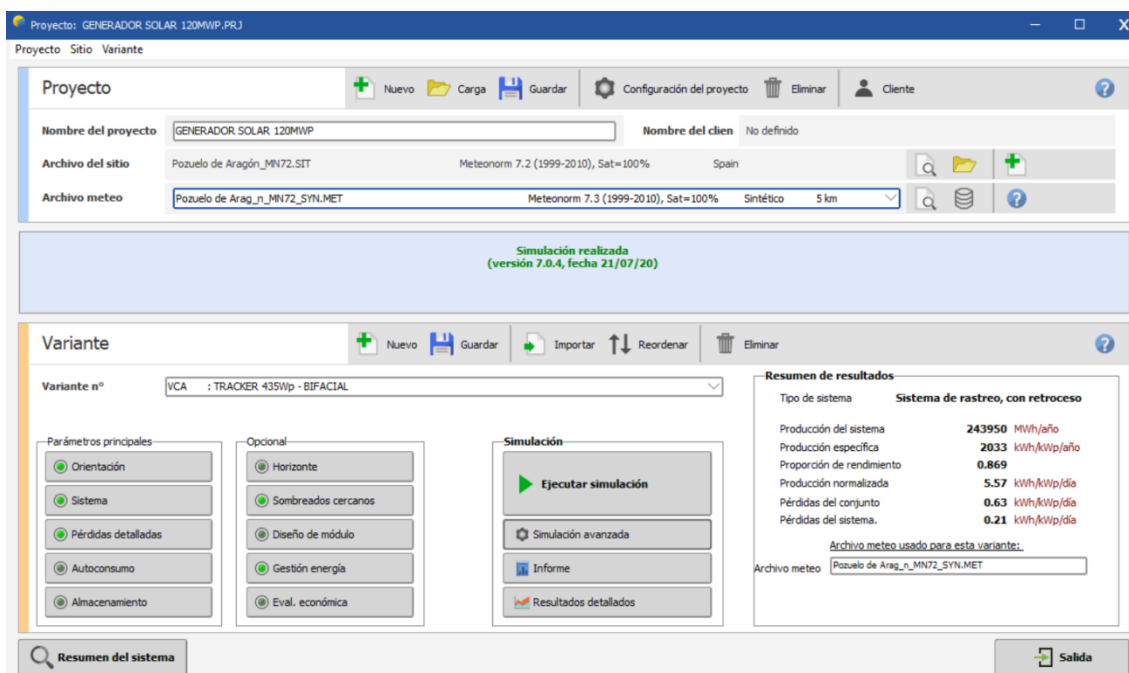


Figura 1: Pantalla principal de ejecución en PVsyst

### 2.4.3 Otros

#### Python

Python es un lenguaje de programación que ofrece multitud de posibilidades a la hora de sincronizar instrucciones entre diferentes programas. En lo relativo al presente proyecto, Python se empleará a la hora de acceder y tomar datos de

generación y consumo horarios desde archivos Excel, entregando instrucciones a través de su programa intérprete a otros programas, como es el caso de PSS/E, para realizar las simulaciones pertinentes (generalmente simulaciones estáticas). Además, también dará instrucción de generar archivos de salida con las variables para poder ser procesadas de nuevo con Excel.

### **Microsoft Excel**

Se corresponde con una aplicación que permite manejar hojas de cálculo y tratar datos para ser analizados y representados. En primer lugar, Excel servirá de apoyo en el estudio de los datos de los consumos residenciales estimados y de la generación fotovoltaica y eólica con el objetivo construir el módulo de calculo que permita dimensionar sistemas de almacenamiento. En segundo lugar, Excel permitirá preparar y analizar los datos para llevar a cabo las simulaciones con PSS/E.

## Capítulo 3

### Determinación de la Producción Renovable

En este capítulo se pretende fijar las curvas de generación horaria para las instalaciones renovables que conforman el generador hibridado: planta fotovoltaica y parque eólico, ambos situados en las cercanías de Pozuelo de Aragón (Zaragoza), y conectados al mismo nudo de generación a 30kV.

De esta manera, se procede estableciendo ambas producciones por separado para finalmente obtener la curva de generación común.

#### 3.1 Generación de la Planta Solar Fotovoltaica

En base al procedimiento de autorización de instalaciones de generación renovable (RD 1955/2000), se establece que la potencia concedida en un nudo para esta generación no gestionable, está condicionada por dos factores. Por un lado, la limitación impuesta por la capacidad de corto circuito en el nudo de la red (5%) en el cual se pretende llevar a cabo la conexión; y por otro, el volumen disponible tras la inclusión de la demanda de acceso solicitado por los diferentes promotores.

Por este motivo, se parte de un supuesto donde el operador del sistema, de acuerdo a un Informe de Viabilidad de Acceso (IVA) para una instalación de generación no gestionable (fotovoltaica), concede el acceso a una instalación de 120MWp con 94,5MW nominales de conexión a un nudo de 220kV y situado a una distancia de 65km de la ciudad de Zaragoza.

En este sentido, la instalación aportará su energía en media tensión a 30kV para su posterior elevación y conexión a dicho nudo en la red de transporte. Así mismo, se impone un factor de potencia de 0,975 como requisito de conexión a la red.

Para llevar a cabo la labor de modelizar el comportamiento del sistema en cuestión se hará uso del software PVsyst en su versión 7.0.4 y cuyas características se describe en el Apartado 2.4.2. De esta manera, la Figura 2 representa de manera simplificada la conexión de los elementos que se persigue llevar a cabo con este programa.



**Figura 2: Conexión del generador fotovoltaico al nudo de generación.**

### 3.1.1 Metodología para la Implementación en PVsyst

Para realizar las estimaciones de producción solar, el programa PVsyst hace uso de los datos meteorológicos del emplazamiento. Para ello, dentro de las opciones de las preferencias del sitio geográfico, se debe buscar de entre la librería de localizaciones la ubicación estimada e importar los datos asociados. Para este caso en cuestión, se seleccionan las coordenadas de Pozuelo de Aragón.



**Figura 3: Localización del emplazamiento del generador fotovoltaico. Pozuelo de Aragón, Zaragoza. [Fuente: Google Maps]**

Por otro lado, también hay que determinar el sistema de seguimiento de los paneles. En este sentido, el sistema más óptimo es el de seguimiento a un eje (rastreador solar de movimiento mono axial con retroceso), pues su ratio de coste y producción lo sitúan como la mejor alternativa disponible actualmente.

Este tipo de rastreador permite obtener un rendimiento mayor, en torno al 15%, con respecto a los sistemas fotovoltaicos fijos. Además, una característica de los seguidores con retroceso es que son capaces de minimizar el inconveniente de las sombras que se producen entre las filas de paneles tanto al amanecer como al atardecer. Para la ubicación elegida se recomienda como óptimo una distancia de pitch de 13m entre rastreadores.

A la hora de implantar el seguidor solar en PVsyst, es necesario introducir el ángulo de rotación máximo y mínimo, así como la inclinación. La siguiente imagen recoge los datos introducidos en la interfaz del programa con tal fin.

**Tipo de campo** Rastreo de eje inclinado u horiz. N-S

**Ángulos del eje y limitaciones**

Inclinación del eje: 0.0 °  
 Azimut del eje: 0.0 °  
 Phi mín.: -55.0 °  
 Phi máx.: 55.0 °  
 Brecha central: 0 cm

**Comportamientos especiales**

☒ Retroceso  
☐ Optimización de irradiancia

**Parámetros de los helióstato:**

Estos valores se definen en la escena de sombreado 3D. La estrategia de retroceso requiere que defina los rastreadores en la escena 3D.

Paso: 13.00 m  
 Ancho de colector: 4.41 m  
 Banda inactiva izquierda: 0.02 m  
 Banda inactiva derecha: 0.02 m  
 GCR: 34.2%

**Límites de rotación de phi -55°/55°**

Oeste Este  
 Sur  
 Frente al acimut del eje = 0°

Figura 4: Parametrización de los datos de orientación en la interfaz de PVsyst.

El siguiente paso será seleccionar los componentes del sistema de red: módulo fotovoltaico e inversor. El programa permite calcular el número necesario de los mismos una vez introducida la potencia nominal a instalar y habiendo

seleccionado dichos elementos de entre una amplia librería, que ofrece de fabricantes y modelos.

Para la selección del módulo fotovoltaico se opta por el fabricante de paneles bifaciales LONGi Solar. Se persigue implantar esta tecnología con el mismo objetivo que para el caso del seguidor solar: aprovechar la mayor eficiencia que ofrece el hecho de poder generar energía desde ambas caras del panel (directa y difusa o reflejada). Más concretamente se opta por una potencia de módulo de 435Wp. Las características del mismo se pueden encontrar en el Anexo B.

En cuanto al inversor, se opta por un modelo del fabricante SMA con potencia de 3.000 kWac. Sus características también se pueden encontrar junto a las del módulo en el Anexo C.

La siguiente imagen muestra de nuevo la interfaz del programa con la estimación del número de paneles (serie y paralelo) y el número de inversores que este considera necesaria para obtener la potencia instalada requerida de 120 MWp.

**Subconjunto**

**Nombre y orientación del subconjunto**  
 Nombre:   
 Oriente: **Rastreo de eje inclinado u horiz. N-S**

**Ayuda de pre-dimensionamiento**  
☐ Sin dimensionamiento Ingrese potencia planeada ☒ 120000 kWp  
☒ Redimens. ... o área disponible(módulos)  m²

**Seleccione el módulo FV**  
 Disponible ahora  Todos los módulos F    
 Longi Solar    
☐ Usar optimizador  
 tajes de dimensionamiento : Vmpp (60°C) **35.3 V**  
 Voc (2°C) **53.3 V**

**Selección del inversor**  
 Disponible ahora  ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz  
 Todos los fabricantes    
 Núm. de inversores  ☐ Voltaje de funcionamiento: **956-1425 V** Poder global inversor **105000 kWca**  
 Voltaje máximo de entrada: **1500 V**

**Diseño el conjunto**  
**Núm. de módulos y cadenas**  
 Mód. en serie  ☒ única posibilidad 28  
 Núm. de cadenas  ☒ entre 8621 y 9852  
 Pérdida sobrecarga **0.3 %**  
 Proporción Pnom **1.14**   
 Núm. de módulos **275856** Área **618417 m²**

**Condiciones de operación**  
 Vmpp (60°C) **988 V**  
 Vmpp (20°C) **1169 V**  
 Voc (2°C) **1493 V**

**Irradiancia plano 1000 W/m²**  
 Imp (STC) **105345 A**  
 Isc (STC) **109948 A**  
 Isc (en STC) **109948 A**

☐ Máx. en datos ☒ STC  
 Potencia de funcionamiento **108935 kW**  
 en 1000 W/m² y 50°C  
**Potencia nom. conjunto (108935 kW)**

Figura 5: Detalle de la interfaz de PVsyst para el dimensionamiento del conjunto fotovoltaico.

En este caso, el programa determina como optimo un diseño de 28 módulos en serie, 9.852 cadenas en paralelo y 35 inversores, con los cuales el porcentaje de pérdida por sobrecarga está dentro del umbral preestablecido.

Por último, en el apartado de pérdidas se introduce la variante de conectar a la salida del inversor el transformador de media tensión a 30kV para poder tener en cuenta su implicación a la hora de realizar la simulación. El resto de pestañas y opciones se dejar como estaban por defecto.

The screenshot shows the PVsyst software interface for parametrizing losses. The main window has several tabs: 'Envejecimiento', 'Indisponibilidad', 'Corrección espectral', and 'Auxiliares'. The 'Indisponibilidad' tab is selected, which contains sub-tabs for 'Pérdidas óhmicas', 'Calidad del módulo - LID - Desajuste', 'Pérdida de suciedad', 'Pérdidas IAM', and 'Auxiliares'. The 'Pérdidas óhmicas' sub-tab is active, showing the 'Circuito CC: pérdidas óhmicas en el conjunto' section. This section has two radio buttons: 'Resistencia de cableado' (selected) and 'Fracción pérdida en STC'. The 'Resistencia de cableado' option has a value of 0.1642 mΩ. The 'Fracción pérdida en STC' option has a value of 1.50 % and a 'Defecto' checkbox. Below this is a 'Caída de voltaje a través del diodo' section with a value of 0.0 V and a 'Defecto' checkbox. The 'Pérdidas CA después del inversor' section is also visible, containing 'Inversor de pérdida de cable CA a transfo' and 'Línea de voltaje medio'. The 'Inversor de pérdida de cable CA a transfo' section has a 'Utiliza pérdida óhmica del circuito CA' checkbox checked, and fields for 'Longitud del inversor a transformador' (0.0 m), 'Sección de cable' (100000 mm²), and 'Fracción pérdida en STC' (0.00 %). The 'Línea de voltaje medio' section has a 'Voltaje de línea MV' (30.0 kV), 'Longitud MV Transfo a inyección' (2253.6 m), 'Sección de cable' (2500 mm²), and 'Fracción pérdida en STC' (0.22 %). The 'Transformador externo de voltaje medio' section is also visible, containing 'Transformador(es) MV, sistema completo' and 'Transformador desde hojas de datos'.

Figura 6: Interfaz de PVsyst para la parametrización de las pérdidas en C.A.

### 3.1.2 Resultados de la Simulación

Una vez establecida la configuración y determinado los parámetros de la instalación, se ejecuta la simulación del programa con el objetivo de obtener toda la información relativa a la producción y balance anual del sistema.

La siguiente imagen es un extracto del informe generado por PVsyst (el informe completo está recogido en el Anexo E) donde cabe resaltar que se espera poder entregar a la red una energía activa anual de 243.949 MWh en el nudo de 30 kV, con un factor para la proporción del rendimiento medio cercano al 87%. En la Figura 8 se puede comprobar cómo varía la generación a lo largo del año, concentrándose el grueso de la producción en los meses de estivales.

|            | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>proporción |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|------------------|
| Enero      | 59.6                          | 21.85                         | 5.97        | 85.4                          | 79.5                          | 9783          | 9350          | 0.912            |
| Febrero    | 76.4                          | 32.15                         | 7.67        | 104.1                         | 98.0                          | 11977         | 11503         | 0.921            |
| Marzo      | 128.2                         | 47.61                         | 11.08       | 173.5                         | 164.6                         | 19415         | 18701         | 0.898            |
| Abril      | 168.0                         | 56.42                         | 13.22       | 227.1                         | 216.4                         | 25021         | 24131         | 0.885            |
| Mayo       | 206.5                         | 64.56                         | 17.95       | 283.0                         | 270.0                         | 30376         | 29315         | 0.863            |
| Junio      | 221.4                         | 67.30                         | 22.73       | 297.9                         | 284.4                         | 31321         | 30251         | 0.846            |
| Julio      | 247.8                         | 51.18                         | 24.84       | 344.7                         | 330.1                         | 35708         | 34491         | 0.834            |
| Agosto     | 207.3                         | 60.09                         | 24.36       | 286.2                         | 273.5                         | 30081         | 29058         | 0.846            |
| Septiembre | 157.3                         | 45.40                         | 19.93       | 221.6                         | 211.1                         | 23806         | 22975         | 0.864            |
| Octubre    | 105.4                         | 41.86                         | 15.89       | 143.5                         | 135.7                         | 15933         | 15343         | 0.891            |
| Noviembre  | 70.3                          | 26.28                         | 9.73        | 99.1                          | 92.6                          | 11231         | 10772         | 0.906            |
| Diciembre  | 53.6                          | 23.00                         | 6.20        | 73.9                          | 68.1                          | 8451          | 8060          | 0.909            |
| Año        | 1701.9                        | 537.69                        | 15.01       | 2340.2                        | 2224.1                        | 253103        | 243949        | 0.869            |

Figura 7: Balances y resultados principales emitidos por PVsyst.

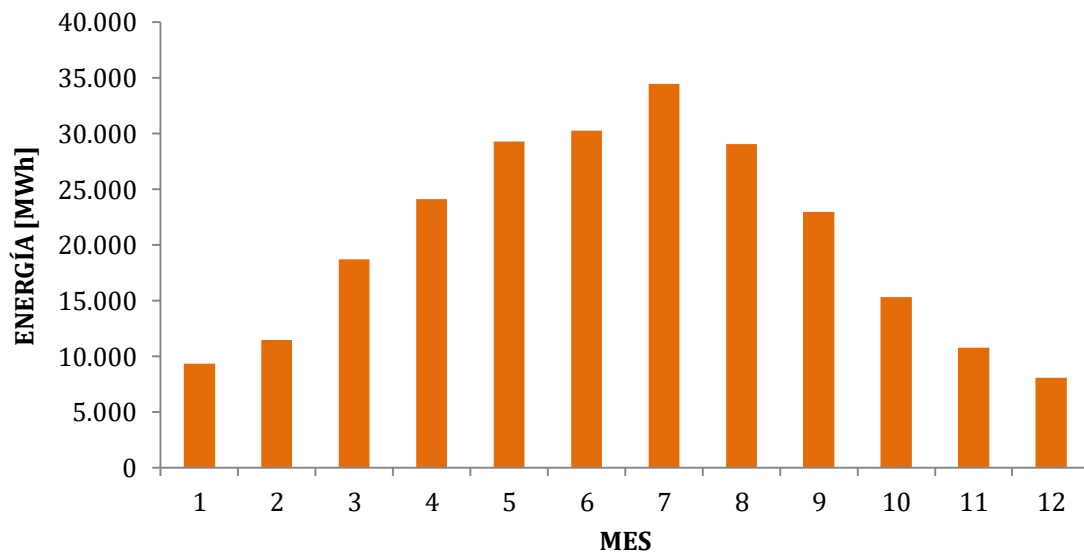


Figura 8: Energía activa entregada a la red en MWh por el generador fotovoltaico a lo largo del año.

Además de la información incluida en dicho informe, PVsyst permite la opción de generar un archivo de tipo .csv con la producción anual horaria (potencia activa, aparente y reactiva) de la instalación en su punto de conexión a la red. De esta manera, el archivo se tratará posteriormente para poder ser utilizado a la hora de realizar las simulaciones pertinentes en el software PSS/E.

### 3.2 Generación del Parque Eólico

En cuanto al generador eólico se parte de una instalación existente de aerogeneradores de 2MW (Gamesa G-90 2.0MW, cuyas características pueden ser encontradas en el Anexo D) y que se encuentra localizada en las cercanías de la provincia de Pozuelo de Aragón. La instalación está formada por 27 de dichos generadores, presentando una potencia instalada de 54MW.

Se ha tenido acceso a los datos de producción diarios medios para los tres periodos anuales (-23º Sol-E / 0º Sol-E / +23º Sol-E) proporcionados por una fuente externa. A continuación, se presentan dichos perfiles de generación:

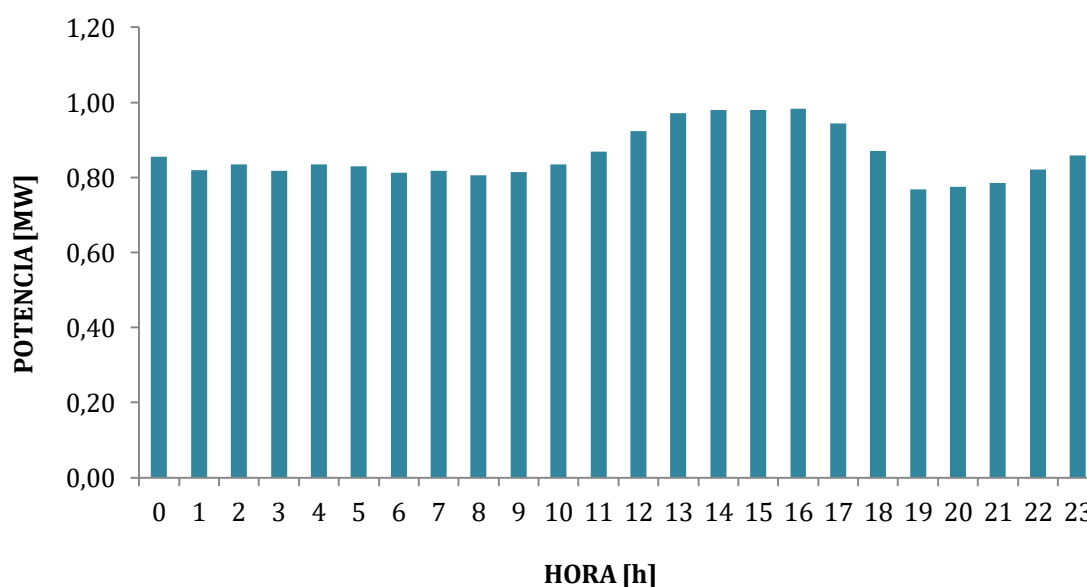
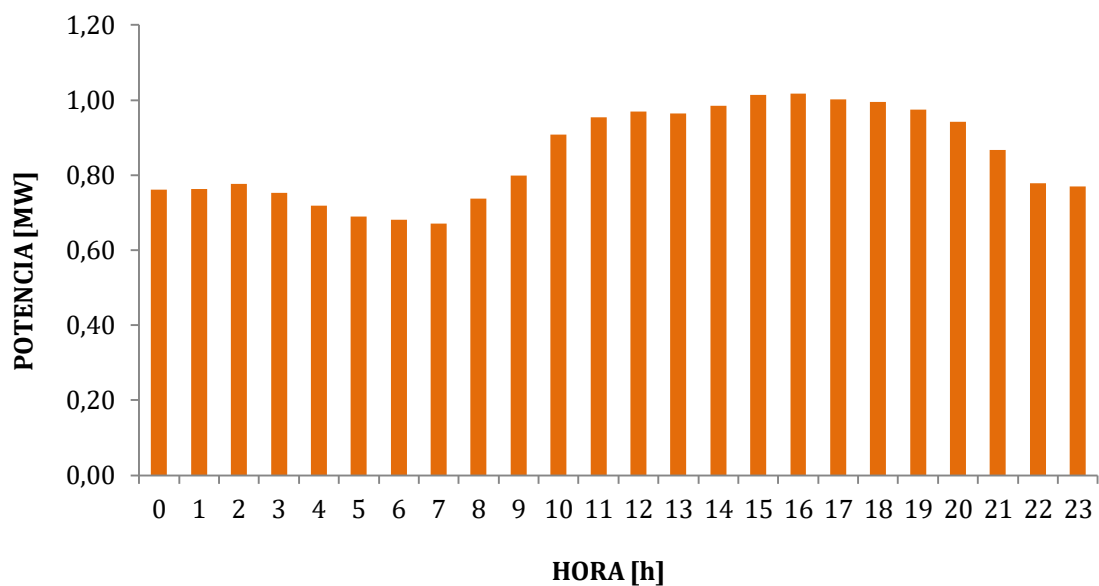
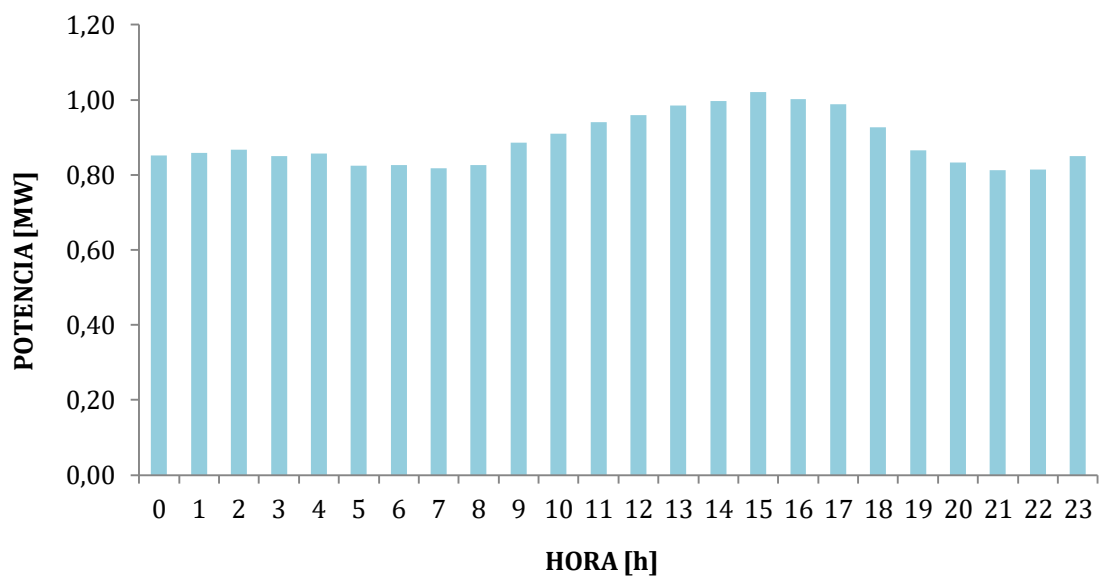


Figura 9: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de invierno.



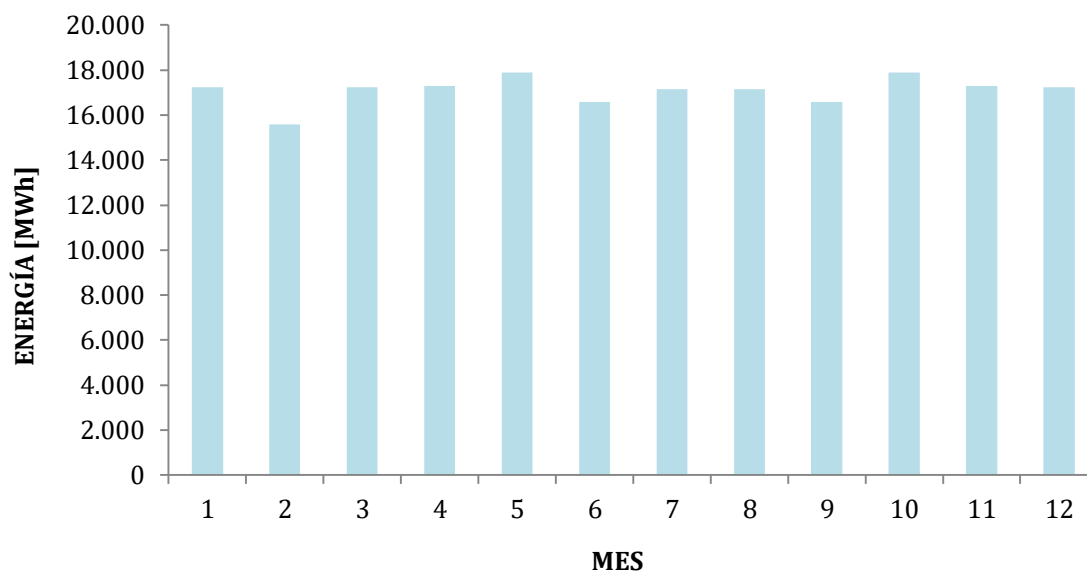
**Figura 10: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de verano.**



**Figura 11: Potencia generada por un aerogenerador de 2MW de media en un día de entretiempo.**

La máxima producción ocurre en el día estándar de entretiempo, con una generación de 21,37MWh. Sin embargo, para el resto de estaciones el perfil es similar, con una generación de 20,6MWh y 20,48MWh para invierno y verano respectivamente. Es decir, a diferencia del generador fotovoltaico, el eólico es bastante estable en su producción.

A continuación, se presenta la producción esperada para los 27 aerogeneradores a lo largo del año.



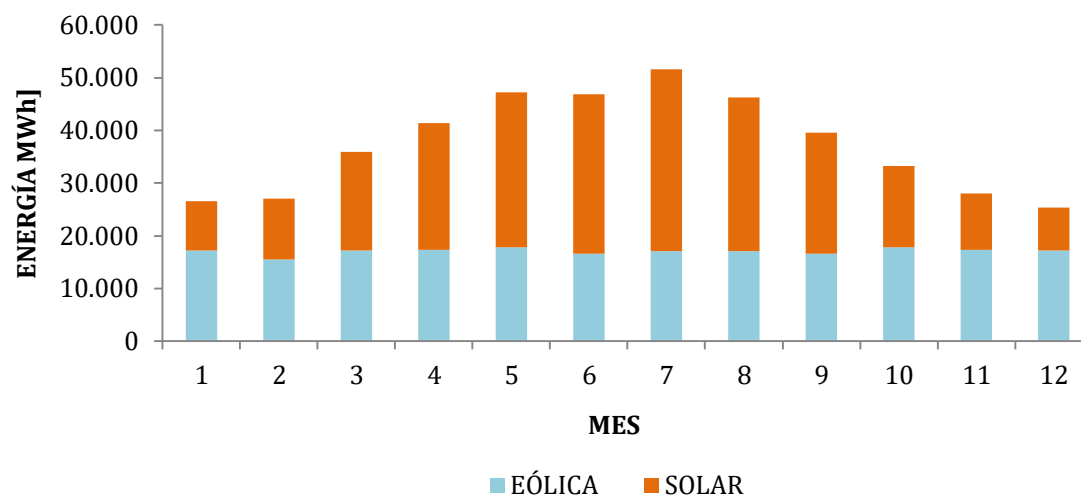
**Figura 12: Energía producida por el parque eólico a lo largo del año.**

Por último, hay que tener en cuenta las pérdidas asociadas a los elementos que de conexión entre el parque y el nudo de generación tal y como ya se ha expuesto en el punto anterior. De este modo, se estiman unas pérdidas del 2,65% asociadas tanto al inversor como al transformador elevador.

### **3.3 Generación del Conjunto Hibridado**

Como ya se mencionaba, se espera que haya una mayor variabilidad en la producción del generador fotovoltaico a lo largo del año. Esto se debe a la naturaleza de esta fuente de generación. Se puede observar que en este caso la hibridación prácticamente no ayuda a disponer de una curva más plana en la generación.

La siguiente figura muestra la producción del conjunto hibridado para el nudo de generación.



**Figura 13: Generación estimada del conjunto híbrido a lo largo del año.**

Por último, en la siguiente tabla se recogen los valores más representativos de generación anual, donde cabe resaltar cómo la producción eólica es equiparable a la solar aun siendo su potencia instalada inferior.

**Tabla 1: Energía anual generada por la instalación híbrida.**

|                            |                |     |
|----------------------------|----------------|-----|
| 120 MWp Total Solar (MWh)  | 243.950        | 54% |
| 54 MW Total Eólica (MWh)   | 205.166        | 46% |
| <b>Energía Total (MWh)</b> | <b>449.116</b> |     |

# Capítulo 4

## Estimación de la Demanda

La producción solar y eólica darán servicio prioritario a un consumo residencial. Por ello será necesario determinar la demanda media diaria de una familia y de esta forma posteriormente poder determinar el nivel de almacenamiento óptimo al integrar las curvas globales de producción y consumo.

En el presente apartado se persigue llevar a cabo la estimación de la demanda horaria a lo largo de un año para un hogar estándar representativo de una zona geográfica con clima continental.

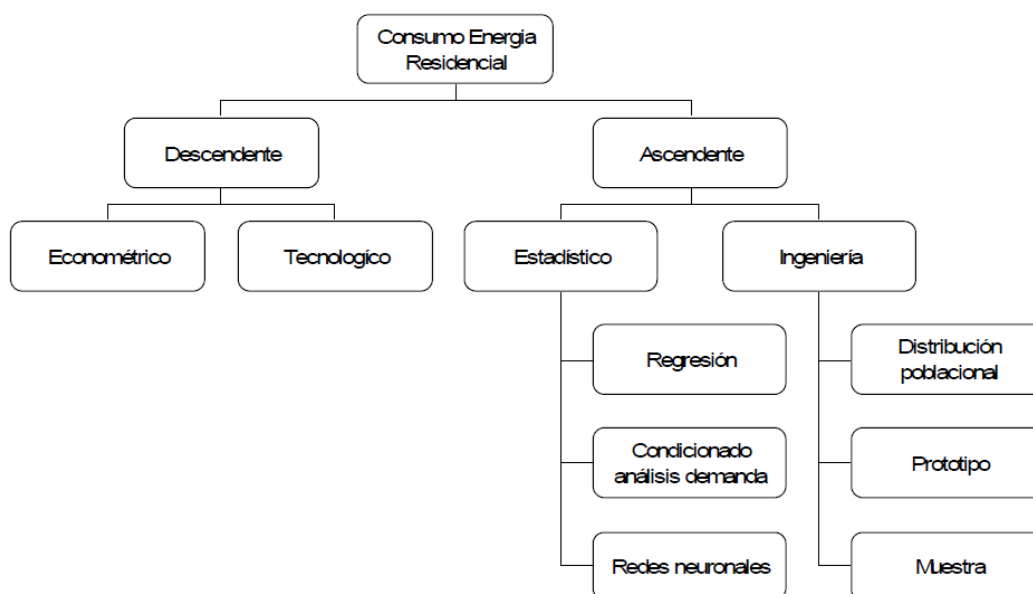
Además, a modo de trazar futuras tendencias en el comportamiento del consumo, y la gestionabilidad y fiabilidad del sistema, se va a explorar el futuro impacto de la recarga del vehículo eléctrico como parte de dicho consumo residencial.

Atendiendo brevemente a la literatura, existen múltiples técnicas empleadas en la labor de establecer el consumo de energía residencial. Estas se pueden englobar bajo dos perspectivas distintas [2]:

- **Técnica descendente:** en ella se parte de valores históricos de consumos residenciales totalitarios, con el objeto de conocer sus diversos usos finales y patrones de consumo a través de variables tales como climáticas, macroeconómicas y tecnológicas.

- **Técnica ascendente:** haciendo uso de diversos métodos estadísticos y técnicas de cálculo, se extrapola el nivel de consumo para una muestra residencial dada con el objetivo de estimar el consumo energético para un nivel más complejo de demanda.

La siguiente imagen muestra para ambos enfoques las técnicas empleadas para la estimación de la demanda residencial.



**Figura 14: Desglose de las técnicas ascendente y descendente para la estimación la demanda residencial. [2]**

En este apartado, como se comprobará más adelante, se emplearán varios de los recursos expuestos por el atlas de la demanda eléctrica española recogidos en el proyecto INDEL y actualizados con datos más recientes ofrecidos por REE.

Este informe basa su metodología en técnicas de carácter ascendente, más concretamente en las estadísticas: regresión, análisis de la demanda y redes neuronales. De esta manera, parte de su objetivo es poder definir un nivel de consumo horario en base a los distintos componentes que afectan el comportamiento de la demanda residencial tanto en el corto como en el largo plazo.

A corto plazo la demanda nacional varía según el tipo de día, es decir, viene influenciado por la laboralidad. Sin embargo, cabe destacar que el efecto de este componente sobre el ámbito residencial no es tan pronunciado como en el resto de

agregados de la demanda. De hecho, tal y como apunta el informe, el efecto de la laboralidad para el consumo residencial en los meses de veranos es prácticamente inexistente, existiendo la misma proporción de consumo a lo largo de la semana. De esta manera, y a modo de simplificar variables, la estimación propuesta queda exenta de la laboralidad y se supone que durante toda la semana el consumo es estable.

Por otro lado, la demanda diaria a lo largo del año presenta oscilaciones considerables influenciadas por la temperatura y la estacionalidad. De manera simplificada, la demanda residencial anual se puede modelizar como el reflejo de tres perfiles de consumo distintos. Cada uno de ellos atiende a su vez a la climatología y época del año, destacándose pues el periodo de verano, invierno y entretiempo. Teniendo en cuenta que la climatología presente en el estudio es la continental peninsular, se hace coincidir consecuentemente cada mes a su periodo más representativo. Esta información se recoge en la siguiente tabla.

**Tabla 2: División de los meses del año en los periodos de estudio.**

| <b>PERIODO</b> | <b>MES</b> |
|----------------|------------|
| Invierno       | Enero      |
|                | Febrero    |
|                | Marzo      |
|                | Diciembre  |
| Entretiempo    | Abril      |
|                | Mayo       |
|                | Octubre    |
|                | Noviembre  |
| Verano         | Junio      |
|                | Julio      |
|                | Agosto     |
|                | Septiembre |

Por todo lo anteriormente expuesto, el cálculo de la demanda se realiza de manera que el consumo para cada tipo de periodo en cuestión se repita diariamente a lo largo de la semana, y cada semana hasta completar el mes.

#### **4.1 Estimación del Consumo Residencial**

Para llevar a cabo la estimación horaria residencial, se parte de dos fuentes principales de información. Por un lado, se hace referencia a los perfiles de

consumo anuales publicados por REE, los cuales muestran la fluctuación significativa de la demanda residencial a nivel peninsular a través de los distintos meses del año. Por otro lado, se emplean los coeficientes de consumo propuestos por el proyecto INDEL bajo diversas modificaciones con el objeto de reflejar un consumo más actualizado.

A continuación se recogen todas las hipótesis y estimaciones empleadas:

- El consumo lumínico se ve reducido en un 65% respecto al propuesto por INDEL debido a la progresión a lo largo de la última década en el uso de una luminaria más energéticamente eficiente.
- A parte de incluir los elementos esenciales de un hogar, se ha destinado la categoría denominada *otros* a modo de englobar aparatos pequeños de uso doméstico como podría ser el ordenador personal y otros de menor uso.
- La demanda máxima se produce en invierno, existiendo una reducción del 15% y 30% para verano y entretiempo respectivamente. Esta variación vendrá reflejada no solo en la disminución de la potencia para ciertos aparatos, sino en la variación horaria de su uso.
- La estimación del consumo de potencia reactiva para varios de los aparatos analizados se recoge en la Tabla 3.

**Tabla 3: Proporción potencia reactiva estimada por aparato. [3]**

| LAVAVADORA      | LAVAVAJILLAS   | COCINA         | EQUIPO REFRIGERACIÓN | MICROONDAS      | MISCELÁNEA        |
|-----------------|----------------|----------------|----------------------|-----------------|-------------------|
| $Q \cong 50\%P$ | $Q \cong 1\%P$ | $Q \cong 3\%P$ | $Q \cong 125\%P$     | $Q \cong 30\%P$ | $Q \cong 0,05\%P$ |

Seguidamente se presenta el consumo estimado horario para un hogar a lo largo de los tres periodos analizados.

**Tabla 4: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de invierno.**

| HORA         | ILUMINACIÓN | CALEFACCIÓN | SECADORA   | LAVAVADORA | TV         | LAVAVAJILLAS | COCINA     | HORNO      | AGUA CALIENTE | EQUIPO REFRIGERACIÓN | MICROONDAS | OTROS       | TOTAL       |
|--------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|---------------|----------------------|------------|-------------|-------------|
| 0            | 70          | 20          | 0          | 0          | 60         | 60           | 35         | 0          | 90            | 60                   | 0          | 120         | <b>515</b>  |
| 1            | 20          | 30          | 0          | 0          | 10         | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                   | 0          | 50          | <b>180</b>  |
| 2            | 7           | 20          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                   | 0          | 50          | <b>147</b>  |
| 3            | 7           | 20          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                   | 0          | 50          | <b>147</b>  |
| 4            | 7           | 20          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                   | 0          | 50          | <b>147</b>  |
| 5            | 7           | 20          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                   | 0          | 50          | <b>147</b>  |
| 6            | 7           | 20          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 15            | 60                   | 0          | 50          | <b>152</b>  |
| 7            | 7           | 30          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 20            | 60                   | 0          | 50          | <b>167</b>  |
| 8            | 0           | 60          | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 20            | 60                   | 0          | 50          | <b>190</b>  |
| 9            | 5           | 20          | 0          | 5          | 5          | 5            | 0          | 0          | 15            | 60                   | 160        | 30          | <b>305</b>  |
| 10           | 0           | 60          | 15         | 30         | 5          | 5            | 5          | 5          | 100           | 60                   | 0          | 70          | <b>355</b>  |
| 11           | 5           | 15          | 5          | 5          | 5          | 40           | 10         | 15         | 150           | 60                   | 0          | 70          | <b>380</b>  |
| 12           | 0           | 40          | 15         | 15         | 5          | 10           | 10         | 35         | 150           | 60                   | 0          | 30          | <b>370</b>  |
| 13           | 5           | 30          | 15         | 25         | 25         | 15           | 30         | 40         | 120           | 60                   | 0          | 30          | <b>395</b>  |
| 14           | 0           | 50          | 5          | 15         | 50         | 30           | 30         | 20         | 40            | 60                   | 0          | 100         | <b>400</b>  |
| 15           | 0           | 50          | 10         | 5          | 40         | 15           | 10         | 10         | 40            | 60                   | 220        | 50          | <b>510</b>  |
| 16           | 0           | 70          | 15         | 5          | 50         | 75           | 20         | 15         | 170           | 60                   | 0          | 50          | <b>530</b>  |
| 17           | 50          | 60          | 20         | 30         | 60         | 50           | 10         | 15         | 150           | 60                   | 0          | 80          | <b>585</b>  |
| 18           | 60          | 80          | 25         | 40         | 50         | 15           | 0          | 0          | 130           | 60                   | 0          | 100         | <b>560</b>  |
| 19           | 70          | 90          | 40         | 40         | 70         | 2            | 0          | 0          | 150           | 60                   | 0          | 150         | <b>672</b>  |
| 20           | 70          | 100         | 60         | 40         | 95         | 50           | 65         | 50         | 70            | 60                   | 0          | 90          | <b>750</b>  |
| 21           | 80          | 95          | 40         | 60         | 100        | 70           | 50         | 70         | 70            | 60                   | 0          | 90          | <b>785</b>  |
| 22           | 40          | 80          | 30         | 0          | 60         | 50           | 10         | 20         | 60            | 60                   | 310        | 50          | <b>770</b>  |
| 23           | 60          | 90          | 5          | 0          | 120        | 80           | 35         | 30         | 80            | 60                   | 0          | 85          | <b>645</b>  |
| <b>TOTAL</b> | <b>577</b>  | <b>1170</b> | <b>300</b> | <b>315</b> | <b>810</b> | <b>572</b>   | <b>320</b> | <b>325</b> | <b>1690</b>   | <b>1440</b>          | <b>690</b> | <b>1595</b> | <b>9804</b> |

*Elaboración propia a partir de [3] y [4].*

Tabla 5: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de invierno.

| HORA         | LAVAVADORA   | LAVAVAJILLAS | COCINA     | EQUIPO REFRIGERACIÓN | MICROONDAS | OTROS       | TOTAL          |
|--------------|--------------|--------------|------------|----------------------|------------|-------------|----------------|
| 0            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 1            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 2            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 3            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 4            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 5            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 6            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 7            | 0            | 0            | 0          | 75                   | 0          | 0,03        | 75,03          |
| 8            | 2,5          | 0,05         | 0          | 75                   | 48         | 0,02        | 125,57         |
| 9            | 15           | 0,05         | 0,15       | 75                   | 0          | 0,04        | 90,24          |
| 10           | 2,5          | 0,4          | 0,3        | 75                   | 0          | 0,04        | 78,24          |
| 11           | 7,5          | 0,1          | 0,3        | 75                   | 0          | 0,02        | 82,92          |
| 12           | 12,5         | 0,15         | 0,9        | 75                   | 0          | 0,02        | 88,57          |
| 13           | 7,5          | 0,3          | 0,9        | 75                   | 0          | 0,05        | 83,75          |
| 14           | 2,5          | 0,15         | 0,3        | 75                   | 66         | 0,03        | 143,98         |
| 15           | 2,5          | 0,75         | 0,6        | 75                   | 0          | 0,03        | 78,88          |
| 16           | 15           | 0,5          | 0,3        | 75                   | 0          | 0,04        | 90,84          |
| 17           | 20           | 0,15         | 0          | 75                   | 0          | 0,05        | 95,20          |
| 18           | 20           | 0,02         | 0          | 75                   | 0          | 0,08        | 95,10          |
| 19           | 20           | 0,5          | 1,95       | 75                   | 0          | 0,05        | 97,50          |
| 20           | 30           | 0,7          | 1,5        | 75                   | 0          | 0,05        | 107,25         |
| 21           | 0            | 0,5          | 0,3        | 75                   | 93         | 0,03        | 168,83         |
| 22           | 0            | 0,8          | 1,05       | 75                   | 0          | 0,04        | 76,89          |
| 23           | 0            | 0,6          | 1,05       | 75                   | 0          | 0,06        | 76,71          |
| <b>TOTAL</b> | <b>157,5</b> | <b>5,72</b>  | <b>9,6</b> | <b>1800</b>          | <b>207</b> | <b>0,80</b> | <b>2180,62</b> |

Elaboración propia a partir de [3] y [4].

Tabla 6: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de verano.

| HORA         | ILUMINACIÓN | AIRE<br>ACONDICIONADO | SECADORA   | LAVAVADORA | TV         | LAVAVAJILLAS | COCINA     | HORNO      | AGUA CALIENTE | EQUIPO<br>REFRIGERACIÓN | MICROONDAS | OTROS       | TOTAL       |
|--------------|-------------|-----------------------|------------|------------|------------|--------------|------------|------------|---------------|-------------------------|------------|-------------|-------------|
| 0            | 17          | 26                    | 0          | 0          | 9          | 0            | 0          | 0          | 5             | 60                      | 0          | 50          | 166         |
| 1            | 7           | 26                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                      | 0          | 50          | 153         |
| 2            | 7           | 26                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                      | 0          | 50          | 153         |
| 3            | 7           | 26                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                      | 0          | 50          | 153         |
| 4            | 7           | 26                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 10            | 60                      | 0          | 50          | 153         |
| 5            | 7           | 22                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 13            | 60                      | 0          | 50          | 152         |
| 6            | 7           | 26                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 17            | 60                      | 0          | 50          | 160         |
| 7            | 9           | 51                    | 0          | 0          | 0          | 0            | 0          | 0          | 17            | 60                      | 0          | 45          | 182         |
| 8            | 4           | 10                    | 0          | 4          | 4          | 4            | 0          | 0          | 13            | 60                      | 122        | 26          | 247         |
| 9            | 9           | 51                    | 13         | 26         | 4          | 4            | 4          | 4          | 85            | 60                      | 0          | 60          | 319         |
| 10           | 4           | 13                    | 4          | 4          | 4          | 34           | 9          | 13         | 128           | 60                      | 0          | 60          | 332         |
| 11           | 9           | 34                    | 17         | 15         | 4          | 9            | 9          | 30         | 128           | 60                      | 0          | 26          | 339         |
| 12           | 4           | 26                    | 17         | 21         | 21         | 13           | 26         | 34         | 100           | 60                      | 0          | 26          | 347         |
| 13           | 9           | 50                    | 4          | 45         | 43         | 30           | 26         | 17         | 34            | 60                      | 0          | 85          | 402         |
| 14           | 9           | 55                    | 15         | 7          | 40         | 13           | 9          | 9          | 34            | 60                      | 187        | 43          | 479         |
| 15           | 17          | 70                    | 20         | 4          | 55         | 57           | 17         | 13         | 140           | 60                      | 0          | 43          | 496         |
| 16           | 11          | 51                    | 17         | 26         | 51         | 43           | 9          | 13         | 128           | 60                      | 0          | 68          | 475         |
| 17           | 7           | 68                    | 11         | 25         | 43         | 13           | 0          | 0          | 111           | 60                      | 0          | 85          | 422         |
| 18           | 7           | 52                    | 20         | 25         | 40         | 2            | 0          | 0          | 115           | 60                      | 0          | 110         | 431         |
| 19           | 35          | 85                    | 51         | 34         | 35         | 43           | 55         | 43         | 40            | 60                      | 0          | 50          | 530         |
| 20           | 68          | 81                    | 34         | 51         | 85         | 60           | 43         | 60         | 60            | 60                      | 0          | 77          | 676         |
| 21           | 34          | 68                    | 26         | 0          | 51         | 43           | 9          | 17         | 51            | 60                      | 264        | 43          | 664         |
| 22           | 51          | 77                    | 4          | 0          | 102        | 68           | 30         | 26         | 68            | 60                      | 0          | 72          | 557         |
| 23           | 60          | 17                    | 0          | 0          | 51         | 51           | 30         | 0          | 77            | 60                      | 0          | 102         | 447         |
| <b>TOTAL</b> | <b>404</b>  | <b>1035</b>           | <b>253</b> | <b>287</b> | <b>642</b> | <b>484</b>   | <b>272</b> | <b>276</b> | <b>1401</b>   | <b>1440</b>             | <b>573</b> | <b>1367</b> | <b>8432</b> |

Elaboración propia a partir de [3] y [4]

**Tabla 7: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de verano.**

| <b>HORA</b>  | <b>LAVAVADORA</b> | <b>LAVAVAJILLAS</b> | <b>COCINA</b> | <b>EQUIPO REFRIGERACIÓN</b> | <b>MICROONDAS</b> | <b>OTROS</b> | <b>TOTAL</b>   |
|--------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|-------------------|--------------|----------------|
| 0            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 1            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 2            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 3            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 4            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 5            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 6            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>75,03</b>   |
| 7            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,02         | <b>75,02</b>   |
| 8            | 2,1               | 0,04                | 0             | 75                          | 36,6              | 0,01         | <b>113,78</b>  |
| 9            | 12,8              | 0,04                | 0,13          | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>87,95</b>   |
| 10           | 2,1               | 0,34                | 0,26          | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>77,75</b>   |
| 11           | 7,5               | 0,09                | 0,26          | 75                          | 0                 | 0,01         | <b>82,85</b>   |
| 12           | 10,6              | 0,13                | 0,77          | 75                          | 0                 | 0,01         | <b>86,53</b>   |
| 13           | 22,5              | 0,3                 | 0,77          | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>98,61</b>   |
| 14           | 3,5               | 0,13                | 0,26          | 75                          | 56,1              | 0,02         | <b>135</b>     |
| 15           | 2,13              | 0,57                | 0,51          | 75                          | 0                 | 0,02         | <b>78,23</b>   |
| 16           | 12,8              | 0,43                | 0,26          | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>88,46</b>   |
| 17           | 12,5              | 0,13                | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>87,67</b>   |
| 18           | 12,5              | 0,02                | 0             | 75                          | 0                 | 0,06         | <b>87,57</b>   |
| 19           | 17                | 0,43                | 1,66          | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>94,11</b>   |
| 20           | 25,5              | 0,60                | 1,28          | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>102,41</b>  |
| 21           | 0                 | 0,43                | 0,26          | 75                          | 79,05             | 0,02         | <b>154,75</b>  |
| 22           | 0                 | 0,68                | 0,89          | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>76,61</b>   |
| 23           | 0                 | 0,51                | 0,89          | 75                          | 0                 | 0,05         | <b>76,45</b>   |
| <b>TOTAL</b> | <b>143,5</b>      | <b>4,84</b>         | <b>8,16</b>   | <b>1800</b>                 | <b>171,75</b>     | <b>0,68</b>  | <b>2128,93</b> |

*Elaboración propia a partir de [3] y [4].*

**Tabla 8: Estimación horaria del consumo residencial (W) para el periodo de entretiempo.**

| HORA         | ILUMINACIÓN  | SECADORA     | LAVAVADORA | TV         | LAVAVAJILLAS | COCINA     | HORNO        | AGUA CALIENTE | EQUIPO REFRIGERACIÓN | MICROONDAS | OTROS         | TOTAL        |
|--------------|--------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|--------------|---------------|----------------------|------------|---------------|--------------|
| 0            | 14           | 0            | 0          | 7          | 0            | 0          | 0            | 10            | 60                   | 0          | 70            | <b>161</b>   |
| 1            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 10            | 60                   | 0          | 70            | <b>147</b>   |
| 2            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 10            | 60                   | 0          | 70            | <b>147</b>   |
| 3            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 10            | 60                   | 0          | 70            | <b>147</b>   |
| 4            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 10            | 60                   | 0          | 70            | <b>147</b>   |
| 5            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 12            | 60                   | 0          | 70            | <b>149</b>   |
| 6            | 7            | 0            | 0          | 0          | 0            | 0          | 0            | 15            | 60                   | 0          | 70            | <b>152</b>   |
| 7            | 7            | 0            | 0          | 4          | 4            | 4          | 0            | 20            | 60                   | 0          | 70            | <b>169</b>   |
| 8            | 7            | 0            | 5          | 3,5        | 3,5          | 4          | 0            | 40            | 60                   | 90         | 50            | <b>263</b>   |
| 9            | 7            | 40           | 30         | 10         | 3,5          | 3,5        | 3,5          | 70            | 60                   | 0          | 25            | <b>252,5</b> |
| 10           | 3,5          | 15           | 10         | 10         | 5            | 7          | 10,5         | 105           | 60                   | 0          | 49            | <b>275</b>   |
| 11           | 10           | 15           | 15         | 10         | 10           | 7          | 24,5         | 105           | 60                   | 0          | 21            | <b>277,5</b> |
| 12           | 10           | 20           | 20         | 20         | 15           | 35         | 28           | 84            | 60                   | 0          | 21            | <b>313</b>   |
| 13           | 50           | 20           | 30         | 35         | 15           | 25         | 17           | 35            | 60                   | 0          | 70            | <b>357</b>   |
| 14           | 10           | 10           | 15         | 20         | 10,5         | 7          | 7            | 28            | 60                   | 154        | 35            | <b>356,5</b> |
| 15           | 17           | 15           | 20         | 35         | 52,5         | 14         | 10,5         | 119           | 60                   | 0          | 35            | <b>378</b>   |
| 16           | 20           | 14           | 5          | 42         | 35           | 7          | 10,5         | 105           | 60                   | 0          | 56            | <b>354,5</b> |
| 17           | 10           | 15           | 19         | 40         | 21           | 4          | 0            | 91            | 60                   | 0          | 70            | <b>330</b>   |
| 18           | 35           | 28           | 28         | 37         | 5            | 0          | 0            | 76            | 60                   | 0          | 105           | <b>374</b>   |
| 19           | 49           | 42           | 28         | 67         | 35           | 45,5       | 35           | 49            | 60                   | 0          | 63            | <b>473</b>   |
| 20           | 56           | 28           | 42         | 70         | 49           | 50         | 60           | 49            | 60                   | 0          | 63            | <b>527</b>   |
| 21           | 28           | 21           | 0          | 42         | 35           | 7          | 14           | 42            | 60                   | 217        | 35            | <b>501</b>   |
| 22           | 42           | 3,5          | 0          | 84         | 56           | 24,5       | 21           | 56            | 60                   | 0          | 59,5          | <b>406,5</b> |
| 23           | 49           | 0            | 0          | 42         | 42           | 24,5       | 0            | 63            | 60                   | 0          | 84            | <b>364,5</b> |
| <b>TOTAL</b> | <b>466,5</b> | <b>286,5</b> | <b>267</b> | <b>578</b> | <b>397</b>   | <b>269</b> | <b>241,5</b> | <b>1214</b>   | <b>1440</b>          | <b>461</b> | <b>1401,5</b> | <b>7022</b>  |

*Elaboración propia a partir de [3] y [4].*

**Tabla 9: Estimación horaria del consumo residencial (Var) para el periodo de entretiempo.**

| <b>HORA</b>  | <b>LAVAVADORA</b> | <b>LAVAVAJILLAS</b> | <b>COCINA</b> | <b>EQUIPO REFRIGERACIÓN</b> | <b>MICROONDAS</b> | <b>OTROS</b> | <b>TOTAL</b>   |
|--------------|-------------------|---------------------|---------------|-----------------------------|-------------------|--------------|----------------|
| 0            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 1            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 2            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 3            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 4            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 5            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 6            | 0                 | 0                   | 0             | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,04</b>   |
| 7            | 0                 | 0,04                | 0,12          | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>75,20</b>   |
| 8            | 2,5               | 0,04                | 0,12          | 75                          | 27                | 0,03         | <b>104,68</b>  |
| 9            | 15                | 0,0                 | 0,1           | 75                          | 0                 | 0,01         | <b>90,15</b>   |
| 10           | 5                 | 0,1                 | 0,2           | 75                          | 0                 | 0,02         | <b>80,28</b>   |
| 11           | 7,5               | 0,1                 | 0,2           | 75                          | 0                 | 0,01         | <b>82,82</b>   |
| 12           | 10                | 0,2                 | 1,1           | 75                          | 0                 | 0,01         | <b>86,21</b>   |
| 13           | 15                | 0,2                 | 0,8           | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>90,94</b>   |
| 14           | 7,5               | 0,1                 | 0,2           | 75                          | 46,2              | 0,02         | <b>129,03</b>  |
| 15           | 10                | 0,5                 | 0,4           | 75                          | 0                 | 0,02         | <b>85,96</b>   |
| 16           | 2,5               | 0,4                 | 0,2           | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>78,09</b>   |
| 17           | 9,5               | 0,2                 | 0,1           | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>84,87</b>   |
| 18           | 14                | 0,1                 | 0             | 75                          | 0                 | 0,05         | <b>89,10</b>   |
| 19           | 14                | 0,4                 | 1,4           | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>90,75</b>   |
| 20           | 21                | 0,5                 | 1,5           | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>98,02</b>   |
| 21           | 0,0               | 0,4                 | 0,2           | 75                          | 65                | 0,02         | <b>140,68</b>  |
| 22           | 0,0               | 0,6                 | 0,7           | 75                          | 0                 | 0,03         | <b>76,32</b>   |
| 23           | 0,0               | 0,4                 | 0,7           | 75                          | 0                 | 0,04         | <b>76,20</b>   |
| <b>TOTAL</b> | <b>133,5</b>      | <b>3,97</b>         | <b>8,07</b>   | <b>1800</b>                 | <b>138,3</b>      | <b>0,70</b>  | <b>2084,54</b> |

*Elaboración propia a partir de [3] y [4].*

## 4.2 Estimación del Consumo del Vehículo Eléctrico

Se parte de la hipótesis que de media un VE consume 16kWh por cada 100km recorridos y que de media el coche a diario va a recorrer una distancia de 60km, el equivalente a 21.900km anuales. De este modo, el VE consumiría al día 9,6kWh.

Por otro lado, se ha estimado que la recarga para el VE se lleve a cabo siguiendo una tarifa nocturna, desde las 0h hasta las 6h. Con estas 7 horas las baterías han de cargarse hasta el nivel descrito, siendo por tanto necesario que la potencia consumida hora a hora sea de 1,37kW.

Este modo de recarga nocturna va a permitir a las familias no tener que reforzar la instalación eléctrica de su vivienda, ya que de media se tiene una potencia contratada en el torno de los 5,5kW; lo que incluso permitiría llegar a una carga del 100% de su capacidad sin necesidad de recurrir a horas de recarga distintas.

## 4.3 Resultados del Consumo Unitario

En la Figura 15 se puede comprobar cómo evoluciona la curva de demanda para los tres periodos, existiendo como se ha indicado en las hipótesis un ligero decremento en la potencia consumida del 15% y 30% para verano y entretiempo respectivamente respecto al invierno. El pico de consumo ocurre para las 21h rozando los 0,8kW durante el invierno.

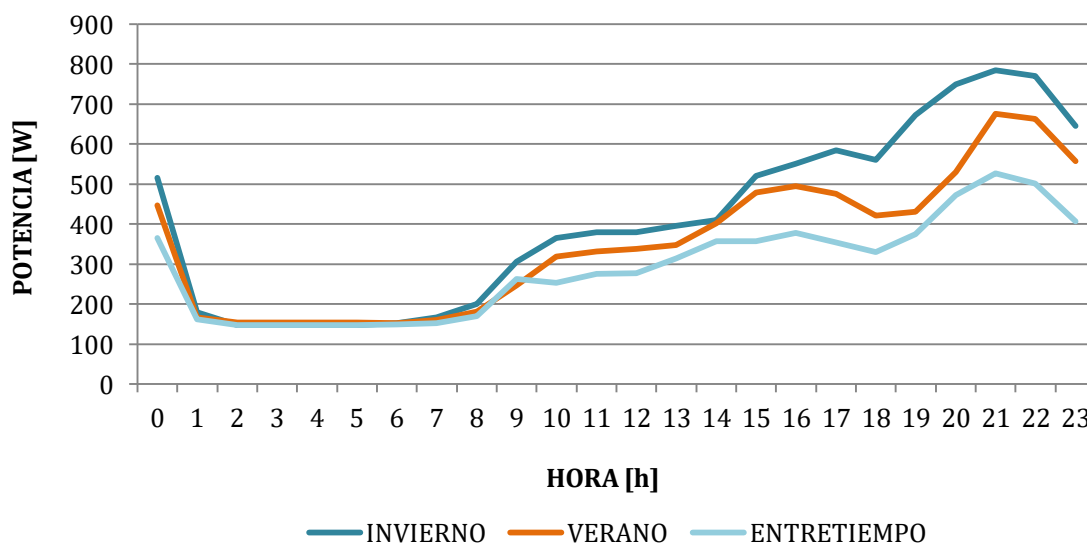
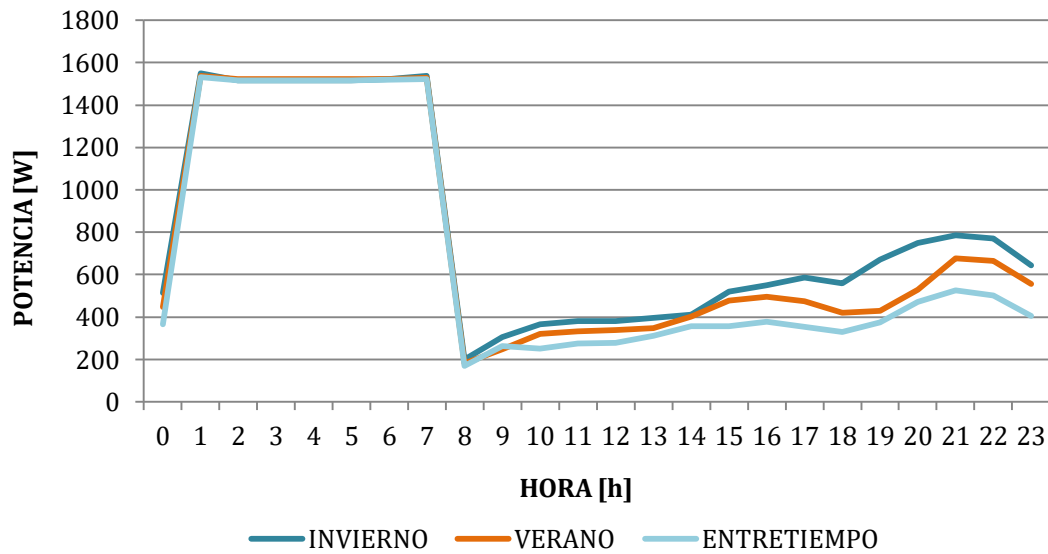


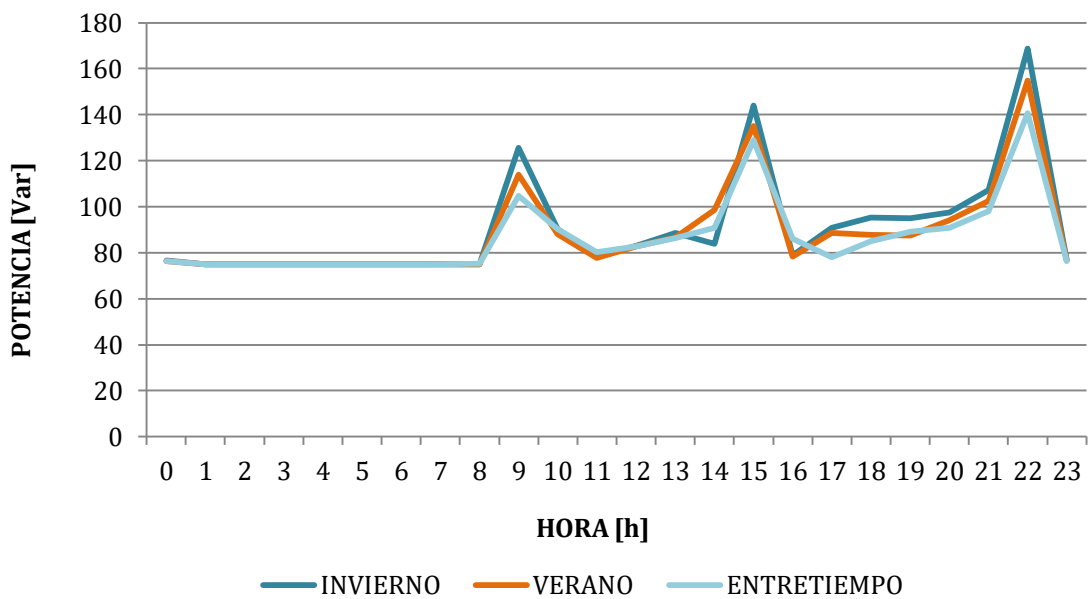
Figura 15: Consumo residencial de potencia activa sin VE para los tres periodos.

Si la misma vivienda tuviese VE, la curva de consumo presentaría un aspecto bastante distinto, con una potencia pico nocturna que dobla a la de las 21h.



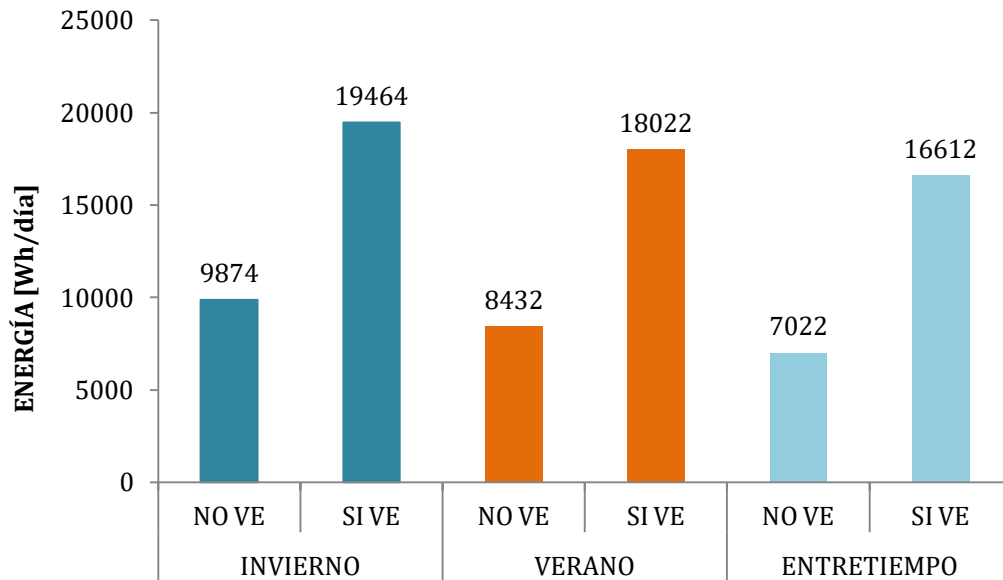
**Figura 16: Consumo potencia activa residencial con VE para los tres periodos.**

Atendiendo al perfil de potencia reactiva, esta se mantiene relativamente constante entre periodos pues el consumo de los aparatos que la demandan también lo es; es decir, la variabilidad en el consumo entre estaciones está provocada por aparatos que no consumen potencia reactiva. Además, aquí el VE no presenta influencia pues este solo demanda potencia activa.



**Figura 17: Consumo residencial de potencia reactiva para los tres periodos.**

Por último, se presenta el consumo de energía para el hogar discriminando por periodo e inserción del VE, aportando este los 9,6kWh extra para su recarga.



**Figura 18: Energía diaria consumida por periodo.**

## Capítulo 5

### Dimensionamiento Óptimo de la Batería

En este apartado se detallará la metodología seguida para determinar cuál sería el tamaño óptimo del almacenamiento en función de un número de consumidores a establecer.

Para llevar a cabo dicha labor, se desarrollará un módulo de cálculo con el que se pueda tratar y analizar los datos de generación y consumo horarios obtenidos en los capítulos anteriores.

Este módulo interactivo permite modificar los datos de las variables de entrada y de esta forma obtener unos resultantes que pueden ser analizados individualmente para determinar el perfil óptimo de dimensionamiento del almacenamiento en base a unas condiciones de diseño preestablecidas.

Se incluye Anexo G, en el cual se puede ver la interfase de dicho módulo de cálculo.

#### 5.1 Condiciones Iniciales

El almacenamiento mediante batería de Ion-Li que se debe determinar tiene que permitir hacer gestionable el sistema de generación híbrido, atendiendo el 100% de la demanda de un número mínimo de consumidores.

En este sentido, dicho número de consumidores estará ligado al tamaño del almacenamiento y por ende a la potencia gestionable que este permita.

Por otro lado, los nuevos sistemas de almacenamiento masivo, en función de su tamaño y característica de carga-descarga, pueden llegar a superar los 4.500

ciclos. Para este supuesto, se considerará que la batería realiza un ciclo diario, estimándose de este modo una vida útil de 12 años.

A efectos de cálculo se ha considerado que la batería deba de acomodar a un escenario futuro de demanda, donde se estima que un 10% de las familias que conforman el grueso del consumo posean VE en el hogar.

De igual modo, una vez obtenido el tamaño óptimo de la batería se observará cómo la característica de carga-descarga y su operativa varían con respecto a otros porcentajes inferiores de hogares con VE. Esto intentará simular la respuesta de la batería a lo largo de sus años de funcionamiento, donde es probable que ocurra una inserción paulatina del VE.

## **5.2 Criterio de Diseño**

A la hora de diseñar un almacenamiento a gran escala, existen multitud de criterios a seguir que darían respuesta a diversas situaciones concretas; y más aún cuando el número de consumidores puede formar parte de las variables de diseño. El módulo de cálculo desarrollado permitiría poder determinar la capacidad de la batería bajo condiciones como las que se describen:

### **Adecuar un porcentaje de la generación anual a la demanda**

Un porcentaje fijado del total de la generación anual sería entregado al consumo, y el excedente sería destinado a terceros a través de la red. En este sentido, se buscaría acomodar la curva de demanda variando el número de familias de tal modo que su consumo anual coincidiese con el porcentaje impuesto.

Este escenario bajo las condiciones de generación y demanda de este proyecto, como se puede apreciar en la Figura 19, implicaría aumentar el consumo de tal manera que durante dos tercios del año la producción sea equiparable al mismo, mientras que durante los meses restantes, meses de invierno, la generación sería bastante inferior teniendo que recurrir al aporte de energía proveniente de otros puntos de generación o red.

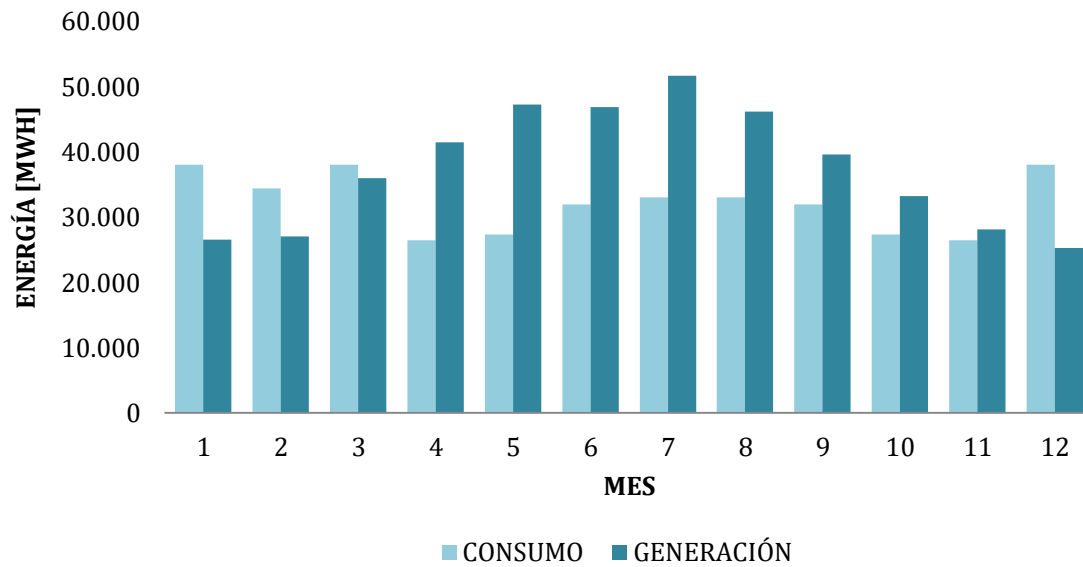
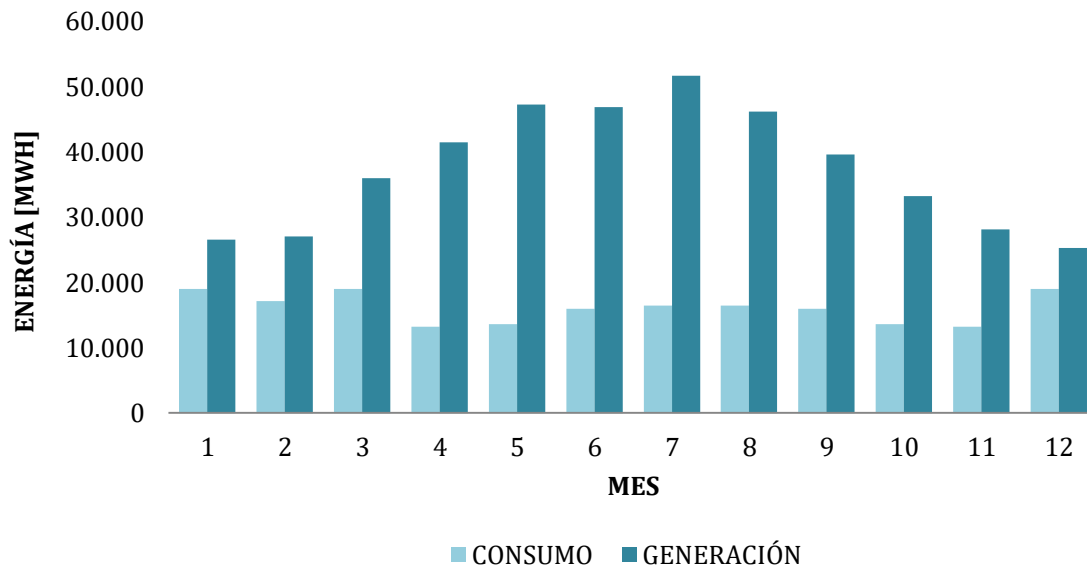


Figura 19: Curva de generación y demanda para un aprovechamiento de la energía del 85%.

### **Gestionabilidad Completa de una Demanda Aislada**

De forma contraria al caso anterior, si la demanda se encuentra aislada y todo su consumo ha de provenir del generador híbrido, es necesario estimar un nivel de consumo donde la generación apoyada por la batería pueda hacer frente en todo momento a sus requisitos.

Bajo dicho escenario, entonces el porcentaje de generación que se podrá destinar al consumo residencial será inferior al tener esta restricción; la Figura 20 es un ejemplo de ello.



**Figura 20: Curva de generación y demanda para atender la gestionabilidad completa de una demanda aislada.**

La primera condición descrita es relativamente fácil de acomodar pues en todo momento se puede recurrir a la red para tomar la energía que se pueda necesitar un instante determinado. Para tal caso el sistema de almacenamiento no es crítico.

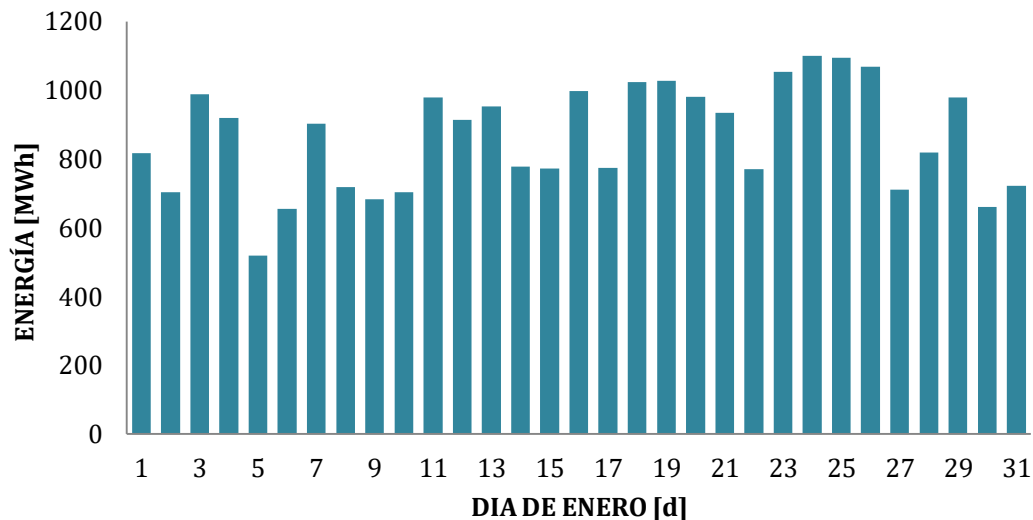
Se parte por tanto del supuesto de modelizar el almacenamiento necesario y óptimo para atender una de demanda aislada.

De este modo, como lo que se persigue es asegurar el suministro eléctrico a los hogares en todo momento, es necesario analizar aquellos días más críticos para asegurar que la batería pueda gestionar adecuadamente la producción del generador renovable.

Tal y como se detalla en el Capítulo 4 y como además se puede comprobar en la Figura 20, en los meses de invierno el consumo es superior, coincidiendo justamente cuando la generación está más ajustada debido a una menor producción del generador fotovoltaico. Será en estos meses, y más especialmente en los meses de enero y diciembre, cuando el ratio generación-demanda sea más crítico.

Por ello, el diseño se va a centrar de tal manera que a través de la gestionabilidad del generador se pueda dar servicio al consumo durante el peor día del año, siendo este aquel día del periodo de invierno (mayor consumo) con

menor generación. Como se muestra en la siguiente figura, el dicho día se corresponde con una generación de tan solo 520MWh comparada con la media del mismo mes de 865MWh. Estos cambios en la producción son esperados puesto que existirán días puntuales donde tanto el recurso eólico como el solar sean escasos. De esta manera, queda como variable a determinar el número óptimo de familias en relación al tamaño del almacenamiento.



**Figura 21: Energía diaria generada en MWh por la instalación híbrida en enero.**

Como el número de familias para este caso es una variable de diseño, será necesario realizar diversas iteraciones para distintos volúmenes de consumo al objeto de asegurar que el tamaño de batería necesaria para hacer frente a dicho día crítico de diseño no resulte sobredimensionado en más de un porcentaje estimado del 75% respecto a otros periodos donde la generación sea superior al consumo.

Este porcentaje se establece al objeto de que el número de ciclos de carga y descarga máxima (descarga permitida 85%) permita aumentar la vida útil del almacenamiento.

De esta manera, se expondrán y analizarán los resultados obtenidos para las siguientes 6 fechas características del año:

- Día critico de diseño: enero
- Peor día de entretiempo: noviembre
- Peor día de verano: septiembre
- Día medio que simboliza la generación de entretiempo.

- Día medio que simboliza la generación de verano.
- Día medio que simboliza la generación de invierno.

Por todo lo anterior, las restricciones principales de diseño que se van a establecer son las siguientes:

---

*El almacenamiento ha de poder hacer completamente gestionable el sistema híbrido renovable para dar servicio a un consumo aislado, cuyo optimo debe permitir no sobrepasar un sobredimensionamiento máximo para el día crítico de diseño del 75% respecto a la media de todas las capacidades obtenidas.*

---

### 5.2.1 Modelo del Procedimiento a Seguir

El siguiente diagrama recopila el procedimiento a seguir para llevar a cabo el dimensionamiento bajo el criterio de diseño establecido.

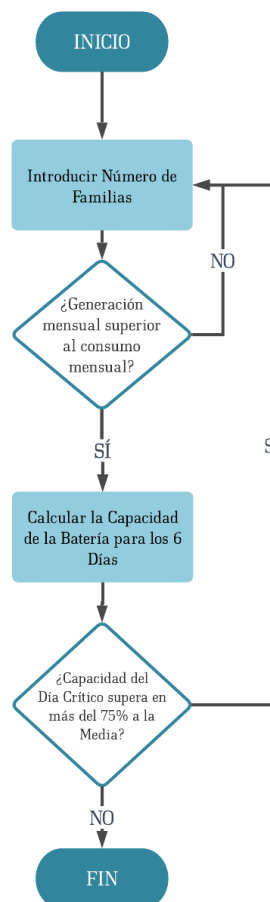


Figura 22: Diagrama de flujo de trabajo empleado para dimensionar la batería.

### 5.3 Ecuaciones y Restricciones para la Operativa de la Batería

La potencia a inyectar o absorber de la red por parte de la batería para cada hora de funcionamiento vendrá esencialmente determinada por la diferencia entre la generación y demanda. Sin embargo, al objeto de llevar a cabo un proceso más riguroso, se tendrán además en cuenta las pérdidas asociadas tanto a la línea eléctrica, como a los elementos de conexión de la batería al nudo de generación y las propias por almacenamiento.

De este modo, al tratar los datos en el módulo de cálculo se aplicarán unas pérdidas estándar del 1% para la línea eléctrica, del 3% para el conjunto transformador-inversor bidireccional, valor similar al tenido en cuenta para la instalación híbrida, y del 7% para las pérdidas de vinculadas al almacenamiento.

Otro punto importante a tener en cuenta es que para este caso de estudio, no se precisa que la batería sea capaz de almacenar toda la potencia generada por la instalación híbrida puesto que parte de ella (la que no sea destinada ni al consumo de los hogares ni a la recarga de la batería) será entregada a terceros volcándose a otro punto de red.

Ambas ideas descritas dan forma a la primera restricción empleada, donde  $P_O(t)$  representa la potencia unitaria de un hogar para cada hora del día y  $n_{familias}$  será la variable del número de familias óptimo a determinar. Por otro lado,  $P_{GENERACIÓN}(t)$  será la potencia generada por la instalación híbrida a cada hora y  $factor_{pérdidas}$  las pérdidas descritas anteriormente. Se ha tomado criterio generador para establecer los signos de la potencia de la batería, esto es, potencia inyectada como positiva y absorbida como negativa.

$$P_{BESS}(t) \leq [P_O(t) \times n_{familias} - P_{GENERACIÓN}(t)] \times factor_{pérdidas} \quad (8)$$

Seguidamente, la energía almacenada momentáneamente en la batería vendrá condicionada por su estado en el periodo anterior y el flujo de potencia al que haga frente en la hora actual. El incremento temporal se ha tomado como 1 hora y la expresión que lo refleja es la que sigue:

$$E_{BESS}(t) = E_{BESS}(t-1) - P_{BESS}(t) \times \Delta t \quad (9)$$

Debido a que parte de la energía generada puede ser derivada a otros consumidores, la metodología para obtener la capacidad que requeriría la batería para los distintos días que se han especificado (donde posteriormente ya se analizaría si las capacidades obtenidas cumplen con el factor de sobredimensionamiento propuesto), no reside en asegurar que ésta almacene todo el excedente, sino reside en calcular toda aquella energía que los hogares vayan a necesitar en aquellos periodos donde la generación sea inferior. En otras palabras, lo que se persigue con la batería es que sea capaz de tener suficiente capacidad como para desplazar energía desde un periodo de máxima generación a otro de mínima para un número de consumidores que se consideraran que están aislados de la red principal.

Este detalle se ha estudiado concretamente a través de la siguiente expresión, donde  $[t1, t2]$  representa el periodo donde la batería se encuentra almacenando la energía y  $[t2, t3]$  el periodo de entrega.

$$\sum_{t1}^{t2} E_{BESS}(t) = \sum_{t2}^{t3} P_o(t) \times n_{familias} \times \Delta t \quad (10)$$

La capacidad calculada hasta ahora difiere de la real puesto que es necesario aplicar ciertos factores con el objetivo de tener en cuenta el porcentaje de la capacidad de descarga (% DoD) y el factor de envejecimiento de la misma (%F<sub>a</sub>). De este modo, la capacidad nominal de la batería vendrá definida por la siguiente expresión, donde se toma un DoD del 85% y un F<sub>a</sub> del 110%:

$$E_{BESS\ NOMINAL} = \frac{E_{BESS} \times F_a}{DoD} \quad (11)$$

De la misma forma, la potencia nominal de la batería (P<sub>BESS NOMINAL</sub>) será aquella que permita evacuar dicha capacidad nominal en un periodo de 4 horas.

Por último, cabe resaltar las restricciones técnicas que la batería debe poder cumplir para su correcto funcionamiento. Por un lado, la potencia a inyectar o absorber de la red debe encontrarse dentro de los valores limitados por su potencia nominal:

$$-P_{BESS\ NOMINAL} < P_{BESS}(t) < +P_{BESS\ NOMINAL} \quad (12)$$

Por otro lado, los límites de su capacidad deben tenerse en cuenta de tal manera que no se comprometa ni la seguridad ni el tiempo de vida de la batería. De esta manera, la energía almacenada horariamente debe seguir la restricción marcada por el estado mínimo de carga:

$$(1 - DoD) \times E_{BESS\ NOMINAL} < E_{BESS}(t) < E_{BESS\ NOMINAL} \quad (13)$$

Análogamente, el estado de carga (SoC) deberá seguir una restricción con las mismas características:

$$SoC(t) = SoC(t-1) - \frac{P_{BESS}(t) \times \Delta t}{E_{BESS\ NOMINAL}} \quad (14)$$

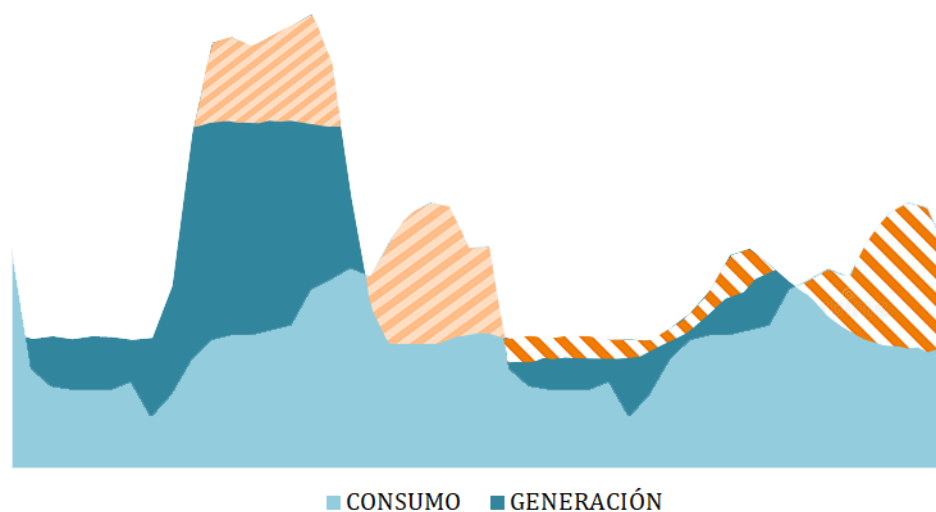
$$(1 - DoD) < SoC(t) < 1 \quad (15)$$

## 5.4 Representación Gráfica de la Metodología

Con el objetivo de hacer más comprensible el proceso que se ha llevado a cabo, se va a representar gráficamente parte de las ecuaciones y restricciones del punto anterior sobre las curvas de generación y consumo. Para ello, y teniendo en cuenta que el estado de la batería para una hora determinada está condicionado por lo ocurrido en horas previas, se van a representar las curvas de generación tanto para el día crítico como para el día que le precede.

Estas curvas de generación serán estáticas, mientras que las curvas de consumo fluctuarán en función del número de hogares seleccionado. Cabe recordar que este consumo se corresponde con una penetración del 10% del VE.

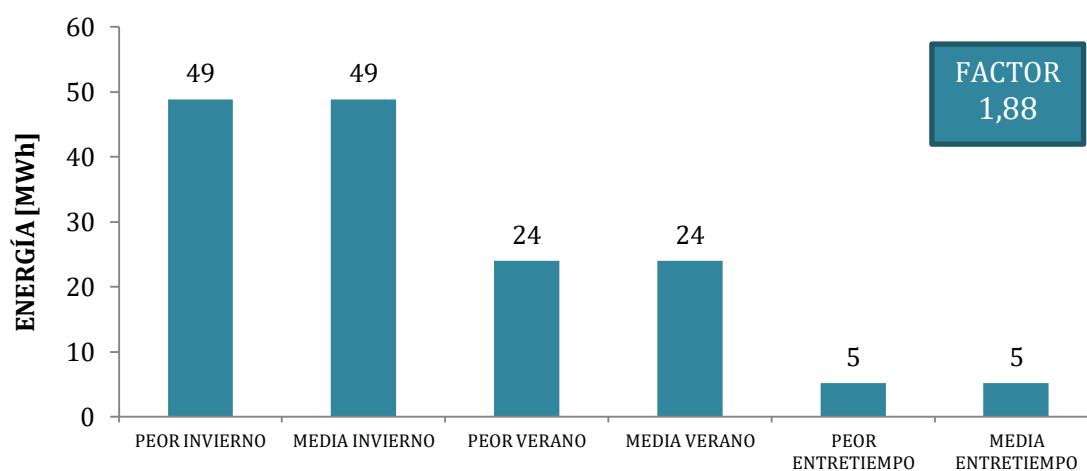
En una primera iteración mostrada en la Figura 23, se decide seleccionar un número de familias (45.000) con el que exista suficiente generación en las horas de mayor producción para dar servicio a los hogares durante el periodo nocturno. De esta manera, la batería deberá de poder *desplazar* todo el excedente que se acumule durante las 1h y las 15h para poder inyectarlo entre las 16h y las 0h del día siguiente hasta que el nivel de producción renovable supere al consumo.



**Figura 23: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la batería para un consumo de 45.000 familias.**

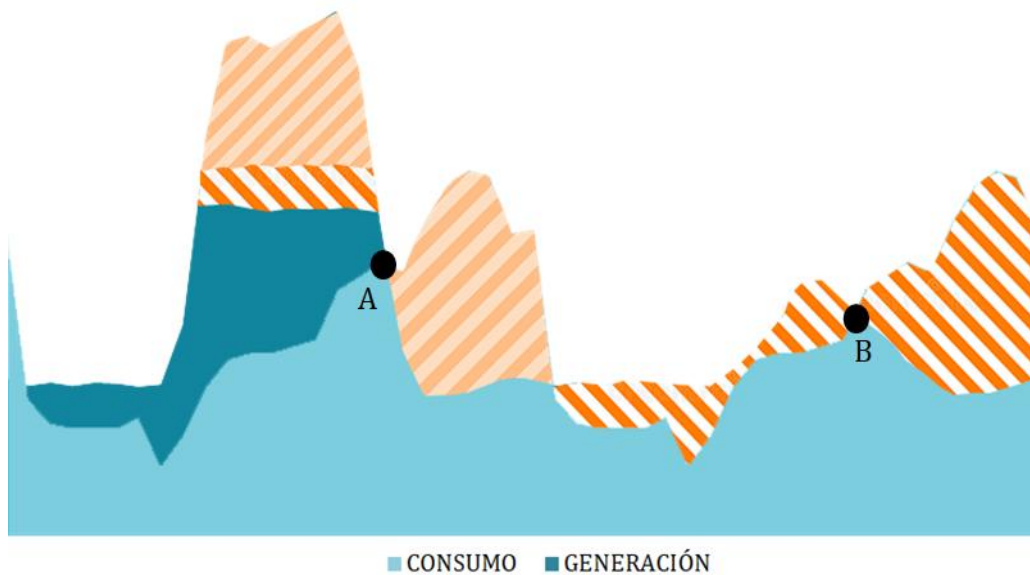
Sin embargo, bajo este escenario el número de familias no es óptimo, ya que presenta la desventaja de que la batería pueda quedar desaprovechada el resto de estaciones.

Esta idea puede apreciarse en la Figura 24, donde la capacidad de batería necesaria en un día medio de entretiempo es una décima parte de la del día de crítico. En este caso, el factor de sobredimensionamiento obtenido, 1,88, es superior al límite establecido de 1,75, por lo que es necesario ejecutar una nueva iteración.



**Figura 24: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 45.000 familias por tipo de día.**

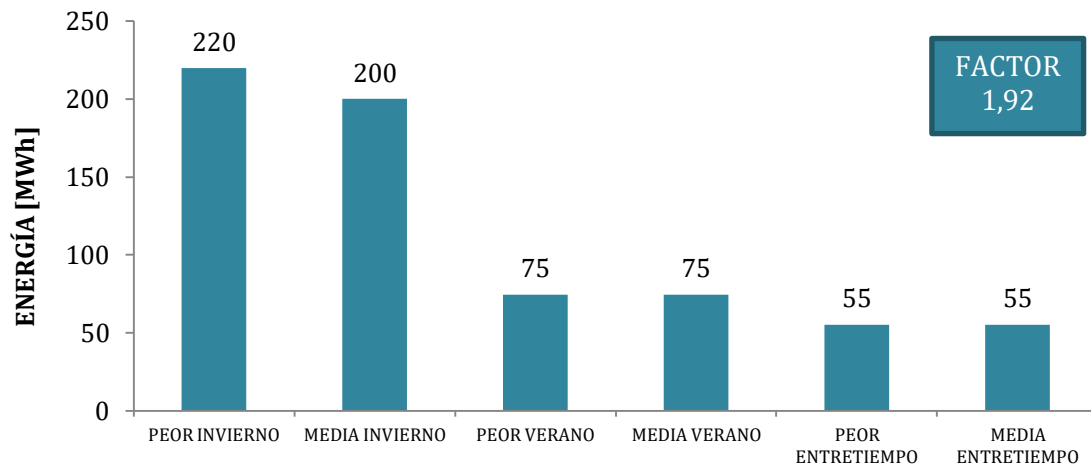
Para la siguiente iteración se decide aumentar sustancialmente el número de familias a 65.000 con el propósito de mejorar los valores de la Figura 24. Al contrario de lo que ocurría anteriormente, con la nueva iteración donde la energía generada por la instalación híbrida durante las horas centrales del día no es suficiente para dar servicio a la demanda durante las horas pico de consumo. De este modo, parte de la energía que falte para cumplir con dicha demanda ha de provenir de la generación del día anterior. Esta nueva situación se describe en la Figura 25.



**Figura 25: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la batería para un consumo de 65.000 familias.**

Como se puede comprobar, en la hora del punto A de la figura la batería ha de tener almacenado la energía suficiente para abastecer no solo al consumo de las horas pico del día anterior al crítico de enero, sino además el equivalente a la energía que falta para dar servicio al propio día crítico. Atendiendo al punto B (análogo del punto A del día siguiente), se comprueba como la energía almacenada hasta ese momento es la correspondiente a la que los hogares demandan más adelante y además su valor es inferior al del punto A. Por ello, la batería en esta situación se está dimensionando respecto al punto A ya que es el más restrictivo.

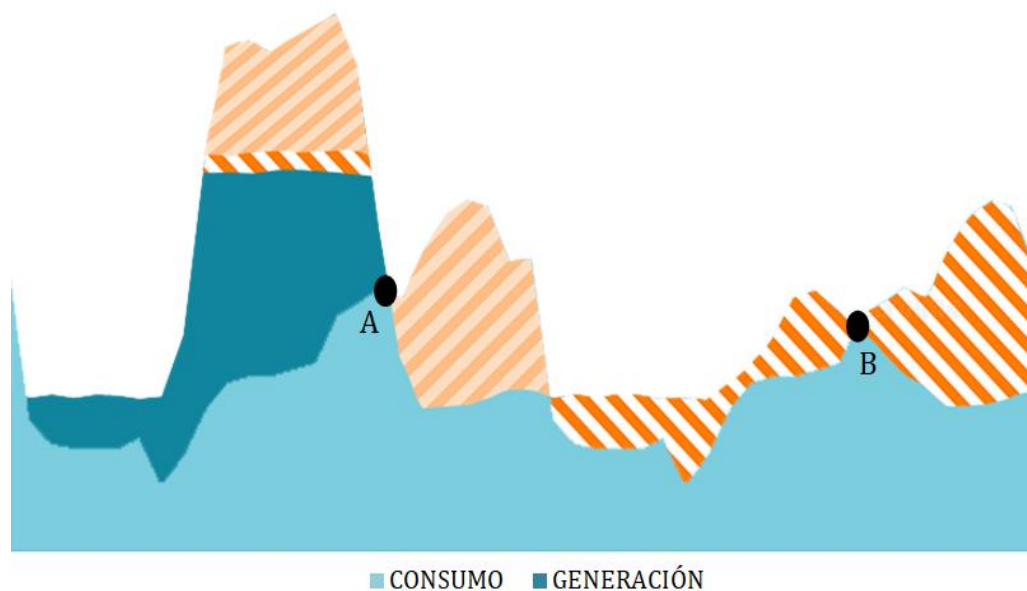
Una vez más se calculan los tamaños resultantes para el resto de días se comprueba cómo el factor empeora con respecto a la primera iteración.



**Figura 26: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 65.000 familias por tipo de día.**

Aunque existe un mayor aprovechamiento de la batería durante el resto del año respecto a la primera iteración, el tamaño que ésta requiere para el día crítico deja de hacer adecuado el número de familias.

Por último, se decide disminuir el número de familias con el objetivo de imponer como punto restrictivo de diseño en punto B. Esto se muestra a continuación.

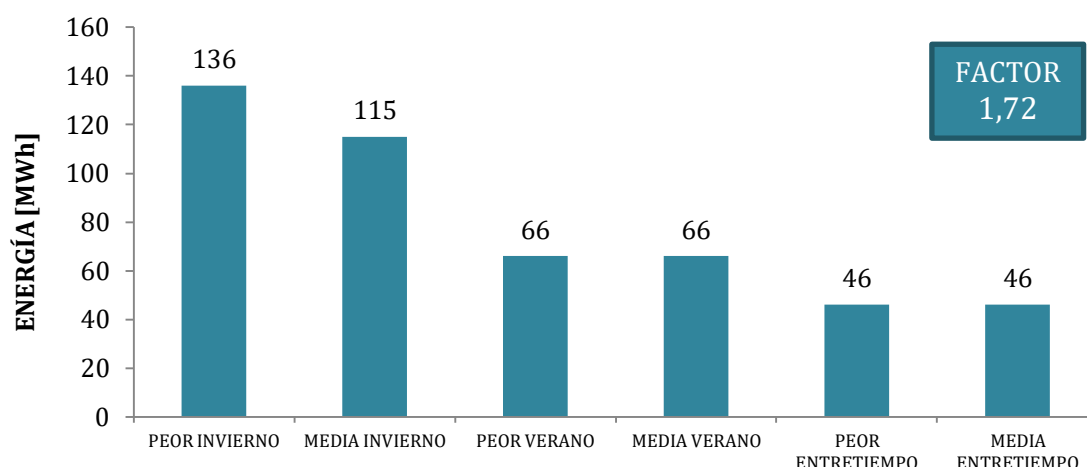


**Figura 27: Ilustración simplificada de la procedencia de energía a inyectar por la batería para un consumo de 55.000 familias.**

Aunque parte de la energía necesaria para las horas de mayor consumo del día crítico también provengan del día anterior, este valor se reduce de tal manera

que ahora la energía que debe de tener almacenada la batería en el punto A es menor que la necesaria del punto B.

Bajo este escenario, se comprueba cómo el factor de sobredimensionamiento mejora, ya que se consigue llegar a un compromiso entre capacidad de batería necesaria para el resto de periodos y la necesaria para el día crítico; siendo este por tanto el punto óptimo para las condiciones que se habían establecido.



**Figura 28: Factor de sobredimensionamiento y capacidad necesaria de la batería para 55.000 familias por tipo de día.**

Cabe resaltar que como el diseño se ha priorizado para el escenario donde la penetración del VE es del 10%, la batería queda ligeramente sobredimensionada para porcentajes menores de penetración. Sin embargo, este factor es de menor transcendencia que los valores representados en la Figura 24 y Figura 26.

De esta manera, la capacidad óptima nominal necesaria para dar servicio a 55.000 familias con una penetración del 5% resultaría ser de 171MWh, valor próximo a los 176 MWh para el supuesto del 10%; y para cuando dicho porcentaje es del 0%, la capacidad resultaría de 166 MWh, variando únicamente en un 6%.

## 5.5 Resultados del Dimensionamiento

### 5.5.1 Especificaciones Técnicas

El tamaño y las especificaciones técnicas de la batería necesaria para hacer gestionable la producción del generador híbrido a un consumo aislado de 55.000 hogares a lo largo de los 4.500 ciclos estimados viene recogida en la siguiente tabla:

Tabla 10: Parámetros técnicos de la batería.

|                                                   |       |
|---------------------------------------------------|-------|
| <b><math>P_{\text{BESS NOMINAL}}</math> (MW)</b>  | 44    |
| <b><math>E_{\text{BESS NOMINAL}}</math> (MWh)</b> | 176   |
| <b>Tiempo de Descarga (h)</b>                     | 4     |
| <b>DoD (%)</b>                                    | 85    |
| <b><math>E_{\text{BESS}}</math> (MWh)</b>         | 136   |
| <b>Número de Ciclos Nominales</b>                 | 4.500 |

### 5.5.2 Representación Horaria de la Actividad de la Batería

A continuación, se presenta la característica de generación y demanda para los tres distintos periodos (invierno, verano y entretiempo) y el papel que desarrolla la batería absorbiendo e inyectando potencia a lo largo del día en cuestión. Además, a parte del perfil anual de consumo seleccionado para el dimensionamiento (10%VE), se analiza la respuesta de la batería ante otros perfiles de penetración: 5% y 0%.

En base a esto último, se destaca una primera idea trivial donde se comprueba cómo a mayor penetración del VE, mayor es el tiempo necesario para la recarga completa de la batería. Por otro lado, su actividad durante el periodo de entretiempo es bastante menor pues en todo momento el grueso del consumo es suplido por la generación eólica.

### PERIODO DE INVIERNO

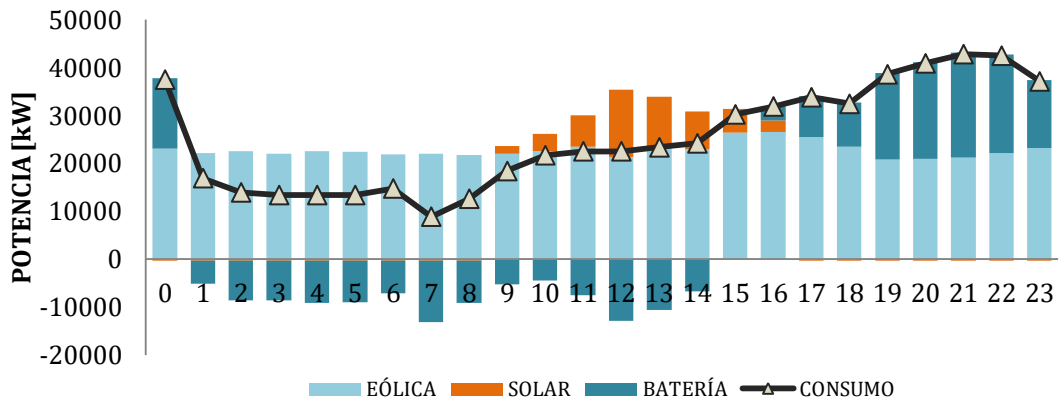


Figura 29: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de invierno

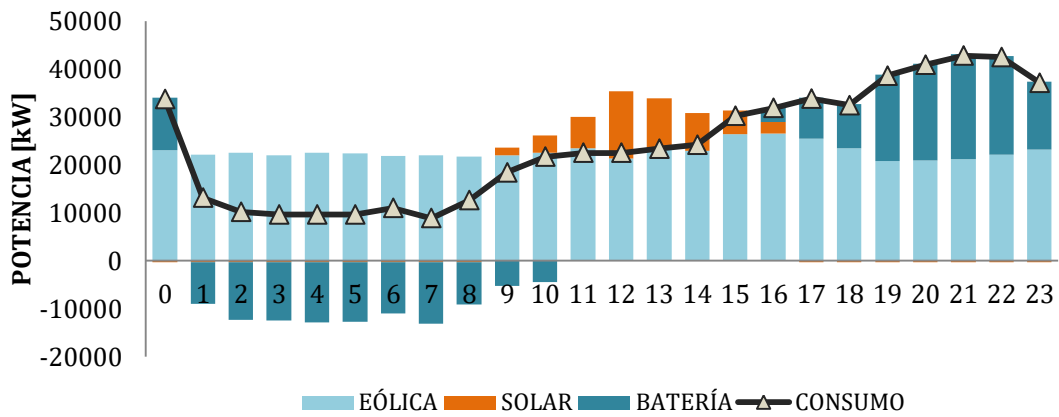


Figura 30: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de invierno

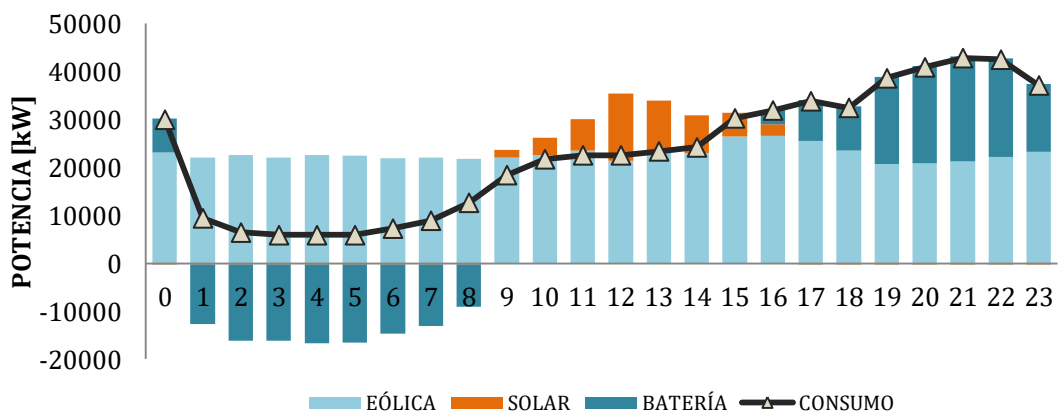


Figura 31: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de invierno

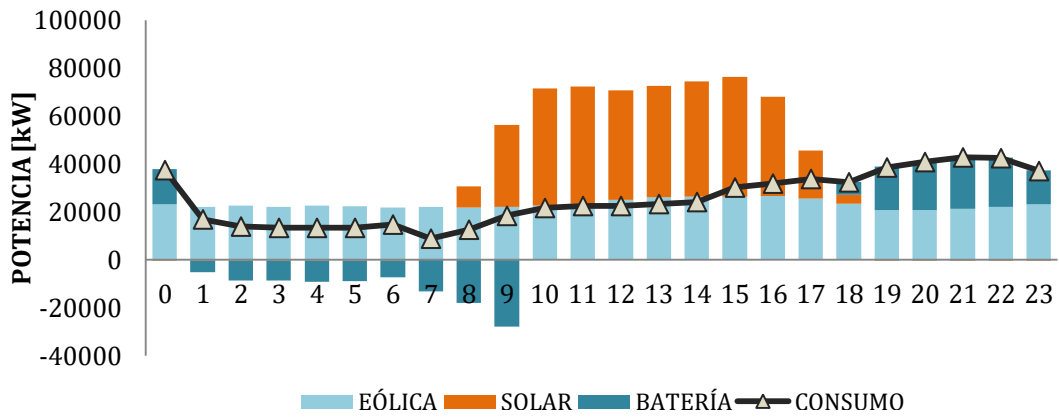


Figura 32: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de invierno.

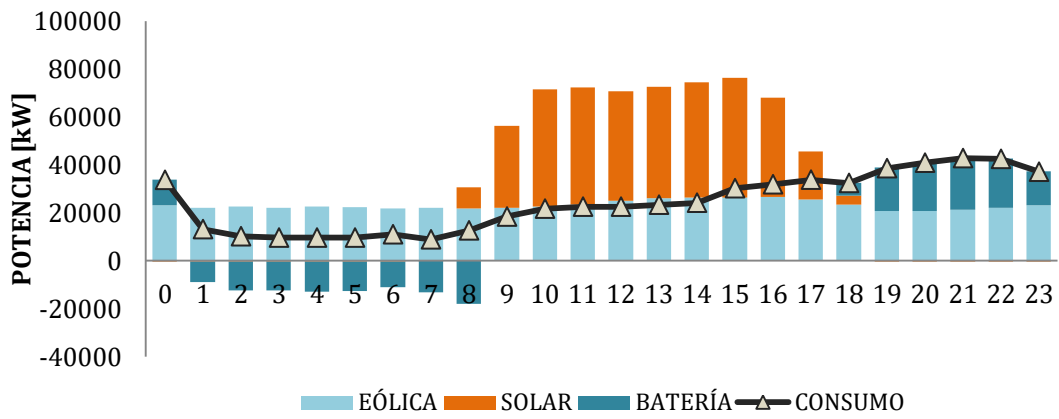


Figura 33: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de invierno.

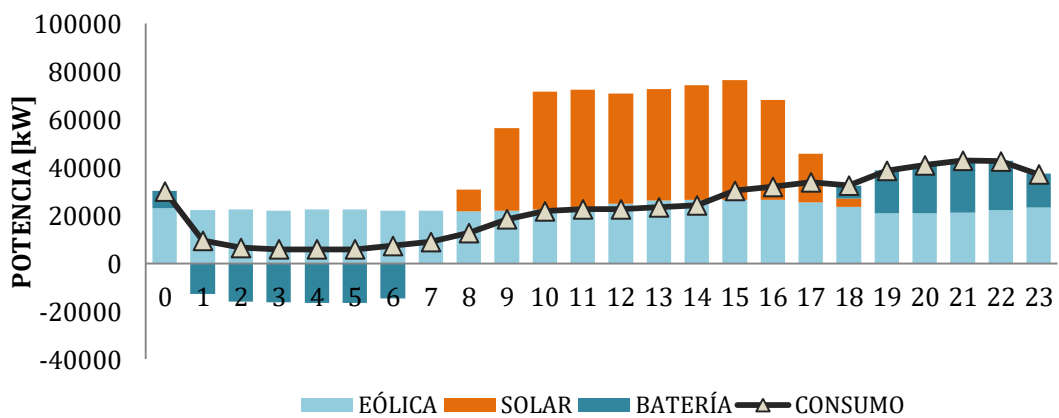


Figura 34: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de invierno.

### PERIODO DE VERANO

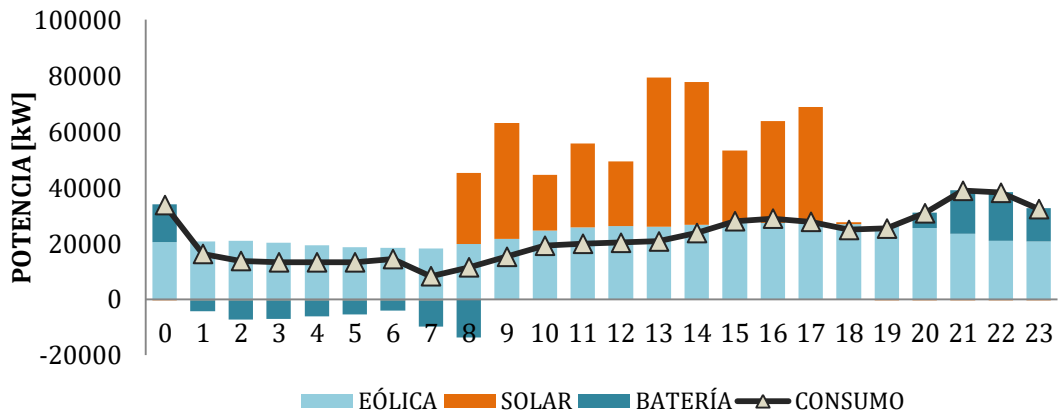


Figura 35: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de verano.

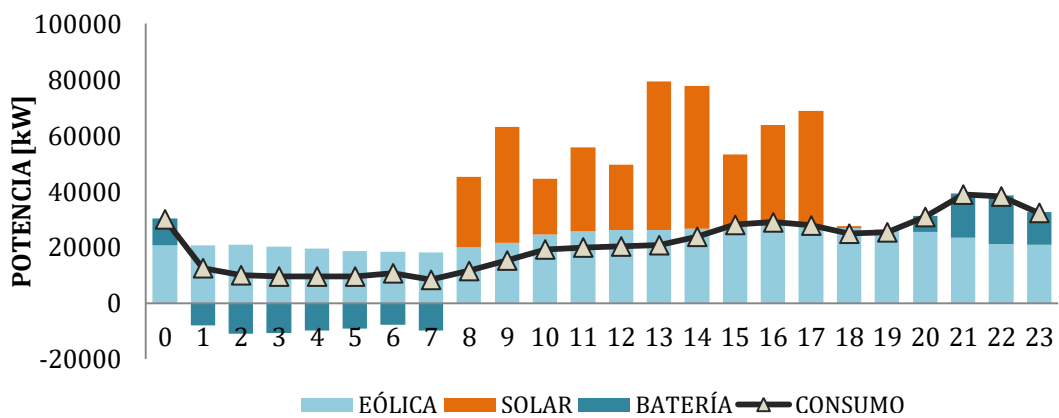


Figura 36: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de verano.

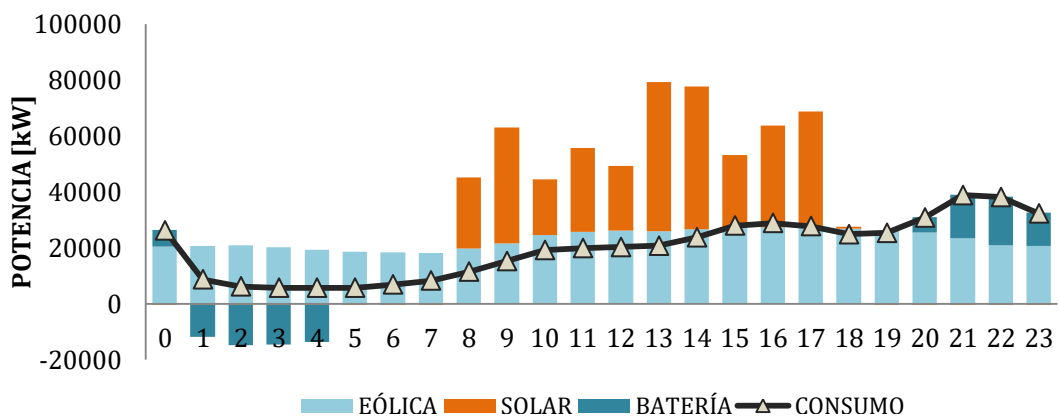


Figura 37: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de verano.

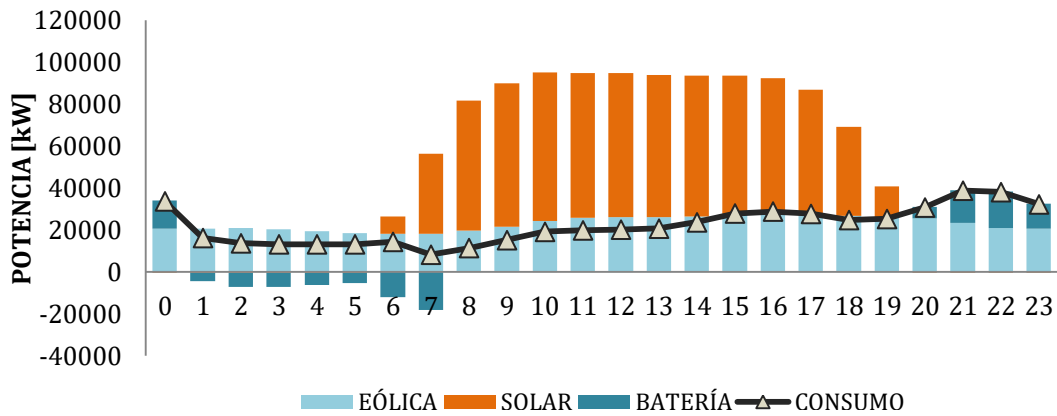


Figura 38: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de verano.

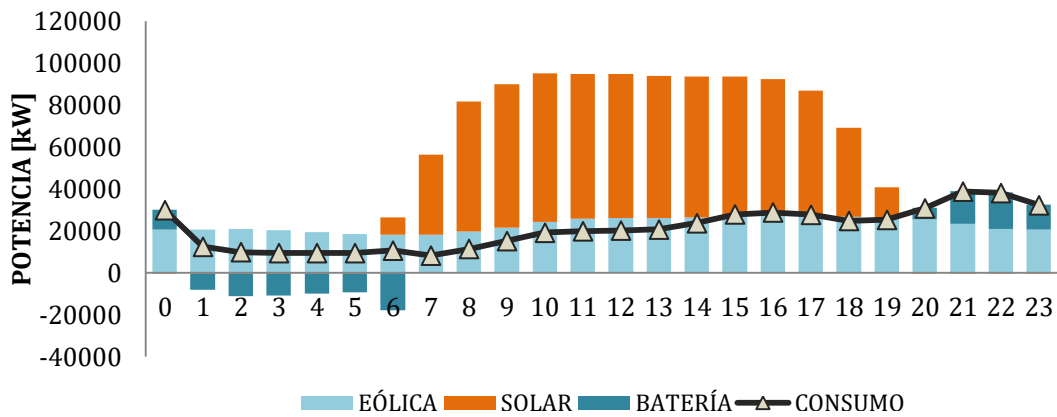


Figura 39: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de verano.

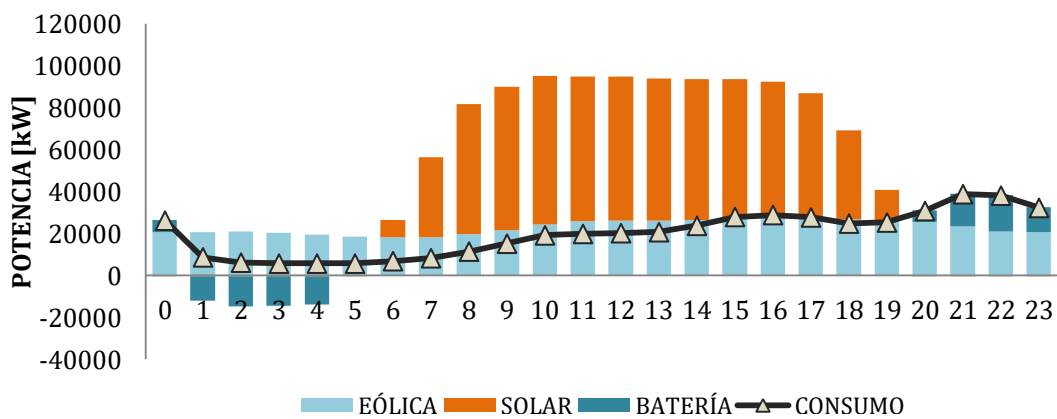


Figura 40: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de verano.

### PERIODO DE ENTRETIEMPO

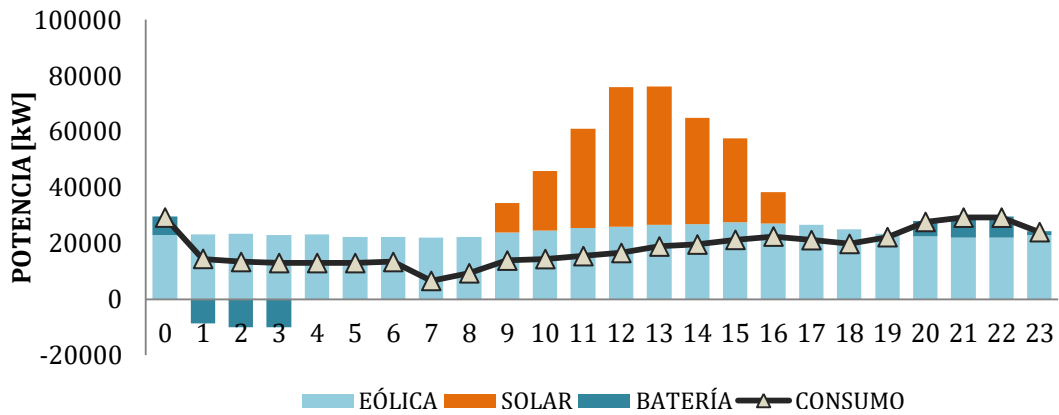


Figura 41: Curva generación-demanda (10%VE) para el peor día de entretiempo.

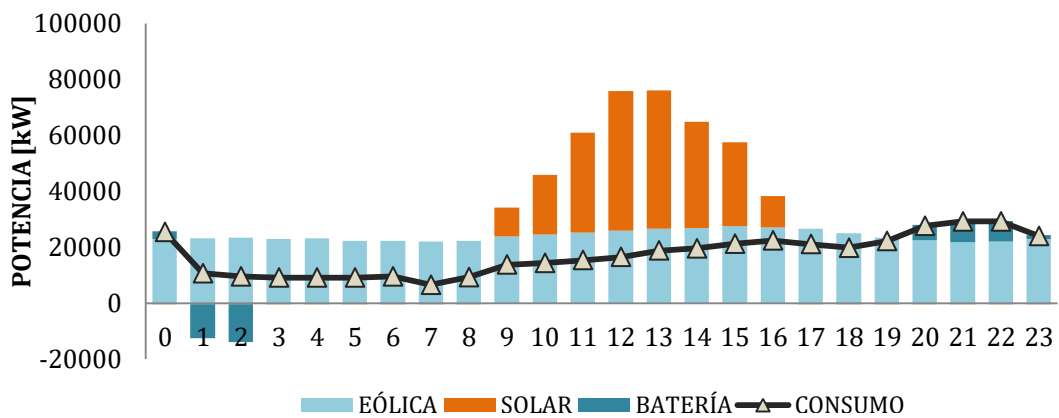


Figura 42: Curva generación-demanda (5%VE) para el peor día de entretiempo.

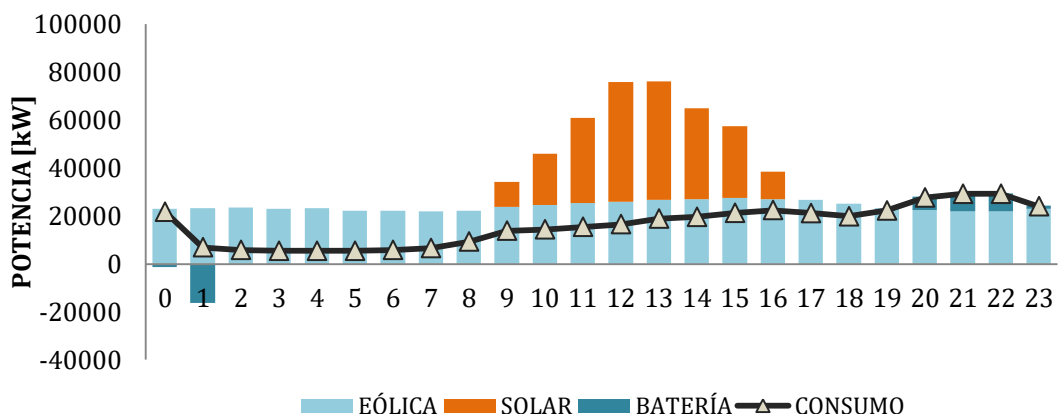


Figura 43: Curva generación-demanda (0%VE) para el peor día de entretiempo.

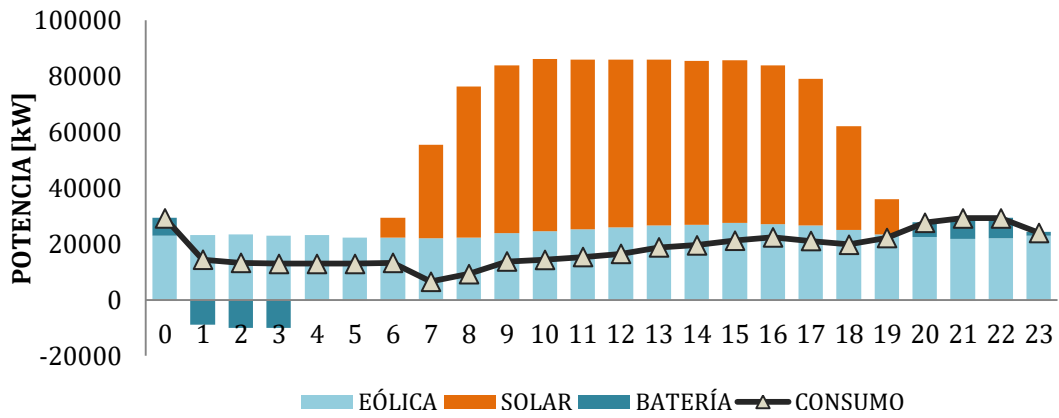


Figura 44: Curva generación-demanda (10%VE) para un día medio de entretiempo.

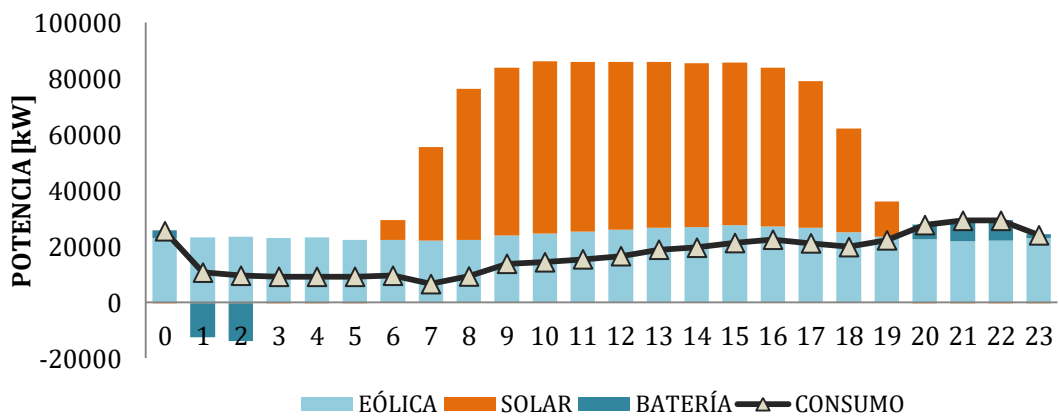


Figura 45: Curva generación-demanda (5%VE) para un día medio de entretiempo.

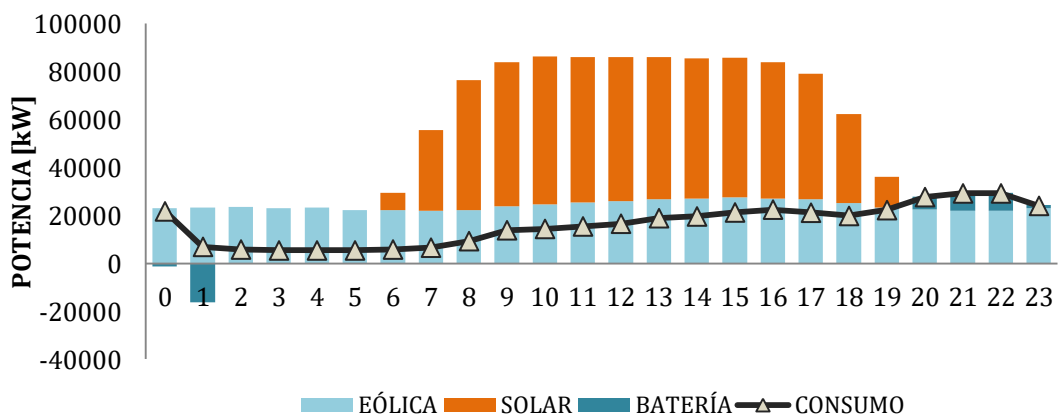


Figura 46: Curva generación-demanda (0%VE) para un día medio de verano.

### 5.5.3 Estado de Carga (SOC)

A continuación, la Figura 47 y la Figura 48 muestran el SOC al inicio de la hora en cuestión tanto para el peor día del invierno como para la media de dicha estación bajo los tres escenarios de consumo.

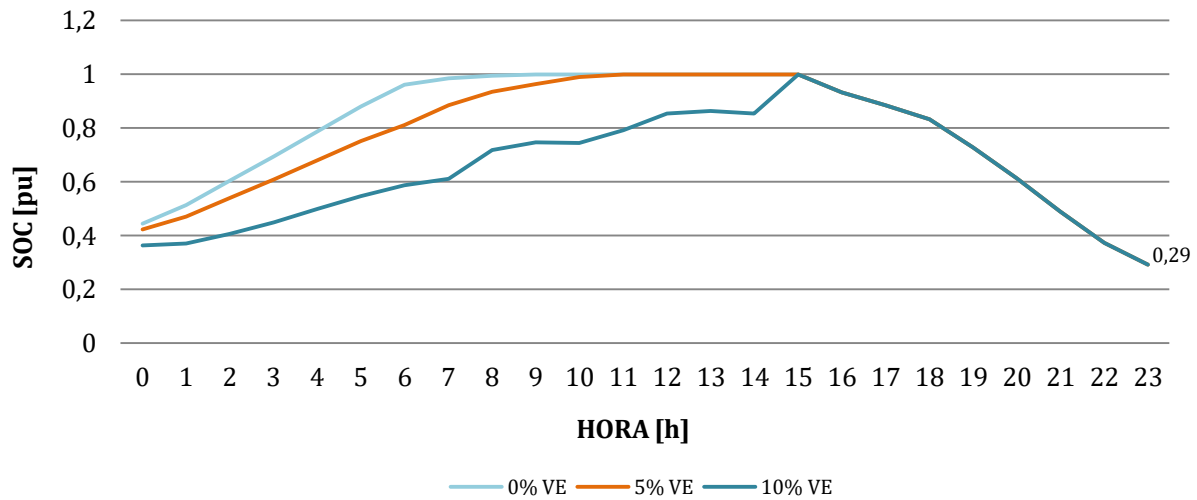


Figura 47: Estado de carga de la batería para el peor día del invierno

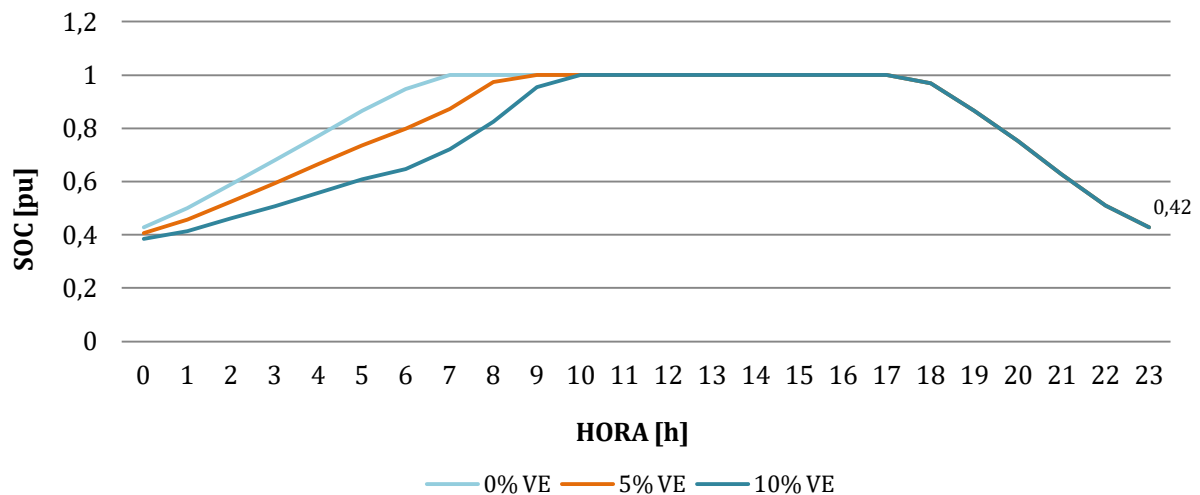
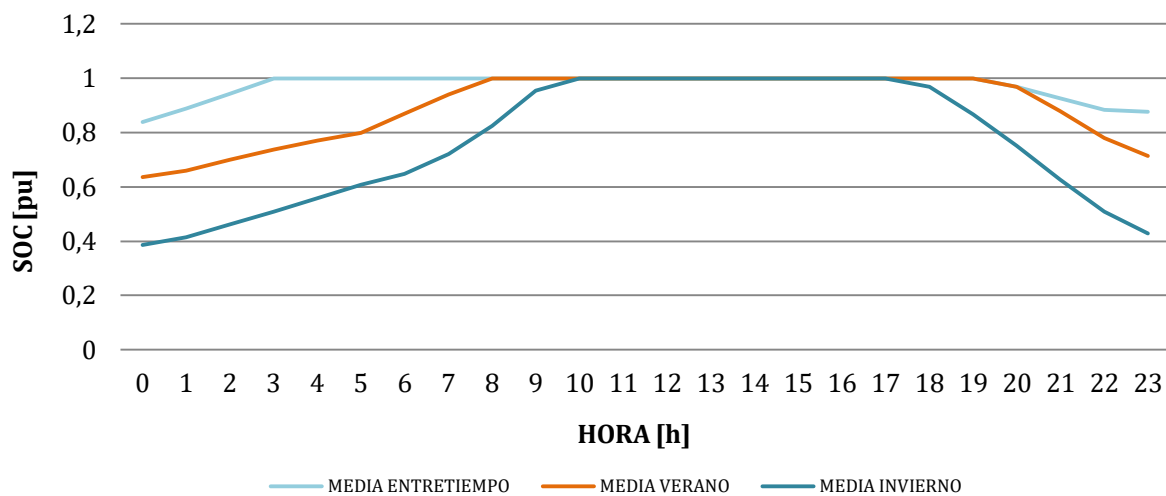


Figura 48: Estado de carga de la batería para un día medio de invierno

Cabe recalcar cómo para el día más crítico la batería se recarga al completo en la hora previa al periodo de descarga. Además, como es natural, la descarga más profunda toma lugar concretamente dicho día pues es cuando más energía es necesaria *desplazar*. De esta manera, la batería se descarga rozando el 70% frente al 60% correspondiente a la media.

Como se puede comprobar, el VE tan sólo afecta al tiempo empleado para llevar a cabo la recarga y la diferencia entre la media y el peor día reside en el nivel de descarga o energía a desplazar.

Como para los meses de verano y entretiempo dicha energía a desplazar es semejante entre sus dos tipos de día, sus curvas de descarga también lo son. De esta manera, se decide mostrar únicamente el SOC para el día medio bajo una penetración del 10%, y se realiza una comparación entre estaciones al objeto de examinar los distintos niveles de descarga.



**Figura 49: Estado de carga de la batería para las medias de entretiempo, verano e invierno con un 10% de VE**

Atendiendo a la figura anterior, se vuelve a destacar como en entretiempo las descargas son bastante inferiores, bastando únicamente parte de la noche para realizar la recarga. La batería entonces se descarga un 20%, comparado con el 40% de verano y el 60% del invierno previamente mencionado.

## Capítulo 6

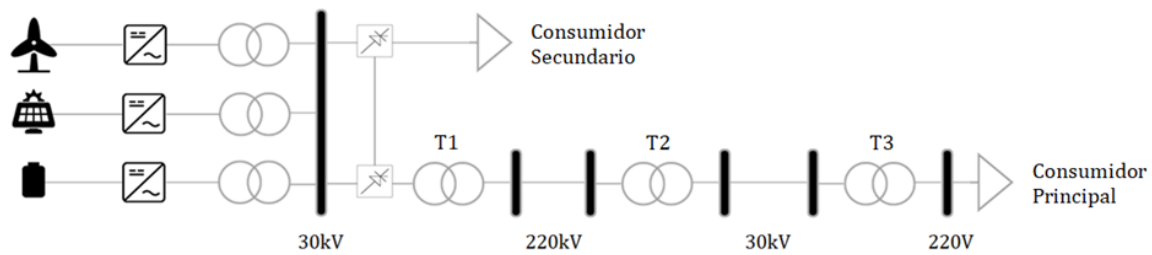
### Modelización del Caso de Estudio en PSS/E

Para llevar a cabo los estudios de red pertinentes que se describen en los capítulos posteriores, es necesario primeramente modelizar el sistema en el software que se empleará para ello: PSS/E.

Es primordial aclarar que las características de esta red no trasladan una realidad viable, pues su implementación únicamente está justificada por el análisis académico que este trabajo pretende acometer. En condiciones reales, la energía que genera la instalación híbrida sería inyectada en su totalidad a la red de transporte y distribución para, una vez llegado al punto de consumo, ser utilizada por aquella carga que la demande. Es decir, las 55.000 familias y cualquier otro consumidor secundario estarán consumiendo todo el groso que se genere en un instante y será a través del uso de contadores cómo se monitorice el reparto de la generación.

Sin embargo, como lo que se persigue es analizar el comportamiento individual de las familias, se parte de la iniciativa de hacer uso de la electrónica de potencia con el objeto de modelizar un sistema que permita discriminar la entrega de la energía generada. Para ello, se incorporaría un controlador combinado de potencia serie-serie (IPFC) permitiendo controlar el tránsito de potencia activa y reactiva entre la línea principal que alimenta a los hogares y otra línea secundaria cuyo consumidor final se alimentaría del excedente producido que no se haya necesitado previamente para la recarga de la batería.

De este modo, en el presente apartado se persigue detallar la elaboración de la red del sistema recogida en la siguiente figura:



**Figura 50: Red eléctrica del sistema.**

Para facilitar su entendimiento, se procede primero a explicar la modelización del sistema de generación y la batería, esto es, aguas arriba del nudo de generación a 30kV. Seguidamente, se detalla la red del sistema partiendo de dicho nudo de generación hasta el punto de consumo principal, y por último, se define el papel del controlador combinado de potencia y el consumo secundario.

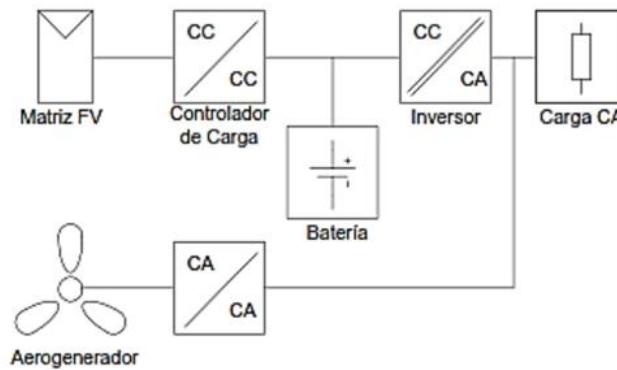
## 6.1 Modelización del Sistema Generador y Batería

Como se ha explicado en capítulos anteriores, el sistema generador bajo estudio se compone de la hibridación de una instalación solar fotovoltaica de 120MWp y un generador eólico de 54MW. Además, como elemento para hacer gestionable su cobertura al consumidor principal, se introduce una batería de almacenamiento de Ion Li.

Existen múltiples configuraciones para el conexionado de instalaciones híbridas con almacenamiento energético y su elección dependerá de las características y condiciones que requiera el sistema: tamaño y potencia de la instalación, localización de sus elementos, volumen de la actividad de la batería, etc.

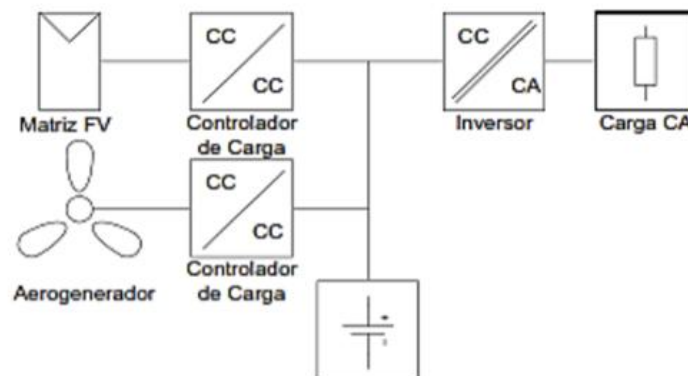
A continuación se muestra el conexionado de las tres configuraciones (Figura 51, Figura 52 y Figura 53) más empleadas para instalaciones híbridas conectadas a red. La mayor diferencia reside en el tipo de nudo (alterna o continua) al que los elementos se encuentran conectados y la disposición de la batería, por lo que consecuentemente cada topología tendrá ligada un porcentaje distinto de pérdidas

asociadas al almacenamiento. Además, cabe aclarar que los conexiones que se muestran deben complementarse con los dispositivos pertinentes de adquisición de datos y monitorización de variables con el objetivo de asegurar que todos los elementos funcionen de manera cohesionada.



**Figura 51: Topología de un bus de CC/CA para la conexión del sistema híbrido-batería.**

La Figura 51 representa el tipo de conexión donde se combinan buses de corriente continua y corriente alterna, donde la finalidad principal de la batería será almacenar el excedente de la generación solar, estando el generador eólico deslocalizado respecto a estos.

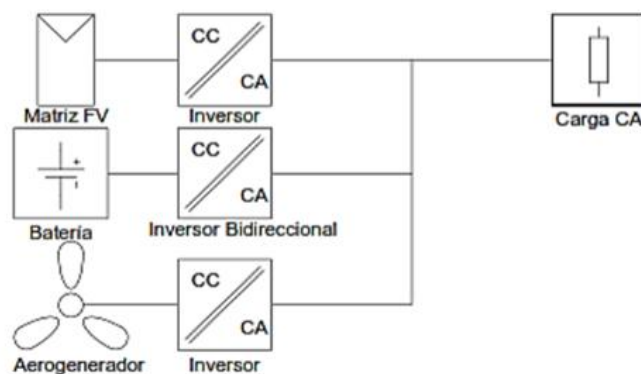


**Figura 52: Topología de un bus CC para la conexión del sistema híbrido-batería.**

La configuración asociada a la Figura 52 representa el conexionado de los elementos a un mismo nudo de corriente continua. Dicha disposición es la más adecuada cuando se persigue reducir las pérdidas por almacenamiento energético y estará destinada por tanto a situaciones donde la batería tenga un alto volumen de ciclos de carga-descarga. Además, cabe destacar que esta configuración

únicamente sería factible bajo situaciones en las que los elementos del sistema se encuentren geográficamente próximos entre ellos pues las pérdidas incurridas en el transporte en CC podrían contrarrestar el objetivo de optimizar las pérdidas por almacenamiento.

En línea con la idea anterior, para la instalación que ocupa el caso de estudio se ha decidido optar por el conexionado de los elementos en un bus de corriente alterna, mostrada en la Figura 53, por la simple razón de estudiar el evento más desfavorable donde los elementos de generación se encuentren localizados en puntos distintos y el transporte de energía haya de llevarse a cabo mediante CA hasta el punto de conexión global. Además, cabe destacar como en esta configuración ha de emplearse un inversor bidireccional para permitir que la batería pueda tanto inyectar como absorber de la red la potencia requerida.



**Figura 53: Topología de un bus de CC con inversor bidireccional para la conexión del sistema híbrido-batería.**

Más concretamente, esta última conexión seleccionada se va a ajustar a las características de la instalación bajo estudio tal y como se detalla en la Figura 50, donde cada tras inversor aparece asociado su correspondiente transformador elevador para establecer la conexión al bus de generación a 30kV.

En el siguiente punto se procede a explicar la modelización de esta configuración en el programa PSS/E, tanto para su simulación estática como dinámica.

### 6.1.1 Modelo Estático del Conjunto

En su forma más sencilla, el programa PSS/E modeliza un generador como una fuente (de tensión o intensidad según se indique) donde se le ha de introducir

las potencias asociadas y los límites de operación de entre los inputs más destacables. Además, como detalle que aplica al presente caso, el software permite identificar al generador como uno renovable, dando opción a seleccionar el factor de potencia asociado al inversor de la instalación. Para ambos generadores, se ha impuesto un factor de potencia de 0,975.

De esta manera, y para simplificar el proceso, se va a modelizar el conjunto de cada generador renovable como una fuente de generación donde previamente ya se hayan incluido las pérdidas asociadas a los inversores, conductores y transformadores hasta el punto de conexión.

Para la instalación fotovoltaica esto se ha podido llevar a cabo ya que a través del programa PVSyst es posible conocer la energía generada en cualquier punto de la instalación, sirviendo del dato de la potencia a inyectar en el nudo de 30kV como input al software PPS/E.

Por otro lado, a la hora de estimar la potencia eólica descrita en el Capítulo 3, se han tenido en cuenta las pérdidas asociadas a todos los elementos previos al nudo de conexión con el mismo objetivo que con el generador solar.

De esta manera, ambos generadores renovables quedarían como fuentes de generación conectadas a un bus de 30kV y al que se le impondrá ser de tipo 'generador'.

En cuanto a la modelización de la batería, esta se introduce también como un generador aunque sin necesidad de imponer que sea de tipo renovable. Sin embargo, para este caso específico es preciso conectar dicho nudo de generación a un bus de tipo 'swing' ya que se persigue corroborar que los flujos de potencia que absorbe o inyecta en cada hora de estudio cumplen con las especificaciones estimadas para su diseño, algo que utilizando un nudo de tipo 'generador' no se conseguiría pues la potencia no sería una incógnita.

El nudo 'swing' se conectará al nudo generador principal a través de un conductor cuya impedancia inductiva se impone de 0,0001 *pu* con el objetivo de poder ser prácticamente despreciable ya que a efectos prácticos la batería no se considera deslocalizada frente dicho nudo, y las pérdidas asociadas al inversor bidireccional y al transformador ya serán tratadas posteriormente.

### 6.1.2 Modelo Dinámico del Conjunto

PSS/E ofrece una amplia librería de modelos dinámicos no sólo enfocados a los generadores en sí, sino al resto de elementos que puedan formar parte de la instalación a modelar como podría ser el caso de inversores, reguladores de carga, etc. De este modo, se ha hecho uso de los distintos modelos que se describen a continuación [5].

#### **Generador Fotovoltaico**

Para simular el comportamiento de la instalación solar se ha empleado el modelo *Solar PV Unit* ya que está destinado para aquellas instalaciones conectadas a red a través de un inversor fotovoltaico.

Cabe destacar que este modelo está basado en el modelo genérico eólico WT4, el cual se empleará para modelizar el otro generador renovable. De este modo, para imponer al software que el modelo lo asocie como uno fotovoltaico, es necesario seleccionar dentro de los parámetros de generador renovable el modo de control 2, el cual indica al programa que el generador en cuestión controlará la tensión del bus al que se conecte a través de los límites de potencia reactiva impuestos. Además, es preciso introducir una reactancia infinita asociada a la fuente de la máquina (XSORCE = 99999).

El modelo empleado consta a su vez de 4 submodelos:

- **PVGU1:** corresponde con el módulo generador/inversor y se encarga de calcular la corriente inyectada a la red en base a la señal ejecutada por el módulo del control eléctrico.
- **PVEU1:** es el control eléctrico del modelo.
- **PANELU1:** realiza la función de linealizar la curva IV de salida del panel fotovoltaico empleado en el generador y se corresponde con el módulo mecánico.
- **IRRAD1:** linealiza el comportamiento del panel ante el efecto de la irradiación y está asociado al módulo '*pitch*'.

A la hora de introducir los parámetros requeridos para cada submódulo ha sido necesario recurrir a la información tanto de la hoja de especificaciones de la placa fotovoltaica como del inversor solar, ambos recogidos en el aparatado de

Anexos. Además, para parámetros genéricos se han empleado aquellos dados por defecto en el modelo adecuándolos a las bases del sistema de este caso en concreto. A continuación, se recogen los parámetros de dichos submódulos:

**Tabla 11: Parámetros de los módulos PVEU1, PANELU1, IRRAUD1 Y PVGU1**

| <b>PVEU1</b> |      | <b>PANELU1</b> |      | <b>PVGU1</b> |      |
|--------------|------|----------------|------|--------------|------|
| Tfv          | 0,2  | P200           | 0,17 | TIQCcmd      | 0,01 |
| Kpv          | 15   | P400           | 0,38 | TIpCmd       | 0,01 |
| Kiv          | 2    | P600           | 0,63 | VLVPL1       | 0,4  |
| Kpp          | 0,05 | P800           | 0,93 | VLVPL2       | 0,9  |
| Kip          | 0,1  | P1000          | 1    | GLVPL        | 1,11 |
| Kf           | 0    | <b>IRRAUD1</b> |      | VHVRCR       | 1,2  |
| Tf           | 0,06 | T1             | 0    | CURHVRCR     | 1    |
| QMX          | 0,5  | I1             | 1000 | Rlp_LVPL     | 1    |
| QMN          | -0,5 | T2             | 5    | T_LVPL       | 0,02 |
| IPMAX        | 1,11 | I2             | 850  |              |      |
| TRV          | 0    | T3             | 10   |              |      |
| dPMX         | 0,5  | I3             | 700  |              |      |
| Dpmn         | -0,5 | T4             | 15   |              |      |
| T_POWER      | 0,05 | I4             | 550  |              |      |
| Kqi          | 0,1  | T5             | 20   |              |      |
| VMINCL       | 0,9  | I5             | 400  |              |      |
| VMAXCL       | 1,1  |                |      |              |      |
| Kvi          | 160  |                |      |              |      |
| Tv           | 0,05 |                |      |              |      |
| Tp           | 0,05 |                |      |              |      |
| ImaxTD       | 1,9  |                |      |              |      |
| Iphl         | 1,11 |                |      |              |      |
| Iqhl         | 1,11 |                |      |              |      |

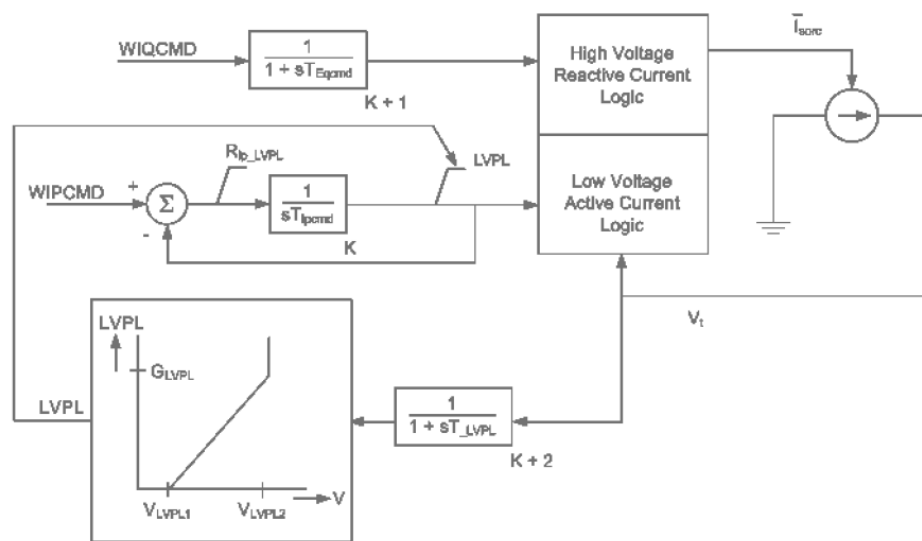
### **Generador Eólico**

Como se ha comentado anteriormente, para modelar el comportamiento dinámico del generador eólico se ha empleado el modelo genérico WT4, el cual emplea dos submódulos con el objetivo de simular la respuesta de una turbina eólica conectada a la red mediante un inversor.

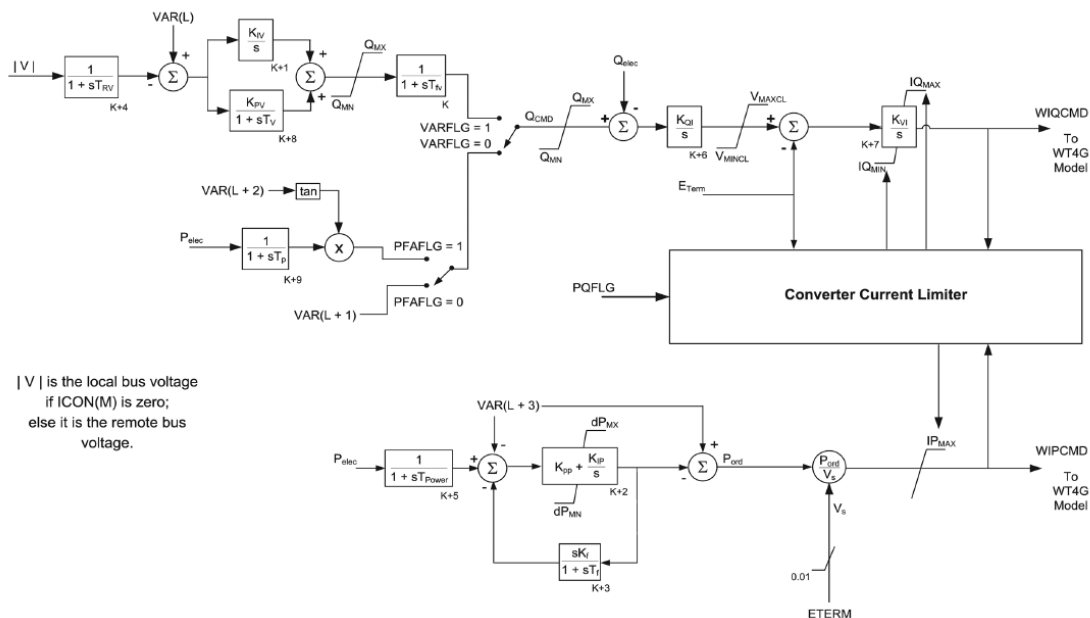
Los dos submódulos empleados son los siguientes:

- **WT4G1:** corresponde con el modelo del generador/inversor, encargado de calcular la inyección de potencia a la red bajo el comando del control eléctrico. El control de reactiva se establece a través del factor de potencia asociado, 0,975 para este caso en cuestión.

Seguidamente se detallan los modelos dinámicos para WT4G1 y WT4E1, donde cabe destacar cómo estos son coincidentes con los de los submódulos PVEU1 y PVGEU1 al estar estos últimos basados en los anteriores.



**Figura 54: Diagrama de bloques del modelo dinámico de WT4G. [5]**



**Figura 55: Diagrama de bloques de modelo dinámico de WT4E. [5]**

Al igual que para el caso anterior, a la hora de introducir los parámetros pertinentes ha sido necesario introducir los datos relativos al aerogenerador

seleccionado, y una vez más se han empleado los valores genéricos habiéndolos previamente adaptado. A continuación se recogen dichos parámetros:

**Tabla 12: Parámetros de los módulos WT4E1 y WT4G1.**

| <b>WT4E1</b> |      | <b>WT4G1</b> |      |
|--------------|------|--------------|------|
| Tfv          | 0,15 | TIQCmd       | 0,02 |
| Kpv          | 18   | TIpCmd       | 0,02 |
| Kiv          | 5    | VLVPL1       | 0,5  |
| Kpp          | 0,5  | VLVPL2       | 0,7  |
| Kip          | 0,1  | GLVPL        | 1,11 |
| Kf           | 0    | VHVRCR       | 1,2  |
| Tf           | 0,08 | CURHVRCR     | 2    |
| QMX          | 0,5  | Rip_LVPL     | 5    |
| QMN          | -0,5 | T_LVPL       | 0,02 |
| IPMAX        | 1,11 |              |      |
| TRV          | 0    |              |      |
| dPMX         | 0,5  |              |      |
| Dpmn         | -0,5 |              |      |
| T_POWER      | 0,05 |              |      |
| Kqi          | 0,1  |              |      |
| VMINCL       | 0,9  |              |      |
| VMAXCL       | 1,1  |              |      |
| Kvi          | 140  |              |      |
| Tv           | 0,05 |              |      |
| Tp           | 0,05 |              |      |
| ImaxTD       | 1,8  |              |      |
| Iphl         | 1,11 |              |      |
| Iqhl         | 1,11 |              |      |

## **Batería**

A la hora de simular el comportamiento dinámico de la batería se han empleado dos modelos: CBEST y PAUX1. El primero de ellos consiste en un modelo que representa la limitación tanto de la potencia que entra y sale de la batería como la intensidad en CA que es capaz de ofrecer el inversor a la red en cada momento.

Sin embargo, para que CBEST pueda operar es necesario emplear PAUX1 como módulo auxiliar. Este modelo monitorea la frecuencia del sistema e impone la orden de actuar inyectando o consumiendo potencia de acuerdo con la desviación que se produzca de la misma. Esencialmente el modelo se corresponde con un control proporcional con una ganancia  $K_c$  en MW/pu.

A continuación, se muestra el diagrama de bloques de ambos modelos:

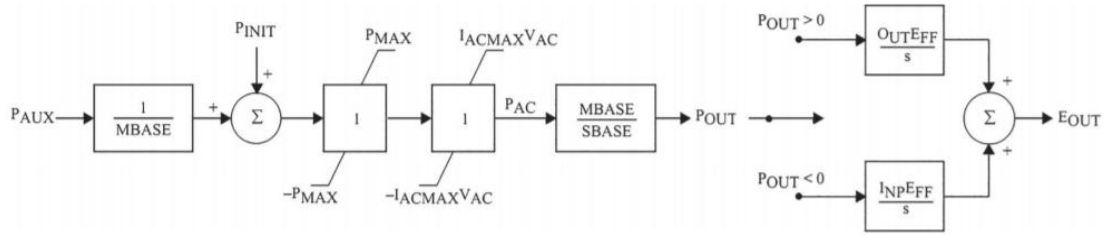


Figura 56: Diagrama de bloques del modelo dinámico de CBEST. [5]

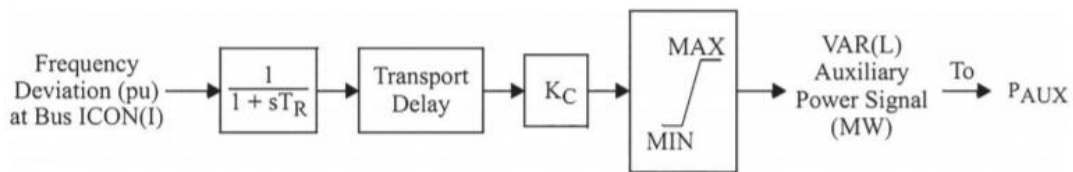


Figura 57: Diagrama de bloques del modelo dinámico de PAUX1. [5]

En cuanto a los parámetros, se emplean los genéricos por defecto y se adecúan las potencias a la de la batería.

Tabla 13: Parámetros de los módulo CBEST y PAUX1.

| CBEST               |       | PAUX1          |    |
|---------------------|-------|----------------|----|
| P <sub>MAX</sub>    | 0,44  | K <sub>C</sub> | 40 |
| Out <sub>Eff</sub>  | 1,1   | T <sub>r</sub> | 1  |
| Inp <sub>Eff</sub>  | 0,9   | T <sub>d</sub> | 1  |
| I <sub>AC</sub> MAX | 1,2   |                |    |
| K <sub>AVR</sub>    | 40    |                |    |
| T <sub>1</sub>      | 1     |                |    |
| T <sub>2</sub>      | 1     |                |    |
| T <sub>3</sub>      | 0,05  |                |    |
| T <sub>4</sub>      | 10    |                |    |
| V <sub>MAX</sub>    | 1,2   |                |    |
| V <sub>MIN</sub>    | -1,2  |                |    |
| Droop               | 0,025 |                |    |

## 6.2 Modelización de la Red Eléctrica del Sistema

La red que se persigue modelizar posee una topología en antena, donde a través de una única línea se le dará servicio a los 55.000 hogares. Como se ha indicado, el excedente que se genera es volcado desde el nudo de generación a un nudo consumidor bajo el apoyo del controlador de potencia. De este modo, la capacidad de la línea responde únicamente a las características de los hogares, teniendo que ser capaz de evacuar el pico de demanda máxima que se espera. Este pico asciende a los 44MW durante el invierno, por lo que aplicando un factor correctivo del 100%, la capacidad de transporte de la línea ha de ser de 88MW.

Para modelar la línea deseada se ha hecho uso de los parámetros de una red cuyas características son similares a las que este caso presenta y cuya potencia de transporte está diseñada para un pico de 49,5 MW, siendo por ende válida para ser empleada como referencia.<sup>1</sup>

Como se comprueba en la Figura 50, la línea se compone de un primer nudo a 30kV donde el generador solar y eólico inyectarán su energía, la batería estará dando servicio y el consumidor de la generación excedente estará conectado. A través del primer transformador elevador, T1, la intensidad se transportará a un nivel de 220kV en alta tensión y a una distancia de 75 km. Tras el segundo transformador, T2, la intensidad se transportará a 30kV una distancia de 4 km para ser de nuevo reducido por T3 a la tensión de consumo de 220V.

A la hora de introducir los datos de las impedancias en PSS/E, es necesario primeramente haberlos convertido en *pu* pues es la manera predefinida que utiliza el programa para tratar con ellos. La tabla siguiente recoge las bases del sistema empleadas para cada tramo de tensión:

Tabla 14: Bases del sistema.

|                      | <b>U<sub>b</sub> (kV)</b> | <b>Z<sub>b</sub> (Ω)</b> | <b>I<sub>b</sub> (A)</b> | <b>S<sub>b</sub> (MVA)</b> |
|----------------------|---------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|
| <b>MEDIA TENSIÓN</b> | 30                        | 9                        | 3333,33                  | 100                        |
| <b>ALTA TENSIÓN</b>  | 220                       | 484                      | 454,54                   | 100                        |
| <b>BAJA TENSIÓN</b>  | 0,22                      | 0,000484                 | 454545,45                | 100                        |

---

<sup>1</sup> Estos parámetros han sido cedidos por una fuente externa.

De este modo, las siguientes tablas resumen las características en *pu* de los elementos que componen la línea introducidos en el software, donde para las líneas ya se han tenido en cuenta sus longitudes:

**Tabla 15: Características de los transformadores en *pu*.**

|           | <b>R (<i>pu</i>)</b> | <b>X(<i>pu</i>)</b> |
|-----------|----------------------|---------------------|
| <b>T1</b> | 0,00125              | 0,005               |
| <b>T2</b> | 0,00045              | 0,015               |
| <b>T3</b> | 0,00052              | 0,015               |

**Tabla 16: Característica de las líneas en *pu*.**

| <b>LÍNEA</b> | <b>R (<i>pu</i>)</b> | <b>X(<i>pu</i>)</b> |
|--------------|----------------------|---------------------|
| TRANSPORTE   | 0,0023               | 0,0036              |
| DISTRIBUCIÓN | 0,0007               | 0,0011              |

### 6.3 Modelización de la Electrónica de Potencia y Consumo Secundario

Con el objetivo de incorporar la funcionalidad que confiere el controlador de potencia de una manera sencilla, se opta por restringir los valores del consumo secundario previos a la simulación.

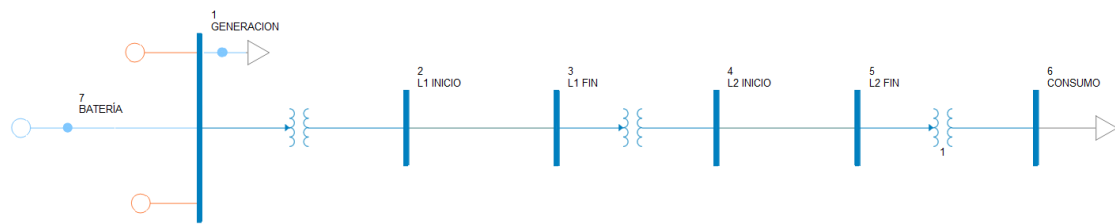
Es decir, en condiciones teóricas el controlador estaría permitiendo el paso de una potencia que coincide a cada instante con el excedente de la generación. De esta manera, partiendo del hecho de que ya se conoce el despacho de generación y consumo, y que a su vez ya se ha estimado la operativa de la batería, sería posible conocer qué volumen de producción/excedente es aquel que alimentaría al consumidor secundario horariamente.

Por lo tanto, dicho consumidor se modelará como una carga conectada al nudo generador parametrizando su consumo consecuentemente con los valores de potencia excedentaria.

### 6.4 Sistema Resultante en PSS/E

A continuación, la Figura 58 muestra el conexionado del sistema resultante al haberlo modelizado a través de PSS/E. Aparecen 7 Buses, donde el primero se corresponde con el nudo de la generación, el sexto con el nudo de consumo principal, el séptimo con el nudo impuesto como 'swing' donde aparece conectada

la batería y el resto de ellos incumben a los distintos nudos de la línea de transporte y distribución.



**Figura 58: Sistema bajo estudio modelizado en PSS/E.**

## Capítulo 7

### Estudio de los Flujos de Carga

En este capítulo se profundiza en el análisis estático obtenido a través de la simulación en PSS/E para la red descrita en el capítulo anterior. El estudio se ha llevado a cabo concretamente para el día más crítico de cada uno de los tres periodos, analizando además para cada uno de ellos el impacto que conllevaría la inserción paulatina del VE como uno de los elementos del consumo residencial. De este modo, se expondrán los resultados tanto para el porcentaje empleado para llevar a cabo el dimensionamiento de la batería, 10%, como para el 5% y el 0%.

Al tratar con un volumen de casos a simular considerable, se ha automatizado el proceso mediante el uso de Python (el código de implementación aparece recogido en el Anexo F). A través de su interfaz se llevan a cabo varias actividades. Por un lado se da la orden de copiar desde Excel los datos de generación, consumo y excedente estimado que previamente se han preparado para cada hora. Se cargan dichos datos en PSS/E y se ejecuta la simulación, devolviendo los resultados a un archivo Excel para ser visualizado y tratado.

Por último, el estudio examinará tanto las tensiones del sistema como las pérdidas, las sobrecargas y el papel de la batería ante los flujos de reactiva, haciendo hincapié en corroborar que en todo momento se cumplen los criterios de diseño de la misma.

## 7.1 Análisis de Tensiones

En relación a las tensiones de los nudos, se ha comprobado que en ningún momento se sobrepasen los límites impuestos por los operadores de red. Esto es, se considerará un nivel de tensión aceptable para cada bus en cuestión según se recoge en la siguiente tabla:

Tabla 17: Límites de tensiones aceptables por tipo de nudo. [6]

|                      | MÍNIMA ( <i>pu</i> ) | MÁXIMA ( <i>pu</i> ) | (%)        | BUS    |
|----------------------|----------------------|----------------------|------------|--------|
| <b>ALTA TENSIÓN</b>  | 0,93                 | 1,11                 | -7% / +11% | 2,3    |
| <b>MEDIA TENSIÓN</b> | 0,9                  | 1,1                  | ±10%       | 1,4,5, |
| <b>BAJA TENSIÓN</b>  | 0,93                 | 1,07                 | ±7%        | 6      |

Cabe aclarar que, al haber impuesto como nudo swing el nudo de la batería, la generación siempre presentará el mayor valor de tensión, 1 *pu*, por lo que será el nudo de consumo el que recoja las mínimas tensiones que se registren. De esta manera, examinando a este último nudo se podrán obtener conclusiones generales.

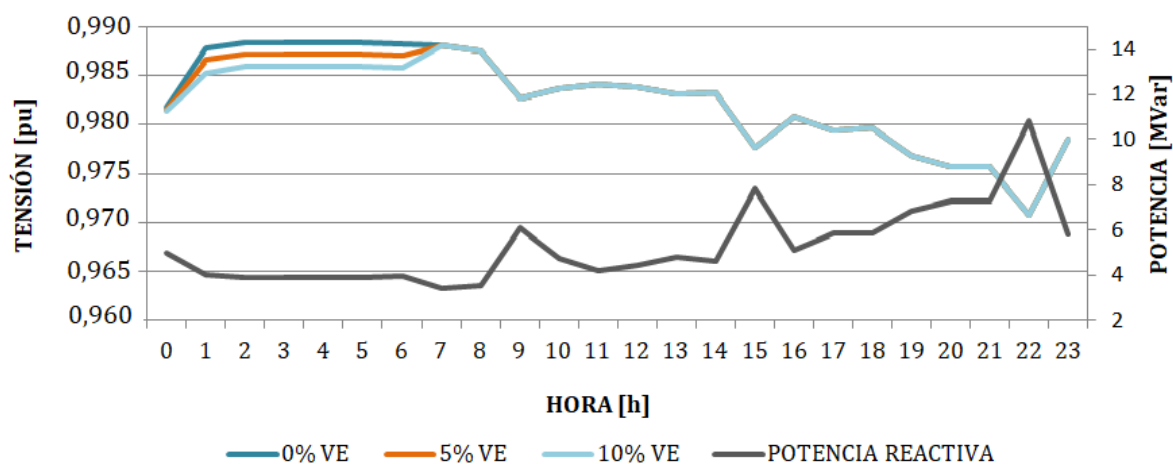


Figura 59: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de invierno.

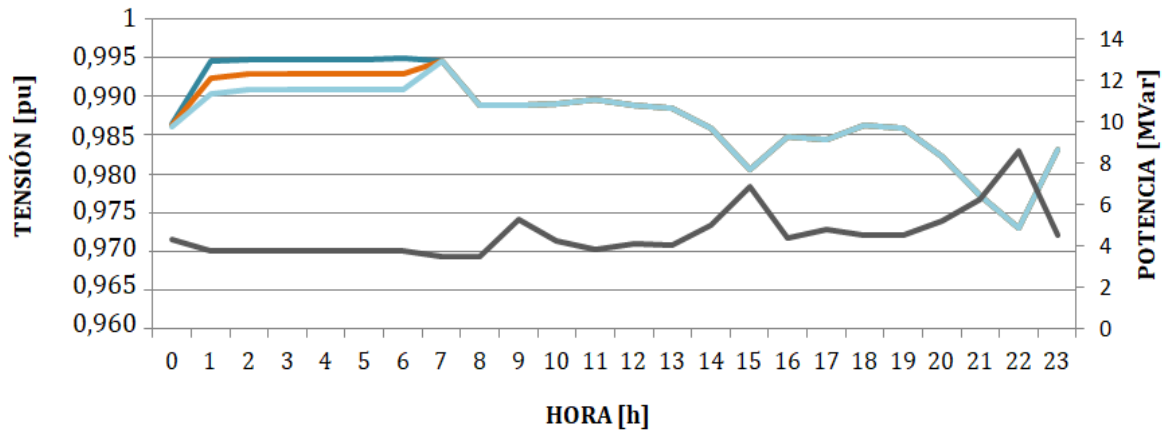


Figura 60: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de verano.

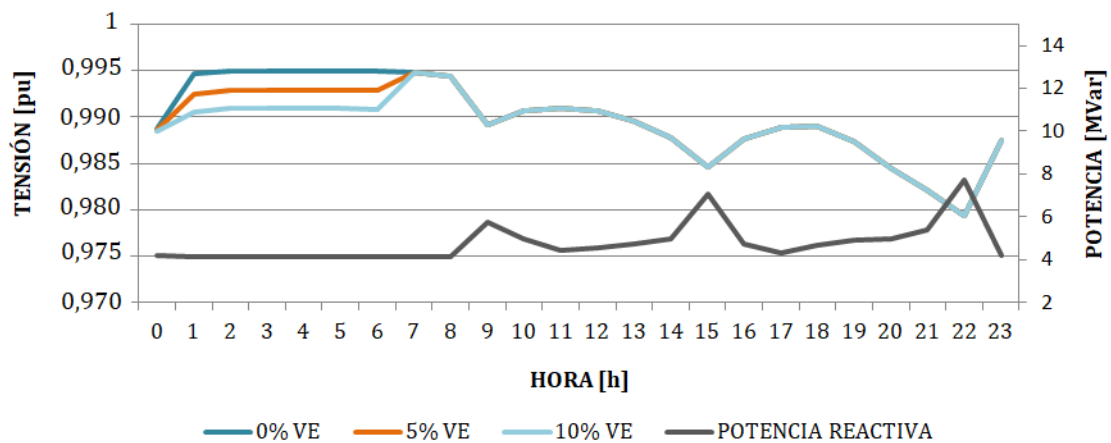


Figura 61: Tensión y potencia reactiva en el nudo de consumo para el peor día de entretiempo.

Tal y como corroboran las tres figuras mostradas, para la totalidad de casos simulados, las tensiones se han mantenido dentro de los rangos establecidos. El mínimo nivel de tensión se registra para el escenario de invierno, con un valor próximo a 0,97 pu (caída de tensión máxima del 3%), siendo superior a su límite de 0,93 pu.

De manera natural, el perfil de tensiones está estrechamente ligado con el nivel de carga en la red. De esta manera, es esperado que la caída de tensión aumente (menor tensión en los nudos) en la horas de mayor consumo, que de media ocurre entre las 21h y 23h, y decaiga de nuevo (mayor tensión en los nudos) en las horas de la madrugada o valle.

Cabe hacer notar que de manera unánime aparecen tres caídas abruptas en la tensión del consumo, coincidentes con los picos de demanda de potencia reactiva tal y como se ha querido mostrar (el perfil de reactiva expuesto equivale un a consumo con un 10% de VE). Al tener la línea un carácter inductivo predominante, el acoplamiento entre el módulo de la tensión y la potencia reactiva se puede apreciar en mayor medida.

Por último, merece añadir que el VE no afecta de manera significativa al perfil de tensión, pues entre sus distintos porcentajes la tensión escasamente disminuye entre 0,0016 pu (entretiempo) y 0,0026 pu (invierno).

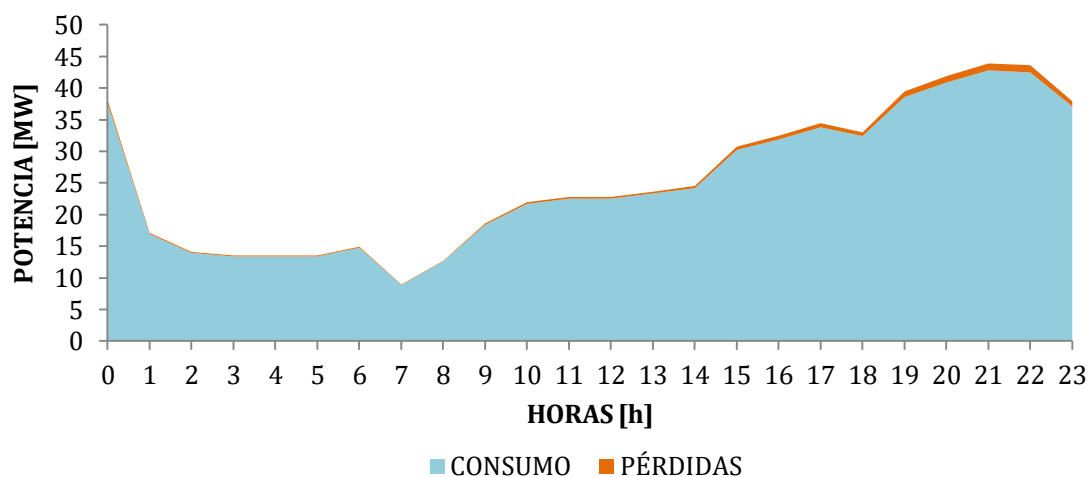
## **7.2 Análisis de Pérdidas**

De la misma manera que la tensión en un nudo cae al aumentar su nivel de carga, las pérdidas por las líneas están vinculadas además a la característica inductiva de las mismas y al nivel de potencia reactiva a transportar.

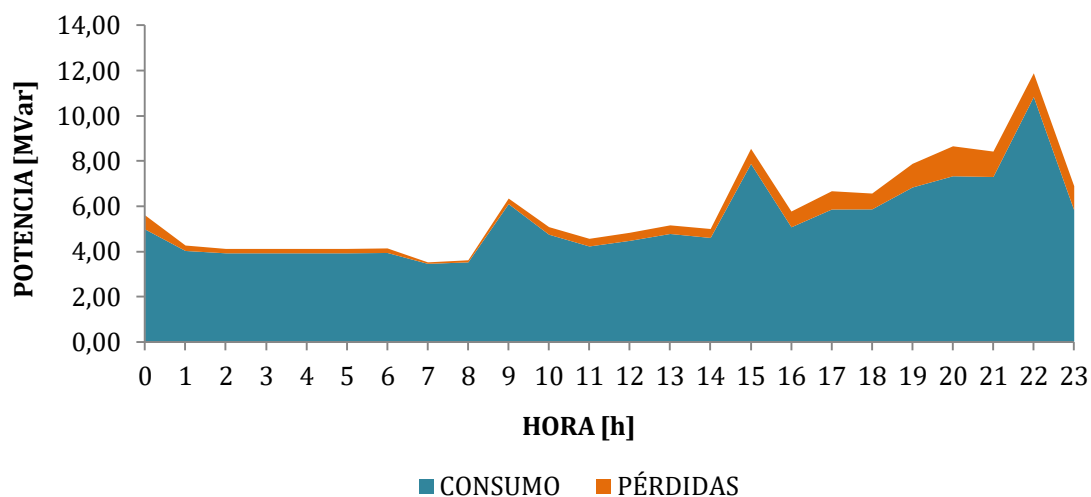
En términos globales, el 8% de la energía reactiva inyectada se traducirán en pérdidas, mientras que sólo el 1% de la energía activa generada lo hará. De esta manera se puede comprobar cómo la estimación para las pérdidas consideradas durante el diseño de la batería fueron válidas.

Por otro lado podría ser recomendable, a la vista de las pérdidas de potencia reactiva que se registran, la instalación de bancos de condensadores en el nudo de consumo, sirviendo estos además como elemento de control de tensión local, pues la batería por su ubicación no es el elemento adecuado para esta corrección.

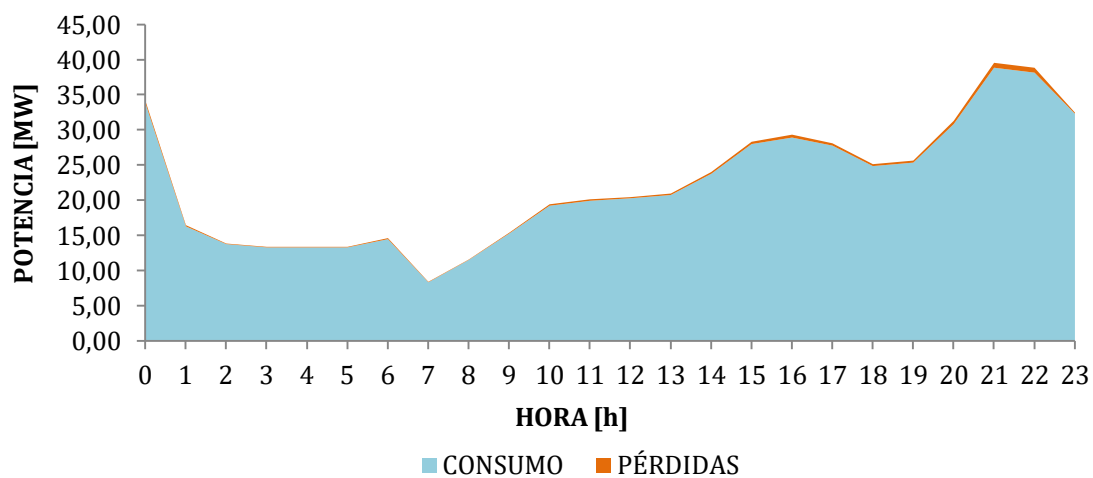
Las siguientes figuras representan estas pérdidas, mostrándose el caso específico para la penetración del 10% de VE, aplicándose la misma idea para el resto de demandas.



**Figura 62: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de invierno.**



**Figura 63: Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de invierno.**



**Figura 64: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de verano.**

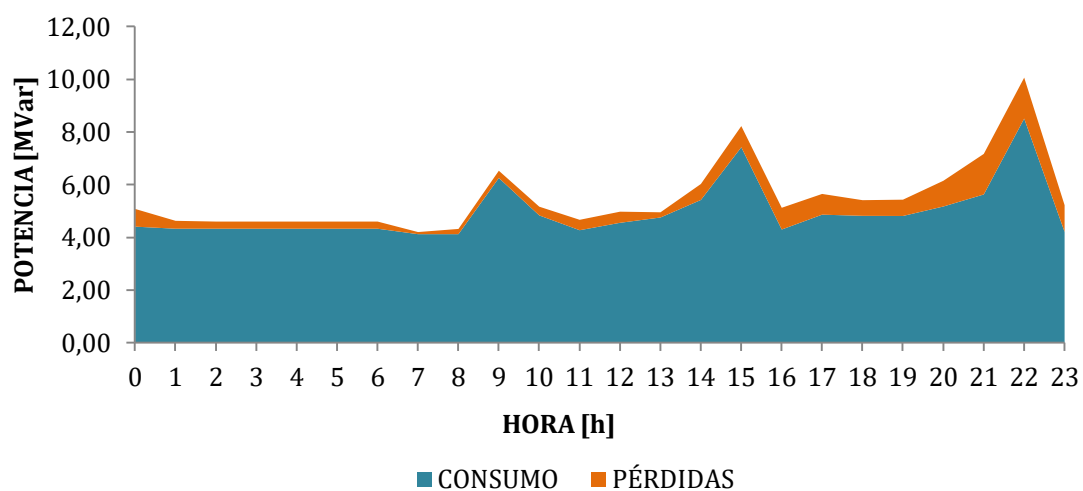


Figura 65: Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de verano.

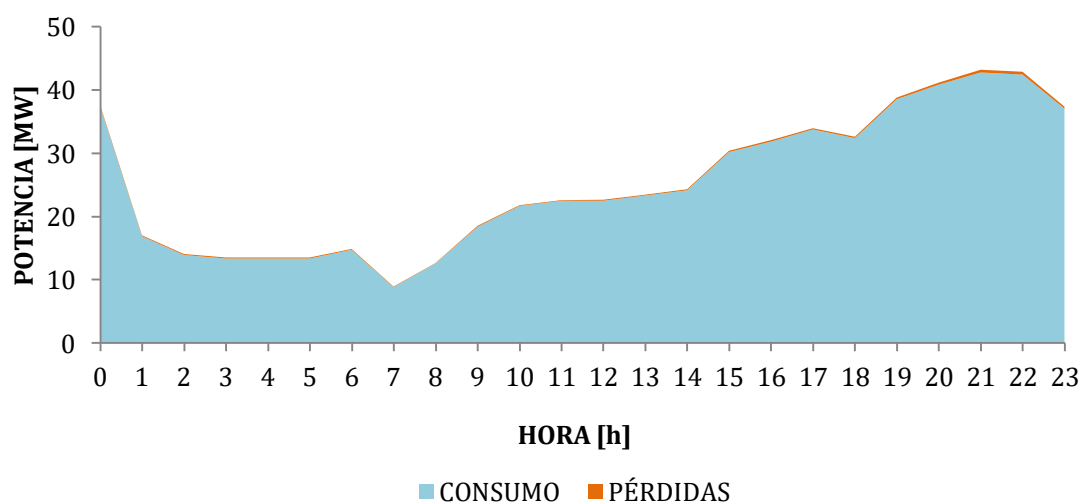
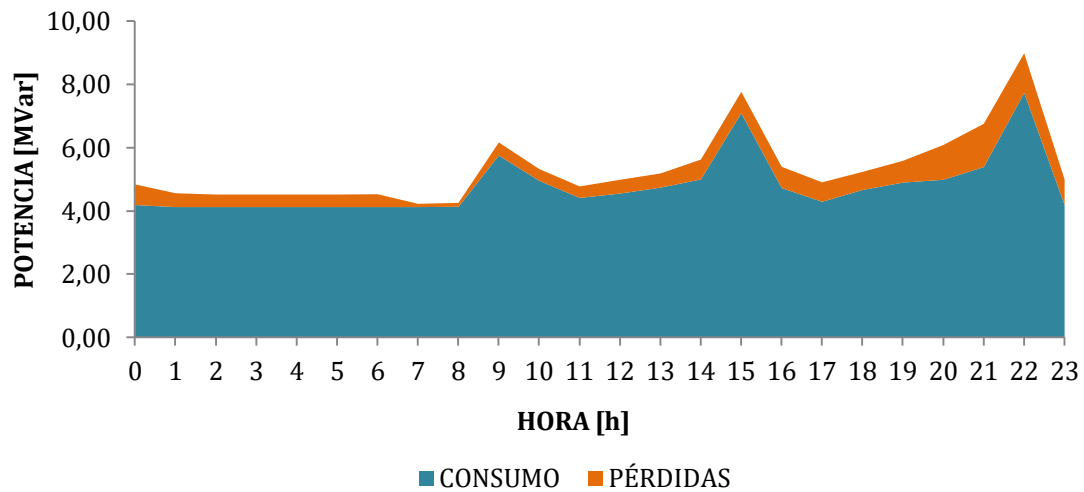
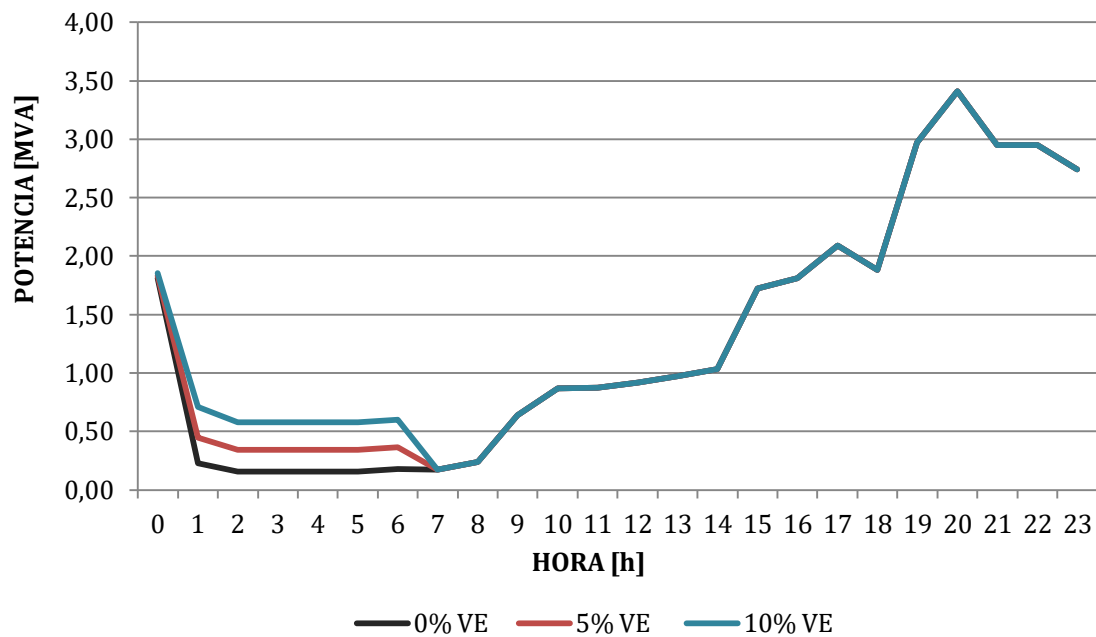


Figura 66: Potencia activa fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de entretiempo.

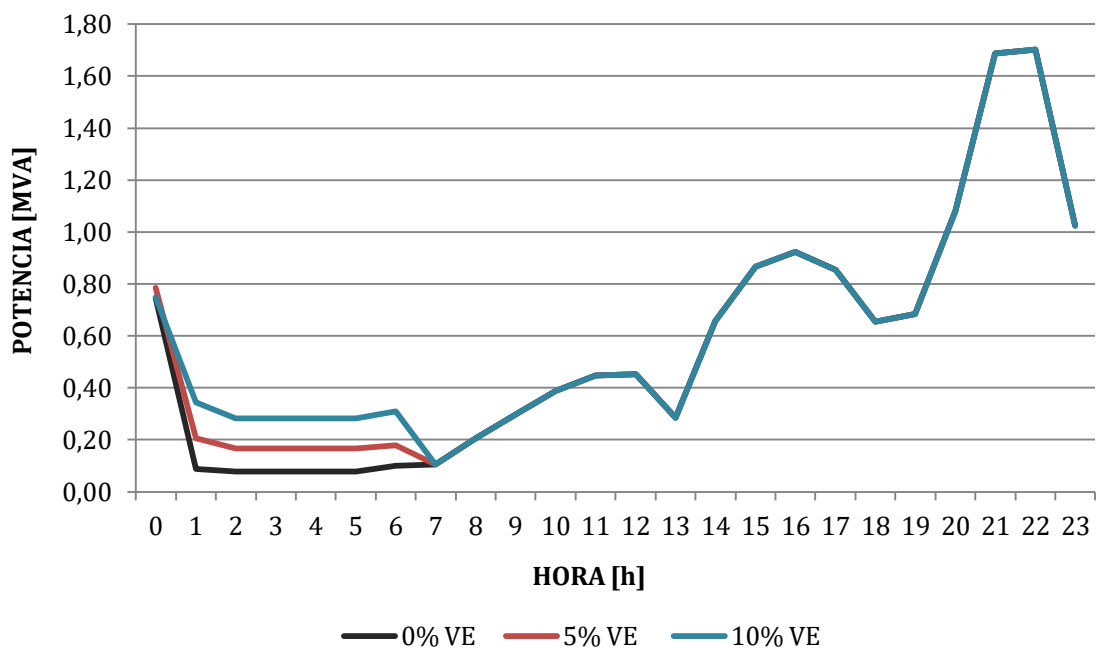


**Figura 67:** Potencia reactiva fraccionada entre consumo y pérdidas para el peor día de entretiempo.

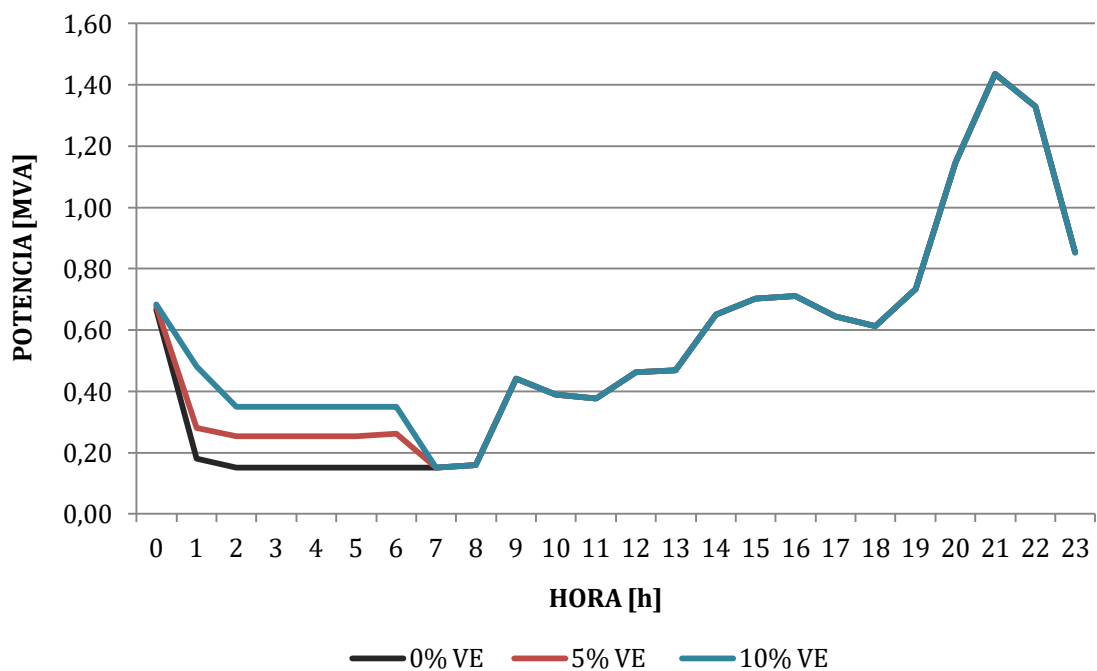
A modo de obtener una idea global de cómo se comporta el sistema, la Figura 68, Figura 69 y Figura 70 recogen la característica de las pérdidas de potencia aparente para los distintos periodos y porcentajes de VE.



**Figura 68:** Pérdidas en MVA para el peor día de invierno.



**Figura 69: Pérdidas en MVA para el peor día de verano.**



**Figura 70: Pérdidas en MVA para el peor día de entretiempo.**

A la vista de los valores que se registran, la Figura 68 muestra cómo las mayores pérdidas ocurren en la temporada de invierno como ya era de esperar. El pico de estas pérdidas asciende a 3,41 MVA, representando un 8% de la potencia

aparente inyectada en ese momento. Por el contrario, para el resto de periodos las mayores pérdidas representan el 5% de la potencia generada en sus correspondientes horas, esto es, 1,70 MVA en verano y 1,44 MVA en invierno.

Atendiendo al incremento nocturno de las pérdidas que se producen por la recarga del VE, estas siguen la misma línea descrita donde el incremento llamativo lo marca la potencia reactiva, incrementándose esta a una tasa del 33%. La siguiente figura recoge esta tendencia.

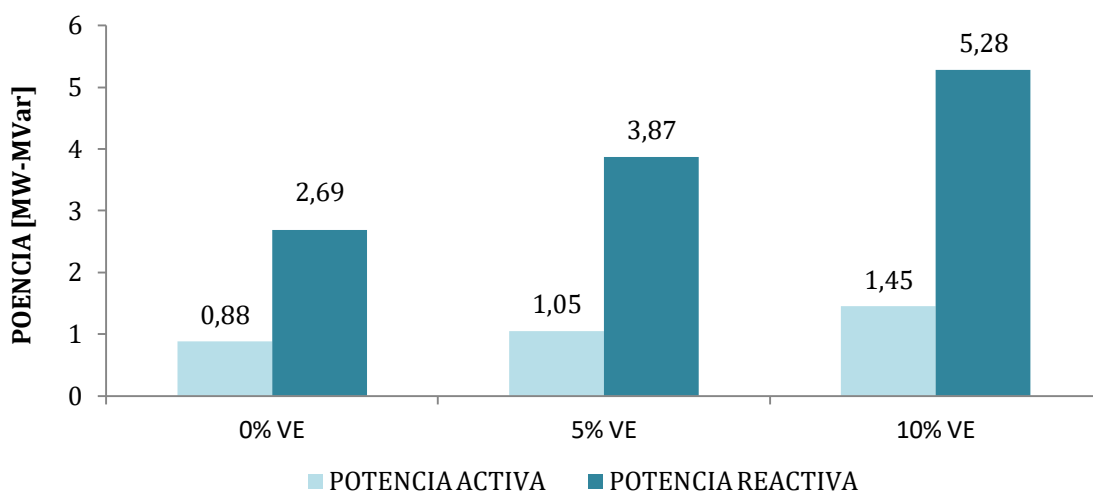


Figura 71: Pérdidas nocturnas para los distintos escenarios de VE.

### 7.3 Análisis de Sobrecargas

Para ninguna de las simulaciones llevadas a cabo se han experimentado casos de sobrecarga por parte de los elementos del sistema, por lo que este punto no ha supuesto ningún impedimento.

### 7.4 Papel de la Batería ante los Flujos de Reactiva

Con el objetivo de analizar en mayor detalle cuál es el papel de la batería en lo relativo al aporte de energía reactiva al sistema, se han examinado los flujos de potencia reactiva en el nudo de generación. De esta manera, y debido a la gran similitud de los resultados para los distintos niveles de VE, se va a exponer el perfil para el caso de penetración del 10% a lo largo de los 3 peores días de cada estación.

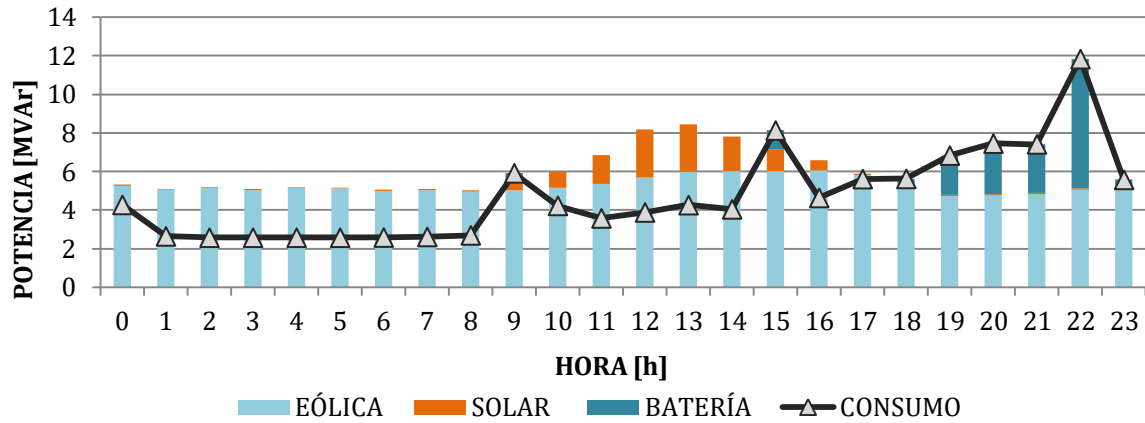


Figura 72: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de invierno.

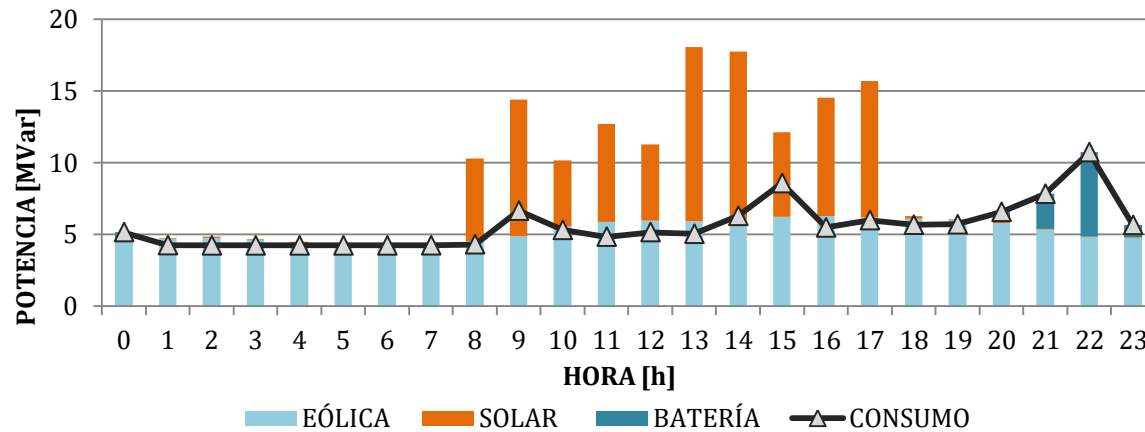


Figura 73: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de verano.

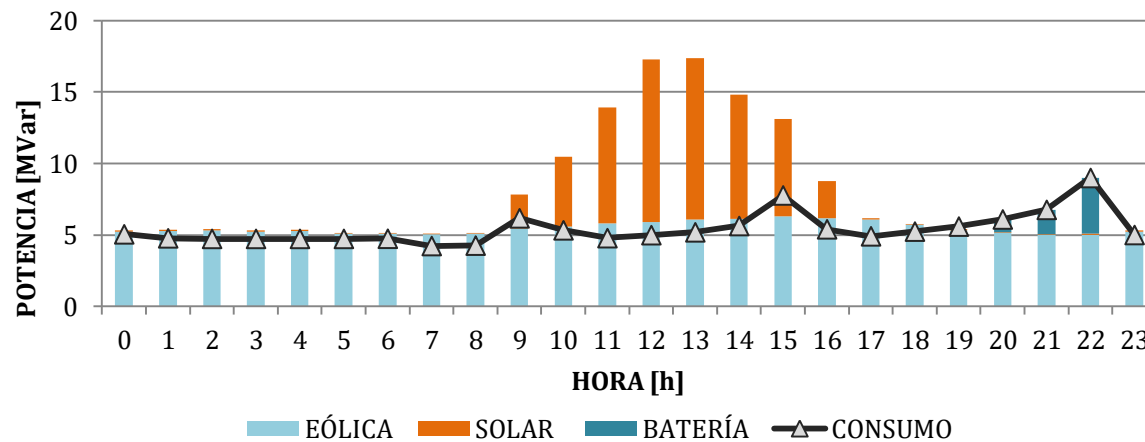


Figura 74: Demanda e inyección de potencia reactiva por cada elemento del sistema para el peor día de entretiempo.

Debido a que el consumo presenta un factor de carga cercano a la unidad, cuando existe generación disponible por parte de la instalación híbrida, esta también con un factor de potencia cercano a la unidad de 0,975, es capaz de hacer frente a los requisitos de los hogares.

Como se puede observar en las gráficas anteriores, la batería ayudará a afrontar los picos de reactiva principalmente en las horas nocturnas de máximo consumo. Esta jugará un papel primordial especialmente durante el peor día del invierno tal y como representa la Figura 72. Durante las horas de mayor consumo, el aporte de energía reactiva por parte de la batería se corresponde con 15,82 MVarh, representando un 0,03% del total de la energía activa a inyectar por la misma en tal periodo.

Como muestran la Figura 73 y la Figura 74, para el resto de estaciones su papel en la regulación de la potencia reactiva será ligeramente menor (e incluso nulo para días con mayor generación), aportando 9,7 MVarh y 4,5MVarh en verano y entretiempo respectivamente.

Por tanto, la batería estará principalmente destinada a afrontar los desequilibrios de potencia activa desplazando la curva de generación hacia momentos de mayor consumo y, aunque en menor grado, a la compensación de potencia reactiva.

## Capítulo 8

### Estudio de la Estabilidad de la Red Frente a Eventos del Sistema

En este capítulo se presenta un análisis destinado a examinar el impacto de la variabilidad de la producción renovable sobre la estabilidad de la red bajo estudio y el papel que ofrece la batería diseñada ante dicha problemática.

El estudio se llevará a cabo a través de diversas simulaciones dinámicas ejecutadas mediante el software PSS/E y cuya modelización se detalla en el apartado 6.1.2.

Las simulaciones explorarán por un lado la variación en la irradiación solar y consecuente decremento en la producción fotovoltaica, y por otro, la pérdida porcentual de generación eólica.

Con el objetivo de realizar además el estudio bajo los escenarios más problemáticos, se ha decidido escoger de nuevo el día crítico de diseño para esta labor. De tal manera, las simulaciones reflejarán el comportamiento de la red para el peor día del invierno (coincidente con el peor día del año) y bajo una penetración del VE del 10%.

Las condiciones y criterios de seguridad que validan el estado del sistema estarán impuestos por las variables de frecuencia y tensión. De este modo, por un lado se asegurará que el desvío de tensión para todos los nudos del sistema en régimen permanente no superen los valores recogidos en la Tabla 17 y además que durante el régimen transitorio no lo excedan durante más de 100ms [6].

Por otro lado, el sistema podrá operar de forma segura en régimen permanente si la frecuencia presenta una desviación inferior a  $\pm 180\text{mHz}$ , pudiéndose ampliar dicha desviación hasta los  $\pm 800\text{mHz}$  durante el transitorio [7].

A continuación se describen los distintos casos de estudio analizados.

## 8.1 Variación de la Irradiación Solar

Las simulaciones ejecutadas persiguen imitar la indeseada variabilidad en la producción solar debida a efectos climatológicos, en este caso nubosidad ocurrente. Para ello, se ha impuesto una reducción en la irradiación incidente del 50%, esperándose una reducción proporcional en la generación solar.

Estas circunstancias se tratarán bajo dos horas del día distintas. En la primera de ellas el desvío entre generación y consumo será mínimo, sin actividad aparente de la batería; y en la segunda, la generación será máxima, aprovechando la batería para almacenar el excedente.

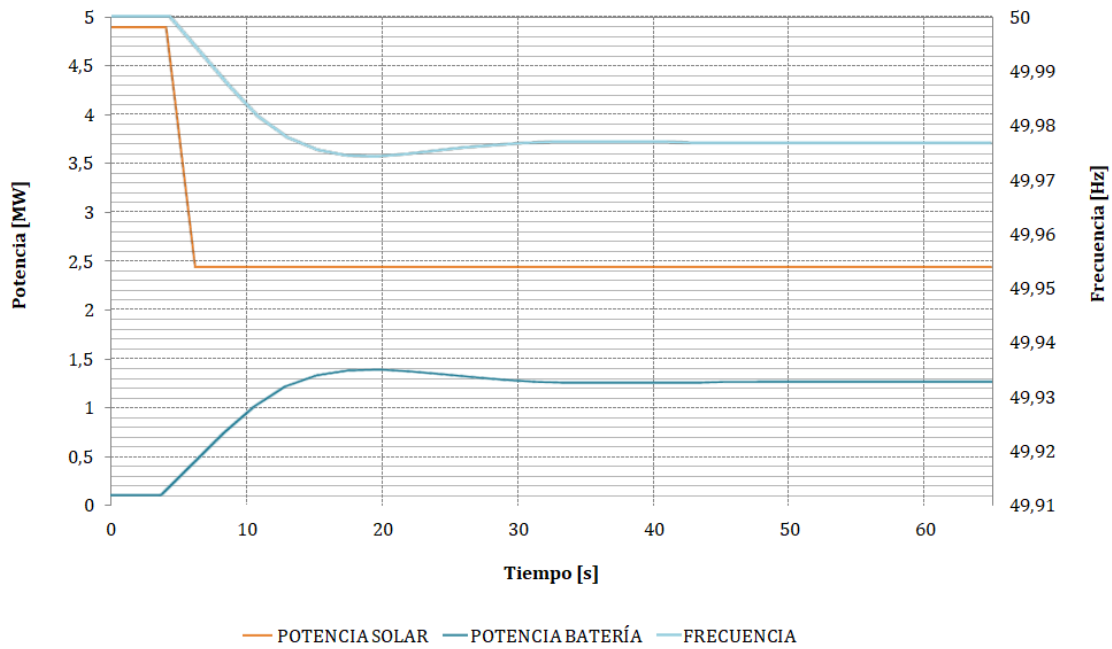
### 8.1.1 Mínimo Excedente de Energía

Esta primera simulación se realiza para la hora 15h, donde las condiciones del sistema precedentes al evento son las siguientes.

**Tabla 18: Condiciones iniciales del sistema ante la pérdida de generación solar para las 15h del día crítico.**

|                                     |        |
|-------------------------------------|--------|
| <b>Generación Solar (kW)</b>        | 4.930  |
| <b>Generación Eólica (kW)</b>       | 26.450 |
| <b>Flujo Batería (kW)</b>           | 0      |
| <b>Tensión Nudo Generación (pu)</b> | 1      |
| <b>Tensión Nudo Consumo (pu)</b>    | 0,978  |

Seguidamente se ilustra la respuesta de la batería ante la pérdida abrupta de generación solar y las variables de tensión y frecuencia del sistema.

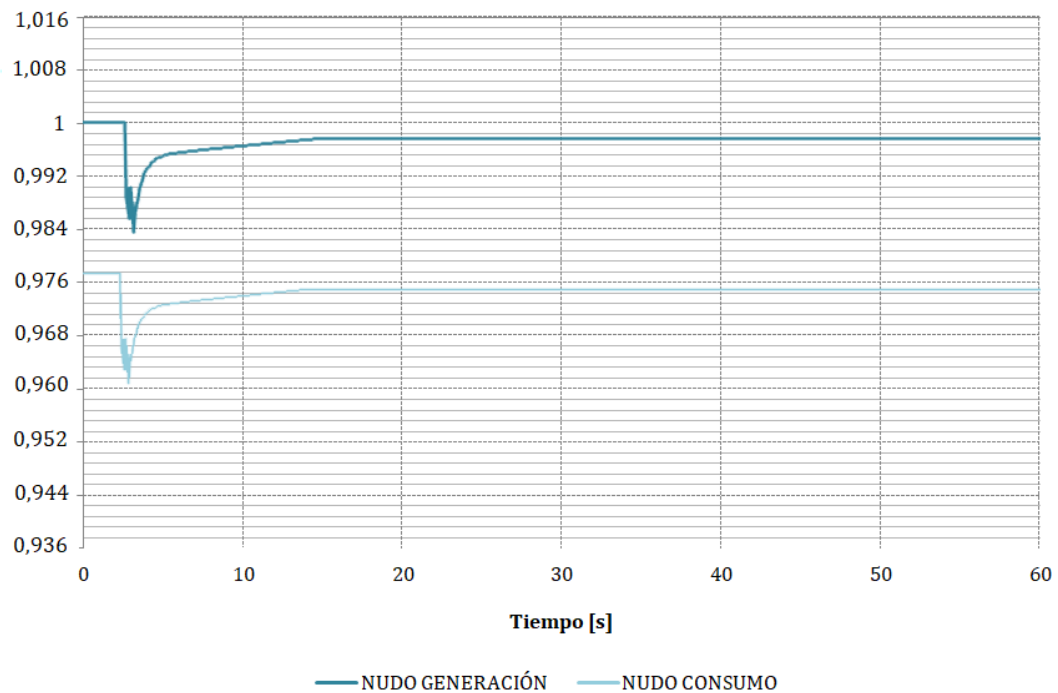


**Figura 75: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación solar en la hora 15h del día crítico.**

Como ya se mencionó en el apartado 6.1.2, la batería incorpora un control proporcional de tal manera que esta se carga o descarga de manera alícuota a la variación de la frecuencia. De este modo, la batería participa en la regulación primaria de potencia, siendo este uno de los detalles a analizar en el presente capítulo.

Atendiendo a la Figura 75, se comprueba cómo la frecuencia se estabiliza a los 30 segundos de acuerdo a dicha aportación primaria en un valor inferior al nominal, aunque dentro de los límites de desviación permitidos. En este caso, la batería actúa inyectando 1340kW, asegurando una respuesta factible ante la pérdida de 2470 kW de potencia solar (parte de esta potencia era considerada excedente).

Además, tal y como se comprueba en la Figura 76, las tensiones de ambos nudos disminuyen de acuerdo a la naturaleza de la falta. Tras 15 segundos se consigue la estabilización en los valores 0,999 pu y 0,975 pu para generación y consumo respectivamente.



**Figura 76: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación solar en la hora 15h del día crítico.**

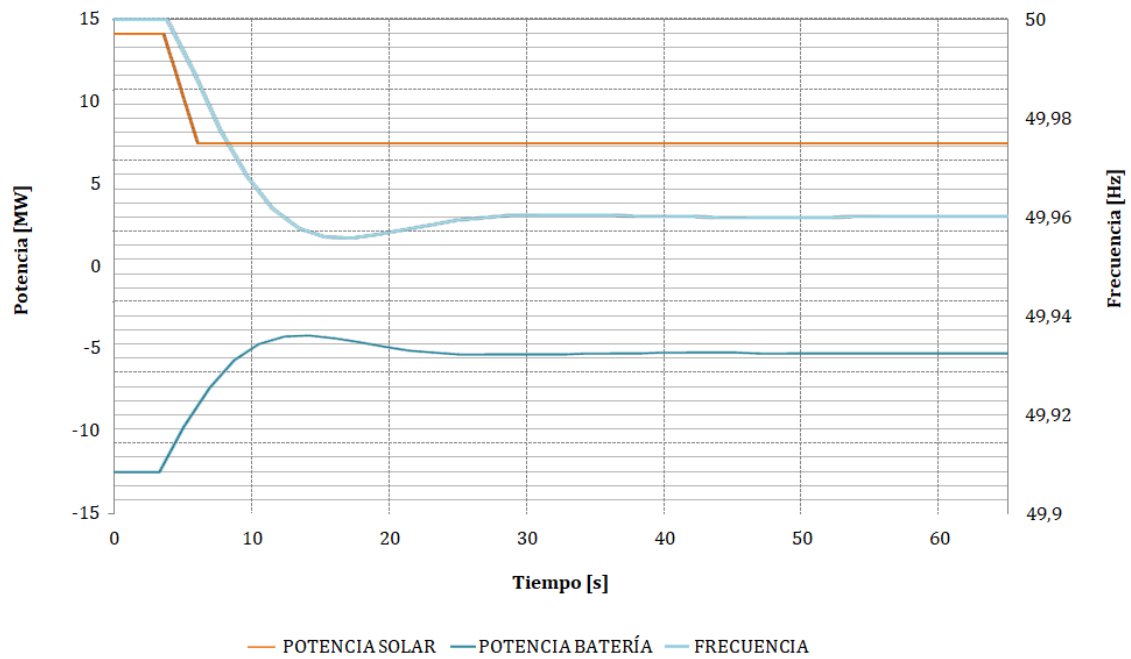
### 8.1.2 Máxima Producción Renovable

La máxima producción para el día crítico ocurre a las 12h, donde el estado de la producción, consumo y las tensiones al inicio y final de la línea previos al evento son los que siguen:

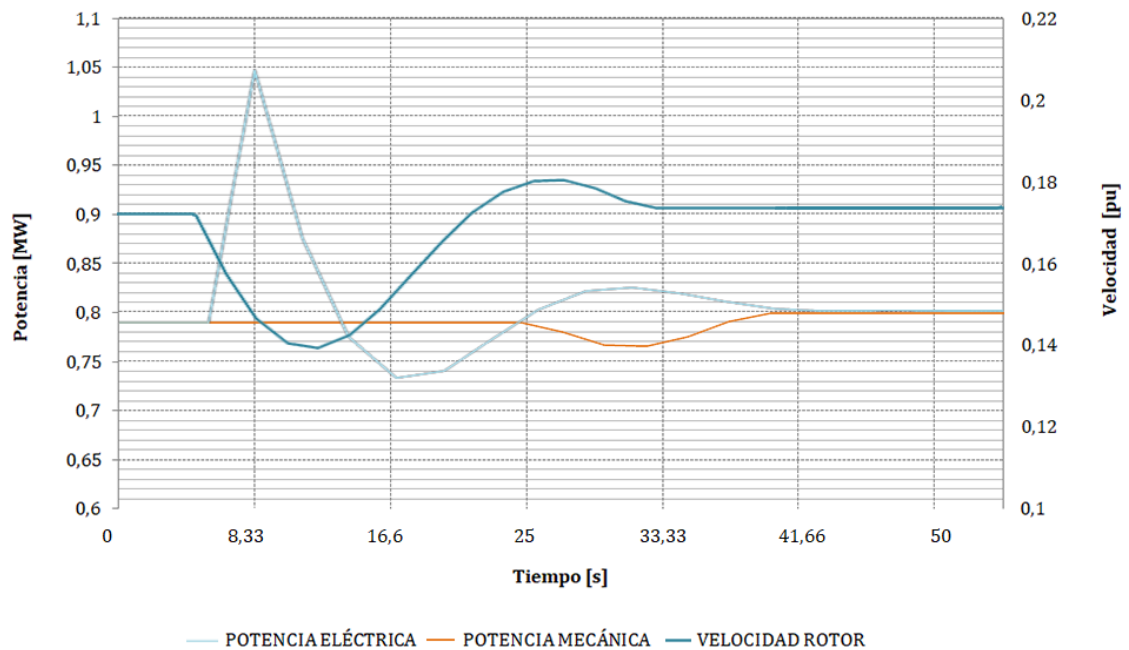
**Tabla 19: Condicones iniciales del sistema ante la pérdida de generación solar para las 12h del día crítico.**

|                                     |         |
|-------------------------------------|---------|
| <b>Generación Solar (kW)</b>        | 13.970  |
| <b>Generación Eólica (kW)</b>       | 21.400  |
| <b>Flujo Batería (kW)</b>           | -12.820 |
| <b>Tensión Nudo Generación (pu)</b> | 1       |
| <b>Tensión Nudo Consumo (pu)</b>    | 0,983   |

Los resultados de la simulación relativos a la frecuencia se presentan en la Figura 77. Para una mejor comprensión de lo ocurrido se presenta además la respuesta transitoria de uno de los aerogeneradores del parque en la Figura 78.



**Figura 77: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación solar en la hora 12h del día crítico.**



**Figura 78: Respuesta transitoria de la potencia y velocidad de uno de los aerogeneradores del parque eólico ante la pérdida de generación solar para la hora 12h del día crítico.**

Como muestra la Figura 77, la batería actúa de acuerdo al modelo proporcional del control de frecuencia primaria. Para este caso en concreto, la

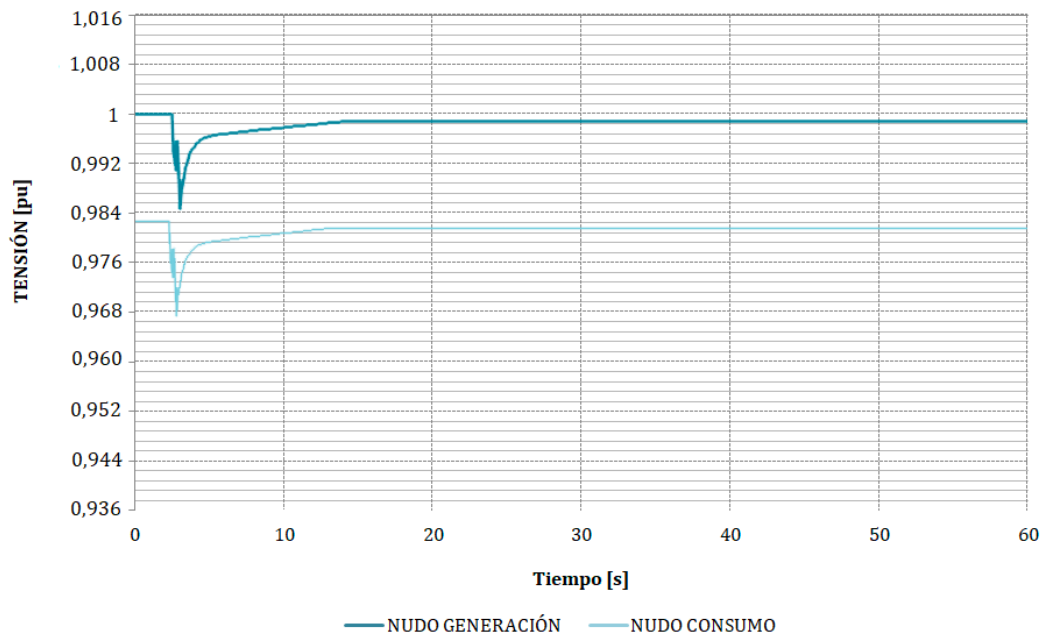
batería sigue absorbiendo el excedente de generación aunque a un ritmo inferior marcado por la pérdida de 6.985kW del generador fotovoltaico.

La frecuencia, a partir del segundo 25, consigue estabilizarse en un valor cercano al nominal (49,96Hz) de acuerdo a la actuación primaria prevista.

Atendiendo a la respuesta dinámica del aerogenerador, es posible comprobar cómo instantes después a la falta la turbina aumenta abruptamente su potencia eléctrica a modo de contrarrestar la pérdida solar y ayudar en la estabilización de la frecuencia. Como consecuencia de ello, el rotor de la máquina desciende su velocidad.

Tras esta repuesta, el aerogenerador disminuye la potencia eléctrica que inyecta con el objetivo de restaurar de nuevo dicha velocidad. De este modo, al disminuir la potencia eléctrica se comprueba cómo a partir del segundo 12 la potencia mecánica la sobrepasa, posibilitando la aceleración del rotor de forma que cuando este alcanza su máximo la frecuencia alcanza el régimen estacionario. Además se comprueba cómo ambas potencias consiguen estabilizarse en el segundo 42 aunque ligeramente por debajo de los valores anteriores a la falta.

Por último, los valores de tensión tanto al inicio como al final de la línea mostrados en la Figura 79 se consideran aceptables, verificando junto al valor de la frecuencia la correcta disposición de la red ante el evento simulado.



**Figura 79: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación solar en la hora 12h del día crítico.**

## 8.2 Pérdida de Generación Eólica

Una problemática que presenta la generación eólica está ligada a la alta variabilidad de su recurso, presentando variaciones indeseadas de corta duración en la producción que comprometen tanto a la tensión como a la frecuencia de la red si el sistema carece de medios para lidiar con esta labor.

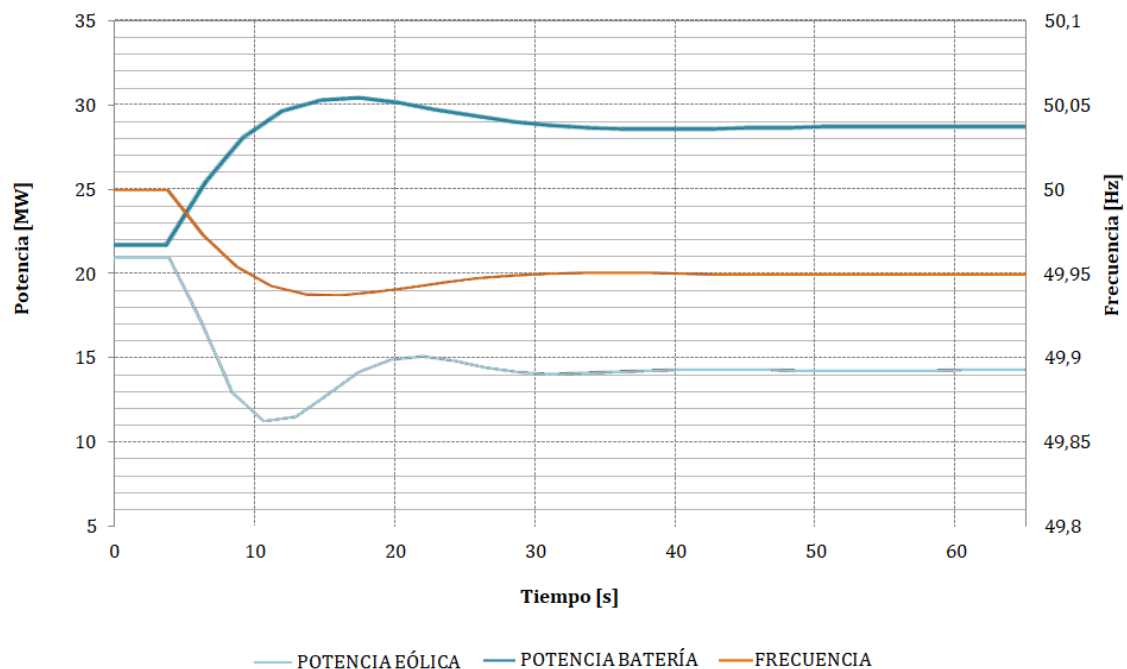
Las peores condiciones de red ocurrirán por tanto cuanto mayor sea dicha variación y por cuanto más tiempo. En este sentido, se decide analizar el impacto que supone el variar la producción eólica un cierto porcentaje en la hora de mayor consumo residencial, las 21h. Se asumirá que la falta transcurre durante 15 minutos ya que a partir de este intervalo de tiempo actuaría la regulación secundaria<sup>2</sup> liberando la aportación primaria de la batería y consiguiendo devolver la frecuencia a su valor inicial de consigna. La siguiente tabla recoge las condiciones del sistema previas al evento:

<sup>2</sup> El mecanismo y actuación de la regulación secundaria queda fuera del alcance de este trabajo y análisis para el caso bajo estudio.

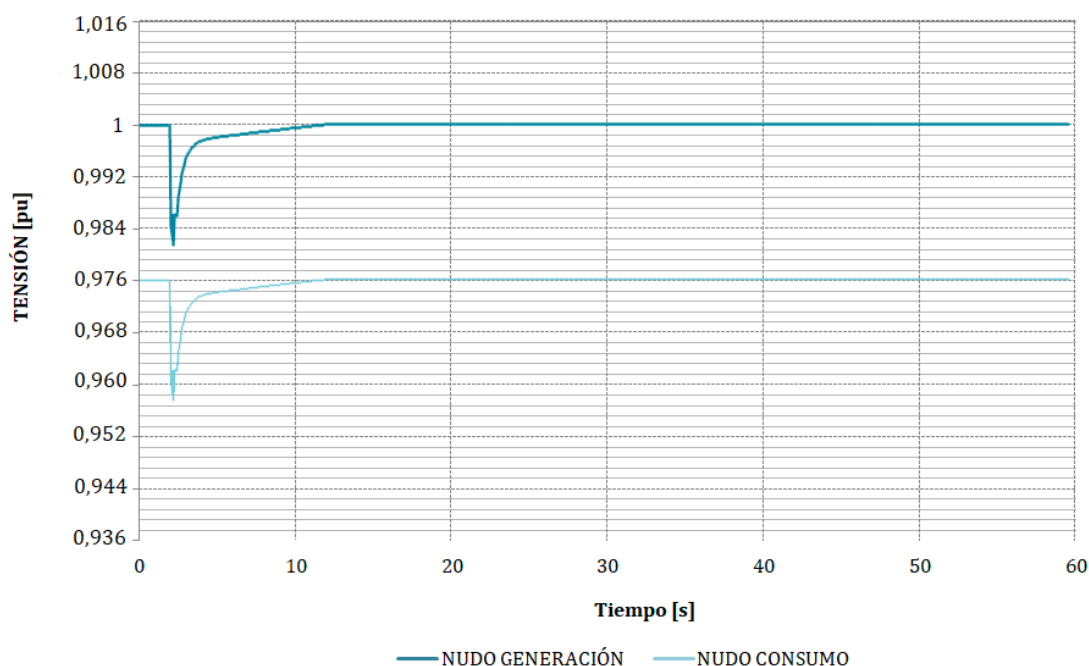
**Tabla 20: Condiciones iniciales del sistema ante la pérdida de generación eólica para las 21h del día crítico.**

|                                     |        |
|-------------------------------------|--------|
| <b>Generación Solar (kW)</b>        | -264   |
| <b>Generación Eólica (kW)</b>       | 21.200 |
| <b>Flujo Batería (kW)</b>           | 21.889 |
| <b>Tensión Nudo Generación (pu)</b> | 1      |
| <b>Tensión Nudo Consumo (pu)</b>    | 0,976  |

Se han analizado varios porcentajes de reducción de generación, mostrándose en la Figura 80 y la Figura 81 el caso particular para una pérdida del 30%.



**Figura 80: Respuesta de la batería y transitorio de frecuencia ante la pérdida de generación eólica en la hora 21h del día crítico.**



**Figura 81: Respuesta transitoria para las tensiones de generación y consumo ante la pérdida de generación eólica en la hora 21h del día crítico.**

Además, la Tabla 21 recoge los valores que alcanzan en régimen permanente la frecuencia y tensión para todos los casos tratados.

**Tabla 21: Valores de tensión y frecuencia en régimen permanente para distintos porcentajes de pérdida de generación eólica en las 21h del día crítico.**

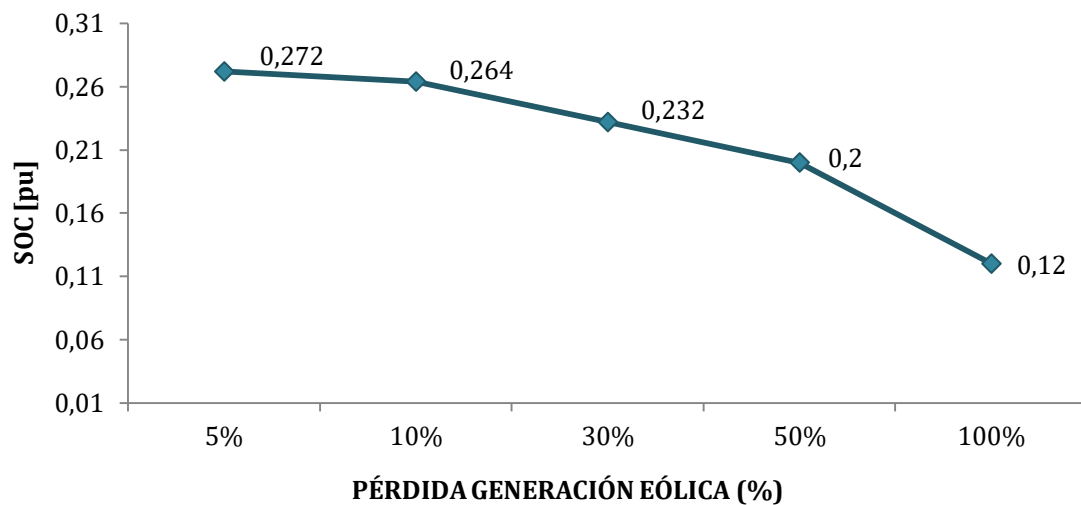
| PORCENTAJE DE PÉRDIDA<br>EÓLICA | FRECUENCIA<br>(Hz) | TENSIÓN<br>GENERACIÓN (pu) | TENSIÓN<br>CONSUMO (pu) |
|---------------------------------|--------------------|----------------------------|-------------------------|
| 5%                              | 49,99              | 1                          | 0,976                   |
| 10%                             | 49,98              | 1                          | 0,976                   |
| 30%                             | 49,95              | 1                          | 0,976                   |
| 50%                             | 49,92              | 0,997                      | 0,973                   |
| 100%                            | 49,82              | 0,993                      | 0,969                   |

Cabe hacer notar que tras la pérdida completa de la generación eólica, el desvío de la frecuencia alcanza el valor máximo aceptado (49,82 Hz), siendo de manera natural el escenario más crítico.

Por otro lado, bajo las circunstancias que expresan la Figura 80, aunque la frecuencia se estabiliza en un valor cercano al nominal (49,95Hz), es necesario que la batería siga aportando el nuevo nivel de potencia hasta que el mecanismo para la regulación secundaria actúe liberando la aportación extra de esta primera. Es preciso recalcar este hecho pues debido a la hora del día y a las circunstancias del

evento, el estado de carga de la batería para periodos posteriores puede verse afectado.

Bajo la hipótesis de que la situación alcanzada en régimen permanente se prologue durante 15 minutos hasta la actuación de la regulación secundaria, el estado de carga al final de día variará de la siguiente manera según los distintos porcentajes de pérdida eólica analizados:



**Figura 82: SOC frente a los distintos escenarios de pérdida de generación eólica.**

Como se puede comprobar, la pérdida completa de generación ocasiona que la carga de la batería al final del día se encuentre próxima al límite de diseño impuesto de 0,15 pu.

Aunque para el caso de las baterías de Ion-Li las descargas profundas no presentan el mismo inconveniente que para otras tecnologías, sigue siendo recomendable salvaguardar una banda para no sólo prevenir el envejecimiento prematuro, sino como reserva ante contingencias como las descritas en este punto.

## Capítulo 9

### Conclusiones

Las instalaciones de generación renovables pueden complementarse (hibridación) al objeto de disponer de una curva de producción que abarque todo el periodo diario y sea lo más plana y fiable posible, intentando aproximarse a la entrega de un generador convencional.

La integración de varios generadores renovables va a necesitar de un elemento que les permita modelar la curva de la demanda, este elemento actualmente serán los sistemas de almacenamiento.

La tecnología actual de las baterías de Ion-Li permiten combinar celdas para alcanzar volúmenes de almacenamiento por módulo de hasta 2,5 MWh (Contenedor Marítimo Tipo 20”), pudiendo integrarse un número determinado de contenedores para conseguir un almacenamiento a la escala requerida por el sistema.

En este proyecto se ha podido ver cómo obtener la producción horaria (8.760h anuales) esperada para un generador fotovoltaico en una latitud determinada y en base a las características de los elementos que lo componen.

Además, se combina ésta con la producción horaria diaria para los tres periodos de interés de un generador eólico, al objeto de integrarlos y poder determinar la generación conjunta de un sistema hibridado.

Se puede determinar el consumo horario (8.760h anuales) esperado de un determinado grupo de consumidores (residenciales en este estudio), incluido el posible efecto de la transición al vehículo eléctrico.

A través del módulo de cálculo generado, es posible determinar el almacenamiento óptimo que se requiere para hacer gestionable el sistema hibridado ante un número dado de consumidores residenciales, asumiendo que los mismos puedan considerarse aislados de la red y poder de dicha forma garantizarles el suministro.

Por último, analizando las condiciones del sistema ante la demanda prevista y la variabilidad que supone el carácter no convencional de la instalación generadora, es oportuno destacar cómo la batería se convierte además en el elemento necesario para confiar seguridad al sistema.

## Referencias

- [1] REE. Red Eléctrica y la Integración de Renovables. (2019)
- [2] Jadraque, E., Ordoñez, J., Alegre, J., Martínez, G. Análisis Comparativo de Tres Modelos de Estimación del Consumo Energético de la Vivienda Residencial (2009)
- [3] Varios. Proyecto INDEL. Atlas de la Demanda Eléctrica Española. La Demanda Residencial (1998)
- [4] REE. Demanda de Energía Eléctrica, El Sistema Eléctrico Español. Informe (2018) <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/informe-del-sistema-electrico-espanol-2018>
- [5] PSS/E 34. Program Application Guide, Volume II. (2010)
- [6] Secretaría de Estado de Energía, Boletín Oficial del Estado (BOE) 83/2016, pp. 24013 a 24018 ,(Resolución 5 de abril 2016)
- [7] ENTSO-E. Frequency Stability Evaluation Criteria. (2016)

**- ANEXOS -**

## **Anexo A**

### **Alineación del Proyecto con los Objetivos para el Desarrollo Sostenible**

#### **A.1 Contextualización y Objetivos**

A finales de 2015 se celebró en París la conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, en la que 195 países responsables del 95% de las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), incluida España, alcanzaron un acuerdo por el cual se comprometerían a llevar a cabo sumos esfuerzos con el objetivo de frenar el incesante incremento global de temperatura.

Bajo tales circunstancias, el gobierno de España preparó el denominado *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)* donde se recopilan parte de los compromisos y estrategias a implementar en un plazo futuro a 10 años. Los objetivos que se plantean a través de dicho plan se centran en tres aspectos. Primeramente, se persigue la reducción GEI en un 21% respecto a los niveles de 1990. Por otro lado, se espera que tras la penetración paulatina de nuevas instalaciones de energía renovable, su cuota de generación en la demanda final represente el 42%. Y por último, se precisa reducir la intensidad energética de la economía mediante una mejora en la eficiencia energética del 40%.

Atendiendo a tales objetivos, no es difícil observar que las mayores disminuciones en términos absolutos de emisiones se corresponden con las de la industria energética; y es que el sector eléctrico se convierte en un actor clave para conducir a nuestro país hacia una economía descarbonizada, donde la transición

energética sea la base para que el resto de sectores involucrados en las estrategias del PNIEC puedan llevar a cabo sus correspondientes objetivos.

Analizando más detalladamente los retos a los que se enfrenta el sector eléctrico español, es de especial importancia recordar que su modelo tradicional está basado en un número relativamente pequeño de grandes centrales térmicas, alejadas de los centros de consumo y con una alta adaptabilidad ante fluctuaciones de demanda. Sin embargo, el nuevo paradigma que presenta la transición energética es bastante diferente, precisando de una remodelación del funcionamiento de la red eléctrica tal y como la conocemos hoy en día.

La alta penetración de generación renovable no gestionable que se espera poder implementar se ha de poder combinar con un sistema flexible en el que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro eléctrico.

Como parte de los mecanismos para afrontar este reto, el PNIEC contempla reforzar el almacenamiento de energía con una ampliación de no únicamente centrales de bombeo (de hasta aproximadamente los 7GW), sino la instalación de 2,5GW de baterías de alto almacenamiento, siendo esta última una tecnología tímidamente aprovechada a gran escala hasta la fecha.

De esta manera, y a lineando la idea central de este proyecto con el objetivo número 13 para el desarrollo sostenible, al objeto de impulsar una transición energética como medida inminente ante el cambio climático es primeramente indispensable desarrollar soluciones que sean viables. Parte de la labor de fomentar la inserción de tecnologías de generación limpias y respetuosas con el medio ambiente será por tanto el desarrollo de mecanismos que permitan no solo una eficiente participación de estas en la actividad de la industria energética, sino la posibilidad de no tener que depender de otras fuentes de generación menos respetuosas para lograr mantener los niveles de calidad mínimos exigibles.

Por lo tanto, un objetivo claro que se persigue alcanzar de aquí a los próximos diez años será el desarrollo y la inserción del almacenamiento energético como mecanismo para fomentar la gestionabilidad y el uso de los recursos renovables en la red eléctrica.

## **A.2 Interacción del Proyecto con el Objetivo a Cumplir**

Tal y como ese ha profundizado a lo largo de este documento, a través de la implementación de una batería de gran almacenamiento ha sido posible dar apoyo a una instalación híbrida renovable con el objetivo de acomodar la demanda de 55.000 familias; demanda que además se ha visto incrementada por una penetración paulatina del coche eléctrico.

Gracias al servicio que la batería ofrece, la instalación renovable no ha de depender de otras fuentes externas para asegurar el suministro. Además, la batería juega un papel fundamental a la hora de regular las condiciones de la red pues evita que la interrumpibilidad inherente de la instalación generadora condicione su estabilidad.

## **A.3 Cuantificación a la Contribución del ODS**

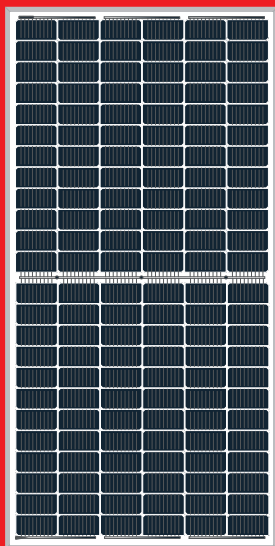
A través de la operativa de la batería a lo largo de sus 15 años de funcionamiento se conseguirían las siguientes aportaciones:

- 550 GWh de energía anuales provendrían de la instalación renovable, evitando la emisión de 390.000 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera procedentes de fuentes fósiles que actuaran en su lugar.
- 32 GWh de energía anual serían provechadas al provenir de la batería, evitando la emisión de 22.660 toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera procedentes de fuentes fósiles que actuaran en su lugar.
- 5500 coches eléctricos realizarían su recarga diariamente con energía proveniente de fuentes renovables, cerrando el círculo para ayudar a promover la reducción personal de la huella del carbono.

## **Anexo B**

### **Módulo Fotovoltaico**

Seguidamente se muestra ficha de especificaciones técnicas del módulo fotovoltaico empleado de potencia 435Wp.



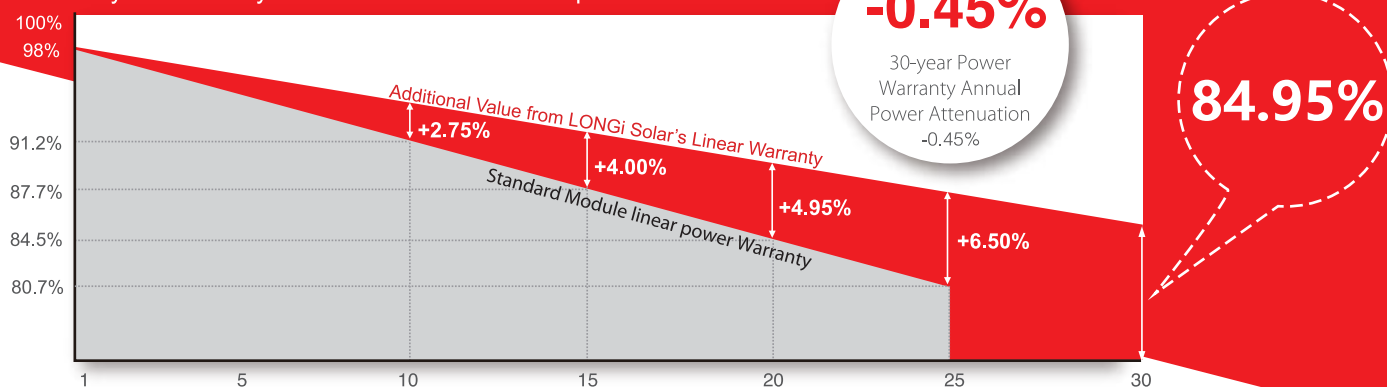
\*Both 6BB & 9BB are available

# LR4-72HBD 425~455M



**High Efficiency  
Low LID Bifacial PERC with  
Half-cut Technology**

12-year Warranty for Materials and Processing;  
30-year Warranty for Extra Linear Power Output



## Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO 9001:2008: ISO Quality Management System

ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



\* Specifications subject to technical changes and tests. LONGi Solar reserves the right of interpretation.

## Front side performance equivalent to conventional low LID mono PERC:

- High module conversion efficiency (up to 20.9%)
- Better energy yield with excellent low irradiance performance and temperature coefficient
- First year power degradation <2%

**Bifacial technology** enables additional energy harvesting from rear side (up to 25%)

**Glass/glass lamination** ensures 30 year product lifetime, with annual power degradation < 0.45%, 1500V compatible to reduce BOS cost

**Solid PID resistance** ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

**Reduced resistive loss** with lower operating current

**Higher energy yield** with lower operating temperature

**Reduced hot spot risk** with optimized electrical design and lower operating current

# LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

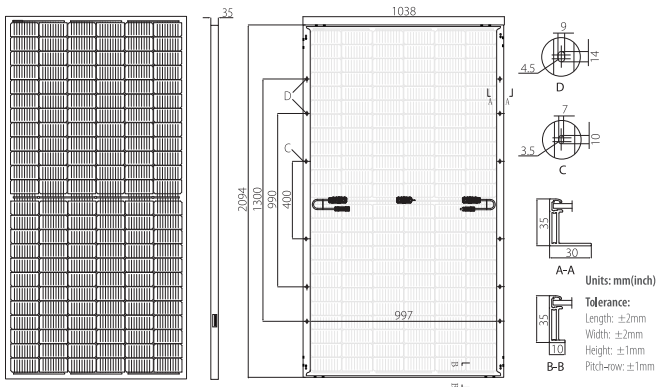
Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

# LR4-72HBD 425~455M

## Design (mm)

## Mechanical Parameters

## Operating Parameters



Cell Orientation: 144 (6×24)  
Junction Box: IP68, three diodes  
Output Cable: 4mm<sup>2</sup>, 300mm in length,  
length can be customized  
Glass: Dual glass  
2.0mm coated tempered glass  
Frame: Anodized aluminum alloy frame  
Weight: 27.5kg  
Dimension: 2094×1038×35mm  
Packaging: 30pcs per pallet  
150pcs per 20'GP  
660pcs per 40'HC

Operational Temperature: -40 C ~ +85 C  
Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W  
Voc and Isc Tolerance: ±3%  
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)  
Maximum Series Fuse Rating: 25A  
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2 C  
Safety Class: Class II  
Fire Rating: UL type 3  
Bifaciality: Glazing 70±5%

## Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax:  $\pm 3\%$

| Model Number                     | LR4-72HBD-425M |       | LR4-72HBD-430M |       | LR4-72HBD-435M |       | LR4-72HBD-440M |       | LR4-72HBD-445M |       | LR4-72HBD-450M |       | LR4-72HBD-455M |       |
|----------------------------------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|----------------|-------|
| Testing Condition                | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  | STC            | NOCT  |
| Maximum Power (Pmax/W)           | 425            | 317.4 | 430            | 321.1 | 435            | 324.9 | 440            | 328.6 | 445            | 332.3 | 450            | 336.1 | 455            | 339.8 |
| Open Circuit Voltage (Voc/V)     | 48.7           | 45.6  | 48.9           | 45.8  | 49.1           | 45.9  | 49.2           | 46.0  | 49.4           | 46.2  | 49.6           | 46.4  | 49.8           | 46.6  |
| Short Circuit Current (Isc/A)    | 11.22          | 9.06  | 11.30          | 9.13  | 11.36          | 9.18  | 11.45          | 9.25  | 11.52          | 9.30  | 11.58          | 9.36  | 11.65          | 9.41  |
| Voltage at Maximum Power (Vmp/V) | 40.4           | 37.7  | 40.6           | 37.9  | 40.8           | 38.0  | 41.0           | 38.2  | 41.2           | 38.4  | 41.4           | 38.6  | 41.6           | 38.8  |
| Current at Maximum Power (Imp/A) | 10.52          | 8.42  | 10.60          | 8.49  | 10.66          | 8.54  | 10.73          | 8.60  | 10.80          | 8.65  | 10.87          | 8.70  | 10.93          | 8.76  |
| Module Efficiency(%)             | 19.6           |       | 19.8           |       | 20.0           |       | 20.2           |       | 20.5           |       | 20.7           |       | 20.9           |       |

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 445W front)

| Pmax /W | Voc/V | Isc /A | Vmp/V | Imp /A | Pmax gain |
|---------|-------|--------|-------|--------|-----------|
| 467     | 49.4  | 12.09  | 41.2  | 11.34  | 5%        |
| 490     | 49.4  | 12.67  | 41.2  | 11.88  | 10%       |
| 512     | 49.5  | 13.24  | 41.3  | 12.42  | 15%       |
| 534     | 49.5  | 13.82  | 41.3  | 12.96  | 20%       |
| 556     | 49.5  | 14.40  | 41.3  | 13.50  | 25%       |

### Temperature Ratings (STC)

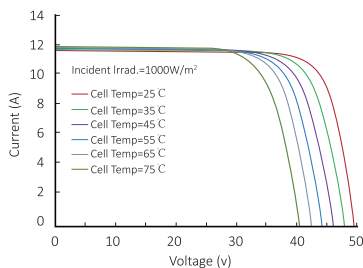
## Mechanical Loading

|                                 |            |
|---------------------------------|------------|
| Temperature Coefficient of Isc  | +0.050%/°C |
| Temperature Coefficient of Voc  | -0.284%/°C |
| Temperature Coefficient of Pmax | -0.350%/°C |

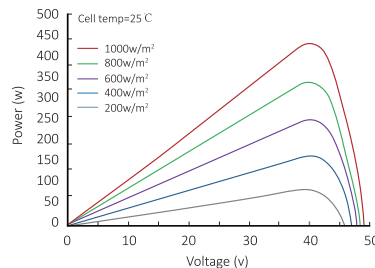
|                                   |                                      |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa                               |
| Rear Side Maximum Static Loading  | 2400Pa                               |
| Hailstone Test                    | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

## I-V Curve

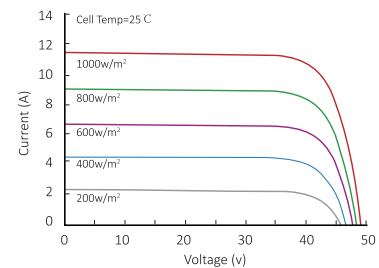
### Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



### Power-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



### Current-Voltage Curve (LR4-72HBD-440M)



**LONGi**

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China  
Tel: +86-21-80162606 E-mail: [module@longi-silicon.com](mailto:module@longi-silicon.com) Facebook: [www.facebook.com/LONGiSolar](http://www.facebook.com/LONGiSolar)

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200401V11

## **Anexo C**

### **Inversor Fotovoltaico**

A continuación, se recoge la hoja de especificaciones técnicas para el inversor fotovoltaico utilizado con una potencia de 3.000 kWac.

# SUNNY CENTRAL

## 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV



SC-2200-10 / SC-2475-10 / SC-2500-EV-10 / SC-2750-EV-10 / SC-3000-EV-10



Opcionalmente con un acumulador acoplado a CC para los dispositivos de 1500 V

Plena potencia hasta los 35 °C

### Eficiente

- Transporte de hasta 4 inversores en el contenedor de flete marítimo estándar
- Posibilidad de sobredimensionado de hasta 225 %
- Plena potencia a temperaturas ambiente de hasta 35 °C

### Resistente

- Sistema de refrigeración de aire inteligente OptiCool para una refrigeración eficiente
- Apto para exteriores, para el uso en cualquier parte del mundo y para todas las condiciones ambientales y climáticas

### Flexible

- Conformidad con todos los requisitos de red conocidos en todo el mundo
- Modo Statcom nocturno
- Disponible como equipo individual o solución llave en mano, incluido el bloque de media tensión

### Cómodo

- Área de conexión de CC mejorada
- Área de conexión para los equipos del cliente
- Soporte de tensión integrado para equipos consumidores internos y externos

## SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

El nuevo Sunny Central: más potencia por metro cúbico

Con una potencia de hasta 3000 kVA en tensiones de sistema de CC de 1100 V o 1500 V, el inversor central de SMA permite una planificación más eficiente de la planta y una reducción de los costes específicos en centrales fotovoltaicas. Dispone de un suministro de tensión separado y espacio adicional para instalar los equipos del cliente. Verdadera tecnología de 1500 V y el sistema de refrigeración inteligente OptiCool aseguran un funcionamiento libre de fallos incluso con temperaturas ambiente extremas y una larga vida útil de 25 años.

# SUNNY CENTRAL 1000 V

| Datos técnicos                                                                                                                                       | Sunny Central 2200                                                                              | Sunny Central 2475            |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|
| <b>Entrada (CC)</b>                                                                                                                                  |                                                                                                 |                               |
| Rango de tensión del MPP $V_{CC}$ (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)                                                                                      | 570 V a 950 V / 800 V / 800 V                                                                   | 638 V a 950 V / 800 V / 800 V |
| Tensión de entrada mín. $V_{CC, \min}$ / tensión de arranque $V_{CC, \text{arranque}}$                                                               | 545 V / 645 V                                                                                   | 614 V / 714 V                 |
| Tensión de entrada máx. $V_{CC, \max}$                                                                                                               | 1100 V                                                                                          | 1100 V                        |
| Corriente de entrada máx. $I_{CC, \max}$ (a 35 °C / 50 °C)                                                                                           | 3960 A / 3600 A                                                                                 | 3960 A / 3600 A               |
| Corriente de cortocircuito máx. $I_{CC, \text{SC}}$                                                                                                  | 6400 A                                                                                          | 6400 A                        |
| Número de entradas de CC                                                                                                                             | 24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo)                                         |                               |
| Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)                                                                                  | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>                                                          |                               |
| Monitorización de zona integrada                                                                                                                     | ○                                                                                               |                               |
| Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)                                                                                                   | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A                                                 |                               |
| <b>Salida (CA)</b>                                                                                                                                   |                                                                                                 |                               |
| Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)                                                                                    | 2200 kVA / 2000 kVA                                                                             | 2475 kVA / 2250 kVA           |
| Potencia nominal de CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)                                                                                  | 1760 kW / 1600 kW                                                                               | 1980 kW / 1800 kW             |
| Corriente nominal de CA $I_{CA, \text{nom}}$ = Corriente máx. de salida $I_{CA, \max}$                                                               | 3300 A                                                                                          | 3300 A                        |
| Coefficiente de distorsión máx.                                                                                                                      | < 3 % a potencia nominal                                                                        | < 3 % a potencia nominal      |
| Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA <sup>1) 8)</sup>                                                                                | 385 V / 308 V a 462 V                                                                           | 434 V / 347 V a 521 V         |
| Frecuencia de red de CA/rango                                                                                                                        | 50 Hz/47 Hz a 53 Hz<br>60 Hz/57 Hz a 63 Hz                                                      |                               |
| Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA                                                                                                   | > 2                                                                                             |                               |
| Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable <sup>8)10)</sup>                                                                  | ● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo<br>○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo                    |                               |
| <b>Rendimiento</b>                                                                                                                                   |                                                                                                 |                               |
| Rendimiento máx. <sup>2)</sup> /rendimiento europeo <sup>2)</sup> /rendimiento californiano <sup>3)</sup>                                            | 98,6 % / 98,4 % / 98,0 %                                                                        | 98,6 % / 98,4 % / 98,0 %      |
| <b>Dispositivos de protección</b>                                                                                                                    |                                                                                                 |                               |
| Punto de desconexión en el lado de entrada                                                                                                           | Interruptor-seccionador de CC                                                                   |                               |
| Punto de desconexión en el lado de salida                                                                                                            | Interruptor de potencia de CA                                                                   |                               |
| Protección contra sobretensión de CC                                                                                                                 | Descargador de sobretensión, tipo I                                                             |                               |
| Protección contra sobretensión de CA (opcional)                                                                                                      | Descargador de sobretensión, clase I                                                            |                               |
| Protección contra rayos (según IEC 62305-1)                                                                                                          | Tipo de protección contra rayos III                                                             |                               |
| Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto                                                                                | ○ / ○                                                                                           |                               |
| Monitorización de aislamiento                                                                                                                        | ○                                                                                               |                               |
| Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)                                                                  | IP65 / IP34 / IP34                                                                              |                               |
| <b>Datos generales</b>                                                                                                                               |                                                                                                 |                               |
| Dimensiones (ancho/alto/fondo)                                                                                                                       | 2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)                                                  |                               |
| Peso                                                                                                                                                 | < 3400 kg / < 7496 lb                                                                           |                               |
| Autoconsumo (máx. <sup>4)</sup> / carga parcial <sup>5)</sup> / promedio <sup>6)</sup>                                                               | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W                                                                  |                               |
| Autoconsumo (en espera)                                                                                                                              | < 300 W                                                                                         |                               |
| Alimentación auxiliar interna                                                                                                                        | Transformador integrado de 8,4 kVA                                                              |                               |
| Rango de temperatura de servicio <sup>8)</sup>                                                                                                       | -25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F                                                                |                               |
| Emisiones de ruido <sup>7)</sup>                                                                                                                     | 64,7 dB(A)                                                                                      |                               |
| Rango de temperatura (en espera)                                                                                                                     | -40 °C a 60 °C (-40 °F a 140 °F)                                                                |                               |
| Rango de temperatura (almacenamiento)                                                                                                                | -40 °C a 70 °C (-40 °F a 158 °F)                                                                |                               |
| Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin condensación)                                                                  | 95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %                                                         |                               |
| Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup> / 4000 m <sup>11)</sup> | ● / ○ / ○ / ○                                                                                   |                               |
| Consumo de aire fresco                                                                                                                               | 6500 m <sup>3</sup> /h                                                                          |                               |
| <b>Equipamiento</b>                                                                                                                                  |                                                                                                 |                               |
| Conexión de CC                                                                                                                                       | Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)                                                 |                               |
| Conexión de CA                                                                                                                                       | Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)                   |                               |
| Comunicación                                                                                                                                         | Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus                                                        |                               |
| Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)                                                                                           | Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)                                                  |                               |
| Color de la carcasa/del techo                                                                                                                        | RAL 9016 / RAL 7004                                                                             |                               |
| Transformador de alimentación para equipos consumidores externos                                                                                     | ○ (2,5 kVA)                                                                                     |                               |
| Cumple con las normas y directivas                                                                                                                   | CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08 |                               |
| Normas CEM                                                                                                                                           | IEC / EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A, Cispri 11, DIN EN55011:2017                            |                               |
| Cumple con las normas y directivas de calidad                                                                                                        | VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001                                                          |                               |
| ● De serie ○ Opcional                                                                                                                                |                                                                                                 |                               |
|                                                                                                                                                      |                                                                                                 |                               |
|                                                                                                                                                      |                                                                                                 |                               |
|                                                                                                                                                      |                                                                                                 |                               |
|                                                                                                                                                      |                                                                                                 |                               |
| Modelo comercial                                                                                                                                     | SC-2200-10                                                                                      | SC-2475-10                    |

1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA

2) Rendimiento medido sin autoalimentación

3) Rendimiento medido con autoalimentación

4) Autoconsumo en funcionamiento nominal

5) Autoconsumo con < 75 % Pn a 25 °C

6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % Pn a 35 °C

7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia

8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.

9) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA

10) Según la tensión de entrada

11) Anterior reducción de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión en vacío de CC

# SUNNY CENTRAL 1500 V

| Datos técnicos                                                                                                               | Sunny Central 2500-EV                                                                                                          | Sunny Central 2750-EV            | Sunny Central 3000-EV               |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Entrada (CC)                                                                                                                 |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Rango de tensión del MPP V <sub>CC</sub> (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)                                                       | 850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V                                                                                               | 875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V | 956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V    |
| Tensión de entrada mín. V <sub>CC, mín.</sub> / tensión de arranque V <sub>CC, arranque</sub>                                | 778 V / 928 V                                                                                                                  | 849 V / 999 V                    | 927 V / 1077 V                      |
| Tensión de entrada máx. V <sub>CC, máx.</sub>                                                                                | 1500 V                                                                                                                         | 1500 V                           | 1500 V                              |
| Corriente de entrada máx. I <sub>CC, máx.</sub> (a 35 °C / a 50 °C)                                                          | 3200 A / 2956 A                                                                                                                | 3200 A / 2956 A                  | 3200 A / 2970 A                     |
| Corriente de cortocircuito máx.                                                                                              | 6400 A                                                                                                                         | 6400 A                           | 6400 A                              |
| Número de entradas de CC                                                                                                     | 24 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas                                            |                                  |                                     |
| Número de entradas de CC con la opción de sistema de almacenamiento acoplado de CC                                           | 18 protegidos por dos polos (32 protegidos por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidos por dos polos para baterías |                                  |                                     |
| Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)                                                          | 2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²                                                                                                     |                                  |                                     |
| Monitorización de zona integrada                                                                                             | ○                                                                                                                              |                                  |                                     |
| Tamaños de fusible de CC disponibles (por entrada)                                                                           | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A                                                                                |                                  |                                     |
| Salida (CA)                                                                                                                  |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Potencia nominal de CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)                                                                     | 2500 kVA / 2250 kVA                                                                                                            | 2750 kVA / 2500 kVA              | 3000 kVA / 2700 kVA                 |
| Potencia nominal de CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)                                                                   | 2000 kW / 1880 kW                                                                                                              | 2200 kW / 2000 kW                | 2400 kW / 2160 kW                   |
| Corriente nominal de CA I <sub>CA, nom</sub> = Corriente máx. de salida I <sub>CA, máx.</sub>                                | 2624 A                                                                                                                         | 2646 A                           | 2646 A                              |
| Coefficiente de distorsión máx.                                                                                              | < 3 % a potencia nominal                                                                                                       | < 3 % a potencia nominal         | < 3 % a potencia nominal            |
| Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA <sup>1) 8)</sup>                                                        | 550 V / 440 V a 660 V                                                                                                          | 600 V / 480 V a 720 V            | 655 V / 524 V a 721 V <sup>9)</sup> |
| Frecuencia de red de CA/rango                                                                                                | 50 Hz/47 Hz a 53 Hz<br>60 Hz/57 Hz a 63 Hz                                                                                     |                                  |                                     |
| Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA <sup>10)</sup>                                                            | > 2                                                                                                                            |                                  |                                     |
| Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable <sup>8)11)</sup>                                          | ● 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo<br>○ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo                                                   |                                  |                                     |
| Rendimiento                                                                                                                  |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Rendimiento máx. <sup>2)/</sup> rendimiento europeo <sup>2)/</sup> rendimiento californiano <sup>3)</sup>                    | 98,6 % / 98,3 % / 98,0 %                                                                                                       | 98,7 % / 98,5 % / 98,5 %         | 98,8 % / 98,6 % / 98,5 %            |
| Dispositivos de protección                                                                                                   |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Punto de desconexión en el lado de entrada                                                                                   | Interruptor-seccionador de CC                                                                                                  |                                  |                                     |
| Punto de desconexión en el lado de salida                                                                                    | Interruptor de potencia de CA                                                                                                  |                                  |                                     |
| Protección contra sobretensión de CC                                                                                         | Descargador de sobretensión, tipo I & II                                                                                       |                                  |                                     |
| Protección contra sobretensión de CA (opcional)                                                                              | Descargador de sobretensión, clase I & II                                                                                      |                                  |                                     |
| Protección contra rayos (según IEC 62305-1)                                                                                  | Tipo de protección contra rayos III                                                                                            |                                  |                                     |
| Monitorización de fallo a tierra/de fallo a tierra por control remoto                                                        | ○ / ○                                                                                                                          |                                  |                                     |
| Monitorización de aislamiento                                                                                                | ○                                                                                                                              |                                  |                                     |
| Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)                                          | IP65 / IP34 / IP34                                                                                                             |                                  |                                     |
| Datos generales                                                                                                              |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Dimensiones (ancho/alto/fondo)                                                                                               | 2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)                                                                                 |                                  |                                     |
| Peso                                                                                                                         | < 3400 kg / < 7496 lb                                                                                                          |                                  |                                     |
| Autoconsumo (máx. <sup>4)</sup> / carga parcial <sup>5)</sup> / promedio <sup>6)</sup>                                       | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W                                                                                                 |                                  |                                     |
| Autoconsumo (en espera)                                                                                                      | < 370 W                                                                                                                        |                                  |                                     |
| Alimentación auxiliar interna                                                                                                | Transformador integrado de 8,4 kVA                                                                                             |                                  |                                     |
| Rango de temperatura de servicio <sup>8)</sup>                                                                               | -25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F                                                                                               |                                  |                                     |
| Emisiones de ruido <sup>7)</sup>                                                                                             | 67,8 dB(A)                                                                                                                     |                                  |                                     |
| Rango de temperatura (en espera)                                                                                             | -40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F                                                                                               |                                  |                                     |
| Rango de temperatura (almacenamiento)                                                                                        | -40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F                                                                                               |                                  |                                     |
| Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)                                                 | 95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %                                                                                        |                                  |                                     |
| Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar <sup>8)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>12)</sup> / 3000 m <sup>12)</sup> | ● / ○ / -                                                                                                                      |                                  |                                     |
| Consumo de aire fresco                                                                                                       | 6500 m³/h                                                                                                                      |                                  |                                     |
| Equipamiento                                                                                                                 |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Conexión de CC                                                                                                               | Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)                                                                                |                                  |                                     |
| Conexión de CA                                                                                                               | Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)                                                  |                                  |                                     |
| Comunicación                                                                                                                 | Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus                                                                                       |                                  |                                     |
| Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)                                                                   | Modbus TCP / ethernet (fibra óptica MM, Cat-5)                                                                                 |                                  |                                     |
| Color de la carcasa/del techo                                                                                                | RAL 9016 / RAL 7004                                                                                                            |                                  |                                     |
| Transformador de alimentación para equipos consumidores externos                                                             | ○ (2,5 kVA)                                                                                                                    |                                  |                                     |
| Cumple con las normas y directivas                                                                                           | CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08                                                |                                  |                                     |
| Normas CEM                                                                                                                   | EN55011:2017, IEC/EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A                                                                            |                                  |                                     |
| Cumple con las normas y directivas de calidad                                                                                | VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001                                                                                         |                                  |                                     |
| ● De serie   ○ Opcional   – No disponible                                                                                    |                                                                                                                                |                                  |                                     |
| Modelo comercial                                                                                                             | SC-2500-EV-10                                                                                                                  | SC-2750-EV-10                    | SC-3000-EV-10                       |

1) La potencia nominal CA se reduce con el mismo ratio que la tensión nominal CA

2) Rendimiento medido sin autoalimentación

3) Rendimiento medido con autoalimentación

4) Autoconsumo en funcionamiento nominal

5) Autoconsumo con < 75 % Pn a 25 °C

6) Autoconsumo promediado desde el 5 % hasta el 100 % Pn a 35 °C

7) Nivel de presión sonora a 10 m de distancia

8) Los valores se aplican solo a inversores. Los valores admisibles de soluciones de media tensión de SMA se especifican en las fichas de datos correspondientes.

9) Rango de tensión de CA solo se puede ampliar para redes de 50 Hz/753 V (la opción "Autoalimentación: externa" deberá seleccionarse, la opción "Alimentación adicional externa" no se puede combinar).

10) Una relación cortocircuito < 2 tiene que ser autorizada aparte de SMA

11) Según la tensión de entrada

12) Posible como versión especial, anterior reducción de potencia en función de la temperatura y reducción de la tensión en vacío de CC

## **Anexo D**

### **Aerogenerador**

A continuación, se recoge la información relativa los aerogeneradores de 2MW que constituyen el parque eólico.

# GAMESA G90-2.0 MW



## Rotor

|                      |                         |
|----------------------|-------------------------|
| Diameter             | 90 m                    |
| Swept area           | 6,362 m <sup>2</sup>    |
| Rotational speed     | 9.0 - 19.0 rpm          |
| Rotational direction | Clock Wise (front view) |
| Weight (incl. Hub)   | Approx. 36 T            |
| Top head mass        | Approx. 106 T           |

## Blades

|                    |                                                 |
|--------------------|-------------------------------------------------|
| Number of blades   | 3                                               |
| Length             | 44 m                                            |
| Airfoils           | DU (Delft University) + FFA-W3                  |
| Material           | Preimpregnated epoxy glass fiber + carbon fiber |
| Total blade weight | 5,800 kg                                        |

## Tubular Tower

| Modular type | Height | Weight |
|--------------|--------|--------|
| 3 sections   | 67 m*  | 153 T  |
| 4 sections   | 78 m   | 203 T  |
| 5 sections   | 100 m  | 255 T  |

\* Availability depending on the site

## Gearbox

|            |                                          |
|------------|------------------------------------------|
| Type       | 1 planetary stage /<br>2 parallel stages |
| Ratio      | 1:100.5 (50 Hz)                          |
| Cooling    | Oil pump with oil cooler                 |
| Oil heater | 2.2 kW                                   |

## Generator 2.0 MW

|                         |                                                                |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Type                    | Doubly- fed machine                                            |
| Rated power             | 2.0 MW                                                         |
| Voltage                 | 690 V ac                                                       |
| Frequency               | 50 Hz                                                          |
| Protection class        | IP 54                                                          |
| Number of poles         | 4                                                              |
| Rotational speed        | 900:1,900 rpm (rated 1,680 rpm) (50Hz)                         |
| Rated Stator Current    | 1,500 A @ 690 V                                                |
| Power factor (standard) | 0.98 CAP - 0.96 IND at partial loads and 1 at nominal power. * |
| Power factor (optional) | 0.95 CAP - 0.95 IND throughout the power range. *              |

\* Power factor at generator output terminals, at low voltage side before transformer input terminals.

## Mechanical design

Drive train with main shaft supported by two spherical bearings that transmit the side loads directly to the frame by means of the bearing housing. This prevents the gearbox from receiving additional loads, reducing malfunctions and facilitating its service.

## Brake

Aerodynamic primary brake by means of full-feathering blades. In addition, a hydraulically-activated mechanical disc brake for emergencies is mounted on the gearbox high speed shaft.

## Lightning protection

The Gamesa G90 -2.0 MW wind turbine generator uses the "total lightning protection" system, in accordance with standard IEC 61024-1. This system conducts the lightning from both sides of the blade tip down to the root joint and from there across the nacelle and tower structure to the grounding system located in the foundations. As a result, the blade and sensitive electrical components are protected from damage.

## Control System

- The Generator is a doubly fed machine (DFM), whose speed and power is controlled through IGBT converters and PWM (Pulse Width Modulation) electronic control.
- Benefits:
  - Active and reactive power control.
  - Low harmonic content and minimal losses.
  - Increased efficiency and production.
  - Prolonged working life of the turbine.

## Gamesa SGIPE

Gamesa SGIPE and its new generation Gamesa WindNet™ (wind farm control systems), developed by Gamesa, that allow realtime operation and remote control of wind turbines, meteorological mast and electrical substation via satellite-terrestrial network. Modular design with control tools for active and reactive energy, noise, shadows and wake effects. TCP/IP architecture with a Web interface.

## SMP Predictive Maintenance System

Predictive Maintenance System for the early detection of potential deterioration or malfunctions in the wind turbine's main components.

- Benefits:
  - Reduction in major corrective measures.
  - Increase in the machine's availability and working life.
  - Preferential terms in negotiations with insurance companies.
  - Integration within the control system.

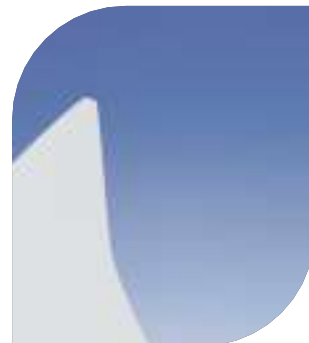
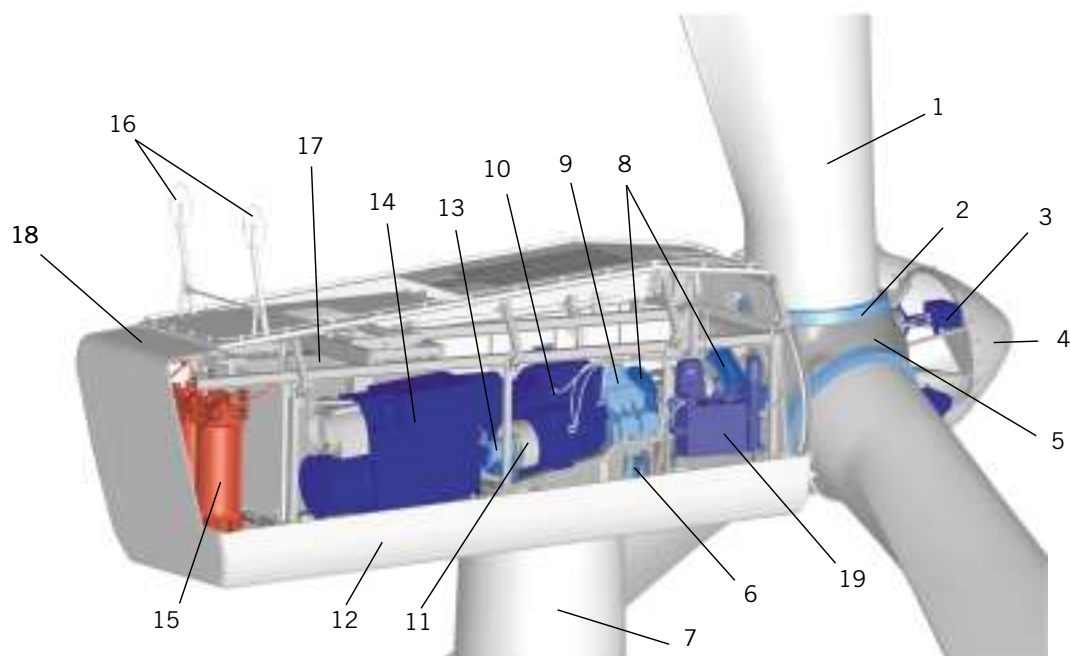
## Noise control

Aerodynamic blade tip and mechanical component design minimize noise emissions. In addition, Gamesa has developed the Gamesa NRS noise control system, which permits programming the noise emissions according to criteria such as date, time or wind direction. This achieves the goals of local regulation compliance as well as maximum production.

## Grid connection

Gamesa's doubly-fed wind turbines and Active Crowbar and over sized converter technologies ensure the compliance with the most demanding grid connection requirements.

Low voltage ride-through capability and dynamic regulation of active and reactive power.



1. Blade
2. Blade bearing
3. Hydraulic pitch actuator
4. Hub cover
5. Hub

6. Active yaw control
7. Tower
8. Main shaft with two bearing houses
9. Shock absorbers

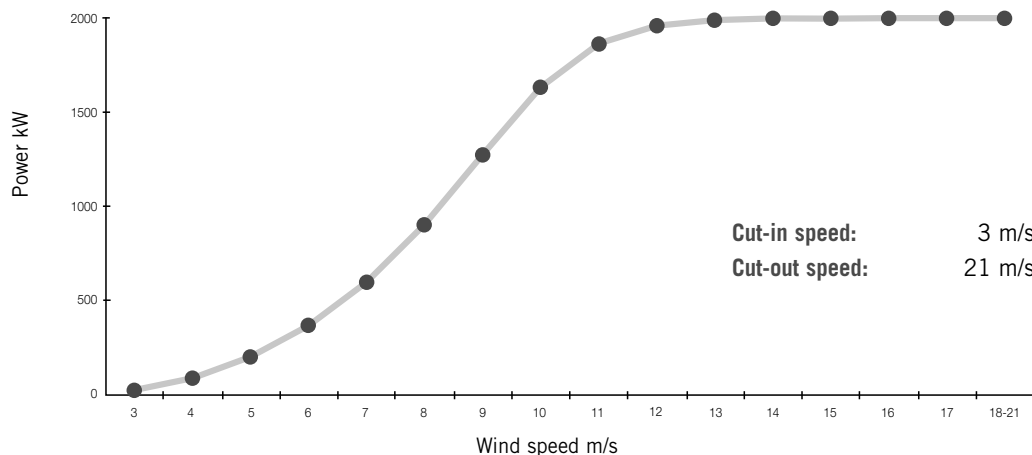
10. Gearbox
11. Main disc brake
12. Nacelle support frame
13. Transmission: High speed shaft
14. Doubly-fed generator

15. Transformer
16. Anemometer and wind vane
17. Top controller
18. Nacelle cover
19. Hydraulic unit

## Power Curve Gamesa G90-2.0 MW (for an air density of 1,225 kg/m<sup>3</sup>)

Power curve calculation based on DU (Delft University) and FFAW3 airfoils.

Calculation parameters: 50 Hz grid frequency; tip angle pitch regulated; 10% turbulence intensity and a variable rotor speed ranging from 9.0-19.0 rpm.



| Speed (m/s) | Power (kW) |
|-------------|------------|
| 3           | 21.3       |
| 4           | 84.9       |
| 5           | 197.3      |
| 6           | 363.8      |
| 7           | 594.9      |
| 8           | 900.8      |
| 9           | 1274.4     |
| 10          | 1633.0     |
| 11          | 1863.0     |
| 12          | 1960.4     |
| 13          | 1990.4     |
| 14          | 1997.9     |
| 15          | 1999.6     |
| 16          | 1999.9     |
| 17          | 2000.0     |
| 18-21       | 2000.0     |

## **Anexo E**

### **Informe Generador por PVsyst**

Las siguientes páginas recogen el informe de salida completo que el software PVsyst genera con los datos de la instalación solar fotovoltaica diseñada.

|                                                                                   |  |                                                                            |                                         |                               |                             |
|-----------------------------------------------------------------------------------|--|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| PVSYST 7.0.4                                                                      |  | 21/07/20                                                                   |                                         | Página 1/8                    |                             |
| <p align="center"><b>Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación</b></p> |  |                                                                            |                                         |                               |                             |
| <b>Proyecto : GENERADOR SOLAR 120MWP</b>                                          |  |                                                                            |                                         |                               |                             |
| <b>Sitio geográfico</b>                                                           |  | <b>Pozuelo de Aragón</b>                                                   |                                         | <b>País España</b>            |                             |
| <b>Situación</b>                                                                  |  | Latitud                                                                    | 41.77° N                                | Longitud                      | -1.42° W                    |
| Tiempo definido como                                                              |  | Hora Legal                                                                 | Zona horaria UT+1                       | Altitud                       | 414 m                       |
|                                                                                   |  | Albedo                                                                     | 0.20                                    |                               |                             |
| <b>Datos meteo:</b>                                                               |  | <b>Pozuelo de Aragón</b> Meteoronorm 7.3 (1999-2010), Sat=100% - Sintético |                                         |                               |                             |
| <b>Variante de simulación : TRACKER 435Wp - BIFACIAL</b>                          |  |                                                                            |                                         |                               |                             |
|                                                                                   |  | Fecha de simulación                                                        | 21/07/20 09h31                          |                               |                             |
| <b>Parámetros de simulación</b>                                                   |  | <b>Tipo de sistema Sistema de rastreo, con retroceso</b>                   |                                         |                               |                             |
| <b>Plano de rastreo, eje inclinado</b>                                            |  | Inclinación del eje                                                        | 0°                                      | Azimut del eje                | 0°                          |
| Limitaciones de rotación                                                          |  | Phi mínimo                                                                 | -55°                                    | Phi máximo                    | 55°                         |
|                                                                                   |  | Algoritmo de rastreo                                                       | Cálculo astronómico                     |                               |                             |
| <b>Estrategia de retroceso</b>                                                    |  | Núm. de rastreadores                                                       | 3276                                    | Conjuntos idénticos           |                             |
|                                                                                   |  | Espaciado de rastreador                                                    | 13.0 m                                  | Ancho de colector             | 4.41 m                      |
| Ángulo límite del retroceso                                                       |  | Límites de proporción de cobertura del suelo (GCR)                         | 33.9%                                   |                               |                             |
| <b>Modelos usados</b>                                                             |  | Transposición                                                              | Perez                                   | Difuso                        | Perez, Meteoronorm separado |
|                                                                                   |  |                                                                            |                                         | Circunsolar                   |                             |
| <b>Horizonte</b>                                                                  |  | Horizonte libre                                                            |                                         |                               |                             |
| <b>Sombreados cercanos</b>                                                        |  | Sombreados lineales                                                        |                                         |                               |                             |
| <b>Sistema bifacial</b>                                                           |  | Modelo                                                                     | , rastreadores ilimitados Cálculo 2D    |                               |                             |
|                                                                                   |  | Espaciado de rastreador                                                    | 13.00 m                                 | Ancho de rastreador           | 4.45 m                      |
|                                                                                   |  | Ángulo límite del retroceso                                                | 69.9°                                   | GCR                           | 34.2 %                      |
|                                                                                   |  | Albedo de tierra                                                           | 0.20                                    | Altura del eje sobre el suelo | 2.10 m                      |
|                                                                                   |  | Factor de bifacialidad del módulo                                          | 75 %                                    | Factor de sombreado trasero   | 5.0 %                       |
|                                                                                   |  | Transparencia del módulo                                                   | 5.0 %                                   | Factor de desajuste trasero   | 10.0 %                      |
| <b>Necesidades del usuario :</b>                                                  |  | Carga ilimitada (red)                                                      |                                         |                               |                             |
| <b>Factor de potencia</b>                                                         |  | Cos(phi)                                                                   | 0.975 principal                         | Phi                           | 12.8°                       |
| <b>Características del conjunto FV</b>                                            |  |                                                                            |                                         |                               |                             |
| <b>Módulo FV</b>                                                                  |  | Si-mono                                                                    | <b>Modelo LR4-72 HBD 435 M Bifacial</b> |                               |                             |
| Base de datos PVsyst original                                                     |  | Fabricante                                                                 | Longi Solar                             |                               |                             |
| Número de módulos FV                                                              |  | En series                                                                  | 28 módulos                              | En paralelo                   | 9852 cadenas                |
| Número total de módulos FV                                                        |  | núm. de módulos                                                            | 275856                                  | Unidad Nom. Potencia          | 435 Wp                      |
| Potencia global del conjunto                                                      |  | Nominal (STC)                                                              | 119997 kWp                              | en cond. de funcionam.        | 108935 kWp (50°C)           |
| Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)                                        |  | U mpp                                                                      | 1034 V                                  | I mpp                         | 105345 A                    |
| Área total                                                                        |  | Área del módulo                                                            | 618417 m²                               | Área celular                  | 547387 m²                   |
| <b>Inversor</b>                                                                   |  | Modelo                                                                     | <b>Sunny Central 3000-EV</b>            |                               |                             |
| Base de datos PVsyst original                                                     |  | Fabricante                                                                 | SMA                                     |                               |                             |
| Características                                                                   |  | Unidad Nom. Potencia                                                       | 3000 kWca                               | Voltaje de funcion.           | 956-1425 V                  |
| Paquete de inversores                                                             |  | Potencia total                                                             | 105000 kWca                             | Proporción Pnom               | 1.14                        |
|                                                                                   |  | Núm. de inversores                                                         | 35 unidades                             |                               |                             |
| <b>Total</b>                                                                      |  | Potencia total                                                             | 105000 kWca                             | Proporción Pnom               | 1.14                        |

## Sistema conectado a la red: Parámetros de simulación

### Factores de pérdida del conjunto FV

|                                                            |                      |            |                     |                 |
|------------------------------------------------------------|----------------------|------------|---------------------|-----------------|
| Pérdidas de suciedad del conjunto                          |                      |            | Fracción de pérdida | 3.0 %           |
| Factor de pérdida térmica                                  | Uc (const)           | 29.0 W/m²K | Uv (viento)         | 0.0 W/m²K / m/s |
| Pérdida óhmica en el cableado                              | Res. conjunto global | 0.16 mΩ    | Fracción de pérdida | 1.5 % en STC    |
| LID - Degradación Inducida por Luz                         |                      |            | Fracción de pérdida | 1.5 %           |
| Pérdida de calidad módulo                                  |                      |            | Fracción de pérdida | -0.5 %          |
| Pérdidas de desajuste de módulo                            |                      |            | Fracción de pérdida | 1.0 % en MPP    |
| Pérdidas de desajuste de cadenas                           |                      |            | Fracción de pérdida | 0.10 %          |
| Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario |                      |            |                     |                 |

| 0°    | 25°   | 45°   | 60°   | 65°   | 70°   | 75°   | 80°   | 90°   |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 1.000 | 0.995 | 0.962 | 0.936 | 0.903 | 0.851 | 0.754 | 0.000 |

### Factores de pérdida del sistema

Inversor de pérdida de cable CA a transfo    Voltaje inversor    655 Vca tri

### Transfo MV

Voltaje de Red    30 kV

Transfo de MV

|                            |                                    |             |                     |              |
|----------------------------|------------------------------------|-------------|---------------------|--------------|
| Pérdidas operativas en STC | Pérdida de hierro (Conexión 24/24) | 236.20 kW   | Fracción de pérdida | 0.2 % en STC |
|                            | Pérdida de cobre (resistiva)       | 3 x 0.05 mΩ | Fracción de pérdida | 1.5 % en STC |

Línea MV hasta inyección

Voltaje MV    30 kV

Subconjunto ...    Cables: 3 x 2500 mm²    2254 m    Fracción de pérdida    0.22 % en STC

### Pérdidas auxiliares

constante (ventiladores)    50.0 kW ... del umbral de potencia    0.0 kW  
Consumo de auxiliares nocturnos    15.0 kW

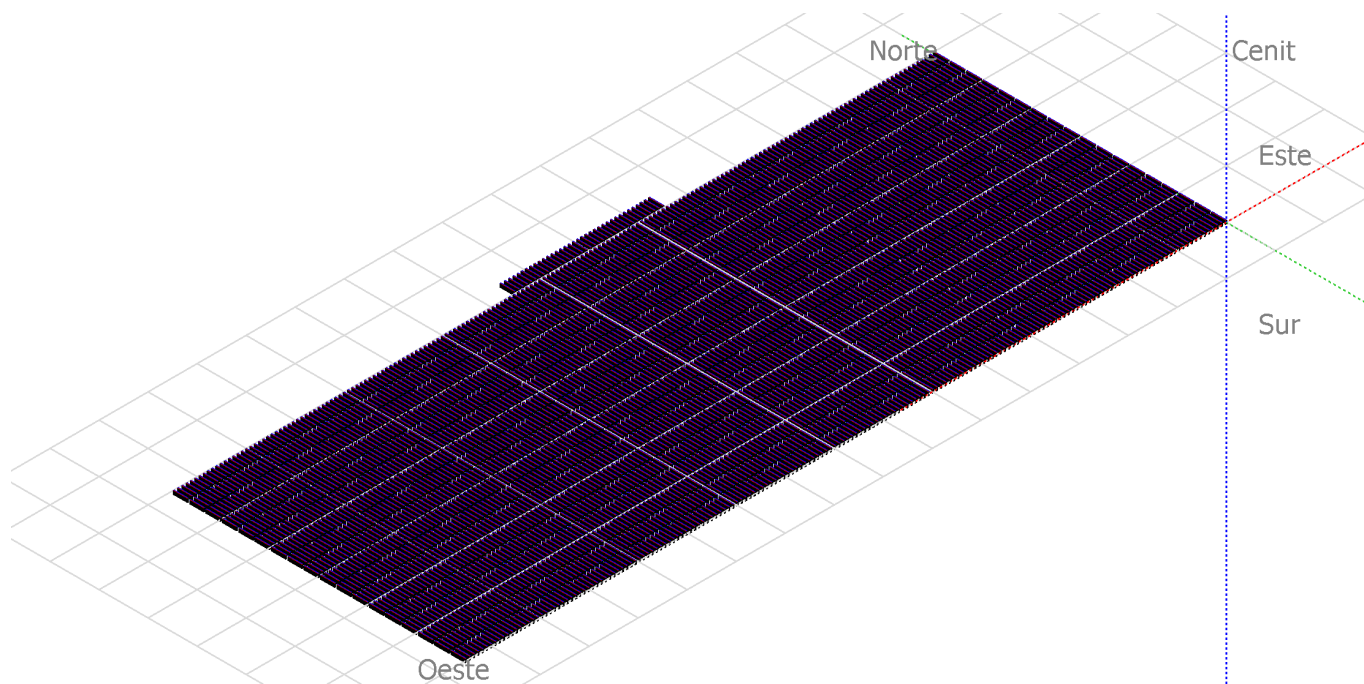
## Sistema conectado a la red: Definición del sombreado cercano

**Proyecto :** GENERADOR SOLAR 120MWP

**Variante de simulación :** TRACKER 435Wp - BIFACIAL

| Principales parámetros del sistema | Tipo de sistema                       | Sistema de rastreo, con retroceso |                        |                     |
|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|------------------------|---------------------|
| <b>Sombreados cercanos</b>         | Sombreados lineales                   |                                   |                        |                     |
| Orientación campo PV               | Rastreo, eje inclinado, Incl. del eje | 0°                                | Azimut del eje         | 0°                  |
| Módulos FV                         | Modelo                                | LR4-72 HBD 435 M Bifacial         | P <sub>nom</sub>       | 435 Wp              |
| Conjunto FV                        | Núm. de módulos                       | 275856                            | P <sub>nom</sub> total | <b>119997 kWp</b>   |
| Inversor                           | Modelo                                | Sunny Central 3000-EV             | P <sub>nom</sub>       | 3000 kW ac          |
| Paquete de inversores              | Núm. de unidades                      | 35.0                              | P <sub>nom</sub> total | <b>105000 kW ac</b> |
| Necesidades del usuario            | Carga ilimitada (red)                 |                                   | Cos(phi)               | 0.975 principal     |

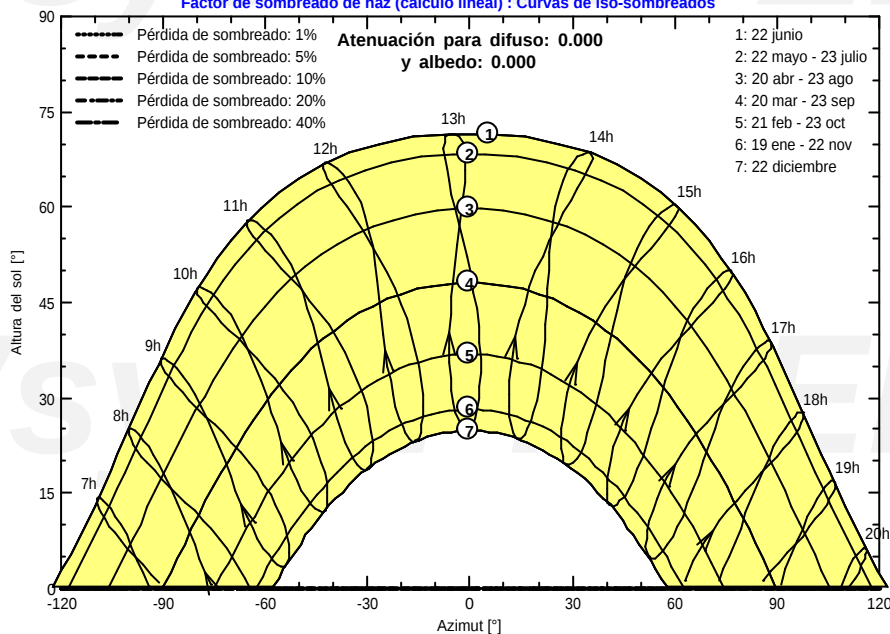
**Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante**



**Diagrama de iso-sombreados**

GENERADOR SOLAR 120MWP

Factor de sombreado de haz (cálculo lineal) : Curvas de iso-sombreados



## Sistema conectado a la red: Resultados principales

**Proyecto :** GENERADOR SOLAR 120MWP

**Variante de simulación :** TRACKER 435Wp - BIFACIAL

### Principales parámetros del sistema

Tipo de sistema

**Sistema de rastreo, con retroceso**

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Orientación campo PV: Rastreo, eje inclinado, Inclinação del eje

0°

Azimut del eje

0°

Módulos FV

Modelo

LR4-72 HBD 435 M Bifacial

Pnom

435 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

275856

Pnom total

**119997 kWp**

Inversor

Modelo

Sunny Central 3000-EV

Pnom

3000 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

35.0

Pnom total

**105000 kW ac**

Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

Cos(phi)

0.975 principal

### Resultados principales de simulación

Producción del sistema

**Energía producida**

**243949 MWh/año** Prod. específica

2033 kWh/kWp/año

Energía aparente

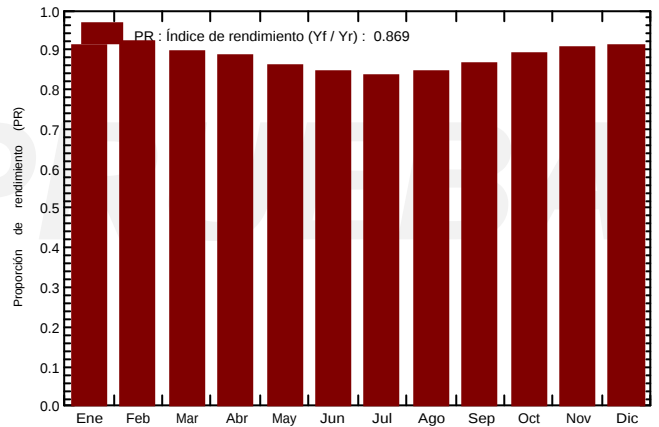
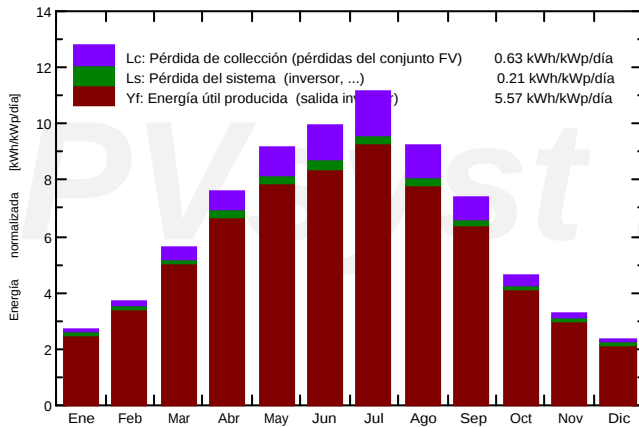
250210 MVAh

Proporción rend. PR

86.87 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 119997 kWp

Proporción de rendimiento (PR)



### TRACKER 435Wp - BIFACIAL

#### Balances y resultados principales

|            | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>proporción |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|------------------|
| Enero      | 59.6                          | 21.85                         | 5.97        | 85.4                          | 79.5                          | 9783          | 9350          | 0.912            |
| Febrero    | 76.4                          | 32.15                         | 7.67        | 104.1                         | 98.0                          | 11977         | 11503         | 0.921            |
| Marzo      | 128.2                         | 47.61                         | 11.08       | 173.5                         | 164.6                         | 19415         | 18701         | 0.898            |
| Abril      | 168.0                         | 56.42                         | 13.22       | 227.1                         | 216.4                         | 25021         | 24131         | 0.885            |
| Mayo       | 206.5                         | 64.56                         | 17.95       | 283.0                         | 270.0                         | 30376         | 29315         | 0.863            |
| Junio      | 221.4                         | 67.30                         | 22.73       | 297.9                         | 284.4                         | 31321         | 30251         | 0.846            |
| Julio      | 247.8                         | 51.18                         | 24.84       | 344.7                         | 330.1                         | 35708         | 34491         | 0.834            |
| Agosto     | 207.3                         | 60.09                         | 24.36       | 286.2                         | 273.5                         | 30081         | 29058         | 0.846            |
| Septiembre | 157.3                         | 45.40                         | 19.93       | 221.6                         | 211.1                         | 23806         | 22975         | 0.864            |
| Octubre    | 105.4                         | 41.86                         | 15.89       | 143.5                         | 135.7                         | 15933         | 15343         | 0.891            |
| Noviembre  | 70.3                          | 26.28                         | 9.73        | 99.1                          | 92.6                          | 11231         | 10772         | 0.906            |
| Diciembre  | 53.6                          | 23.00                         | 6.20        | 73.9                          | 68.1                          | 8451          | 8060          | 0.909            |
| Año        | 1701.9                        | 537.69                        | 15.01       | 2340.2                        | 2224.1                        | 253103        | 243949        | 0.869            |

Leyendas: GlobHor

Irradiación horizontal global

GlobEff

Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

DiffHor

Irradiación difusa horizontal

EArray

Energía efectiva a la salida del conjunto

T\_Amb

T amb.

E\_Grid

Energía inyectada en la red

GlobInc

Global incidente plano receptor

PR

Proporción de rendimiento

## Sistema conectado a la red: Gráficos especiales

**Proyecto :** GENERADOR SOLAR 120MWP

**Variante de simulación :** TRACKER 435Wp - BIFACIAL

### Principales parámetros del sistema

Tipo de sistema

Sistema de rastreo, con retroceso

#### Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Orientación campo PV, Rastreo, eje inclinado, Inclclinación del eje

0°

Azimut del eje

0°

Módulos FV

Modelo

LR4-72 HBD 435 M Bifacial

Pnom

435 Wp

Conjunto FV

Núm. de módulos

275856

Pnom total

119997 kWp

Inversor

Modelo

Sunny Central 3000-EV

Pnom

3000 kW ac

Paquete de inversores

Núm. de unidades

35.0

Pnom total

105000 kW ac

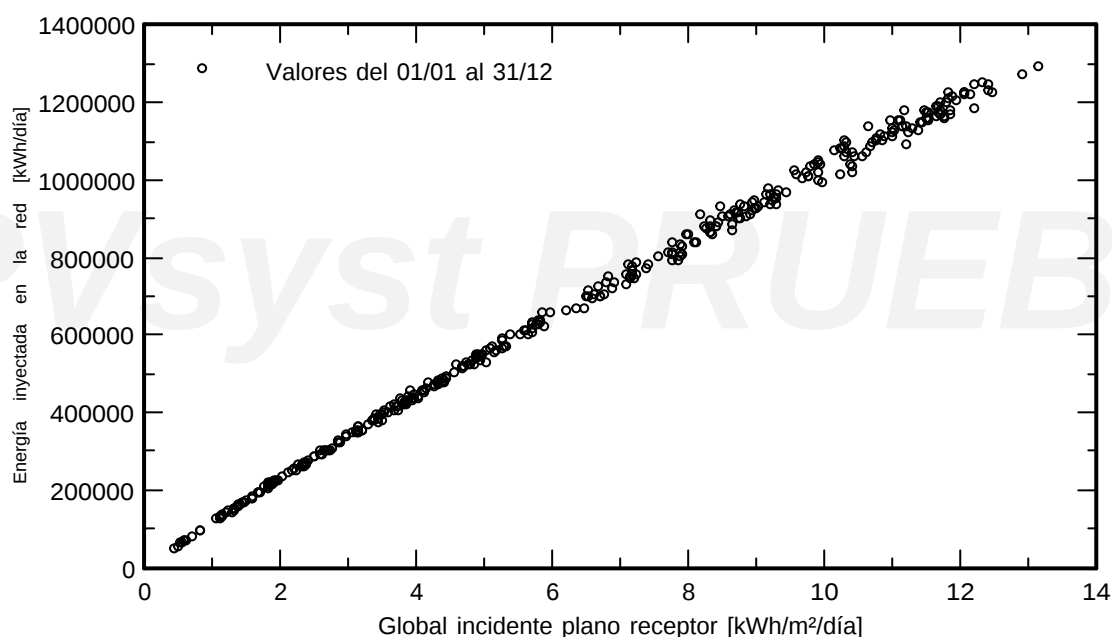
Necesidades del usuario

Carga ilimitada (red)

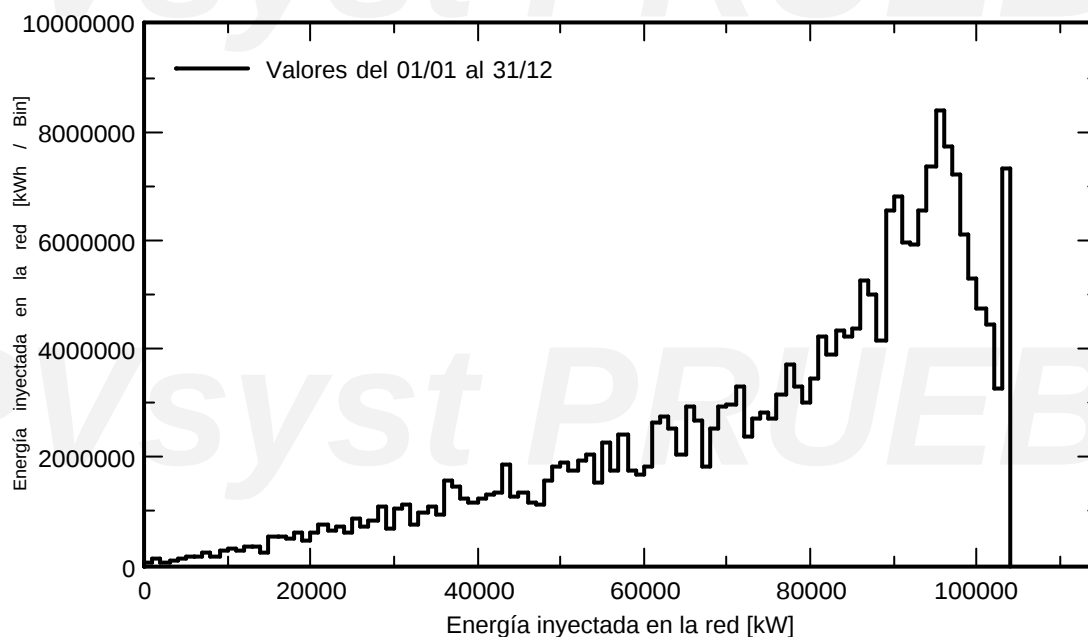
Cos(phi)

0.975 principal

### Diagrama entrada/salida diaria



### Distribución de la potencia de salida del sistema



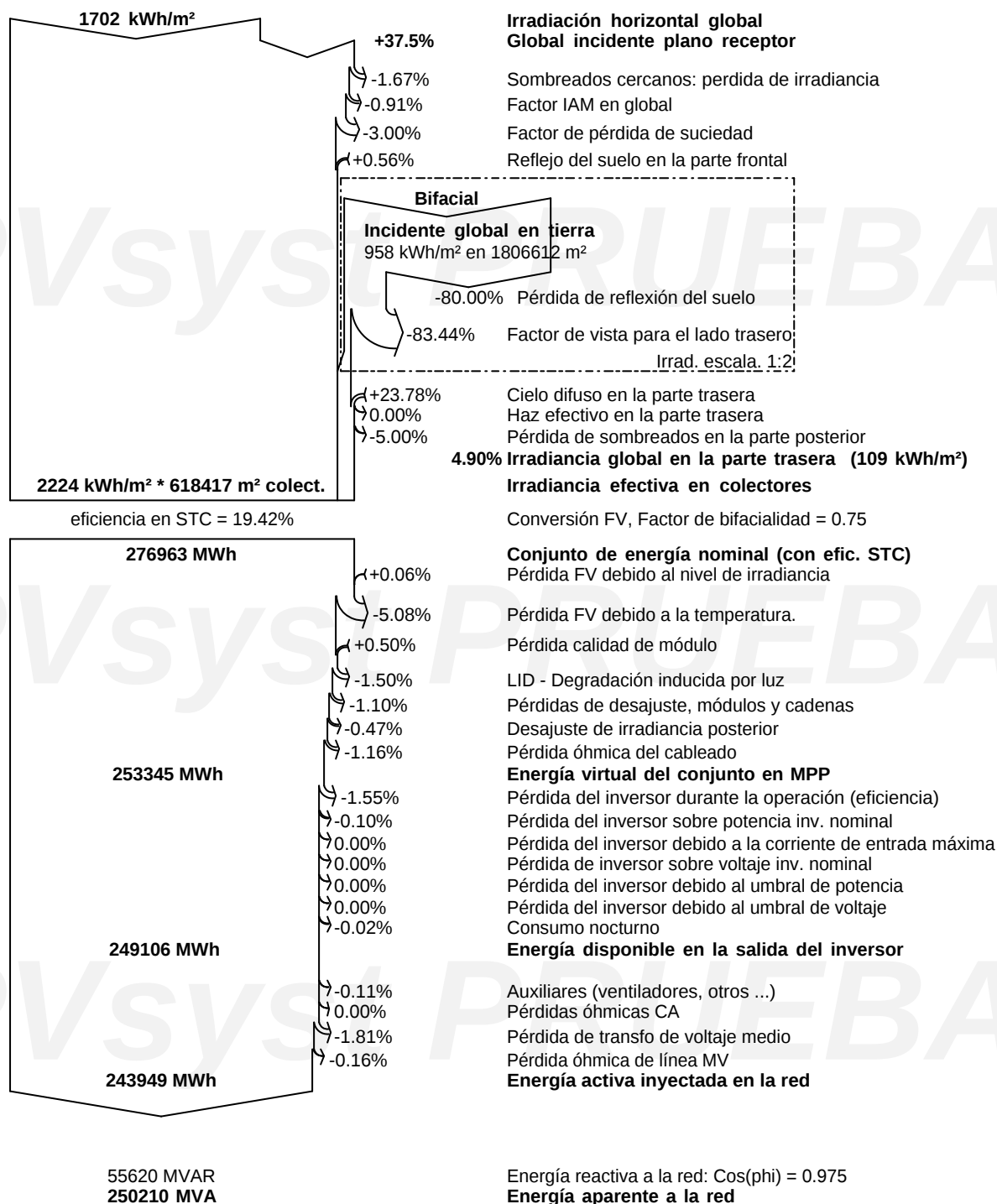
## Sistema conectado a la red: Diagrama de pérdida

**Proyecto :** GENERADOR SOLAR 120MWP

**Variante de simulación :** TRACKER 435Wp - BIFACIAL

| Principales parámetros del sistema | Tipo de sistema                       | Sistema de rastreo, con retroceso |                                            |
|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------|
| <b>Sombreados cercanos</b>         | Sombreados lineales                   |                                   |                                            |
| Orientación campo PV               | Rastreo, eje inclinado, Incl. del eje | 0°                                | Azimut del eje 0°                          |
| Módulos FV                         | Modelo                                | LR4-72 HBD 435 M Bifacial         | P <sub>nom</sub> 435 Wp                    |
| Conjunto FV                        | Núm. de módulos                       | 275856                            | P <sub>nom</sub> total <b>119997 kWp</b>   |
| Inversor                           | Modelo                                | Sunny Central 3000-EV             | P <sub>nom</sub> 3000 kW ac                |
| Paquete de inversores              | Núm. de unidades                      | 35.0                              | P <sub>nom</sub> total <b>105000 kW ac</b> |
| Necesidades del usuario            | Carga ilimitada (red)                 |                                   | Cos(phi) 0.975 principal                   |

### Diagrama de pérdida durante todo el año



## Sistema conectado a la red: Evaluación P50 - P90

**Proyecto :** GENERADOR SOLAR 120MWP

**Variante de simulación :** TRACKER 435Wp - BIFACIAL

| Principales parámetros del sistema | Tipo de sistema                       | Sistema de rastreo, con retroceso |                |                     |
|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|----------------|---------------------|
| <b>Sombreados cercanos</b>         | Sombreados lineales                   |                                   |                |                     |
| Orientación campo PV               | Rastreo, eje inclinado, Incl. del eje | 0°                                | Azimut del eje | 0°                  |
| Módulos FV                         | Modelo                                | LR4-72 HBD 435 M Bifacial         | Pnom           | 435 Wp              |
| Conjunto FV                        | Núm. de módulos                       | 275856                            | Pnom total     | <b>119997 kWp</b>   |
| Inversor                           | Modelo                                | Sunny Central 3000-EV             | Pnom           | 3000 kW ac          |
| Paquete de inversores              | Núm. de unidades                      | 35.0                              | Pnom total     | <b>105000 kW ac</b> |
| Necesidades del usuario            | Carga ilimitada (red)                 |                                   | Cos(phi)       | 0.975 principal     |

### Evaluación del pronóstico de probabilidad de producción

La distribución de probabilidad del pronóstico de producción del sistema para diferentes años. depende principalmente en los datos meteo utilizados para la simulación, y depende de las siguientes opciones:

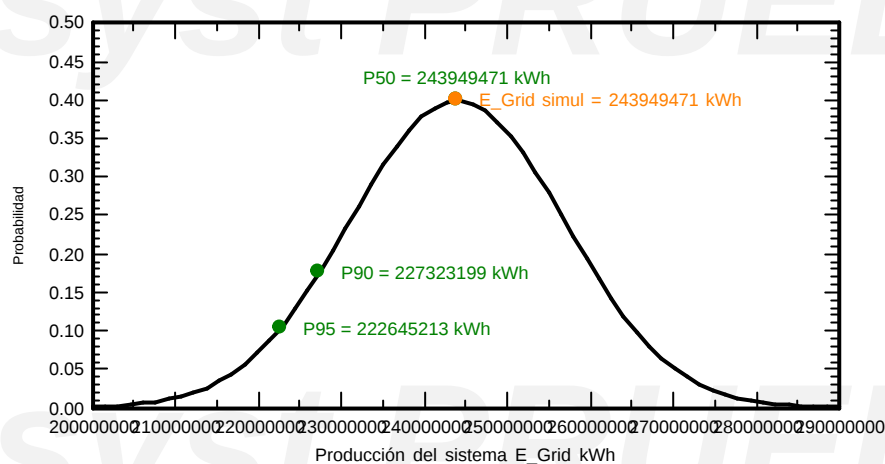
|                         |                                     |                     |                               |
|-------------------------|-------------------------------------|---------------------|-------------------------------|
| Fuente de datos meteo   | Meteonorm 7.3 (1999-2010), Sat=100% |                     |                               |
| Datos meteo             | Tipo                                | Promedios mensuales | Sintético Promedio multianual |
| Desviación especificada | Cambio climático                    | 0.0 %               |                               |
| Variabilidad año a año  | Varianza                            | 5.0 %               |                               |

La varianza de la distribución de probabilidad también depende de algunas incertidumbres de los parámetros del sistema

|                                       |                                        |       |                   |
|---------------------------------------|----------------------------------------|-------|-------------------|
| Desviación especificada               | Modelado/parámetros del módulo FV      | 1.0 % |                   |
|                                       | Incertidumbre eficiencia inversor      | 0.5 % |                   |
|                                       | Incertidumbres de suciedad y desajuste | 1.0 % |                   |
|                                       | Incertidumbre de degradación           | 1.0 % |                   |
| Variabilidad global (meteo y sistema) | Varianza                               | 5.3 % | (suma cuadrática) |

|                                  |                     |                   |
|----------------------------------|---------------------|-------------------|
| Probabilidad de producción anual | <b>Variabilidad</b> | <b>12966 MWh</b>  |
|                                  | <b>P50</b>          | <b>243949 MWh</b> |
|                                  | <b>P90</b>          | <b>227323 MWh</b> |
|                                  | <b>P95</b>          | <b>222645 MWh</b> |

**Distribución de probabilidad**



# Sistema conectado a la red: CO2 Balance

Proyecto :

GENERADOR SOLAR 120MWP

Variante de simulación :

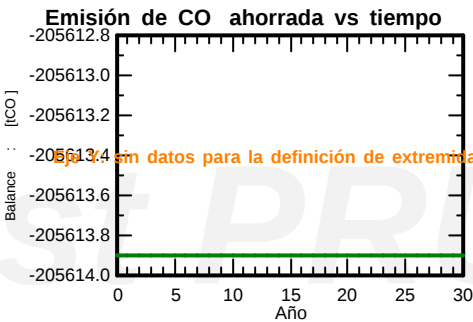
TRACKER 435Wp - BIFACIAL

|                                    |                                               |                                   |                |                 |
|------------------------------------|-----------------------------------------------|-----------------------------------|----------------|-----------------|
| Principales parámetros del sistema | Tipo de sistema                               | Sistema de rastreo, con retroceso |                |                 |
| Sombreados cercanos                | Sombreados lineales                           |                                   |                |                 |
| Orientación campo PV               | Rastreo, eje inclinado, Inclclinación del eje | 0°                                | Azimut del eje | 0°              |
| Módulos FV                         | Modelo                                        | LR4-72 HBD 435 M Bifacial         | Pnom           | 435 Wp          |
| Conjunto FV                        | Núm. de módulos                               | 275856                            | Pnom total     | 119997 kWp      |
| Inversor                           | Modelo                                        | Sunny Central 3000-EV             | Pnom           | 3000 kW ac      |
| Paquete de inversores              | Núm. de unidades                              | 35.0                              | Pnom total     | 105000 kW ac    |
| Necesidades del usuario            | Carga ilimitada (red)                         |                                   | Cos(phi)       | 0.975 principal |

|                            |                                        |                                                 |
|----------------------------|----------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Emisiones generadas        | Total:                                 | 205613.90 tCO                                   |
|                            | Fuente:                                | Cálculo detallado de la siguiente tabla:        |
| Emisiones reemplazadas     | Total:                                 | 0.0 tCO                                         |
|                            | Sistema de producción:                 | 243949.47 MWh/año Toda la vida: 30 años         |
|                            |                                        | Degradación anual: 1.0%                         |
|                            | Emisiones del ciclo de vida de la red: | 0 gCO /kWh                                      |
|                            | Fuente:                                | Valor personalizado suministrado por el usuario |
| Balance de emisiones de CO | Total:                                 | -205613.9 tCO                                   |

## Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema:

| Artículo         | Módulos        | Soportes      | Inversores  |
|------------------|----------------|---------------|-------------|
| LCE              | 1713 kgCO2/kWp | 0.01 kgCO2/kg | 0.66 kgCO2/ |
| Cantidad         | 119997 kWp     | 13792800 kg   | 35.0        |
| Subtotal [kgCO ] | 205521878      | 91998         | 23.1        |



## Anexo F

### Código de Programación: Python

```
#Llamar y ejecutar a PSS/E desde Python

import os,sys
sys.path.append(r"C:\Program Files\PTD\PSSE34\PSSBIN")
os.environ['PATH']=(r"C:\ProgramFiles\PTD\PSSE34\PSSBIN;"
+ os.environ['PATH'])
os.chdir(r"C:\directorio")
import psspy
import redirect
_i=psspy.getdefaultint()
_f=psspy.getdefaultreal()
_s=psspy.getdefaultchar()
redirect.psse2py()
import pssdb
psspy.psseinit(80000)
PSSE_LOCATION = r"C:\Program Files\PTI\PSSE34\PSSBIN"
sys.path.append(PSSE_LOCATION)
os.environ['PATH'] = os.environ['PATH'] + ';' + PSSE_LOCATION
import psspy
import redirect
redirect.psse2py()

#Lectura de datos desde el archivo de Excel
sys.path.append = r"D:\TFM\Simulacion.txt"
Hojal=xlsread("D:\TFM\Simulacion_Valores.xlsx","Hojal")
disp('psspy.lines_per_page_one_device(1,1000000)')
```

```

disp(['psspy.machine_data_1(1,r""1""",[_i,_i,_i,_i],[
'num2str(Hoja1),'',( _f,_f,_f,_f,_f,_f)'])

disp(['psspy.machine_data_2(1,r""1""",[_i,_i,_i,_i],[
'num2str(Hoja1),'',( _f,_f,_f,_f,_f,_f)'])

disp(['psspy.load_data_1(1,r""6""",[_i,_i],[
'num2str(Hoja1),'',( _f,_f,_f,_f,_f,_f)'])

disp(['psspy.load_data_2(1,r""1""",[_i,_i],[
'num2str(Hoja1),'',( _f,_f,_f,_f,_f,_f)'])

#Redirección de datos de salida de PSS/E a Python
redirect.psse2py()
for CASE in glob.glob(os.path.join('D:\TFM','Simulacion.sav')):
    pssy.psseinit(8000)
    pssy.case(CASE)
case_root=os.path.splitext(sys.argv[1])[0]
pssy.save(case_root + "Simulacion.sav")
pssy.snap(sfile = case_root + "Simulacion.snp")
disp('psspy.report_output(6,r""D:\TFM\Simulacion_Resultados.txt""",[6
,0]))
psspy.psshalt_2()

```

## **Anexo G**

### **Interfaz del Módulo de Cálculo para el Dimensionamiento del Almacenamiento**

FACTOR EOLICO 5

Numero de Familias 90000  
% de Familias con VE 5%

|            |             | MWH                    |                        |               |                         |                        |                                      |
|------------|-------------|------------------------|------------------------|---------------|-------------------------|------------------------|--------------------------------------|
|            |             | CONSUMO UNITARIO NO VE | CONSUMO UNITARIO SI VE | CONSUMO TOTAL | ENERGÍA GENERADA EOLICA | ENERGÍA GENERADA SOLAR | ENERGÍA TOTAL                        |
| ENERO      | 31 INVIERNO | 0,3162                 | 0,6135                 | 23.796        | 17.245                  | 9.350                  | 26.595                               |
| FEBRERO    | 28 INVIERNO | 0,2856                 | 0,5541                 | 26.912        | 15.576                  | 11.503                 | 27.079                               |
| MARZO      | 31 INVIERNO | 0,3162                 | 0,6135                 | 23.796        | 17.245                  | 18.701                 | 35.946                               |
| ABRIL      | 30 ENTRETIE | 0,2186                 | 0,4993                 | 20.337        | 17.307                  | 24.131                 | 41.438                               |
| MAYO       | 31 ENTRETIE | 0,2186                 | 0,5159                 | 21.015        | 17.884                  | 23.315                 | 47.199                               |
| JUNIO      | 30 VERANO   | 0,2614                 | 0,5491                 | 24.818        | 16.592                  | 30.251                 | 46.843                               |
| JULIO      | 31 VERANO   | 0,2701                 | 0,5674                 | 25.645        | 17.145                  | 34.491                 | 51.636                               |
| AGOSTO     | 31 VERANO   | 0,2701                 | 0,5674                 | 25.645        | 17.145                  | 29.058                 | 46.203                               |
| SEPTIEMBRE | 30 VERANO   | 0,2614                 | 0,5491                 | 24.818        | 16.592                  | 22.976                 | 39.568                               |
| OCTUBRE    | 31 ENTRETIE | 0,2186                 | 0,5159                 | 21.015        | 17.884                  | 15.343                 | 33.227                               |
| NOVIEMBRE  | 30 ENTRETIE | 0,2186                 | 0,4993                 | 20.337        | 17.307                  | 10.772                 | 28.079                               |
| DICIEMBRE  | 31 INVIERNO | 0,3162                 | 0,6135                 | 23.796        | 17.245                  | 8.060                  | 25.305                               |
|            |             |                        |                        | 299.928       | 209.166                 | 243.951                | 449.117                              |
|            |             |                        |                        |               | 46%                     | 54%                    | 156.881                              |
|            |             |                        |                        |               |                         |                        | ENERGÍA TOTAL ANUAL EXCEDENTARIA MWH |

194

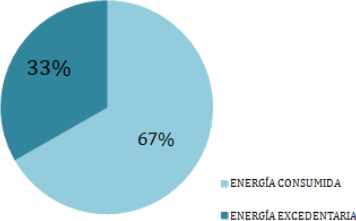
242

98%

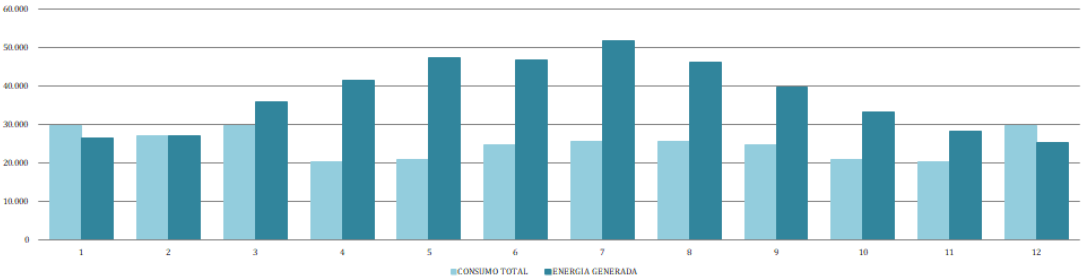
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO MWH  
(NO NOMINAL/NOMINAL)

SOBREDIMENSIONAMIENTO

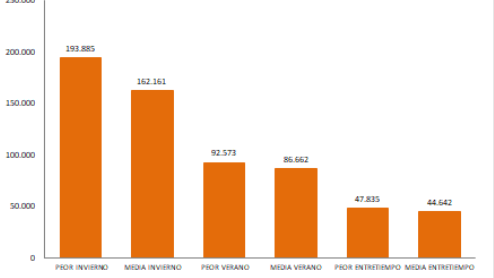
RATIO ENERGÍA DESTINADA  
AL CONSUMO PRIMARIO



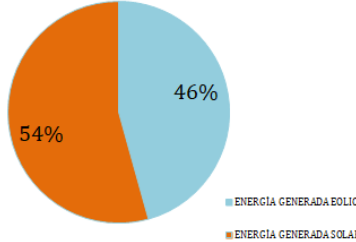
TENERGÍA TOTAL GENERADA Y CONSUMIDA MWH MENSUAL

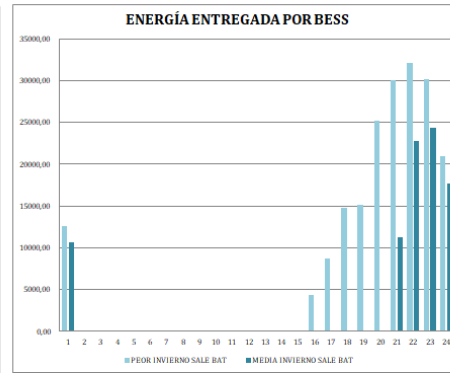
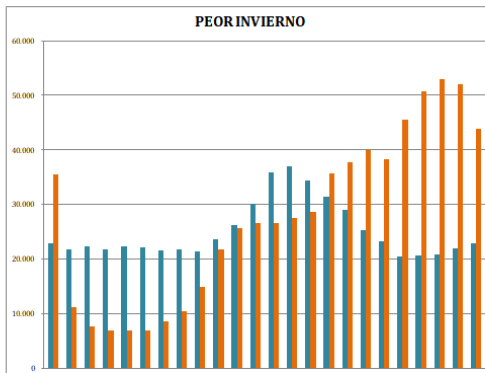
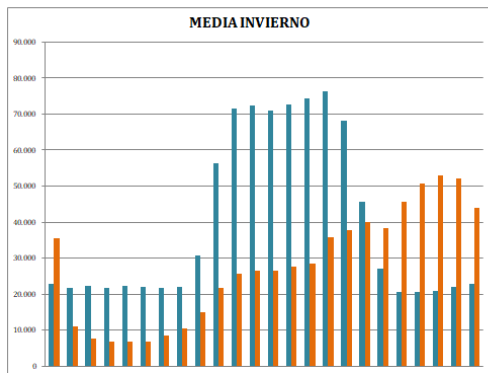


CAPACIDAD DE LA BATERÍA POR TIPO DE DÍA

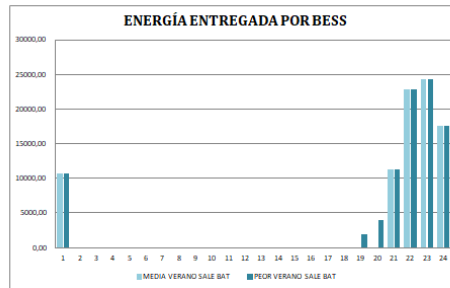
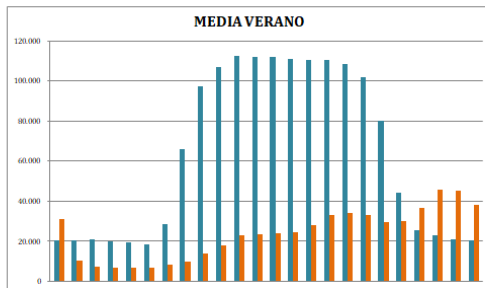
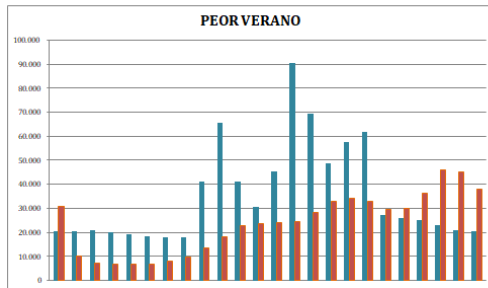


RATIO PRODUCCIÓN EÓLICA-FOTOVOLTAICA

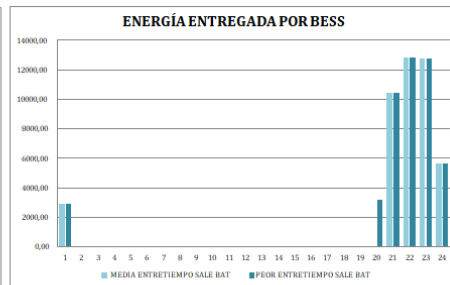
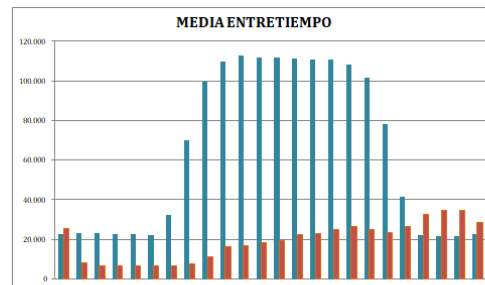
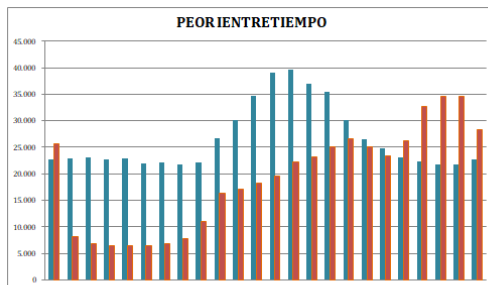




|                             |         |              |
|-----------------------------|---------|--------------|
| SALE                        | 193.885 |              |
| ENTRA                       | 131.820 | INSUFICIENTE |
| EXCEDENTE                   | -62.065 |              |
| DISPONIBLE DEL DIA ANTERIOR | 286.804 |              |



|           |         |          |
|-----------|---------|----------|
| SALE      | 92.573  |          |
| ENTRA     | 376.088 | CORRECTO |
| EXCEDENTE | 283.516 |          |



|           |         |          |
|-----------|---------|----------|
| SALE      | 47.835  |          |
| ENTRA     | 226.844 | CORRECTO |
| EXCEDENTE | 179.009 |          |