

Trabajo Fin de Máster

Máster en Ingeniería Industrial

Producción de electricidad y frío para el sistema de condicionamiento del edificio Espacio V Centenario

Autor: José Miguel Jiménez Tinoco

Tutores: Servando Álvarez Domínguez y
Teresa Rocío Palomo Amores

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Producción de electricidad y frío para el sistema de condicionamiento del edificio Espacio V Centenario

Autor:

José Miguel Jiménez Tinoco

Tutores:

Servando Álvarez Domínguez

Teresa Rocío Palomo Amores

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2024

Trabajo Fin de Máster: Producción de electricidad y frío para el sistema de acondicionamiento del edificio
Espacio V Centenario

Autor: José Miguel Jiménez Tinoco

Tutores: Servando Álvarez Domínguez
Teresa Rocío Palomo Amores

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2024

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Quisiera expresar mi agradecimiento a todas las personas involucradas en el desarrollo de este trabajo fin de máster. En primer lugar, al profesor Servando Álvarez Domínguez por permitirme y ofrecerme realizar este proyecto dentro del ámbito de su departamento. Mención especial a los profesores María del Carmen Guerrero Delgado y José Sánchez Ramos, por ayudarme y guiarme en todo este proceso, ofreciéndome siempre sus explicaciones y consejos.

A mis padres, hermana, pareja y seres queridos por ofrecerme apoyo en todo momento y por todo el cariño y paciencia que me han brindado.

A todos, muchas gracias.

Sevilla, 2024

Resumen

El objetivo de este proyecto es diseñar y dimensionar un sistema primario innovador de producción de frío y electricidad para apoyo o sustitución del sistema de acondicionamiento del edificio “V Centenario” situado en la ciudad de Granada. Se trata de un sistema híbrido formado por un campo de paneles fotovoltaicos para producción de electricidad in situ y por un sistema de enfriamiento del aire exterior de ventilación a través de un circuito de refrigeración natural de agua, compuesto fundamentalmente, por un intercambiador de calor, un depósito de agua y una bomba de calor auxiliar. Con respecto al campo fotovoltaico, se dimensionarán y seleccionarán los diferentes componentes involucrados como inversores, baterías o paneles. Para analizar el comportamiento del campo, se estudiarán varias alternativas modificando la potencia instalada del campo fotovoltaico y las capacidades de acumulación de las baterías utilizadas. En cuanto al sistema de refrigeración del aire de ventilación, se estudiará el efecto producido en la capacidad de refrigeración natural del sistema al variar el volumen del depósito de acumulación de agua utilizado y la temperatura de consigna. Por último, se analizará para un caso concreto de potencia instalada del campo fotovoltaico y de volumen del depósito de agua, la capacidad del sistema híbrido de cumplir con las demandas de iluminación y neutralización del aire de ventilación, prestando especial atención a la capacidad renovable de la instalación.

Abstract

The aim of this project is to design and dimension an innovative primary cooling and electricity production system to support or replace the air conditioning system of the “V Centenario” building located in the city of Granada. It is a hybrid system consisting of a field of photovoltaic panels for on-site electricity production and a system for cooling the outside ventilation air through a natural water cooling circuit, consisting mainly of a heat exchanger, a water tank and an auxiliary heat pump. Regarding the photovoltaic field, the different components involved such as inverters, batteries or panels will be dimensioned and selected. In order to analyse the behaviour of the photovoltaic field, several alternatives will be studied by modifying the installed power of the PV field and the storage capacities of the batteries used. As for the ventilation air cooling system, the effect produce on the natural cooling capacity of the system by varying the volumen of the water storage tank used and the setpoint temperatura will be studied. Finally, for a specific case of installed power of the PV field and volume of the water storage tank, the capacity of the hybrid system to meet the lighting and ventilation air conditioning demands will be analysed, paying special attention to the renewable capacity of the installation.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xviii
Notación	xix
1 Introducción	11
2 Objetivos y procedimiento-metodología	15
2.1 <i>Objetivos</i>	15
2.2 <i>Componentes de la instalación fotovoltaica</i>	16
2.2.1 Inversor	16
2.2.2 Baterías	17
2.2.3 Módulo fotovoltaico	18
2.3 <i>Modelo fotovoltaico</i>	23
2.3.1 Datos climáticos	25
2.3.2 Modelo del campo solar	25
2.3.3 Instalación sin almacenamiento de energía	29
2.3.4 Instalación con almacenamiento de energía	29
2.4 <i>Componentes del sistema de refrigeración del aire de ventilación</i>	30
2.4.1 Cálculo del caudal de ventilación	32
2.5 <i>Modelo de refrigeración del aire de ventilación</i>	33
3 Resultados del sistema	37
3.1 <i>Análisis del campo fotovoltaico</i>	37
3.2 <i>Análisis del sistema de refrigeración del aire de ventilación</i>	40
3.2.1 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable	40
3.2.2 Análisis de la energía disipada por el agua del depósito	42
3.2.3 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable para diferentes temperaturas de consigna	43
3.2.4 Análisis de la energía disipada por el agua del depósito para diferentes temperaturas de consigna	44
3.2.5 Análisis del consumo eléctrico de la bomba de calor auxiliar	44
3.2.6 Análisis de la potencia pico de la bomba de calor auxiliar	45
3.2.7 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable incluyendo fotovoltaica para diferentes temperaturas de consigna	46
3.3 <i>Comparación situación inicial vs caso base</i>	49
3.4 <i>Elección del sistema final</i>	53
Referencias	55
Anexo I: Planos del edificio	57

Anexo II: Catálogos de componentes

63

Anexo III: Desglose de energía primaria

68

ÍNDICE DE TABLAS

<i>TABLA 1 RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACIÓN</i>	37
<i>TABLA 2 PORCENTAJE DE ENERGÍA PRIMARIA DISIPADA PARA CADA FORMULACIÓN EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN DE ACUMULACIÓN</i>	43
<i>TABLA 3 DESGLOSE DE ENERGÍA PRIMARIA PARA LA SITUACIÓN ORIGINAL</i>	68
<i>TABLA 4 DESGLOSE DE ENERGÍA PRIMARIA PARA LA SITUACIÓN FINAL</i>	68

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>ILUSTRACIÓN 1 EDIFICIO ESPACIO V CENTENARIO DE LA UGR</i>	15
<i>ILUSTRACIÓN 2 EXTRACTO DEL CATÁLOGO DE FABRICANTE DE BATERÍAS</i>	18
<i>ILUSTRACIÓN 3 RADICIÓN MENSUAL EN FUNCIÓN DE LA ORIENTACIÓN RESPECTO A LA ORIENTACIÓN SUR</i>	20
<i>ILUSTRACIÓN 4 CONEXIÓN DE INVERSORES</i>	21
<i>ILUSTRACIÓN 5 DISTRIBUCIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS PARA LOS CASOS DE ESTUDIO</i>	22
<i>ILUSTRACIÓN 6 DIAGRAMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA SIN ALMACENAMIENTO</i>	24
<i>ILUSTRACIÓN 7 DIAGRAMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO</i>	24
<i>ILUSTRACIÓN 8 RADIACIÓN DIRECTA MENSUAL SOBRE PANEL SOLAR</i>	25
<i>ILUSTRACIÓN 9 CURVA CARACTERÍSTICA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO EM550-PH (CATÁLOGO FABRICANTE)</i>	26
<i>ILUSTRACIÓN 10 EFECTO DE LA TEMPERATURA EN MÓDULO FOTOVOLTAICO EM550-PH (CATÁLOGO FABRICANTE)</i>	27
<i>ILUSTRACIÓN 11 EFECTO DE LA IRRADIANCIA EN MÓDULO FOTOVOLTAICO EM550-PH (CATÁLOGO FABRICANTE)</i>	28
<i>ILUSTRACIÓN 15 ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE REFRIGERACIÓN DEL AIRE DE VENTILACIÓN</i>	32
<i>ILUSTRACIÓN 16 DIMENSIONES DEL ÁREA DE TRANSFERENCIA</i>	34
<i>ILUSTRACIÓN 12 HORAS ANUALES SIN CUBRIR DEMANDA</i>	38
<i>ILUSTRACIÓN 13 ENERGÍA ALMACENADA POR BATERÍAS</i>	39
<i>ILUSTRACIÓN 14 EXCEDENTES DE ENERGÍA</i>	39
<i>ILUSTRACIÓN 17 FRACCIÓN DE DEMANDA DE VENTILACIÓN CUBIERTA CON ENERGÍA RENOVABLE</i>	41
<i>ILUSTRACIÓN 18 ENERGÍA DISIPADA POR EL AGUA DEL DEPÓSITO</i>	42
<i>ILUSTRACIÓN 19 FRACCIÓN DE DEMANDA DE VENTILACIÓN CUBIERTA CON DIFERENTES TEMPERATURAS DE CONSIGNA</i>	43
<i>ILUSTRACIÓN 20 ENERGÍA DISPADA POR EL AGUA DEL DEPÓSITO CON DIFERENTES TEMPERATURAS DE CONSIGNA</i>	44
<i>ILUSTRACIÓN 21 CONSUMO ELÉCTRICO DE LA BOMBA DE CALOR AUXILIAR</i>	45
<i>ILUSTRACIÓN 22 POTENCIA PICO DE LA BOMBA DE CALOR AUXILIAR</i>	46
<i>ILUSTRACIÓN 23 FRACCIÓN DE DEMANDA DE VENTILACIÓN CUBIERTA POR RENOVABLE INCLUYENDO FOTOVOLTAICA PARA NIVEL BAJO DE ALMACENAMIENTO</i>	47
<i>ILUSTRACIÓN 24 FRACCIÓN DE DEMANDA DE VENTILACIÓN CUBIERTA POR RENOVABLE INCLUYENDO FOTOVOLTAICA PARA NIVEL ALTO DE ALMACENAMIENTO</i>	48
<i>ILUSTRACIÓN 25 FACTORES DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA FINAL A ENERGÍA PRIMARIA</i>	49
<i>ILUSTRACIÓN 26 ENERGÍA PRIMARIA TOTAL PARA SITUACIÓN ORIGINAL</i>	50
<i>ILUSTRACIÓN 27 ENERGÍA PRIMARIA TOTAL PARA SITUACIÓN FINAL</i>	51
<i>ILUSTRACIÓN 28 ESQUEMA DE FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIA</i>	52

Notación

UGR	Universidad de Granada
ETSI	Escuela Técnica Superior de Ingeniería
TONC	Temperatura de operación nominal de la célula
NPS	Número de paneles en serie
NTP	Numero total de paneles
VMSP	Rango de tensión en el punto de máxima potencia del inversor
mpp	Punto de máxima potencia
cc	Cortocircuito
ca	Circuito abierto
E	Irradiancia
ln	Logaritmo neperiano
ais	Aislamiento
CTE	Código Técnico de la Edificación
IDA	Indoor Air
EPT	Energía Primaria Total
Bdc	Bomba de calor
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio
UTA	Unidad de Tratamiento de Aire
ae	Aire exterior
rd	Radiante
cv	Convectivo
imp	Impulsión
η	Rendimiento
ρ	Densidad
bh	Bulbo húmedo
ven	Ventilación
elec	Eléctrico
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios

1 INTRODUCCIÓN

El empleo de recursos renovables para satisfacer las demandas energéticas en casas y edificios nuevos, o ya existentes, es cada vez más necesario en la sociedad actual debido a su relación directa con la calidad de vida. Existen múltiples razones por las que es necesario emplear recursos renovables en las instalaciones de los edificios, tanto actuales como de nueva construcción, entre las que se pueden destacar, la sostenibilidad medioambiental, ya que las fuentes de energía renovable son más sostenibles a largo plazo y generan menos impacto medioambiental en comparación con los combustibles fósiles; y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debido a la ausencia de gases nocivos como el dióxido de carbono y otros contaminantes, lo que conlleva a su vez una mejora de la calidad del aire y una reducción de los problemas de salud asociados.

Otra razón fundamental para su uso es el ahorro económico que supone a largo plazo, a pesar de la alta inversión inicial en equipos, ya que el uso de recursos naturales conlleva un bajo coste operativo durante el ciclo de vida de la instalación. Este uso de recursos naturales fomenta la independencia energética al aprovechar fuentes de energía en la zona, evitando la dependencia de empresas externas para la compra y transporte de combustibles, lo que se traduce en un suministro más estable y seguro.

Su empleo permite, adicionalmente, ayudar a cumplir con los acuerdos internacionales sobre el cambio climático pactados por diferentes países, en cuanto a la promoción del uso de energías renovables y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, un mayor uso de equipos destinados a usar los recursos naturales impulsa la investigación y el desarrollo de nuevas tecnologías, lo que conlleva a un mayor progreso tecnológico. Todas estas razones explican brevemente el por qué es tan beneficioso y, cada vez más necesario, emplear fuentes de energía renovables para satisfacer los consumos energéticos de los edificios. Es por ello, que este trabajo se ha desarrollado con el claro objetivo de conseguir una instalación capaz de satisfacer sus demandas energéticas con un alto porcentaje de fuentes energéticas de origen natural.

Por otro lado, resulta de especial interés preguntarse que tipo de fuente de energía es preferible utilizar para el sistema a instalar. Actualmente, los edificios se alimentan de energía obtenida a través de la red eléctrica convencional, cuyo origen puede ser muy diverso en función de la planta generadora; o pueden generar localmente dicha energía eléctrica. Existen múltiples formas de generar electricidad in situ, entre ellas, las formas más comunes de obtención de energía pueden ser, por ejemplo, el empleo de generadores, los cuales utilizan motores alimentados por combustibles derivados del petróleo como son la gasolina, el gas natural, el propano o el diésel. El empleo de este método es comúnmente utilizado en zonas con difícil acceso a la red eléctrica o como respaldo, en caso de fallo, de una fuente principal de energía.

Otros edificios utilizan tecnologías de cogeneración para la producción simultánea de electricidad y calor a partir de una única fuente de energía, como el gas natural. Estos sistemas de cogeneración presentan la ventaja de aprovechar el calor residual para calefacción o calentamiento de fluidos, lo que provoca una mejora en la eficiencia energética del sistema. Es por ello, que su uso se está extendiendo en edificios con necesidades simultáneas de electricidad y calefacción.

El empleo de microturbinas de gas es otro de los métodos utilizados para la obtención de electricidad. Se tratan de turbinas de poco tamaño alimentadas por diversos combustibles como pueden ser el gas natural o gases licuados del petróleo. Esta alternativa presenta una buena eficiencia y versatilidad, lo que justifica su empleo como método de producción energética.

Sin embargo, la sociedad actual está encaminada a reducir el uso de combustibles fósiles, ya que su uso tiene importantes consecuencias negativas para el medioambiente y conllevan a un claro rechazo social. Por tanto, todos estos métodos comentados para la obtención de electricidad están en tendencia descendente y se apuesta por otras fuentes energéticas con un carácter más sostenible. Es por ello, que el desarrollo de este trabajo se centra fundamentalmente en la obtención de energía mediante medios naturales, cuyo impacto al medioambiente sea muy pequeño o nulo.

La elección del tipo de fuente energética renovable depende de múltiples factores como la ubicación geográfica, los recursos disponibles, las restricciones territoriales y las políticas sociales. Las formas más comunes de alimentación eléctrica para edificios son el uso de la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica o empleo de biomasa.

Debido a la ubicación del edificio objeto de estudio, difícilmente, puede utilizarse la energía eólica. Los aerogeneradores tienen la problemática de que son ruidosos, requieren de gran espacio y de zonas amplias para su buen funcionamiento. En un entorno urbano, con edificios cercanos, las corrientes de aire pueden no ser suficientes para su correcto funcionamiento. Todos estos inconvenientes hacen pensar que su uso no es el más adecuado para el caso de estudio, por no hablar del posible impacto visual que puede provocar su instalación en la zona.

Inconvenientes de la misma índole conllevan el empleo de energía geotérmica o hidroeléctrica. Con respecto a la energía geotérmica, presenta unos muy altos costos iniciales la perforación de pozos y la instalación de sistemas de generación geotérmica. Además, es necesario realizar estudios geotécnicos detallados antes de su implementación para conocer la geología de la zona y evaluar la viabilidad. Otros efectos negativos de su explotación es el posible impacto que pueda tener en el agua subterránea y la incapacidad de alcanzar temperaturas altas para un buen funcionamiento. Todos estos inconvenientes junto con su difícil ubicación cercana al edificio, conllevan a desestimar esta alternativa.

En el caso de la energía hidroeléctrica, lógicamente, su empleo está condicionado a la geografía y topografía de la zona en cuestión. No todas las ubicaciones de los edificios son aptas para su explotación, al igual que ocurre en los casos comentados anteriormente, ya que es necesario disponer de un flujo constante de agua y de un salto adecuado para que la instalación pueda funcionar correctamente. Otro posible inconveniente es la obtención de los permisos necesarios para construir y operar en la instalación hidroeléctrica a pequeña escala. Su construcción y operación puede afectar a los ecosistemas acuáticos locales, por lo que, existen fuertes restricciones relacionadas con su instalación y explotación. En definitiva, existen numerosos problemas que dificultan e imposibilitan su implantación para el caso bajo estudio.

Con respecto a la obtención de energía mediante biomasa, surgen nuevamente desventajas que hacen pensar que no es la mejor opción para la instalación. La combustión de biomasa para generar energía puede liberar dióxido de carbono, monóxido de carbono, partículas finas y otros contaminantes atmosféricos que afectan a la calidad del aire y a los conductos respiratorios de los seres vivos. Este problema se acentúa si dicha quema de combustibles se realiza en un entorno urbano, como es el caso en cuestión. Además, la utilización de biomasa puede generar residuos agrícolas y forestales, cuyo manejo inadecuado puede tener efectos negativos en el ecosistema.

Las dificultades e inconvenientes de las fuentes de energía mencionadas llevan a la conclusión de que la mejor opción es el empleo de paneles solares fotovoltaicos. Uno de los grandes inconvenientes que presentaban las fuentes renovables anteriores era su ubicación como se ha comentado. El empleo de paneles fotovoltaicos tiene la ventaja de que pueden instalarse en la amplia cubierta del edificio, eliminando la problemática del espacio necesario para su ubicación. Al estar colocados en la cubierta de un edificio de varias plantas, el posible impacto visual de su colocación es prácticamente nulo, al no afectar al paisaje o estética del edificio desde el exterior. Lógicamente, se trata de una fuente renovable e inagotable, por tanto, presenta un excelente comportamiento medioambiental. Otra gran ventaja de su utilización es que permite al edificio generar su propia electricidad, reduciendo el uso de fuentes externas y aumentando su independencia energética. Además, si se mira desde un punto de vista económico, es habitual la existencia de incentivos financieros y subvenciones para su instalación, por lo que, suponen otro aliciente para su utilización.

Naturalmente, su uso presenta alguna desventaja como es la variabilidad de la energía solar. Este hecho hace que no siempre coincida la demanda de energía con las condiciones climáticas adecuadas. Sin embargo, esta problemática se puede mitigar con el empleo de almacenamiento de energía, cuyo desarrollo y análisis se aborda en los correspondientes apartados de este proyecto. Con toda esta explicación, se llega a la conclusión de que la forma más idónea para la producción de electricidad en el edificio es mediante paneles solares fotovoltaicos. Una alternativa ampliamente usada en edificios cada vez con más frecuencia,

lo que ha llevado a grandes avances en la tecnología, mejorando la eficiencia de los paneles y, por consiguiente, aumentando su producción eléctrica. Hecho que ha permitido que su adquisición sea cada vez más económica.

Otra temática a discutir sobre el sistema a instalar en el edificio es como solventar otro de los puntos de este trabajo, el cual es neutralizar térmicamente el aire de ventilación exterior, es decir, como realizar un pre-enfriamiento del aire de ventilación. Dicho pre-enfriamiento permite que los equipos de climatización interior funcionen de una manera menos exigente, al reducirse la diferencia de temperatura a enfriar del aire, por tanto, su buen funcionamiento es clave en la instalación. Hay múltiples formas de realizar un enfriamiento previo al aire exterior, las formas más comunes en la actualidad son el empleo de sistemas de enfriamiento por absorción, sistemas de enfriamiento geotérmicos, evaporativo, ventilación nocturna o uso de elementos pasivos.

El empleo de sistemas de enfriamiento por absorción ofrece ventajas significativas en términos de eficiencia energética, sin embargo, presentan algunos inconvenientes que se deben tener en cuenta. Estos sistemas son sensibles a la humedad ambiente, por lo que su mantenimiento es crucial para garantizar un buen funcionamiento. Su operación y mantenimiento requieren de habilidades y conocimientos especializados, lo que se traduce, en la necesidad de disponer de personal especializado en la materia. Además, debe tenerse un cuidado especial debido a la presencia típica de amoníaco en este tipo de instalaciones. Otra desventaja de su uso es el elevado coste inicial debido a la gran cantidad de componentes involucrados como condensador, evaporador, bomba de solución, generador y absorbedor. Elementos que añaden complejidad a la instalación y un mayor mantenimiento.

Con respecto al posible uso de sistemas evaporativos, al igual que en el caso anterior, la humedad es crucial ya que su eficiencia disminuye en entornos donde sea alta. Por este motivo, es necesario disponer de sensores humedad y temperatura para ayudar a ajustar los equipos de control en función de las condiciones ambientales. Estos equipos de control regulan la cantidad de agua que se libera y el funcionamiento de ventiladores para facilitar el paso del aire a través del medio evaporativo. Además, es necesario instalar un sistema de drenaje adecuado para manejar el exceso de agua y prevenir la acumulación de agua estancada, la cual puede ser origen de posibles microorganismos que causen enfermedades a los ocupantes. Un problema adicional, que puede surgir debido a la introducción de aire húmedo, es el aumento de la humedad relativa de los espacios interiores, lo que puede provocar disconfort o ser desfavorables en entornos de oficinas o similares. Por todas estas razones, se ha optado por otro tipo de sistema para el pre-enfriamiento del aire de ventilación.

Otro método muy utilizado en la actualidad es el uso de sistemas de ventilación nocturna o dispositivos de enfriamiento pasivo. Ambos métodos son estrategias sostenibles que utilizan medios naturales para realizar el enfriamiento del aire, reduciendo la huella ambiental del edificio, restricción principal que se persigue en este trabajo. Sin embargo, a pesar de que cumplen con los requisitos exigidos, no son adecuados para un edificio ya existente. Estos métodos requieren de condiciones de diseño específicas que deben tenerse en cuenta a la hora de construir el edificio. Al tratarse de un edificio existente, en el cual no se pretende modificar la arquitectura ni envolvente del mismo, no se puede obtener un aprovechamiento máximo de estas soluciones.

Con el objetivo de realizar un pre-enfriamiento del aire de ventilación, sin necesidad de requisitos previos de diseño del edificio, ni de involucración de numerosos y complejos componentes en la instalación, se ha optado por un sistema de enfriamiento con agua conocido como falling film. En dicho sistema, el agua es enfriada previamente mediante el método falling film durante la noche, y tras ello, el agua es enviada a un intercambiador de calor para enfriar el aire de ventilación exterior. Este método, cuya explicación se realiza de forma exhaustiva en los apartados correspondientes, no requiere de numerosos componentes, puesto que solo utiliza un depósito de acumulación de agua, colectores y bombas hidráulicas, reduciendo la complejidad del sistema respecto a alguno de los casos comentados en párrafos anteriores. La sencillez y facilidad para su instalación, la ausencia de problemas relativos a la humedad y la utilización de medios naturales para su funcionamiento, convierten esta alternativa en una propuesta ideal para implementarla en el edificio objeto de este trabajo, ya que satisface todos los requisitos exigidos.

Puesto que se utilizan medios naturales para el enfriamiento del agua, pueden ocurrir intervalos de tiempo en los cuales no sea suficiente este medio para conseguir que el aire alcance las condiciones deseadas de temperatura. Para garantizar el pre-enfriamiento del aire, se ha decidido emplear un sistema híbrido en la instalación capaz de proporcionar unas condiciones estables y continuas. Además, al ser un sistema híbrido, presenta una gran ventaja al poder adaptarse a la variabilidad en la demanda energética, lo que confiere al sistema una solución aún más fiable. Es por ello, que se utiliza la energía eléctrica sobrante producida por el campo fotovoltaico para alimentar una bomba de calor eléctrica. Esta bomba de calor proporciona el pre-enfriamiento al aire de ventilación en el caso de que no fuera posible usando únicamente el agua enfriada mediante el método falling film. Si la electricidad sobrante producida por el campo fotovoltaico no fuera suficiente, se haría uso de la red eléctrica como última alternativa para pre-enfriar el aire de ventilación. De esta forma, se solventa la problemática de neutralizar térmicamente el aire de ventilación exterior del edificio con un alto porcentaje de renovabilidad, minimizando el impacto medioambiental del sistema.

Por último, se destaca la necesidad de realizar un dimensionamiento adecuado de la instalación a implementar, motivo por el cual este trabajo realiza un análisis extensivo de su funcionamiento y producción energética. Este punto es de vital importancia por diversas razones, entre las que cabe destacar, la eficiencia energética del sistema. Dimensionar adecuadamente la instalación, puede optimizar su rendimiento o eficiencia, ya que un sistema sobredimensionado puede consumir más energía de la necesaria para realizar la función, mientras que, un sistema subdimensionado puede no ser capaz de garantizar la demanda en instantes de carga máxima. Ambas situaciones conducen a una reducción en la eficiencia de las instalaciones.

Derivado de lo comentado anteriormente, sobredimensionar un equipo presenta consecuencias negativas desde el punto de vista económico, no sólo en los costes iniciales de adquisición de los equipos, sino también en los costes operativos, provocados por el exceso en consumo de energía. Por el contrario, usar equipos subdimensionados puede provocar fallos recurrentes de algunas piezas debido al continuo funcionamiento a máxima capacidad, lo que desencadena en una mayor probabilidad de realizar reparaciones y sustituciones de piezas o equipos completos, con su respectivo desembolso económico.

Realizar un adecuado dimensionamiento ayuda a poder cumplir con las normativas o regulaciones en materia de eficiencia energética o emisiones, evitando de este modo posibles sanciones económicas por su incumplimiento.

Otro de los puntos beneficios de un buen dimensionamiento es que permite garantizar un funcionamiento continuo incluso en condiciones desfavorables, lo que resulta de vital importancia en edificios que deban mantener un funcionamiento constante a lo largo del tiempo de operación. Además, permite al sistema integrar varias tecnologías sostenibles, o almacenamiento de energía, hecho que juega un papel fundamental durante el desarrollo de este proyecto. Además, diseñar una instalación adaptada a las necesidades reales, contribuye a la estabilidad del sistema eléctrico evitando posibles sobrecargas o caídas de voltaje que pueden desencadenar en problemas para la red eléctrica.

Todas estas razones, comentadas en este capítulo, justifican la necesidad de realizar este proyecto sobre el diseño y dimensionamiento de una instalación de producción de frío y electricidad para el edificio en cuestión, con la restricción de conseguir que presente un alto porcentaje de energía procedente de medios renovables para satisfacer sus respectivas demandas energéticas.

2 OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTO-METODOLOGÍA

2.1 Objetivos

El edificio objeto de estudio de este trabajo es el denominado “Espacio V centenario” de la Universidad de Granada, ubicado en la ciudad de Granada, en concreto, en la calle Avenida de Madrid. Se trata de la antigua facultad de medicina de la UGR, reconvertida a una institución de carácter docente e investigador.

Dicho edificio docente está compuesto por cuatro plantas, las cuales son una planta semisótano, una planta baja, una primera planta y una planta de cubierta. Además, el edificio posee una cubierta transitable dónde se ubicará gran parte de los equipos destinados al acondicionamiento del mismo. Cada planta del complejo está destinada a múltiples servicios, entre los que se pueden destacar, la biblioteca de la UGR, el servicio de becas universitarias, áreas de reserva de patrimonio, diversas áreas de emprendimiento, centro de promoción de empleo y prácticas, vicerrectorado de estudiantes y empleabilidad, servicios de asistencia y delegación general de estudiantes, centro cultural contemporáneo y la Real Academia de Medicina y Cirujía, entre otros.



Ilustración 1 Edificio Espacio V centenario de la UGR

El objetivo de este trabajo es diseñar y dimensionar un sistema primario innovador de producción de electricidad y frío para apoyo o sustitución del sistema de acondicionamiento original del edificio en cuestión. Originalmente, el recinto utiliza una bomba de calor alimentada con electricidad de la red eléctrica para neutralizar el aire de ventilación exterior hasta una temperatura de consigna de 25 °C. En primera instancia, no posee ningún tipo adicional de instalación destinada a la neutralización térmica del local. En cuanto a la iluminación, utiliza lámparas led distribuidas por los diferentes recintos alimentadas nuevamente con energía eléctrica de la red.

El funcionamiento de este edificio es de cinco días a la semana, comprendido de lunes a viernes, con un horario de mañana de 07:00 h a 14:00 h. La instalación a diseñar tiene como objetivo garantizar la demanda de iluminación anual y de acondicionamiento del aire de ventilación a lo largo de los cuatro meses de verano, con una connotación destacable, la energía obtenida por medios naturales debe jugar un papel trascendental.

La instalación a diseñar presentará un campo de paneles fotovoltaicos con baterías para almacenamiento energético, situados en la cubierta transitable del edificio para producir electricidad. Dicha energía eléctrica, se usará fundamentalmente para combatir la demanda de iluminación. Se analizarán diversos casos

variando, tanto el número de módulos fotovoltaicos instalados, como la capacidad de almacenamiento de las baterías empleadas.

Para neutralizar el aire de ventilación, se hará uso de una unidad de tratamiento de aire en la que se introduce agua enfriada para disminuir la temperatura del aire exterior. Dicha agua es enfriada previamente utilizando el método de enfriamiento falling film. Esta técnica consiste en un flujo descendente de una película delgada de agua sobre una superficie inclinada por acción de la gravedad, permitiendo que el agua pueda enfriarse a su paso sobre la superficie inclinada mediante convección con el aire y mediante radiación con el medioambiente en las horas más frías del día. Con el objetivo de diseñar de forma más eficiente el sistema, se analizará el comportamiento que presenta la instalación al variar el volumen del depósito de agua empleado. Adicionalmente, como apoyo al acondicionamiento del aire exterior, la instalación cuenta con una bomba de calor accionada, en primer lugar, con electricidad generada in situ mediante los paneles fotovoltaicos de la cubierta y, en segunda instancia, con energía de la red eléctrica, si fuera necesario.

Con todo ello, se pretende conseguir una instalación capaz de abastecer la demanda de iluminación y neutralización del aire de ventilación con el uso mayoritario de medios naturales. Este hecho presenta ventajas muy notorias como, por ejemplo, un mejor comportamiento ecológico al disminuir drásticamente la emisión de gases de efecto invernadero, otorgando una solución limpia y más viable frente a la degradación medioambiental. Derivado de esto, se reduce el uso de fuentes tradicionales de energía, cuyas reservas son limitadas, a cambio de usar medios naturales inagotables como la radiación solar o el medioambiente como sumidero de energía. Hechos que favorecen una independencia energética y una reducción de la incertidumbre sobre el suministro energético.

Todas estas ventajas fomentan la transición energética que vive nuestra sociedad actual y el desarrollo hacia un futuro más sostenible, además de los impactos positivos que supone el uso de fuentes de origen natural a la economía de la zona y a la calidad medioambiental.

2.2 Componentes de la instalación fotovoltaica

Este apartado tiene como objetivo detallar los diferentes elementos que componen la instalación fotovoltaica empleada para cubrir la demanda de iluminación del edificio “Espacio V centenario”, además de explicar el proceso seguido para la selección de cada uno de ellos.

Para poder abodar este punto, previamente, es necesario obtener el consumo de iluminación a cubrir. Se ha supuesto que este edificio administrativo utiliza lámparas led para su iluminación, por tanto, se ha establecido una potencia instalada de 5 W/m^2 en cuanto a iluminación. El siguiente paso es obtener el área total a cubrir, teniendo en cuenta las diferentes plantas del complejo, cuyo valor resulta ser de $1946,2 \text{ m}^2$. Este valor se ha obtenido a partir de los planos proporcionados por el departamento de Ingeniería Energética de la ETSI, los cuales pueden observarse en el *Anexo I Planos del edificio*. El consumo se obtiene tras multiplicar ambos valores y el número de horas diarias de funcionamiento del edificio. El periodo de apertura durante el cual se va a combatir la demanda es de 07:00 h a 14:00 h de lunes a viernes. El consumo diario resulta ser de 68,12 Kwh.

2.2.1 Inversor

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua procedente de las placas fotovoltaicas en corriente alterna senoidal. El aspecto más importante a la hora de elegir el tipo de inversor a utilizar en la instalación es su potencia. Dicho inversor debe intentar garantizar una potencia en alterna como mínimo de la demanda, obtenida en los cálculos previos siendo su valor de 9,73 KW. Además, es necesario que el inversor sea compatible con baterías ya que en la instalación se va a estudiar diferentes tipos de almacenamiento de energía por medio de baterías.

Otra restricción que debe cumplirse es que la potencia del inversor debe ser superior a 0,8 veces la potencia del campo solar e inferior a 1,05 veces la potencia del campo solar. Para el estudio realizado se ha utilizado un valor intermedio dentro de este rango, en concreto, de 0,88. Por tanto, la potencia de los inversores escogidos es de 10 KW (superior a la demanda de 9,73 KW) para un campo solar con una potencia de 11,36 KW obtenido a partir de las restricción comentada. Otros aspectos a tener cuenta son el precio del inversor en relación a su potencia nominal, la tensión, tanto nominal como máxima admisible y la curva del rendimiento del inversor.

En principio, se había pensado utilizar un único inversor grande de 10 KW en vez de varios inversores de menor potencia puesto que el precio de adquisición de un inversor grande (10 KW) es menor que el precio de adquisición de dos inversores más pequeños (5 KW). Sin embargo, no se cumplían las siguientes restricciones relativas a las tensiones con el número de paneles en serie resultante para esta casuística.

$$NPS \cdot V_{minp} < VSMP_{min} \quad (1.1)$$

$$NPS \cdot V_{maxp} < VSMP_{max} \quad (1.2)$$

Ésta restricción se explicará detalladamente en el apartado 2.3 y se mostrará los resultados obtenidos. Es por ello, que se ha optado por utilizar dos inversores más pequeños de 5 KW, para poder cumplir con dichas restricciones (1.1) y (1.2).

Otro punto a definir es si el inversor es monofásico o trifásico. Según la ITC-BT-40, la conexión a la red será en trifásica si la potencia de la instalación supera los 6 KW, por tanto, el inversor a utilizar será trifásico.

Puesto que el inversor a colocar en la instalación objeto de estudio está situado en el exterior, es necesario, que el inversor presente un grado de protección como mínimo IP65 (equipo hermético protegido contra el polvo y el agua).

Teniendo en cuenta todos estos requerimientos, el modelo de inversor escogido es el inversor híbrido trifásico Fronius Symo GEN24 5.0 Plus, cuya potencia nominal es de 5 KW. Dicho modelo permite conexión con la gama de baterías HVS de BYD.

Algunas de las características más importantes del inversor Fronius Symo GEN24 5.0 Plus son:

- Eficiencia europea del 97,5 %.
- Rango de tensión de entrada: 80-1000 V.
- Rango de tensión del MPPT: 80-800 V.
- Máxima corriente de entrada 12,5 A con conexión a batería.
- Protección IP66.

En el *Anexo II Catálogo de componentes* se muestra el catálogo técnico desarrollado por el fabricante del inversor.

2.2.2 Baterías

Las baterías son componentes esenciales en una instalación de paneles fotovoltaicos en la que se requiera almacenamiento de la energía producida por dichos paneles. Se tratan de dispositivos capaces de almacenar la energía que proviene de las placas fotovoltaicas en forma de energía química y, posteriormente, usando procedimientos electroquímicos, producir energía eléctrica. El principio de funcionamiento de las baterías se basa en un proceso químico de oxidación-reducción (redox), en el cual uno de los componentes se reduce (gana electrones) y otro componente se oxida (pierde electrones).

Estos dispositivos almacenan la energía producida por los paneles que no es consumida por el edificio en ese momento (excedente de energía), siempre y cuando, no estén totalmente cargadas. Posteriormente,

cuando haya momentos en los que la irradiancia no sea suficiente y se produzca un déficit de energía para poder cubrir la demanda de iluminación, las baterías se descargarán, otorgando un plus energético.

A la hora de seleccionar las baterías para una instalación fotovoltaica, es necesario comprobar en el catálogo del fabricante del inversor, que modelos de baterías son compatibles con el inversor. Para el inversor escogido anteriormente, el fabricante indica que hay dos posibles gamas de baterías de litio. Las baterías de litio suponen muchas ventajas con respecto al resto de baterías del mercado, ya que presentan una mayor vida útil y ofrecen una mayor densidad energética, lo que conlleva a que en un menor espacio (ocupan hasta un 70% menos de espacio que otros tipos de batería) se obtenga una mayor autonomía. Además, el proceso de carga-descarga es muy rápido, son más ligeras, resultan mucho menos contaminantes y no necesitan mantenimiento alguno durante toda su vida útil.

Los modelos de baterías escogidos, compatibles con el inversor, son la gama Battery-box premium HVS. Estas baterías se componen de varios módulos conectados en serie para ofrecer un rango de capacidad útil de 5,1 hasta 12,8 Kwh. Están preparadas para trabajar tanto aisladas como en autoconsumo.

Los niveles de almacenamiento empleados son:

- Batería HVS 5.1. Algunas de las características técnicas más importantes son una energía utilizable de 5,12 Kwh, la presencia de 2 módulos, una corriente de salida de 50 A y un voltaje operativo de 204 V.
- Batería HVS 7.7. En este caso, la energía utilizable de la batería es de 7,68 Kwh, presenta 3 módulos, una corriente de salida de 50 A y un voltaje operativo de 307 V.
- Batería HVS 10.2. Proporciona una energía utilizable de 10,24 Kwh, presenta 4 módulos, una corriente máxima de salida de 50 A y un voltaje operativo de 409 V.

Niveles superiores de almacenamiento (5 módulos, equivalente a 12,8 Kwh) no son permitidos para esta gama de baterías HVS según el fabricante del inversor, como se muestra en la *ilustración 2* obtenida del catálogo del fabricante.

Conexión	Máx. potencia de entrada/salida CC [§]	W	6220	8260	10 300
	Máx. potencia de carga con acoplamiento CA [§]	W	6000	8000	10 000
	Baterías compatibles [§]		BYD Battery-Box Premium HVS/HVM [§]		

[§] Excepto BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 y HVM 8.3

Ilustración 2 Extracto del catálogo de fabricante de baterías

2.2.3 Módulo fotovoltaico

Los paneles o módulos fotovoltaicos son los dispositivos que se encargan de transformar la energía producida por el sol en forma de radiación en energía eléctrica. Estos paneles solares están compuestos por células solares, conectadas en serie y paralelo, para alcanzar los valores adecuados de tensión e intensidad.

El silicio de las placas solares fotovoltaicas recoge los fotones de la luz solar y los transforma en corriente continua. Esta corriente continua debe pasar por un inversor para transformarla en corriente alterna. La cantidad de energía eléctrica que se puede generar con las placas solares depende de varios factores, como la irradiación solar, la temperatura ambiente, la orientación e inclinación de los paneles y la calidad de los materiales utilizados en la fabricación de dichos paneles.

A la hora de elegir el módulo fotovoltaico de una instalación solar, es necesario, tener en cuenta una serie de aspectos como pueden ser la potencia pico y la temperatura nominal de operación de la célula, la cual interesa que sea lo menor posible para tener una mayor tensión de salida de los módulos fotovoltaicos.

Otros aspectos a tener en cuenta son la tolerancia que presentan los paneles, la cual interesa que sea pequeña y la tensión de aislamiento, cuyo valor normalmente se encuentra alrededor de los 1000-1500 V.

El módulo fotovoltaico escogido es el EM550-PH monocristalino de la marca Tensite. Este panel está compuesto por células de silicio monocristalino PERC. Este tipo de tecnología (PERC) permite obtener un buen rendimiento, incluso en condiciones de poca irradiancia. Presenta grandes ventajas como son una alta eficiencia del 21,3 % y una potencia máxima de 550 W, lo que permite utilizar menos paneles fotovoltaicos para combatir la demanda, motivo principal por el que se ha escogido este modelo de panel fotovoltaico. Un menor número de paneles permitirá que la superficie de captación solar de la cubierta sea menor, y además, se necesitará menos mantenimiento al haber menos paneles involucrados en la instalación. Estos módulos presentan un tamaño compacto de 2279 x 1134 x 35 mm y un peso ligero de 27,2 Kg lo que permite una mayor facilidad de instalación en la cubierta.

Otros de los parámetros más significativos son la tensión y la intensidad en el punto de máxima potencia, cuyos valores son 41,95 V y 13,12 A; y la tensión en circuito abierto e intensidad de cortocircuito con valores de 49,8 V y 13,98 A respectivamente. Además, presenta un protección IP68, por lo que resulta apta para colocar en zonas de cubierta. En el *Anexo II Catálogo de componentes* puede visualizarse todas las características técnicas del módulo fotovoltaico EMH550-PH monocristalino PERC proporcionadas por el catálogo del fabricante.

2.2.3.1 Orientación e inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos

La inclinación óptima de los captadores solares en el campo solar viene determinada por la altitud del lugar donde se van a instalar. La siguiente ecuación muestra esta relación:

$$\text{Inclinación } (^{\circ}) = \text{Latitud } (^{\circ}) - 10 \quad (2)$$

Dado que el edificio objeto del estudio se encuentra ubicado en Granada, la latitud resulta ser de 37,18°. Por tanto, la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos es de 27,18°.

En cuanto a la orientación del campo solar, lo ideal sería disponer de la superficie de captación necesaria en la orientación sur ya que es la orientación que garantiza una mayor radiación solar a lo largo del año. Si no es posible, se debe intentar que se encuentren en la orientación sur-este, sur-oeste, este u oeste. En la *ilustración 2* se puede observar una comparación de la radiación mensual en función de la orientación respecto a la orientación sur.

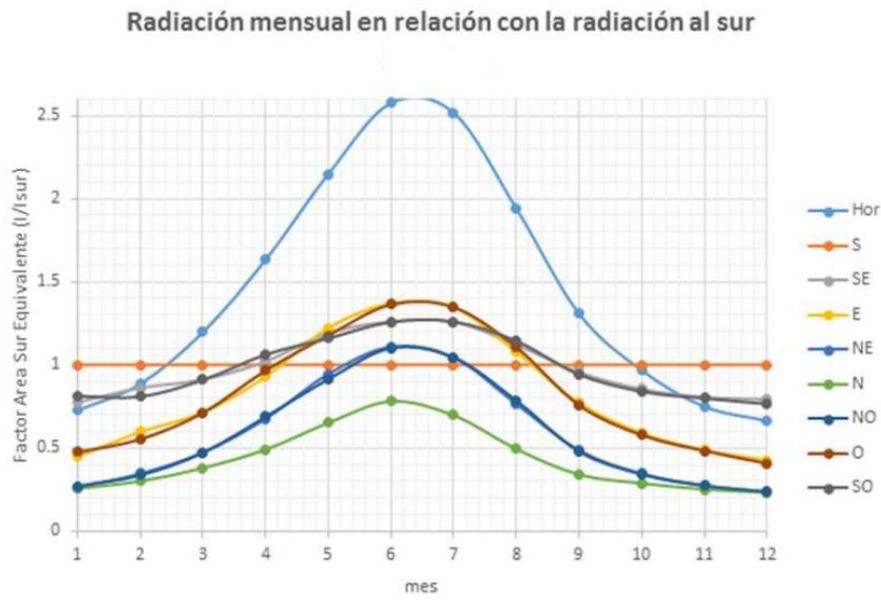


Ilustración 3 Radiación mensual en función de la orientación respecto a la orientación sur

Otro aspecto muy importante para la instalación de los módulos fotovoltaicos es la presencia de sombras, puesto que perjudican la producción de electricidad. No solo se debe tener en cuenta las sombras producidas por otros edificios cercanos al campo solar, sino también, las sombras producidas por los propios paneles solares del campo. La distancia entre filas del campo solar debe ser mayor a 1,5 veces la altura del captador solar para evitar sombras provocadas por los propios paneles del campo solar. Como la altura del captador solar es de 2,28 m, la distancia entre filas del campo solar debe ser 3,4 m. Esta distancia garantiza la ausencia de sombras producidas entre módulos.

2.2.3.2 Distribución de los módulos fotovoltaicos

El número total de paneles se puede obtener a partir de la potencia del campo solar y de la potencia pico del módulo fotovoltaico elegido como muestra la siguiente expresión:

$$NTP = \frac{P_{CS}(W_p)}{P_{panel}(W_p)} \quad (3)$$

Como se mencionó anteriormente, la potencia pico del panel fotovoltaico es de 550 W y la potencia del campo solar es de 11,36 KW, por tanto, el número de módulos fotovoltaicos obtenidos aplicando la expresión (3) es de 21 paneles.

A partir del rango de tensiones en el que trabaja el inversor ($VSMP_{min}$ y $VSMP_{max}$), puede determinarse el número de paneles en serie posibles con las siguientes expresiones ya mostradas:

$$NPS \cdot V_{minp} < VSMP_{min} \quad (1.1)$$

$$NPS \cdot V_{maxp} < VSMP_{max} \quad (1.2)$$

Donde V_{minp} y V_{maxp} son las tensiones mínima y máxima respectivamente que alcanza el módulo en su respectivo emplazamiento. Estos valores dependerán de las condiciones ambientales del emplazamiento.

La tensión mínima del panel se determina a partir de la temperatura máxima del panel, mientras que la tensión máxima del panel se obtiene a partir de la temperatura mínima del panel. La temperatura del panel

para cada caso, se obtiene aplicando la siguiente expresión dependiente de la irradiancia, la temperatura de operación nominal de la célula y la temperatura ambiente del emplazamiento.

$$T_{panel} = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} \cdot E \quad (4)$$

La temperatura máxima del panel es obtenida a partir de la temperatura ambiente máxima de la localidad, cuyo valor es de 38,3 °C, y un nivel de irradiancia de 1000 W/m². El resultado es una temperatura máxima del panel de 69,55 °C. Para obtener la temperatura mínima del panel, se aplica la misma expresión, pero haciendo uso de la temperatura mínima de la localidad, la cual resulta ser de -1,8 °C, y un nivel de irradiancia de 100 W/m². El resultado es una temperatura mínima del panel de 1,33 °C.

Una vez obtenida estas dos temperaturas, es posible determinar los valores de tensiones límites de los módulos fotovoltaicos aplicando la siguiente expresión dependiente del coeficiente de temperatura en el punto de máxima potencia (-0,35%/°C) y de la tensión en el punto de máxima potencia (41,95 V) otorgados por el fabricante del panel:

$$V_{max\ panel} = V_{mpp} + \frac{\partial V_{mpp}}{\partial T} \cdot (T_{min\ panel} - 25) \quad (5.1)$$

$$V_{min\ panel} = V_{mpp} + \frac{\partial V_{mpp}}{\partial T} \cdot (T_{max\ panel} - 25) \quad (5.2)$$

La tensión máxima del panel resultante es de unos 45,33 V, mientras que la tensión mínima del panel es de unos 35,6 V. Con estos resultados, junto con el rango de tensión del inversor en el punto de máxima potencia, es posible obtener las restricciones de paneles en serie aplicando la ecuación (1.1) y (1.2). El resultado para la primera restricción es que puede colocarse más 2,2 paneles en serie, por tanto, pueden colocarse 3 o más paneles en serie; mientras que la segunda restricción indica que pueden colocarse menos de 17,6 paneles en serie, por tanto, pueden colocarse 17 o menos paneles en serie.

Esta restricción no permite colocar un solo string con el total de paneles obtenidos (21 paneles), ya que supera el límite de paneles en serie que pueden conectarse al inversor. Debido a este motivo, no se ha podido utilizar un único inversor de mayor potencia, como se comentó en el apartado 2.1 de este documento, y se ha decidido colocar dos inversores de una menor potencia. En este punto, hay que recordar una hipótesis del modelo, la cual es que hay un inversor por cada string. En la *ilustración 4*, obtenida de documentación aportada por el departamento de Ingeniería Energética de la ETSI, puede observarse esta tipología de conexión de inversores.



Ilustración 4 Conexión de inversores

Al colocar dos inversores más pequeños de 5 KW cada uno, el número de paneles que se conectarían en serie a cada inversor resulta más pequeño. En este punto, hay que resaltar otra hipótesis del modelo la cual señala que se trabaja con un campo equilibrado, es decir, el número de módulos fotovoltaicos por string es el mismo y se utiliza el mismo tipo de inversor. Como el número de paneles total obtenido es 21, se añade

un panel más para poder obtener un campo equilibrado, siendo el resultado de 11 paneles fotovoltaicos conectados en serie por string. Este resultado cumple la restricción comentada anteriormente al ser el número de paneles en serie superior a 3 e inferior a 17.

En resumen, la configuración final para el campo fotovoltaico es de 22 paneles distribuidos en dos trings de 11 paneles en serie, en la que cada string se conecta a un inversor de 5 KW. Esta configuración de paneles fotovoltaicos puede apreciarse en la *ilustración 5*. En dicha imagen, se ofrece una vista de la cubierta del edificio objeto de estudio, indicando la orientación y la zona de instalación del campo solar. Los paneles están orientados al sur ya que, como se ha indicado en el apartado anterior, es la orientación que ofrece una mayor radiación anual. Esta zona presenta una gran ventaja, la cual es que no se producen sombras por edificios cercanos, junto con la disponibilidad de suficiente superficie como para poder colocar todos los captadores solares, de forma que la instalación se encuentre agrupada en una zona de la cubierta. Así, el resto de la cubierta del edificio puede estar disponibles para otras utilidades.



Ilustración 5 Distribución de paneles fotovoltaicos para los casos de estudio

Además, en la *ilustración 5* se ofrece una visual de la configuración de paneles para los casos de estudio en los que se utilice el doble (indicado con un 2) y el triple (indicado con un 3) de área de captación solar.

Por otro lado, para saber si la instalación puede funcionar, es necesario realizar una comprobación de que no se supera la tensión máxima de aislamiento del módulo fotovoltaico ni la máxima tensión admisible por el inversor. Para ello, es preciso calcular la tensión máxima en circuito abierto de cada string, la cual deber ser inferior a los valores comentados anteriormente.

$$NPS \cdot V_{ca,max} < V_{max,inversor} \quad (6.1)$$

$$NPS \cdot V_{ca,max} < V_{ais,panel} \quad (6.2)$$

La tensión máxima de aislamiento del módulo fotovoltaico son 1500 V y la tensión máxima admisible por el inversor son 1000 V según los catálogos de los fabricante. La tensión en circuito abierto máxima de cada string se obtiene multiplicando el número de paneles en serie que hay en un string por el voltaje de circuito abierto máximo del panel corregido por la temperatura e irradiancia. Este voltaje resulta ser de unos 50 V por módulo fotovoltaico, llegando a unos 550 V aproximadamente teniendo en cuenta los paneles en serie del string. Como puede comprobarse, este valor resulta bastante inferior a los cantidades máximas de 1500 V del módulo fotovoltaico y 1000 V del inversor, cumpliéndose la restricción.

Con respecto a la intensidad, debe comprobarse que la intensidad de máxima potencia no supera la intensidad máxima admisible por el inversor.

$$I_{mpp} < I_{max,inversor} \quad (7)$$

La intensidad máxima admisible del inversor es la intensidad máxima de trabajo, la cual según el fabricante del inversor es 25 A. En cuanto a la intensidad de máxima potencia, la cual es la intensidad que circula por un string, es de casi 14 A, teniendo en cuenta las correcciones por temperatura e irradiancia. Debido a que este valor es menor que el anterior, la restricción relativa a las intensidades máximas se cumple.

Con todas estas comprobaciones, es posible afirmar que la configuración utilizada para la instalación fotovoltaica, cumple con todos los requisitos de funcionamiento y podrá operar sin presentar problemas.

2.3 Modelo fotovoltaico

En este punto se va a explicar el modelo fotovoltaico utilizado para realizar los cálculos energéticos del campo solar instalado. En dicho modelo de simulación, se presentan varios casos de estudio; el primero de ellos, es el caso sin almacenamiento de energía, es decir, sin el uso de baterías. El modelo del campo fotovoltaico a simular consta de los paneles solares y de los inversores a utilizar como muestra la *ilustración 6*. Tras este análisis, se estudiará el comportamiento de la instalación solar con el doble y el triple de área de captación solar. Dicho aumento de área de captación solar, se realizará manteniendo el número de paneles en serie, es decir, como para el primer caso se ha utilizado dos strings de 12 paneles en serie cada uno, en el supuesto del doble de área de captación solar se utilizará 4 strings de 12 paneles en serie. En el último supuesto, el cual corresponde al triple de área de captación solar, se utilizará 6 strings de 12 paneles en serie cada uno. Esto lleva a que las restricciones de tensiones (6.1) y (6.2) e intensidades máximas (7) comentadas en los apartados anteriores, sean exactamente iguales (mismo número de paneles en serie por inversor, por tanto, no es necesario volver a realizar estas comprobaciones).

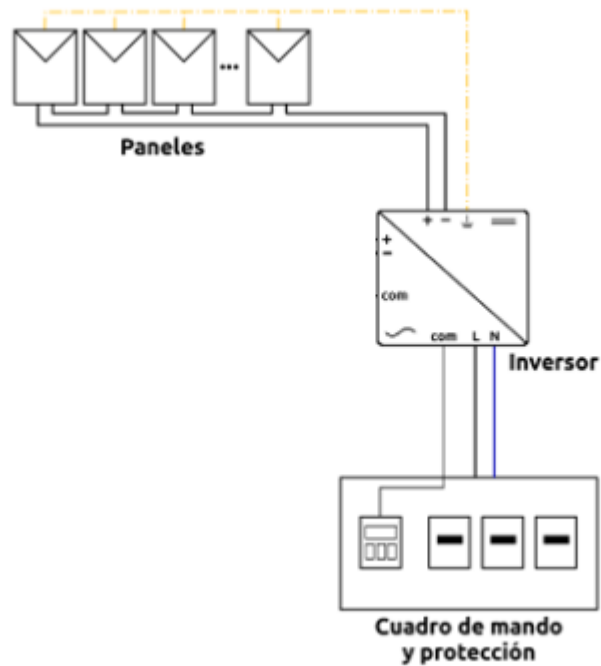


Ilustración 6 Diagrama de la instalación fotovoltaica sin almacenamiento

Los siguientes casos de estudio presentan almacenamiento de energía, por lo que, se colocarán baterías entre los paneles fotovoltaicos y los inversores. Se estudiarán tres niveles de almacenamiento distintos, pertenecientes a la misma gama de baterías compatibles con el inversor híbrido trifásico escogido. Nuevamente, se analizará los casos en los que el área de captación solar sea el doble y el triple de forma similar a lo explicado en el párrafo anterior. En la *ilustración 7* pueden apreciarse los diversos elementos que componen la instalación fotovoltaica, los cuales se implementarán para poder realizar la simulación del modelo del campo fotovoltaico.

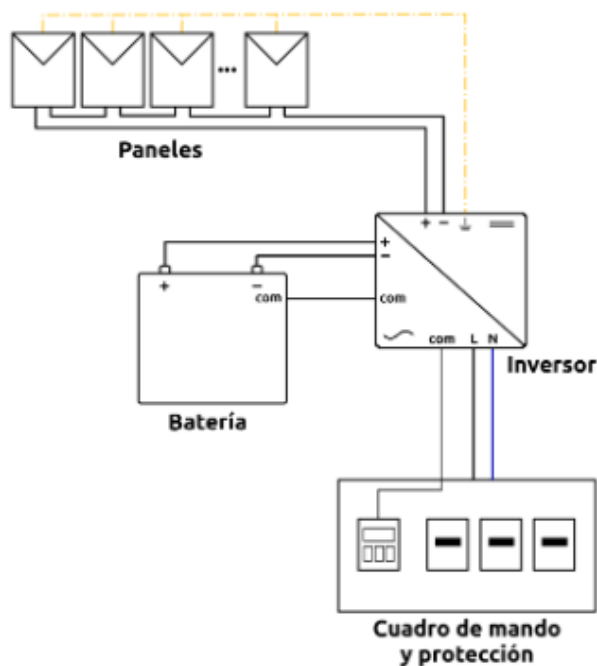


Ilustración 7 Diagrama de la instalación fotovoltaica con almacenamiento

2.3.1 Datos climáticos

En primer lugar, deben suministrarse datos climáticos de la ubicación de la instalación, la cual es la ciudad de Granada. Los datos climáticos son proporcionados por el departamento de Ingeniería Energética de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla.

Estos datos climáticos son relativos a la temperatura ambiente, temperatura del cielo, ángulo cenital y acimutal solar, radiación directa y difusa, tanto en una superficie horizontal como inclinada, distribuidos por horas a lo largo de un año. Por tanto, se disponen de todos estos parámetros para las 8760 horas del año durante el cual se realizaron estas mediciones. Con todos estos datos climáticos y junto con la inclinación del panel solar, que como se ha comentado en un apartado anterior es de $27,18^\circ$, se ha obtenido la radiación anual sobre un panel solar. En la *ilustración 8*, se muestra la radiación directa mensual obtenida a partir de los datos climáticos proporcionados en un año para la ciudad de Granada. Como puede observarse, la radiación directa es mayor en las horas centrales del día y, especialmente, en los meses de verano.

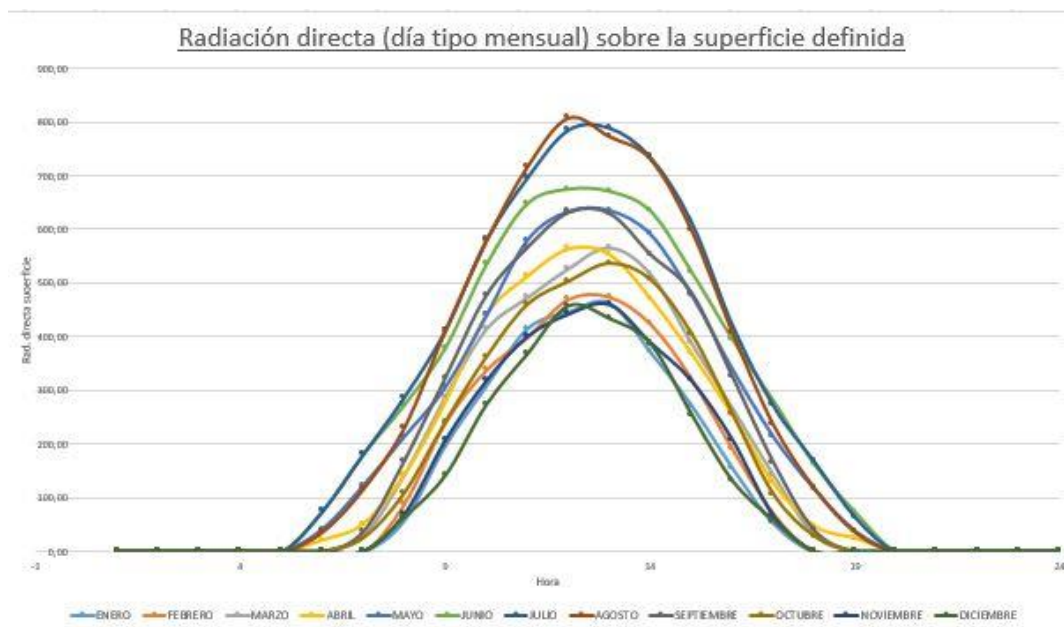


Ilustración 8 Radiación directa mensual sobre panel solar

2.3.2 Modelo del campo solar

2.3.2.1 Datos de entrada

Para llevar a cabo la simulación del campo solar es necesario introducir datos de entrada relativos al módulo fotovoltaico y al campo solar instalado. Con respecto al módulo fotovoltaico, es necesario especificar parámetros técnicos como:

- Área de captación.
- Potencia pico.
- Temperatura de operación nominal de la célula (TONC).
- Eficiencia del módulo.
- Intensidad y tensión en el punto de máxima potencia.
- Tensión en circuito abierto.
- Intensidad de cortocircuito.

- Coeficientes de temperatura para intensidad de cortocircuito, tensión en circuito abierto y punto de máxima potencia.
- Inclinación del panel solar.
- Tensión de aislamiento del panel.

En cuanto al campo solar, hay que especificar el número de paneles por strings y el número de strings. Además, es necesario obtener la distancia entre filas del campo solar con el objetivo de evitar que los propios paneles produzcan sombras entre ellos.

2.3.2.2 Curva característica de la célula

En primer lugar, antes de explicar el modelo, es necesario aclarar los diferentes puntos que determinan la curva característica de una célula solar en condiciones estándar. Las condiciones estándar son aquellas condiciones climáticas que se fijan como referencia para la comparación de distintos módulos fotovoltaicos. Dichas condiciones de referencia son establecidas por la norma ICE 60904, las cuales son un nivel de irradiancia de 1000 W/m^2 , una temperatura de la célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ y un espectro de radiación definido con una masa de aire $AM=1,5$.

La curva característica del panel elegido en las condiciones estándar, anteriormente mencionadas, se muestra en la *ilustración 9*:

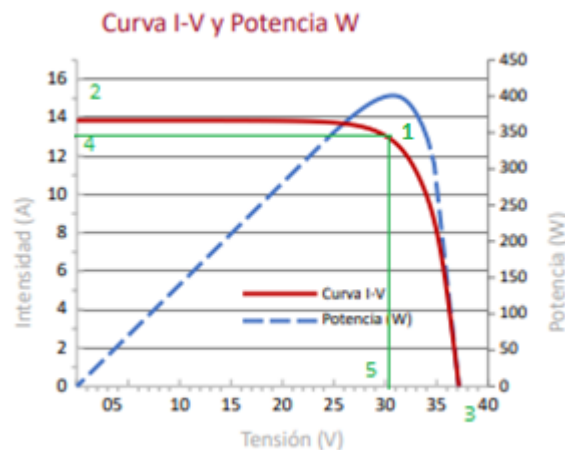


Ilustración 9 Curva característica del módulo fotovoltaico EM550-PH (Catálogo fabricante)

El índice 1 marca el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico, el punto 2 la intensidad de cortocircuito y el punto 3 la tensión en circuito abierto. Estos tres puntos son los que definen la curva característica de la célula. Además, se indica la intensidad y tensión en el punto de máxima potencia (índices 4 y 5 respectivamente).

Tras esta explicación, el siguiente paso es realizar la modelización del comportamiento de la célula fotovoltaica. Dicha modelización, se lleva a cabo mediante el uso dos exponenciales con entradas normalizadas, que garantizan pasar por los dos puntos del eje proporcionados por el fabricante del módulo (2 y 3) y puede ser corregido por el punto de máxima potencia (1).

$$I^* = a_1 \cdot e^{b_1 \cdot V^*} + c_1 \cdot e^{d_1 \cdot V^*} \quad (8.1) \quad \text{Tramo 1: desde } I_{cc} \text{ hasta } V_{mpp}$$

$$I^* = a_2 \cdot e^{b_2 \cdot V^*} + c_2 \cdot e^{d_2 \cdot V^*} \quad (8.2) \quad \text{Tramo 2 desde } V_{mpp} \text{ hasta } V_{ca}$$

$$\text{siendo } I^* = \frac{I}{I_{CC}} \quad \text{y} \quad V^* = \frac{V}{V_{CA}}$$

La intersección de ambas curvas define el punto de máxima producción de potencia en condiciones estándar.

El modelo tiene dos tramos diferenciados:

- Primer tramo que comprende desde el punto de intensidad de cortocircuito hasta el punto de máxima potencia.
- Segundo tramo que comprende desde el punto de máxima potencia hasta el punto de tensión en circuito abierto.

Corrección por temperatura

Puesto que la tensión y la intensidad varían con la temperatura, debe realizarse una corrección debido a esta variable. Suponiendo que la irradiancia permanece constante, al aumentar la temperatura, se produce una disminución de la tensión de máxima potencia en la célula. En cuanto a la intensidad, varía muy poco, produciéndose un ligero aumento. La consecuencia de este efecto es una disminución de la potencia máxima que produce el panel.

Las expresiones (9.1) y (9.2) modelan el comportamiento de la tensión en circuito abierto y de la intensidad en cortocircuito en función de la temperatura:

$$I_{CC}(T) = I_{CC}(25\text{ }^{\circ}\text{C}) + \alpha \cdot (T_C - 25\text{ }^{\circ}\text{C}) \quad (9.1)$$

$$U_{CA}(T) = U_{CA}(25\text{ }^{\circ}\text{C}) + \beta \cdot (T_C - 25\text{ }^{\circ}\text{C}) \quad (9.2)$$

Los coeficientes alfa y beta anteriores son obtenidos del catálogo del fabricante del módulo EM550-PH. Estos coeficientes puede observarse en el *Anexo II Catálogo de componentes* correspondiente donde se ofrecen el catálogo usado. La tensión en circuito abierto disminuye significativamente al aumentar la temperatura, mientras que la intensidad en cortocircuito aumenta muy ligeramente. En la *ilustración 10*, obtenida del catálogo del fabricante, puede observarse el comportamiento del módulo fotovoltaico escogido.

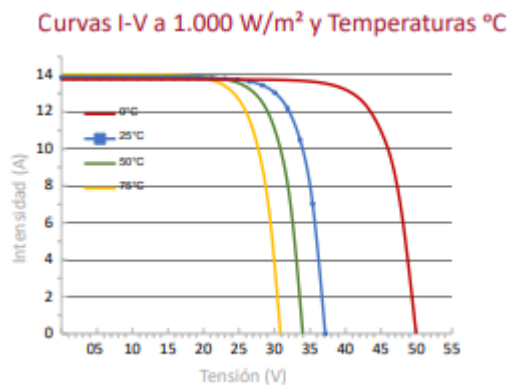


Ilustración 10 Efecto de la temperatura en módulo fotovoltaico EM550-PH (Catálogo fabricante)

Las ecuaciones anteriores (8.1) y (8.2) para el cálculo en ambos tramos, mantienen la misma estructura, pero serán dependientes del efecto de la temperatura. La intersección de ambas curvas define el punto de máxima producción de potencia para una temperatura de la célula diferente a la estándar (25 °C).

$$I(T)^* = a_1 \cdot e^{b_1 \cdot V(T)^*} + c_1 \cdot e^{d_1 \cdot V(T)^*} \quad (10.1) \quad \text{Tramo 1: desde } I_{cc}(T) \text{ hasta } V_{mpp}(T)$$

$$I(T)^* = a_2 \cdot e^{b_2 \cdot V(T)^*} + c_2 \cdot e^{d_2 \cdot V(T)^*} \quad (10.2) \quad \text{Tramo 2 desde } V_{mpp}(T) \text{ hasta } V_{ca}(T)$$

$$\text{siendo } I(T)^* = \frac{I}{I_{CC}(T)} \quad \text{y} \quad V(T)^* = \frac{V}{V_{CA}(T)}$$

Corrección por irradiancia

Para este análisis, la temperatura se supone que permanece constante al variar la irradiancia. En este caso, la tensión es el parámetro que apenas sufre variación, mientras que la intensidad varía significativamente con la irradiancia. La intensidad de cortocircuito, para otro nivel de irradiancia diferente a la de referencia (1000 W/m²), sigue la siguiente expresión:

$$I_{CC}(E) = \frac{E}{1000} \cdot I_{CC} \cdot \left(1000 \frac{W}{m^2}\right) \quad (11)$$

Al disminuir la irradiancia, se produce una disminución significativa de la intensidad de cortocircuito como puede observarse en la *ilustración 11* obtenida del catálogo del fabricante.

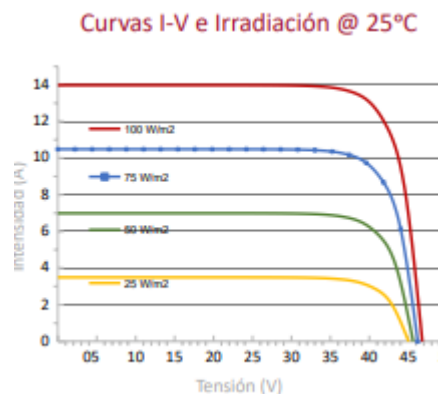


Ilustración 11 Efecto de la irradiancia en módulo fotovoltaico EM550-PH (Catálogo fabricante)

La tensión de circuito abierto varía con la irradiancia según la siguiente expresión:

$$V_{CA}(E) = V_{CA} \cdot \left(1000 \frac{W}{m^2}\right) + \frac{mKT}{e} \cdot \ln\left(\frac{E}{1000}\right) \quad (12)$$

Al disminuir la irradiancia, se produce una ligera disminución de la tensión de circuito abierto. En consecuencia, el rendimiento de la célula aumenta con la irradiancia incidente. Las ecuaciones anteriores (8.1) y (8.2) presentan la misma estructura, pero, en este caso, serán dependientes de la irradiancia incidente. La intersección de ambas curvas define el punto de máxima producción de potencia para una irradiancia diferente a la estándar (1000 W/m²).

2.3.3 Instalación sin almacenamiento de energía

El siguiente objetivo es la obtención de las intensidades y tensiones corregidas en el punto de máxima potencia. Para ello, se han obtenido unos factores de corrección por temperatura y unos factores de corrección por irradiancia. Para los factores de corrección por temperatura, por un lado, se ha dividido la intensidad de cortocircuito corregida por temperatura entre la intensidad de cortocircuito del catálogo y, por otro lado, se ha dividido la tensión de circuito abierto corregida por temperatura entre la tensión de circuito abierto del catálogo.

Para los factores de corrección por irradiancia, se ha procedido de un modo similar, dividiendo la intensidad de cortocircuito corregida por irradiancia entre la intensidad de cortocircuito del catálogo. Para la corrección de la tensión, se ha dividido la tensión de circuito abierto corregida por irradiancia entre la tensión de circuito abierto del catálogo.

Los resultados son unos factores de corrección por temperatura y por irradiancia que permiten obtener las tensiones e intensidades en el punto de máxima potencia corregidas. Este cálculo es aplicado para cada hora del funcionamiento del panel. Para ello, simplemente se multiplican estos factores de corrección por las tensiones e intensidades en el punto de máxima potencia proporcionados en el catálogo del fabricante.

Tras este proceso, se ha obtenido la intensidad y tensión con la que trabajan los módulos fotovoltaicos. Para obtener la potencia producida por cada string, debe obtenerse la tensión e intensidad por string. La intensidad por string es la intensidad que circula por cada módulo fotovoltaico, mientras que la tensión por string, se obtiene multiplicando el número de paneles en serie por la tensión de un panel. Con el producto de ambos parámetros, se puede obtener la potencia producida por string en cada hora del año. Es de importancia destacar, que esta potencia proporcionada en condiciones reales de operación, ha sido calculada suponiendo que los paneles trabajan en el punto de máxima potencia.

A partir de este punto, es necesario tener en cuenta el inversor colocado en cada string. El inversor es el dispositivo encargado de convertir la energía captada de corriente continua a corriente alterna. Dicho dispositivo elegido debe de cumplir una característica muy importante, y es que debe ser híbrido. Esto quiere decir, que el inversor debe ser compatible con baterías. Además, el inversor escogido es trifásico, usado típicamente en comercios o grandes superficies que soportan altas tensiones de trabajo y grandes consumos.

Para obtener la energía producida por string incluyendo el inversor, debe calcularse la eficiencia normalizada de este dispositivo en cada tramo horario. Esta eficiencia normalizada se obtiene a través de un polinomio que depende la tensión de trabajo del inversor y del factor de potencia (cociente resultante de dividir la potencia por string entre la potencia nominal del inversor).

$$\text{Eficiencia normalizada} = a \cdot V \cdot Fp + b \cdot V^2 + c \cdot Fp^2 + d \cdot V + e \cdot Fp + f \quad (12)$$

Dicha eficiencia normalizada debe tener en cuenta, si la tensión de trabajo del inversor es suficientemente grande y si la potencia producida por string es superior a un 5 % aproximadamente de la potencia nominal del inversor. Si no se cumple alguna de estas restricciones, el inversor no funciona y la potencia producida en ese momento será nula. Estos límites garantizan que la aproximación del modelo matemático no sea demasiado errónea. Esta eficiencia normalizada se aplica a la eficiencia nominal del inversor para obtener la eficiencia real, y con ello, ya puede obtenerse la potencia producida por cada string tras pasar por el inversor. Para obtener la potencia producida por el campo fotovoltaico, debe sumarse las potencias de todos los strings a la salida de los inversores.

2.3.4 Instalación con almacenamiento de energía

En este apartado se va a detallar el proceso seguido en el modelo para obtener la energía en el caso de que se conecten baterías para su almacenamiento. Dichos dispositivos pertenecen a la gama de baterías

compatibles con el inversor según el fabricante de éste. En total, se van a estudiar nueve casos distintos con almacenamiento de energía, en los que habrá 3 niveles de almacenamiento de energía distintos y tres casos con diferentes áreas de captación solar. La combinación de todos ellos da lugar al total de los nueve casos a estudiar con almacenamiento de energía.

En primer lugar, debe establecerse los casos que pueden ocurrir durante el funcionamiento de la instalación, para poder regular el comportamiento de la batería:

- La batería se está cargando, puede seguir almacenando energía.
- La batería está cargada, no admite almacenar más energía.
- La batería se está descargando, puede seguir suministrando energía.
- La batería está descargada, no puede suministrar más energía.

Por tanto, puede ocurrir en un momento determinado, que la demanda a combatir por iluminación sea superior a la energía proporcionada por los módulos fotovoltaicos, lo que conllevará a hacer uso del almacenamiento de energía por parte de las baterías, pero esto, sólo será posible si las baterías no se encuentran en el mínimo de descarga. Por el contrario, si la demanda a combatir por iluminación es inferior a la energía proporcionada por los paneles fotovoltaicos, las baterías podrán cargarse hasta llegar a su capacidad máxima de carga, momento en el se habrá completado el proceso de carga. En este caso, la demanda puede combatirse con solo el uso de los paneles. Puede ocurrir el caso en que ni con los paneles ni con las baterías pueda cubrirse la demanda de iluminación. Para que suceda este hecho, la demanda de iluminación debe ser superior a la energía proporcionada por los paneles, a la vez que las baterías se encuentren en el mínimo de descarga, sin posibilidad de entregar energía.

De lo comentado anteriormente, puede extraerse que hay una serie de restricciones en cuanto al comportamiento de las baterías. Debe tenerse en cuenta la capacidad y potencia de la batería, es decir, no puede almacenar más energía de la que permite el dispositivo y, no puede descargarse por completo, debe de tener un límite de descarga (profundidad de descarga) para evitar problemas en el dispositivo. Dichos límites de descarga, son establecidos por los fabricantes de baterías, siendo alrededor del 75 % u 80 % para las baterías elegidas.

Nuevamente, es necesario tener en cuenta los inversores, para convertir la corriente continua en corriente alterna. El procedimiento es exactamente el mismo que el comentado en el apartado anterior, en el cual se hace uso de un polinomio para el cálculo de la eficiencia normalizada, dependiente de la tensión de trabajo y del factor de potencia. Con esta eficiencia normalizada y la eficiencia nominal del inversor, puede obtenerse la eficiencia real del inversor en cada tramo horario. Las restricciones de tensión y potencia, referidas al funcionamiento del inversor, deben tenerse en cuenta nuevamente para estos casos con almacenamiento de energía.

Tras este último paso, se obtiene la energía final que puede obtenerse haciendo uso de los paneles fotovoltaicos y de las baterías de almacenamiento. Si dicha energía final, en cada tramo horario, es superior a la energía demandada por iluminación, significa que hay excedentes; si por el contrario, la energía demandada por iluminación es superior, no se podrá combatir la demanda en ese tramo horario.

2.4 Componentes del sistema de refrigeración del aire de ventilación

Este apartado tiene como objetivo explicar la instalación a colocar en el edificio “Espacio V Centenario” para neutralizar el aire exterior de ventilación hasta una temperatura de 25 °C. Para neutralizar o pre-enfriar el aire exterior de ventilación se hace uso de un intercambiador de calor donde se introduce agua como se ha comentado brevemente en apartados anteriores. La técnica empleada para enfriar el agua previamente se denomina falling film. Esta técnica consiste en verter un flujo de agua sobre una superficie plana inclinada con un área adecuada. Al ser vertida una película de agua sobre una superficie inclinada situada en el exterior, se produce un intercambio convectivo-radiante con el medio exterior provocando una

reducción de su temperatura. Este intercambio es llevado a cabo durante la noche y el amanecer para conseguir una reducción de la temperatura del agua, ya que las temperaturas exteriores son más bajas durante esta fase del día. La superficie inclinada utilizada serán los propios paneles fotovoltaicos, aprovechando de esta manera doblemente el campo fotovoltaico. El agua se pulverizará continuamente, durante el tramo horario en cuestión, desde la parte superior de estos paneles mediante boquillas. La colocación de estos paneles es clave para un mejor aprovechamiento del modelo falling film utilizado y, es por ello, que su colocación se discutirá en puntos posteriores de trabajo. Con esta técnica, se consigue un enfriamiento natural del agua aumentando la renovabilidad del sistema de condicionamiento del edificio.

Una vez comentada la técnica de enfriamiento a utilizar en la instalación, se ofrece una explicación del empleo de un depósito de acumulación de agua. Dicho depósito resulta uno de los componentes más importantes para el funcionamiento del sistema de refrigeración del aire de ventilación y, es por ello, que su volumen de agua se dimensionará mediante diversos análisis desarrollados en el capítulo 3. Este elemento sirve como zona de captación del agua de lluvia y su uso presenta muchas ventajas. Su utilización garantiza un suministro constante de agua, por tanto, evita interrupciones en el proceso de enfriamiento, lo que contribuye a mantener la eficiencia del sistema. Al disponer de un volumen adecuado, la temperatura se mantiene constante durante más tiempo en los valores óptimos, por tanto, se evitan fluctuaciones bruscas en el proceso de enfriamiento, repercutiendo nuevamente de forma positiva en el rendimiento. Permite una mayor flexibilidad de operación ya que el depósito actúa como un amortiguador, dando respuesta a fluctuaciones de la demanda en días de mayor carga térmica. En definitiva, el depósito de acumulación de agua en la instalación otorga estabilidad, flexibilidad operativa y eficiencia al sistema, asegurando un suministro constante de agua para el proceso de enfriamiento.

Tras comentar la importancia de usar un depósito, se procede a explicar el camino a seguir por el agua del depósito en la instalación. Desde este depósito, se bombeará agua a dos zonas distintas del edificio. Por un lado, se bombeará agua hasta la zona de la cubierta donde se encuentran ubicados los paneles de la instalación fotovoltaica. Éste agua se pulverizará a través de unas boquillas desde la parte superior de los paneles fotovoltaicos durante la madrugada y el amanecer, en concreto, desde las 00:00 h hasta las 09:00 h. El objetivo de pulverizar agua sobre los paneles es conseguir un enfriamiento de la misma mediante intercambio convectivo con el aire y radiante con el cielo. Unos colectores se encargarán de recoger el agua en la parte inferior de los paneles fotovoltaicos, tras lo cual, se conducirá hasta el depósito ubicado en el patio del edificio con una temperatura inferior, debido al intercambio comentado.

Por otro lado, se bombeará agua desde el depósito hasta la unidad de tratamiento de aire (UTA) durante el horario de funcionamiento del edificio, en concreto de 07:00 h a 14:00 h. Este equipo se trata de un intercambiador de calor con una eficiencia del 85%, en el cual entra el aire exterior de ventilación a la temperatura exterior (T_{ac}) y sale a una temperatura inferior, gracias al intercambio energético producido con el agua del depósito, la cual sale del intercambiador a una temperatura superior a la que entró.

Además, la instalación posee una bomba de calor auxiliar eléctrica cuyo objetivo es aportar una refrigeración adicional al aire exterior en el caso de que no se haya enfriado hasta los 25 °C tras atravesar el intercambiador aire-agua. Esta bomba de calor posee un rendimiento medio estacional (SEER) de 2,5. Los componentes principales de una bomba de calor son el condensador, evaporador, válvula de expansión y compresor. La bomba de calor es accionada con electricidad proveniente, principalmente, del campo fotovoltaico y, en menor medida, de la red eléctrica. La corriente generada por los paneles fotovoltaicos es transformada en alterna mediante los inversores y, posteriormente, es utilizada para alimentar el compresor de la bomba de calor. El objetivo del compresor es comprimir el refrigerante gaseoso, aumentando su temperatura y presión. Tras pasar por el compresor, el refrigerante entra en el condensador donde libera el calor al entorno exterior, convirtiéndose en líquido. El refrigerante en estado líquido pasa por una válvula de expansión donde se reduce su presión y, tras ello, pasa al evaporador donde absorbe el calor del aire de ventilación exterior que se quiere enfriar, convirtiéndose en gas y repitiéndose el ciclo nuevamente al entrar en el compresor. De esta forma, se produce el enfriamiento del aire de ventilación y se aprovecha la electricidad generada por el campo fotovoltaico. Si la electricidad producida por el campo fotovoltaico no fuera suficiente, entonces, sería necesario hacer uso de la red eléctrica. La bomba de calor funcionaría

exactamente del mismo modo, independientemente del origen de la electricidad. Como se ha comentado a lo largo de este proyecto, el objetivo es conseguir una instalación con el mayor porcentaje de energía proveniente de fuentes renovables, por tanto, el uso de la red eléctrica solo tendrá lugar cuando el campo fotovoltaico no pueda aportar la electricidad necesaria para realizar el enfriamiento restante al aire de ventilación.

Otro elemento imprescindible en la instalación es el empleo de bombas hidráulicas, cuyo objetivo es bombear el agua por las distintas tuberías que componen el circuito. Para facilitar la comprensión del funcionamiento de la instalación, se muestra un esquema en la *ilustración 15* con los elementos más destacados y el camino a seguir por cada fluido. En el esquema, las líneas continuas hacen referencia a las tuberías por donde circula agua y las líneas discontinuas hacen referencias a los conductos por donde circula aire. En cuanto a los colores de las tuberías y conductos de la instalación, el color naranja hace referencia al fluido más caliente y el color azul al fluido más frío.

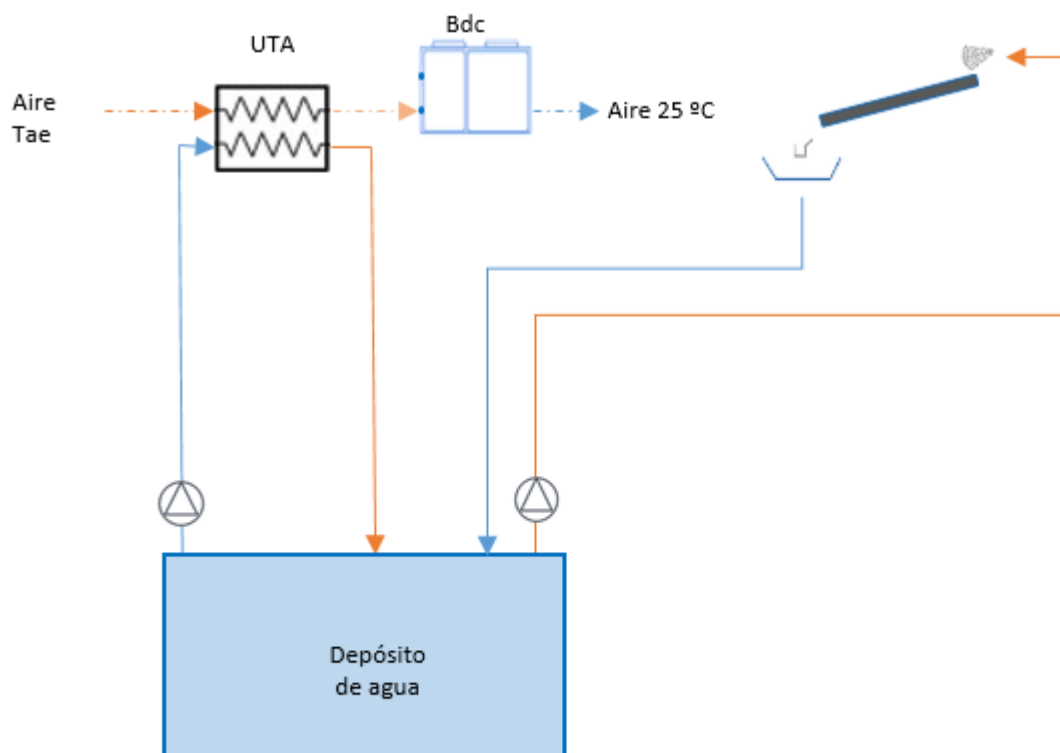


Ilustración 12 Esquema de la instalación de refrigeración del aire de ventilación

2.4.1 Cálculo del caudal de ventilación

Antes de abordar el modelo empleado para estudiar el sistema de refrigeración del aire de ventilación y su comportamiento, es necesario, obtener el caudal de ventilación de aire exterior a neutralizar. Según el RITE (Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación), el caudal mínimo de aire exterior de ventilación, necesario para alcanzar la categoría de calidad de aire interior aplicable al caso de estudio, puede obtenerse con el método indirecto de caudal de aire exterior por persona. Para poder aplicarse este método, deben cumplirse una serie de requisitos:

- En el edificio debe realizarse una actividad metabólica de alrededor de 1,2 met.
- La producción de sustancias contaminantes por fuentes diferentes del ser humano debe ser baja.
- No debe estar permitido fumar en el establecimiento.

Dichos requisitos son cumplidos para el edificio Espacio V Centenario, por tanto, es de aplicación. En la tabla 1.4.2.1 del reglamento se ofrecen caudales por persona en función de la categoría del aire interior del edificio. Al tratarse de un edificio de ámbito administrativo/estudiantil, la categoría de calidad del aire interior es IDA 2, aire de buena calidad. El caudal mínimo de aire exterior de ventilación correspondiente a esta categoría es de 12,5 dm³/s por persona.

El siguiente paso es obtener el número de personas del recinto, valor que se va a estimar a partir del Documento Básico de Seguridad en caso de incendio del CTE. En dicho documento, en la tabla 2.1 de la sección 3 de Evacuación de ocupantes, se establecen unas densidades de ocupación en función de la actividad del edificio. Para el caso objeto de estudio, se trata de uso administrativo en plantas o zonas de oficina, por tanto, la densidad de ocupación es de 10 m²/persona. Teniendo en cuenta que el área obtenida es de 1946,2 m², el número de personas resultantes es 195. Con el número de ocupantes y el caudal por persona obtenidos anteriormente, se obtiene un caudal de ventilación de aire exterior de 8775 m³/h.

2.5 Modelo de refrigeración del aire de ventilación

El modelo tiene como objetivo calcular cuanto consumo de ventilación del edificio es capaz de combatir la unidad de tratamiento de aire mediante el funcionamiento nocturno de un circuito de refrigeración natural de agua. El modelo energético, implementado en hojas de cálculo, es suministrado por el departamento de Ingeniería Energética de la ETSI.

En primer lugar, es necesario introducir los datos climáticos de la ciudad de Granada durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre (meses de verano). Dichos datos ofrecidos, han sido tomados en intervalos de 10 minutos durante todos los meses de verano mencionados. Los datos climáticos utilizados son la temperatura exterior, la temperatura del cielo y la temperatura de bulbo húmedo. Además, es necesario introducir la temperatura radiante media en cada intervalo de tiempo, la cual se obtiene mediante una ponderación entre la temperatura exterior (0.4) y la temperatura del cielo (0.6).

A partir de todos estos datos climáticos, obtenidos a lo largo de los meses de verano, se calcula la temperatura que se alcanza en el depósito de agua cada diez minutos durante su funcionamiento. Para ello, es necesario calcular la potencia disipada por el método falling film al pulverizar el agua sobre los paneles fotovoltaicos situados en la cubierta del edificio. El intervalo de funcionamiento del sistema de disipación de energía del depósito es de nueve horas, desde las 00:00 h hasta las 09:00 h, de lunes a viernes. Una condición adicional, para que funcione el sistema de disipación de energía falling film, es que la temperatura del depósito en el instante anterior (10 minutos antes) sea superior a la temperatura radiante media con una diferencia mínima de 5 °C, para que pueda haber un salto térmico suficiente.

Si las condiciones anteriores se cumplen durante los meses de verano, la potencia disipada por el método falling film puede obtenerse mediante el balance energético expresado en la ecuación (13), donde intervienen los coeficientes de transferencia convectivo h_{cv} y radiante h_{rd} en W/(m²·K); la temperatura del depósito en el instante anterior $T_{(t-1)}$, la temperatura de bulbo húmedo T_{bh} , la temperatura radiante T_{rd} y el área de transferencia. Para realizar este cálculo iterativo, se ha establecido que el agua del depósito está inicialmente a 18 °C, tomando $T_{(t-1)}$ este valor al principio.

$$Q_{dis} = \left(h_{cv} \cdot (T_{(t-1)} - T_{bh}) + h_{rd} \cdot (T_{(t-1)} - T_{rd}) \right) \cdot A \quad (13)$$

En dicha expresión (13), los coeficientes de transferencia adoptarán diferentes valores en función del mecanismo de transferencia de calor dominante. Si la temperatura del depósito es inferior a la temperatura de bulbo húmedo, la transferencia de calor dominante se produce por radiación. En este caso, el coeficiente de transferencia radiante en el modelo es superior al coeficiente de transferencia convectivo, siendo sus valores de $5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ y $3,44 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ respectivamente. En caso contrario, si la temperatura del depósito en el instante anterior es superior a la temperatura de bulbo húmedo, la transferencia de calor dominante en el modelo se produce por convección, siendo el coeficiente de transferencia radiante inferior al de convección, con un valor de $5 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ para el coeficiente radiante y un valor de $33,11 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ para el coeficiente convectivo.

Con respecto al área de transferencia, su valor se obtiene a partir del layout escogido de paneles fotovoltaicos. Dicha área de transferencia se obtiene a partir del producto de dos longitudes, la cuales son la longitud de recorrido del agua sobre los paneles (L_2) y la longitud donde se colocan las boquillas que pulverizan el agua (L_1). Dichas boquillas se encuentran en la parte superior de los paneles, separadas a un metro de distancia entre ellas. A continuación, se ofrece la *ilustración 16* para aclarar las dimensiones comentadas.



Ilustración 13 Dimensiones del área de transferencia

En función de la colocación de los paneles fotovoltaicos, éstas longitudes tendrán asignado un valor y repercutirán en un mejor aprovechamiento o no del modelo energético suministrado. Este mejor aprovechamiento del modelo energético puede observarse a través de la expresión (14):

$$CF = 1 - 1,273 \cdot e^{-0,1647 \cdot F^{0,5312}} \quad (14) \quad \text{donde } F = \frac{Q \left(\frac{l}{h \cdot m} \right)}{A \text{ (m}^2\text{)}} \cdot \text{longitud lanzamiento (m)}$$

En dicha expresión, el parámetro F es el caudal total de agua por metro cuadrado sobre paneles y el parámetro Q es el caudal de agua por unidad de longitud. La longitud de lanzamiento hace referencia a la dimensión donde se ubican las boquillas encargadas de pulverizar el agua (L_1). Con esta formulación, se obtiene un coeficiente a través del cual puede medirse el aprovechamiento del modelo energético. Si el coeficiente CF está cerca de 1 significa que se está consiguiendo el mejor aprovechamiento al modelo, mientras que, si se aleja de 1, significa que no se está consiguiendo el máximo potencial.

Colocando los 22 paneles verticalmente en dos filas de 11 paneles cada uno y utilizando un caudal de $1600 \text{ l}/(\text{h} \cdot \text{m})$, es posible obtener un coeficiente CF muy cercano igual a la unidad, por tanto, se consigue un aprovechamiento máximo del modelo energético. En cuanto a las dimensiones comentadas, la altura del panel correspondería a la dimensión L_2 y la suma del ancho de todos los paneles de cada fila correspondería a L_1 , siendo los valores de $2,27 \text{ m}$ y $25,07 \text{ m}$ respectivamente. Una vez obtenida estas dimensiones, puede obtenerse el área de transferencia utilizada para calcular la potencia disipada al verter el agua del depósito

sobre los paneles.

El siguiente objetivo es calcular la temperatura del depósito en el instante actual $T_{(t)}$, pero aún es necesario realizar algunos pasos previos. Conviene recordar que, este sistema de tratamiento del aire de ventilación solo funciona durante los cuatro meses de verano en el periodo de apertura del edificio V centenario, el cual es de 07:00 h a 14:00 h de lunes a viernes. El primer paso, es calcular la temperatura de impulsión del aire a la salida del intercambiador. Para ello, hay que tener en cuenta que la temperatura de consigna del aire está establecida en 25 °C durante el verano, por tanto, el sistema de refrigeración del aire de ventilación solo funcionará si la temperatura exterior es superior a 25 °C, ya que de otro modo no se tendría la necesidad de enfriar éste aire de ventilación para su entrada al recinto.

La temperatura mínima de impulsión del aire de la unidad de tratamiento puede obtenerse aplicando la expresión (15) del rendimiento del intercambiador de calor:

$$\eta_{int} = \frac{T_{ext} - T_{imp}}{T_{ext} - T_{(t-1)}} \quad (15)$$

Dicha expresión relaciona el salto térmico máximo posible que podría sufrir el aire exterior (T_{ext}) si se enfriara a la temperatura mínima posible $T_{(t-1)}$, con el salto térmico real producido al enfriarse hasta T_{imp} . La única incógnita de la expresión anterior es la temperatura de impulsión a la salida del intercambiador. El intercambiador de calor utilizado presenta una eficiencia de 0,85. Esto quiere decir que, del salto térmico máximo posible, sólo podrá producirse un salto térmico del 85 %.

Sin embargo, esta temperatura de impulsión del aire de ventilación puede no ser adecuada, ya que puede darse el caso de que en algunos intervalos de tiempo éstas temperaturas sean inferiores a la temperatura de consigna de 25 °C en el recinto. Es por ello, que se establece una restricción de que la temperatura de impulsión a la salida del intercambiador será como mínimo la temperatura de consigna.

Una vez obtenida esta temperatura, el siguiente paso es obtener la potencia disipada por la unidad de tratamiento de aire. Esto se consigue realizando un balance energético al aire en el intercambiador de calor, resultando la expresión (16).

$$\rho_{aire} \cdot \dot{V} \cdot c_p \cdot (T_{ext} - T_{imp}) = Q_{UTA} \quad (16)$$

La única incógnita en la expresión anterior es la potencia extraída por la unidad de tratamiento de aire, ya que el caudal de ventilación y la temperatura de impulsión a la salida del intercambiador han sido calculadas previamente. La densidad del aire se ha establecido en 1,2 Kg/m³ y el calor específico del aire en 1000 J/(kg·K). Hay que tener en cuenta la restricción de que, si el agua del depósito en el instante anterior es superior a 25°C, el sistema no debe funcionar ya que no podría enfriar el aire de ventilación hasta las condiciones deseadas.

Tras obtener Q_{UTA} , ya es posible calcular la temperatura del depósito en el momento $T_{(t)}$, aplicando el balance energético de la expresión (17) donde V es el volumen del depósito de la instalación, Δt es el paso de tiempo comentado anteriormente de 10 min (600 segundos), Q_{dis} es la potencia disipada por el agua del depósito y $T_{(t-1)}$ es la temperatura del depósito en el instante anterior. El calor específico del agua se ha establecido en 4178 J/(Kg·K) y la densidad del agua en 1000 Kg/m³.

$$\frac{\rho_{agua} \cdot V \cdot c_p \cdot (T_{(t)} - T_{(t-1)})}{\Delta t} = Q_{UTA} - Q_{dis} \quad (17)$$

Hay que recordar que todo este proceso de cálculo comentado es iterativo, con el propósito de obtener las diferentes temperaturas y potencias para cada intervalo de tiempo.

Con respecto a la elección del volumen del depósito V , se va a realizar un análisis en el apartado posterior con el objetivo de averiguar que volumen de depósito de los analizados resulta más beneficioso, desde el punto de vista de la demanda cubierta por energía renovable. Hay que recordar que el objetivo del dimensionamiento es conseguir que el edificio sea capaz de cubrir su consumo de ventilación con la mayor cantidad posible de energía obtenida a través de fuentes naturales.

Es importante resaltar que, la potencia extraída por la UTA puede no ser suficiente para conseguir que el aire de ventilación se enfríe hasta la temperatura de consigna. Esto se produce si la temperatura de impulsión del aire a la salida del intercambiador es superior a los 25 °C establecidos. Para poder asegurar que el aire de ventilación alcanza las condiciones deseadas, se utiliza una batería auxiliar eléctrica.

La potencia necesaria para conseguir que el aire de ventilación se enfría hasta la temperatura de consigna Q_{ven} , se obtiene aplicando el siguiente balance energético al aire de ventilación, como muestra la expresión (18):

$$\rho_{aire} \cdot \dot{V} \cdot c_p \cdot (T_{ext} - T_{consigna}) = Q_{ven} \quad (18)$$

Si el valor obtenido para la carga térmica de ventilación (Q_{ven}), en un intervalo de tiempo, es mayor a la potencia extraída por el intercambiador de calor (Q_{UTA}), entonces la batería auxiliar debe funcionar para extraer la potencia restante (Q_{BAT}) del aire de ventilación, como muestra la expresión (19):

$$Q_{ven} = Q_{UTA} + Q_{BAT} \quad (19)$$

Con toda esta explicación, ya es posible obtener la carga térmica de ventilación que el sistema de refrigeración total debe combatir para garantizar la neutralización del aire, además de cuantificar cuanta potencia adicional es necesario suministrar con la batería de apoyo.

3 RESULTADOS DEL SISTEMA

3.1 Análisis del campo fotovoltaico

El objetivo de este apartado es presentar los resultados obtenidos, a partir del modelo de simulación del campo fotovoltaico, para todos los casos de estudio analizados. Hay que recordar que se ha establecido un límite mínimo en la demanda de iluminación, el cual debe ser cubierto para considerar que el modelo empleado es satisfactorio. Dicho límite de demanda cubierta mínima es del 75 %, es decir, si el caso que se está analizando no es capaz de proporcionar energía suficiente como para cubrir el 75 % de la demanda de iluminación, la opción no es válida. Dicha casilla aparecerá en la *tabla 1* en color rojo. Si, por el contrario, el caso que se está analizando proporciona energía suficiente como para cubrir el 75 % o más de la demanda, la opción es válida. Representándose su casilla correspondiente en la tabla inferior en color verde.

Áreas m2	Porcentaje cubierto de demanda			
	Batería 1 5,1 Kwh	Batería 2 7,7 Kwh	Batería 3 10,2 Kwh	Sin acumulación
56,86	70,33%	75,08%	76,31%	56,90%
113,71	91,34%	93,15%	94,03%	75,77%
170,57	96,14%	97,14%	97,56%	81,74%

Tabla 1 Resultados del modelo de simulación

La *tabla 1* presenta en la primera columna las diferentes áreas de captación solar empleadas. La primera opción engloba la configuración de dos strings con 11 paneles en serie cada uno. Las siguientes opciones corresponden al área resultante de doblar y triplicar el número de paneles fotovoltaicos, manteniendo el número de paneles por string. Con respecto a las columnas 2, 3 y 4, hacen referencia a los porcentajes de demanda de iluminación cubiertos, para las diferentes áreas comentadas anteriormente, en función del nivel de almacenamiento de energía empleado. Para la columna 2 se ha empleado una batería con una capacidad de 5,1 Kwh, para la columna 3 se ha empleado una batería con una capacidad de 7,7 Kwh y para la columna 4 se ha empleado una batería con una capacidad de 10,2 Kwh. Por último, en la columna 5, se reflejan los porcentajes de demanda de iluminación cubiertos en el caso de que no haya almacenamiento de energía, para las diferentes opciones de áreas mencionadas.

Visualmente, puede comprobarse que el requisito de demanda cubierta para una instalación sin baterías, no se cumple con el área inicial, pero sí al utilizar el doble y el triple del área inicial. Con respecto a los casos en los que se incluye baterías con una capacidad de 5,1 Kwh, no se cumple para el área inicial, pero sí para los siguientes aumentos de captadores solares. Con respecto a las baterías de 7,7 Kwh, el límite en el porcentaje de demanda cubierta se cumple para todos los casos de estudio, siendo el porcentaje cubierto, lógicamente, superior en cada caso. Por último, si se utilizan baterías con nivel de almacenamiento de 10,2 Kwh, nuevamente, se cumple la condición para todas las áreas de análisis con porcentajes aún superiores.

Del análisis de la tabla anterior, pueden sacarse varias conclusiones. Una de ellas, es que mientras mayor sea el número de módulos fotovoltaicos que se utilicen, mayor será la energía obtenida y, por tanto, mayor será el porcentaje de demanda cubierta. Otra conclusión que puede extraerse es, que mientras mayor sea la capacidad de la batería empleada, mayor será el porcentaje de demanda cubierta, pero esta tendencia a

aumentar sufre una clara disminución con el aumento del número de módulos fotovoltaicos. En la última fila de la tabla, puede observarse este hecho, cuyos porcentajes apenas aumentan al aumentar el nivel de almacenamiento, produciéndose una mejora de sólo el 1,5 % aproximadamente entre el primer y último nivel de almacenamiento.

Con el objetivo de observar como afecta el empleo de una mayor área de captación solar a los tramos horarios de demanda cubierta, se ha elaborado la *ilustración 12*.

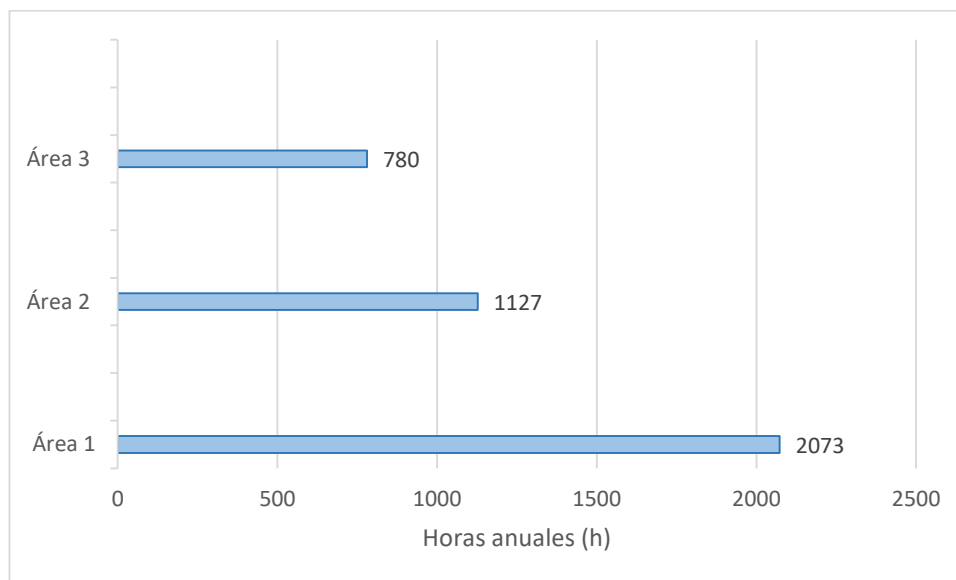


Ilustración 14 Horas anuales sin cubrir demanda

En la *ilustración 12* se representa el número de horas anuales durante las cuales no es posible cumplir con la demanda de iluminación. Esto quiere decir que, tanto los módulos fotovoltaicos como las baterías, no son capaces de suministrar suficiente energía durante determinadas horas al año. Se han representado los casos en función de la potencia fotovoltaica instalada. Siendo el área 1 la configuración inicial de dos strings con 11 paneles en serie cada uno, el área 2 el doble de paneles fotovoltaicos manteniendo el número de paneles en serie y el área 3 el triple de paneles fotovoltaicos. Como puede apreciarse, al aumentar el área de captación solar, disminuye notablemente el número de horas durante las cuales no es posible satisfacer la demanda objetivo. Llevándose a cabo una reducción en el número de horas con respecto a la configuración inicial del 62,4 %. Es por ello, que en la *tabla 1* de este apartado, estos casos suponen un mayor porcentaje de demanda cubierta. Lógicamente, esto trae consigo un mayor coste debido al mayor número de elementos implicados en la instalación (paneles, inversor, baterías...), además de mayores costes asociados a instalación y mantenimiento.

El siguiente análisis realizado tiene como objetivo cuantificar la energía almacenada por las baterías para todos los casos de estudio. Este estudio se encuentra reflejado en la *ilustración 13*, donde se hacen dos tipos de distinciones, como resulta habitual a lo largo de este documento, por un lado, se diferencia entre los tres tipos de baterías empleados y, por otro lado, se hace una distinción entre los casos con las distintas áreas de captación solar utilizadas.

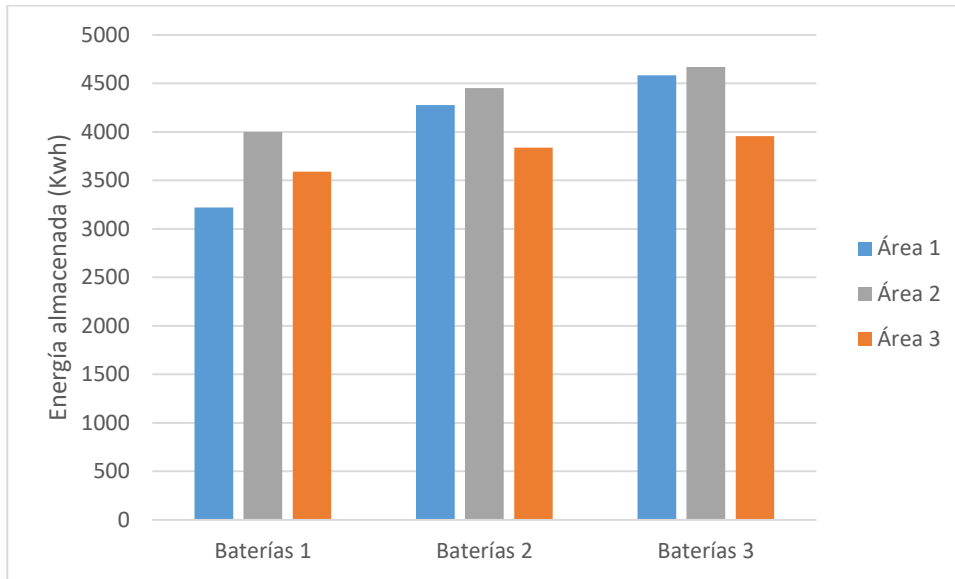


Ilustración 15 Energía almacenada por baterías

Puede observarse una tendencia creciente en la energía almacenada con el aumento del nivel de almacenamiento de las baterías, algo que resulta bastante lógico, pues las baterías presentan mayor capacidad. Además, hay una tendencia general cuando se aumenta el área de captación solar, en primera instancia, a aumentar la energía almacenada de baterías puesto que hay un mayor número de baterías para almacenamiento implicadas en la instalación. Sin embargo, esta tendencia se rompe al triplicar el área de captación solar ya que la energía almacenada en las baterías disminuye. Esto es debido a que se llega un punto en el que, al haber más paneles, las baterías no tienen que realizar tantos procesos de carga-descarga, ya que los módulos fotovoltaicos son capaces de combatir la demanda durante más tramos horarios.

Por último, se ha realizado un estudio para mostrar cómo afecta el área fotovoltaica instalada y el nivel de almacenamiento empleado en los excedentes energéticos producidos.

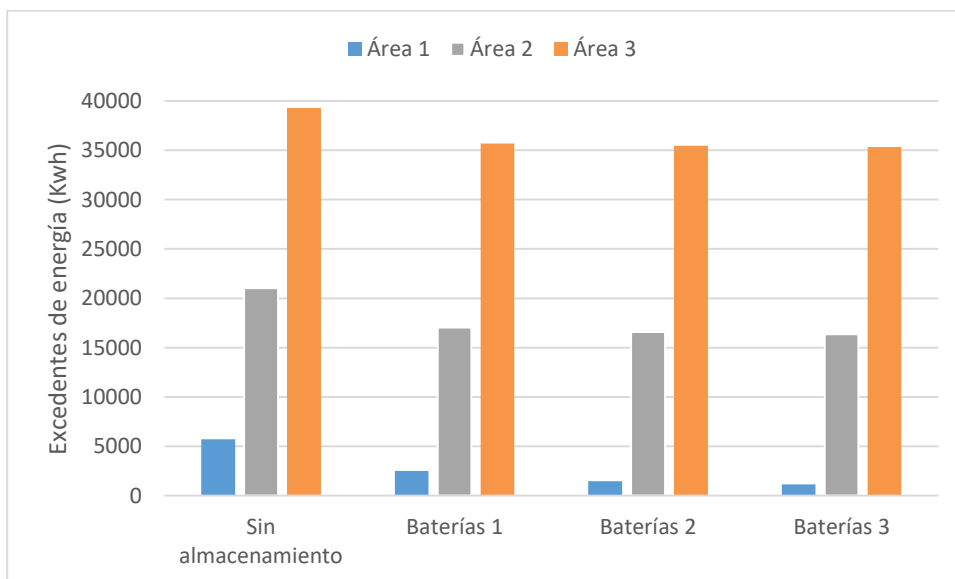


Ilustración 16 Excedentes de energía

Como puede observarse en la *ilustración 14*, a medida que se aumenta el área fotovoltaica, se produce un aumento muy notable de excedentes de energía, para todos los casos, con y sin almacenamiento de energía.

La explicación es simple, ya que al aumentar el área fotovoltaica hay una mayor producción de energía, por tanto, hay más tramos horarios donde la producción es superior al consumo de iluminación, lo que se traduce en una mayor cantidad de energía sobrante.

Por otro lado, puede visualizarse como los casos sin almacenamiento de energía, presentan una mayor cantidad de excedentes energéticos con respecto a los casos con baterías. Este hecho es debido a que, al emplear baterías, una parte de la energía sobrante producida por los paneles se emplea en cargar las baterías, hecho que no ocurre en la instalación sin almacenamiento. Es por ello, que todos los casos con almacenamiento de energía presentan una menor cantidad de excedentes energéticos.

Derivado de este análisis, puede apreciarse como el aumento en la capacidad de las baterías empleadas tiene un efecto prácticamente despreciable en los excedentes, ya que la diferencia en la energía empleada en cargar una batería de mayor nivel con respecto a otra de menor nivel es muy pequeña. Estas diferencias entre excedentes son las mismas que las diferencias entre energías almacenadas de la *ilustración 13* ya comentada, a pesar de que las diferencias visualmente parecen menores en la *ilustración 14*, sin embargo, esto es debido a los diferentes órdenes de magnitud empleados en los ejes verticales.

3.2 Análisis del sistema de refrigeración del aire de ventilación

Como se ha comentado en el apartado anterior, uno de los objetivos del trabajo es dimensionar el volumen del depósito utilizado para almacenar el fluido caloportador (agua). Resulta de especial interés, la elección de dicho volumen, puesto que influye notablemente en la capacidad de refrigeración del aire de ventilación de forma natural, es decir, en función de su volumen puede conseguirse disminuir la necesidad de usar la bomba de calor auxiliar alimentada eléctricamente. Éste menor uso de la bomba de calor eléctrica conduce a un menor impacto medioambiental, ya que la mayor parte de la energía necesaria para neutralizar el aire de ventilación, se consigue intercambiando energía con el medioambiente. Una de las ventajas derivadas de este hecho, es que la bomba de calor auxiliar utilizada puede ser más pequeña, al necesitar una potencia pico de menor valor. Esto se traduce en un ahorro económico, tanto en la adquisición inicial, como en el consumo del equipo climático durante su vida útil.

Además, realizar un análisis del dimensionamiento del equipo puede evitar un posible sobredimensionamiento del depósito, lo que significa un ahorro en materiales, junto con un menor uso del espacio disponible para su colocación en el patio interior del edificio.

Durante el desarrollo de este apartado, se va a mostrar como se comporta el sistema de refrigeración a través de diversos parámetros a medida que se modifica el volumen del depósito de acumulación de agua. Debido a que se está estudiando un sistema híbrido compuesto por un circuito de disipación de calor, para neutralizar el aire de ventilación, y por una instalación fotovoltaica, para producción de electricidad; los análisis realizados se van a referenciar por medio de un índice expresado en m^3/KW . Dicho índice, muestra la relación de diseño existente entre el volumen de acumulación de agua escogido y la potencia instalada del campo fotovoltaico. Mediante este índice es posible conocer la relación de dimensionamiento existente entre ambos sistemas. Éste índice será mostrado en los gráficos resultantes de los estudios llevados a cabo.

3.2.1 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable

El primer análisis tiene como objetivo determinar que volúmenes resultan adecuados desde el punto de vista de la demanda de ventilación cubierta con energía de origen natural, es decir, sin el uso de la batería auxiliar. Para ello, es necesario disponer de la carga térmica total necesaria para neutralizar el aire de ventilación en el edificio (Q_{ven}) y de la potencia extraída total por el intercambiador de calor (Q_{UTA}) durante los cuatro meses de verano. Ambos resultados han sido obtenidos a partir de las expresiones

mencionadas en el apartado 6 anterior. Realizando el cociente de ambos resultados, puede obtenerse la fracción de demanda cubierta como indica la expresión (20):

$$f = \frac{Q_{UTA}}{Q_{ven}} \quad (20)$$

Calculando las diferentes fracciones de demanda cubierta, según se ha comentado anteriormente, es posible obtener la *ilustración 17*, donde puede apreciarse la evolución de este parámetro.

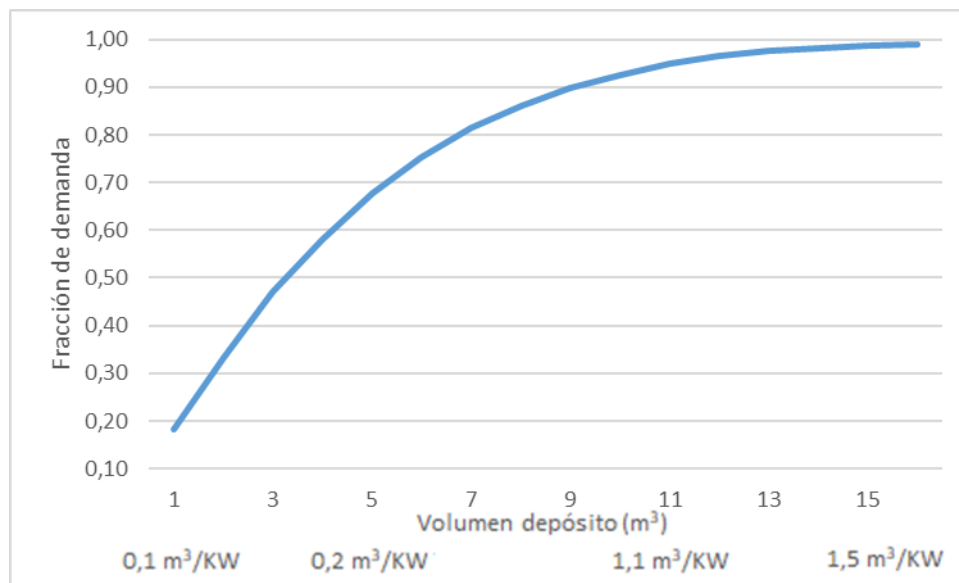


Ilustración 17 Fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable

Como puede apreciarse en la *ilustración 17*, la fracción de demanda cubierta de ventilación con energía renovable es mayor a medida que aumenta el volumen del depósito. En el eje horizontal se muestra, adicionalmente, algunos valores de la relación existente entre el volumen de acumulación y la potencia instalada del campo fotovoltaico. La potencia fotovoltaica instalada en el caso objeto de estudio es de aproximadamente 10 KW. Esta mejora del incremento de la demanda cubierta tiene mayor impacto en volúmenes más pequeños y menor para volúmenes superiores, llegando a mantenerse casi constante sobre los 15 m³ de agua (1,5 m³/KW).

Para explicar este hecho, hay que observar la ecuación (17) despejada:

$$T_{(t)} = \frac{(Q_{UTA} - Q_{dis}) \cdot \Delta t}{\rho_{agua} \cdot c_p \cdot V} + T_{(t-1)} \quad (17)$$

A medida que aumenta el volumen de agua, la temperatura en el instante actual $T_{(t)}$ resulta más pequeña, es decir, el agua del depósito tarda más en calentarse debido a que se dispone de una mayor cantidad de fluido. Este hecho afecta a la temperatura de impulsión del aire de ventilación a la salida del intercambiador de calor, como puede observarse en la expresión (15) ya comentada:

$$\eta_{int} = \frac{T_{ext} - T_{imp}}{T_{ext} - T_{(t-1)}} \quad (15)$$

Mientras más tarde el agua del depósito se calienta, su temperatura para instantes posteriores no será tan alta, esto conlleva a que el salto térmico máximo posible (ideal) en el intercambiador ($T_{ext} - T_{(t-1)}$) sea más grande, y por consiguiente, se produzca un mayor salto térmico real en el aire. Un mayor salto térmico real en el aire da lugar a una menor temperatura de impulsión a la salida del intercambiador T_{imp} durante un mayor intervalo de tiempo, favoreciendo un mayor intercambio energético. En resumen, si tarda más en calentarse el depósito de agua, favorece el intercambio energético al haber mayor diferencia de temperatura entre el agua y el aire durante más tiempo.

3.2.2 Análisis de la energía disipada por el agua del depósito

El segundo análisis tiene como objetivo observar el comportamiento de la energía disipada por el agua a medida que se aumenta su volumen. Al igual que ocurría en el análisis previo, la energía disipada por el agua aumenta con el volumen de acumulación, siendo esta mejora cada vez menor. A partir de los 15 m³ aproximadamente (1,5 m³/KW), la energía disipada se mantiene prácticamente constante como puede observarse en la *ilustración 18*.

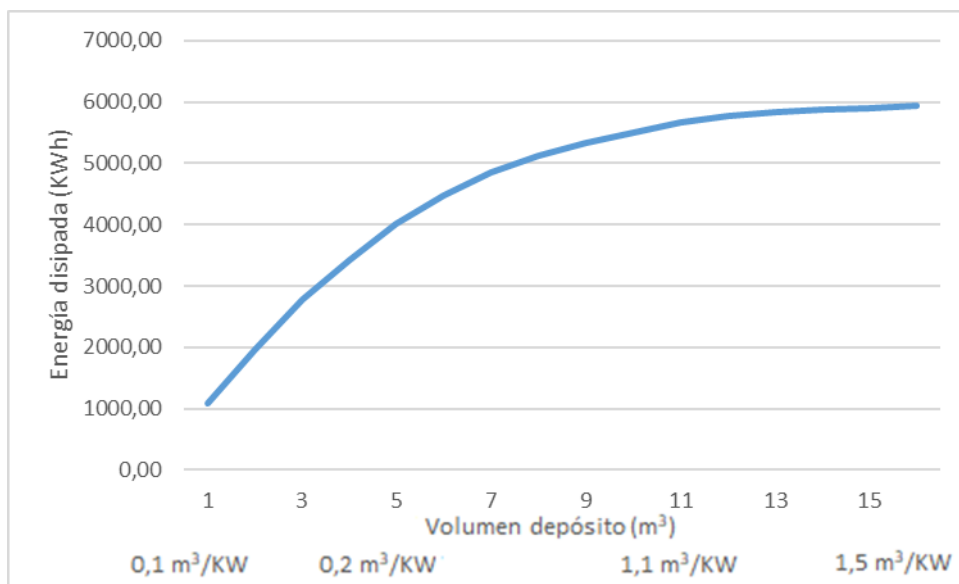


Ilustración 18 Energía disipada por el agua del depósito

La explicación de este suceso está relacionada con el análisis anterior. Como se comentó, el aumento del volumen conlleva a un calentamiento más lento del agua del depósito, lo que provoca un intercambio energético durante más tiempo hasta que el depósito alcance la temperatura de consigna de apagado. Además, en este intercambio energético predomina notablemente el mecanismo de transferencia convectivo en el modelo energético utilizado, ya que la temperatura del depósito se mantiene más tiempo en valores superiores a la temperatura de bulbo húmedo. Rescatando la expresión (13), al predominar la convección como mecanismo de transferencia en el modelo, se produce un mayor aumento de la potencia disipada, puesto que los coeficientes de transferencia cuando predomina la convección ($h_{rd}= 5 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ y $h_{cv}=33,11 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$) son superiores a los coeficientes de transferencia del modelo cuando predomina la radiación ($h_{rd}= 5 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ y $h_{cv}=3,44 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$).

$$Q_{dis} = \left(h_{cv} \cdot (T_{(t-1)} - T_{bh}) + h_{rd} \cdot (T_{(t-1)} - T_{rd}) \right) \cdot A \quad (13)$$

Dicha explicación queda demostrada en la *tabla 2*, donde puede observarse como los resultados de la energía disipada, cuando domina en la formulación la convección como mecanismo de transferencia, son casi idénticos a la energía disipada total. La disipación de energía, cuando el mecanismo de transferencia dominante en la formulación es la radiación, es prácticamente despreciable frente a la otra formulación.

Volumen (m ³)	1	3	5	7	9	11	13	15
% Domina convección	98,19	98,46	99,26	99,6	99,67	99,69	99,73	99,81
% Domina Radiación	1,81	1,54	0,74	0,4	0,33	0,31	0,27	0,19

Tabla 2 Porcentaje de energía disipada para cada formulación en función del volumen de acumulación

Esto quiere decir que, si se tiene un depósito de 5 m³, el 99,26 % de la potencia disipada por el agua se va a producir en la formulación en la cual predomina la convección. Por tanto, un porcentaje muy pequeño (0,74 %), se va a producir con la otra formulación del modelo en la cual predomina la radiación.

3.2.3 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable para diferentes temperaturas de consigna

Hasta ahora se ha analizado el efecto de la variación del volumen de agua en el sistema manteniendo la temperatura de consigna de apagado del depósito en 25 °C. Los siguientes análisis tienen como objetivo estudiar el efecto que produce variar dicha temperatura de apagado del depósito. En primer lugar, se va a abordar como afecta a la fracción de demanda de ventilación cubierta por energía renovable (sin uso de la batería auxiliar). En concreto, se van a analizar los efectos para una temperatura de consigna de 23 °C y 27 °C, junto con el análisis ya obtenido anteriormente a 25 °C.

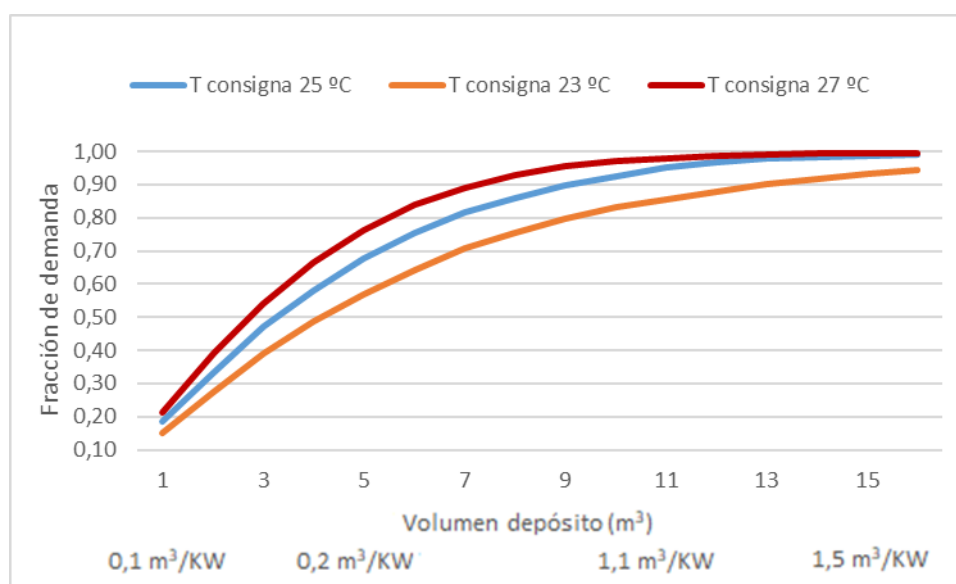


Ilustración 19 Fracción de demanda de ventilación cubierta con diferentes temperaturas de consigna

Como puede apreciarse en la *ilustración 19*, si la temperatura de consigna del depósito aumenta, se produce un aumento en la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable para cada volumen de acumulación. Este suceso ocurre debido a que se produce un mayor intercambio energético entre el agua

del depósito y el aire exterior durante más tiempo, ya que el sistema no se apaga hasta que alcanza una mayor temperatura en el depósito. Este efecto se ve amortiguado con altos volúmenes de acumulación, llegando a igualarse prácticamente.

Por el contrario, si la temperatura de consigna del depósito disminuye, se produce una disminución de la fracción de demanda de ventilación cubierta. En este caso, se produce un intercambio energético entre el agua y el aire de ventilación durante menos tiempo, ya que la temperatura de apagado del depósito se alcanza antes, al no permitirse que el agua se caliente por encima de dicha temperatura. El comportamiento para los 3 casos de estudio es similar a medida que aumenta el volumen de acumulación de agua.

3.2.4 Análisis de la energía disipada por el agua del depósito para diferentes temperaturas de consigna

El efecto de variar la temperatura de consigna del depósito se ha implementado en el estudio anterior de energía disipada por el agua del depósito. Nuevamente, se ha realizado el análisis para los casos ya mencionados en los que la temperatura de apagado del sistema es de 23 °C, 25 °C y 27 °C. Puesto que se ha llegado a la conclusión de que se cubre una mayor fracción de demanda de ventilación a medida que la temperatura de consigna es mayor, es lógico que se produzca una mayor cantidad de energía disipada por el sistema de refrigeración del agua del depósito, ya que ambos parámetros están relacionados directamente. Al disponer de una temperatura de apagado del sistema superior, se produce un intercambio energético durante más tiempo, ya que se tardará más tiempo en alcanzar este límite de funcionamiento. Los resultados obtenidos pueden visualizarse en la *ilustración 20*, donde se puede apreciar como las curvas se “aplanan” antes con el aumento de la temperatura de consigna, como ya ocurrió en la *ilustración 19*.

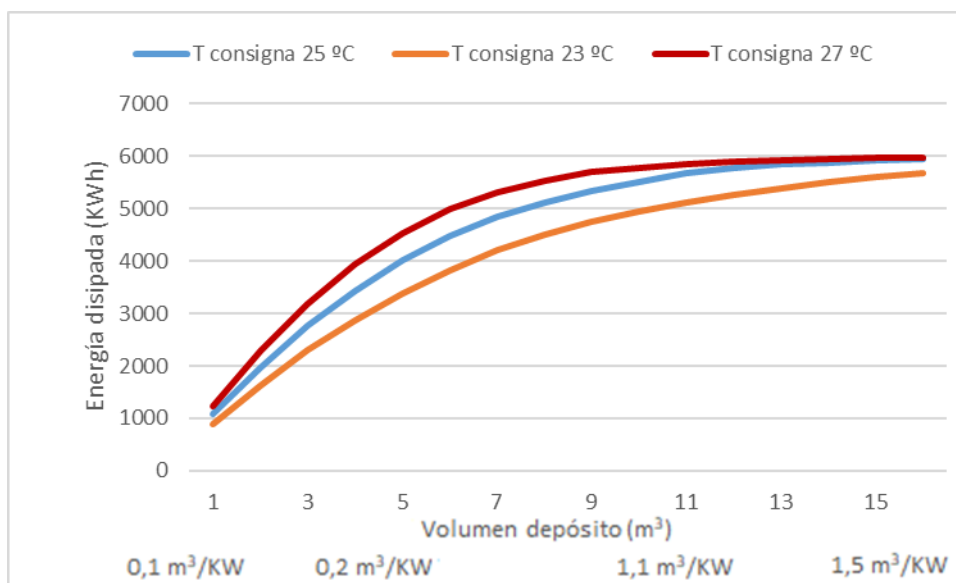


Ilustración 20 Energía disipada por el agua del depósito con diferentes temperaturas de consigna

3.2.5 Análisis del consumo eléctrico de la bomba de calor auxiliar

Por otra parte, se ha comentado en apartados anteriores el uso de una bomba de calor de apoyo para producir un enfriamiento adicional del aire de ventilación, si fuera necesario. Este hecho se produce cuando la energía necesaria para neutralizar el aire de ventilación es superior a la energía extraída por la unidad de tratamiento del aire. Es por ello, que se ha realizado un estudio sobre cómo se ve afectado el consumo eléctrico con el dimensionamiento del sistema. Resulta de especial interés profundizar en este análisis, ya que este consumo eléctrico se traduce en un coste económico del sistema durante su vida útil.

Para calcular dicho consumo eléctrico, basta con dividir la potencia disipada por la bomba de calor auxiliar, de cada intervalo de tiempo, entre su SEER (Seasonal Energy Efficiency Ratio), como se muestra en la expresión (21):

$$SEER = \frac{Q_{BAT}}{C_{elec}} \quad (21)$$

Conociendo que el SEER de la bomba de calor auxiliar está establecido en un valor de 2,5, es posible obtener su consumo eléctrico. Los resultados obtenidos para este análisis se reflejan en la *ilustración 21*:

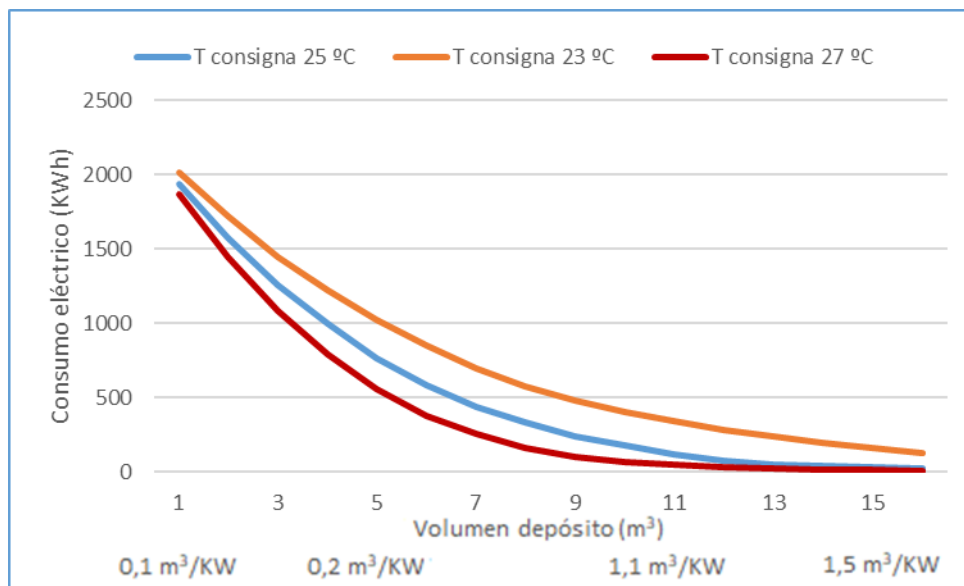


Ilustración 21 Consumo eléctrico de la bomba de calor auxiliar

Como cabe esperar según los estudios anteriores, el consumo eléctrico de la bomba de calor auxiliar es cada vez más pequeño a medida que se produce un aumento del volumen de acumulación de agua, lo que casa con la conclusión de que la fracción de demanda de ventilación cubierta por renovable es mayor a medida que se producía este aumento en el volumen de agua. Mientras mayor sea la cantidad de demanda de ventilación cubierta con la energía extraída por la UTA, menor será la necesidad de emplear la bomba de calor y, por consiguiente, menor será la cantidad de energía eléctrica consumida por la bomba de calor.

Además, se muestra como influye la temperatura de consigna de apagado del depósito en el consumo eléctrico. Mientras mayor sea dicha temperatura de consigna, mayor será la fracción de demanda cubierta con el uso de la UTA y, por tanto, menor el consumo eléctrico de la bomba de calor para cada volumen de acumulación como muestra la *ilustración 21*.

3.2.6 Análisis de la potencia pico de la bomba de calor auxiliar

Otro análisis interesante, relativo a la bomba de calor, puede ser la obtención de su potencia pico, puesto que resulta de gran utilidad para la selección de dicho equipo. A partir de la potencia máxima que se le exija entregar a la bomba de calor, es posible elegir una con un tamaño más acorde a lo demandado por la instalación. Derivado de esto, se podría evitar adquirir una bomba de calor sobredimensionada para la instalación, lo que conllevaría un ahorro económico en su adquisición.

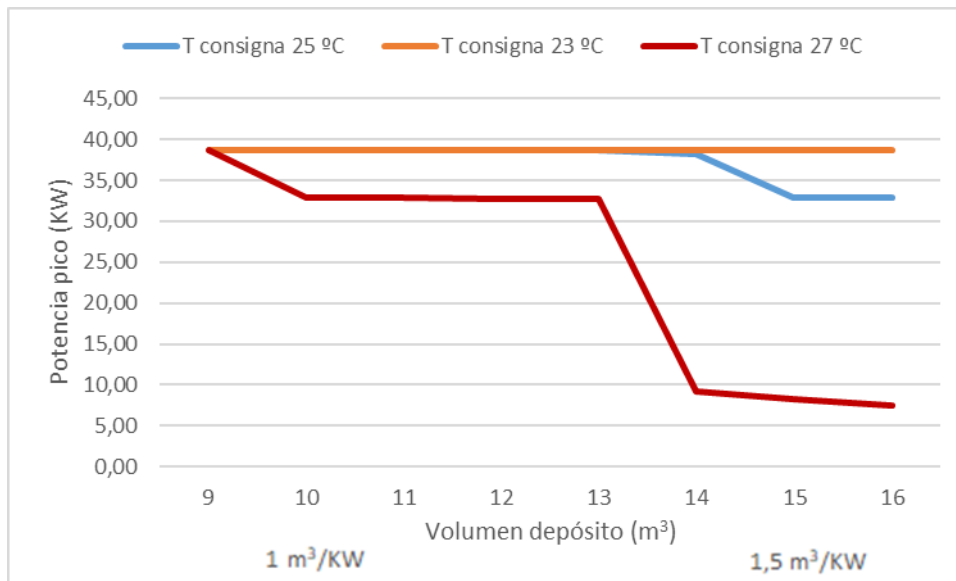


Ilustración 22 Potencia pico de la bomba de calor auxiliar

En la *ilustración 22* se muestra las potencias máximas obtenidas según los volúmenes de depósitos usados y la temperatura de consigna escogida. A diferencia de gráficos pasados, se ha omitido los volúmenes inferiores, puesto que la potencia máxima que debe suministrar la bomba de calor es la misma en torno a 40 KW y no aporta nada de especial interés esa visualización de casos previos. Es por ello, que sólo se muestran volúmenes superiores a 8 m³ de agua en el gráfico.

Prestando atención, se puede apreciar que cuando la temperatura de consigna es de 27 °C, la potencia pico empieza a disminuir mientras que para el resto de temperaturas se mantiene constante. En cuanto al caso para una temperatura de 25 °C, la potencia pico no disminuye hasta volúmenes superiores alrededor de los 14 m³. Con respecto al tercer caso, si se disminuye la temperatura de apagado hasta los 23 °C, la potencia pico se mantiene constante para todos los casos analizados. Como se ha razonado en párrafos anteriores, el hecho de aumentar el volumen, conlleva a que la bomba de calor esté menos exigida debido a que se produce un mayor intercambio energético durante mas tiempo en el intercambiador de calor entre el agua y el aire de ventilación, ya que se necesita un mayor tiempo para calentar todo el volumen de agua. Sin embargo, con las temperaturas de consigna más bajas, este hecho apenas tiene influencia por lo que se mantiene más constante la potencia pico. Utilizar una temperatura límite menor conlleva a un menor tiempo de intercambio energético permitido, ya que el depósito tarda menos en llegar a su temperatura límite y, por tanto, en apagarse. Esto conlleva la necesidad de hacer un mayor uso de la bomba de calor para paliar el déficit energético, provocando instantes de mayor potencia pico.

3.2.7 Análisis de la fracción de demanda de ventilación cubierta con energía renovable incluyendo fotovoltaica para diferentes temperaturas de consigna

3.2.7.1 Instalación con baterías de menor capacidad

Hay que recordar, que el sistema a implementar en el edificio Espacio V Centenario de la UGR cuenta con una instalación fotovoltaica para producción de electricidad. Hasta ahora, en los análisis comentados sobre fracción de demanda cubierta por renovable, no se ha incluido el hecho de que gran parte del consumo eléctrico por la bomba de calor puede provenir de la producción de electricidad obtenida mediante los paneles fotovoltaicos. Esto quiere decir, que la instalación objeto de estudio tiene capacidad para ser aún más renovable, si se tiene en cuenta el hecho de que puede consumir su propia electricidad generada mediante placas fotovoltaicas in situ. El caso que se va a exponer a continuación, está referido al campo fotovoltaico de menor área instalada con el menor nivel de almacenamiento energético (baterías de 5,1

Kwh). Es por ello, que se ha realizado un análisis más detallado, en cuanto al grado de renovabilidad que posee la instalación de producción de frío y electricidad.

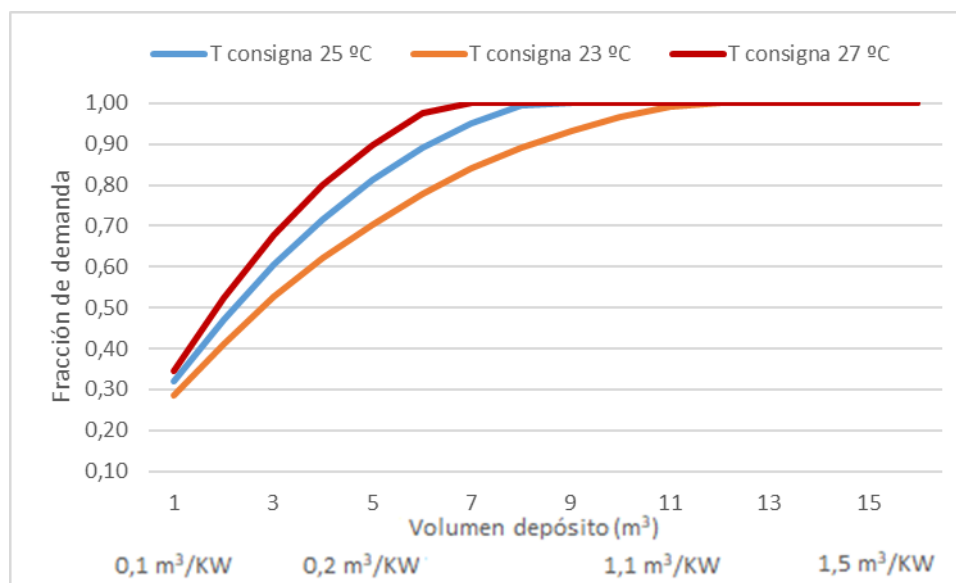


Ilustración 23 Fracción de demanda de ventilación cubierta por renovable incluyendo fotovoltaica para nivel bajo de almacenamiento

Nuevamente, se ha incluido en el estudio el efecto de modificar la temperatura de consigna del depósito, como viene siendo habitual en el desarrollo de este trabajo. Si se compara la *ilustración 23* con la *ilustración 19*, ya explicada con anterioridad, puede observarse como se ha producido un aumento significativo de la fracción de demanda cubierta por energía renovable al incluir los excedentes de la producción fotovoltaica utilizada para alimentar la bomba de calor auxiliar. Este análisis se muestra para un rango de volumen de acumulación desde 1 m³ (0,1 m³/KW) hasta unos 15 m³ (1,5 m³/KW) con cada una de las temperaturas de consigna estudiadas. Si se presta atención al caso de temperatura de consigna de 23 °C, en el estudio sin incluir la producción de electricidad mediante paneles fotovoltaicos, el porcentaje de demanda cubierta llega al 95 % para el nivel máximo de acumulación de agua, mientras que en el estudio incluyendo electricidad fotovoltaica, es posible conseguir una instalación 100 % renovable para un volumen de 11 m³ (1,1 m³/KW). Con respecto al caso de 25 °C, puede observarse como el porcentaje de demanda cubierta llega prácticamente al 100 % para el máximo volumen de acumulación, mientras que, si se incluye la producción de electricidad, llega al 100 % para un volumen bastante inferior, en concreto, a partir de 8 m³. Por último, si se analiza el caso de 27 °C, se llega a un porcentaje de demanda cubierta sin producción fotovoltaica del 100 % para niveles cercanos al máximo de acumulación y al 100 % incluyendo la producción de electricidad fotovoltaica para volúmenes a partir de 7 m³.

3.2.7.2 Instalación con baterías de mayor capacidad

A continuación, se ha realizado el mismo estudio para el campo fotovoltaico con las baterías de mayor capacidad utilizada en este trabajo (baterías de 10,25 Kwh). Los resultados de este análisis se encuentran recogidos en la *ilustración 24*.

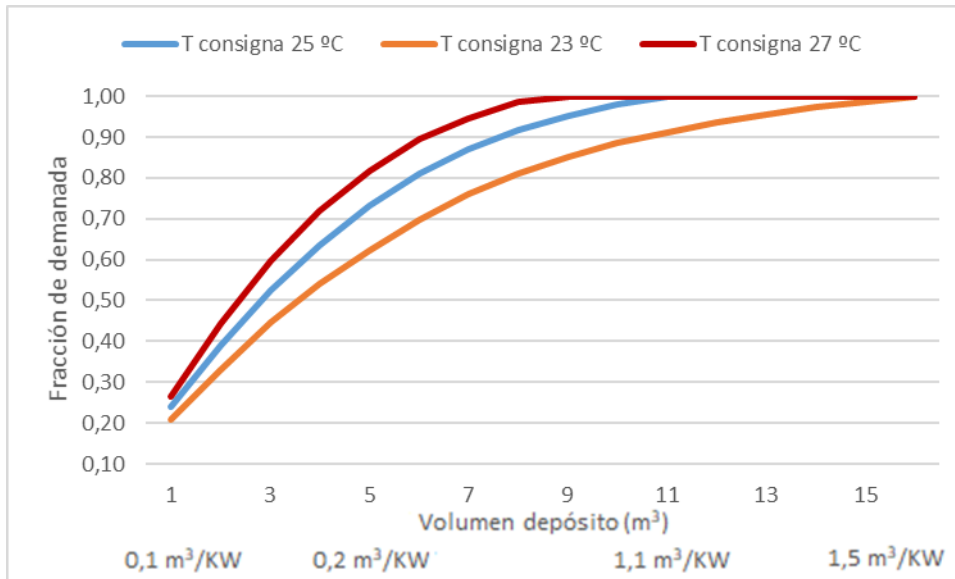


Ilustración 24 Fracción de demanda de ventilación cubierta por renovable incluyendo fotovoltaica para nivel alto de almacenamiento

Si se realiza una comparación con detenimiento entre la *ilustración 23* con baterías de menor capacidad y la *ilustración 24* con baterías de mayor capacidad de almacenamiento, se puede llegar a una conclusión que se repite para cada temperatura de consigna analizada, la cual se trata de una leve disminución de la fracción de demanda cubierta por energía de origen natural en la instalación. La diferencia en la fracción de demanda cubierta por renovable se reduce aproximadamente en un 8% (diferencia entre la *ilustración 23* y *24*) para todos los casos que no llegan al 100% renovable, entre usar baterías con capacidad de 5,1 Kwh y usar baterías con capacidad de 10,25 Kwh. Este resultado es debido a que la cantidad de energía sobrante de la instalación, obtenida tras cargar baterías y satisfacer la demanda de iluminación, es inferior a medida que se aumenta el nivel de capacidad de las baterías. Al aumentar esta capacidad, es necesaria más energía para poder lograr cargar las baterías y, por tanto, menos excedentes energéticos se van a obtener para poder contribuir a cubrir la demanda de ventilación. La explicación de esta disminución en cuanto a excedentes energéticos se abordó en la *ilustración 14* pasada en el apartado 4 de este documento.

Si se repite esta comparación de fracciones de demanda cubierta por energía renovable incluyendo fotovoltaica entre las baterías de mayor y menor capacidad de acumulación, para un campo fotovoltaico de mayor área, las diferencias de fracciones cubierta serían menores. El efecto de incluir baterías de menor capacidad en un campo fotovoltaico de mayor área tiene menos repercusión. Esto tiene su origen en la menor diferencia existente en cuanto a excedentes de energía entre usar unas baterías u otras, cuya explicación ya se abordó en el apartado 4. Si hay menos diferencia en excedentes (observar *ilustración 14* del apartado 4), se produce una menor diferencia en cuanto a fracciones de demanda cubierta por renovable. Por tanto, si se aumenta el área fotovoltaica, hay una menor diferencia entre usar baterías de menor capacidad y baterías de mayor capacidad de almacenamiento.

Como reflejan todos estos análisis abordados a lo largo de este apartado, existen volúmenes de acumulación de agua a partir de los cuales la instalación consigue ser 100 % renovable, es decir, es capaz de conseguir una neutralización completa del aire exterior de ventilación sin consumir electricidad proveniente de la red eléctrica o externa al edificio. Para estos casos, el edificio es capaz de conseguir reducir la temperatura exterior del aire hasta los 25 °C empleando recursos únicamente de origen natural, como son la radiación solar y el intercambio con el medioambiente como sumidero energético.

3.3 Comparación situación inicial vs caso base

El objetivo de este apartado es establecer una comparación entre la situación original del edificio Espacio V Centenario y la situación final tras la instalación del sistema híbrido de producción de electricidad y frío. Para establecer esta comparación, se va a realizar un estudio de la energía consumida, en términos de energía primaria total (EPT) necesaria, con la idea de poder comparar en una misma unidad la energía eléctrica y la energía térmica consumida. Según el CTE, la energía primaria total se refiere a la cantidad de energía necesaria para el edificio, independientemente de su origen (suministrada por la red, por el medioambiente o producida in situ) y de su carácter renovable o no.

El consumo expresado en términos de energía primaria total, se puede dividir en dos grupos, los cuales son energía primaria renovable y energía primaria no renovable. Tras realizar este análisis, para ambas situaciones inicial y final del edificio, se podrá observar un incremento notable producido en el consumo de energía primaria renovable, gracias a la nueva instalación híbrida dimensionada.

Puesto que se dispone de la energía final consumida de apartados anteriores, es necesario aplicar unos factores de conversión para poder convertirlos en energía primaria. Estos factores de conversión dependen de la fuente origen de la energía y han sido reconocidos por el RITE 2016 y la normativa ISO-52000-1.

Como ya se ha comentado, el edificio consume originalmente electricidad de la red para satisfacer las demandas de iluminación y neutralización del aire de ventilación exterior. En esta situación, sólo es necesario utilizar los factores de conversión señalados en la *ilustración 25*, para convertir la energía final de iluminación y de neutralización del aire de ventilación a energía primaria, puesto que se obtiene la red eléctrica peninsular.

Factores de conversión de energía final a primaria				
	Fuente	Valores aprobados		
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195
Carbón	(***)	0,002	1,082	1,084
Biomasa no densificada	(***)	1,003	0,034	1,037
Biomasa densificada (pelets)	(***)	1,028	0,085	1,113

Ilustración 25 Factores de conversión de energía final a energía primaria

Los factores de conversión señalados anteriormente permiten obtener la energía primaria renovable, no renovable y la energía primaria total. Los resultados obtenidos para los cuatro meses de verano se encuentran recogidos en la *ilustración 26*, donde puede apreciarse que cantidad de EPT corresponde a energía primaria renovable y que cantidad a energía primaria no renovable. El consumo EPT para todos los

meses de verano, teniendo en cuenta iluminación y ventilación, es de 18077,97 Kwh.

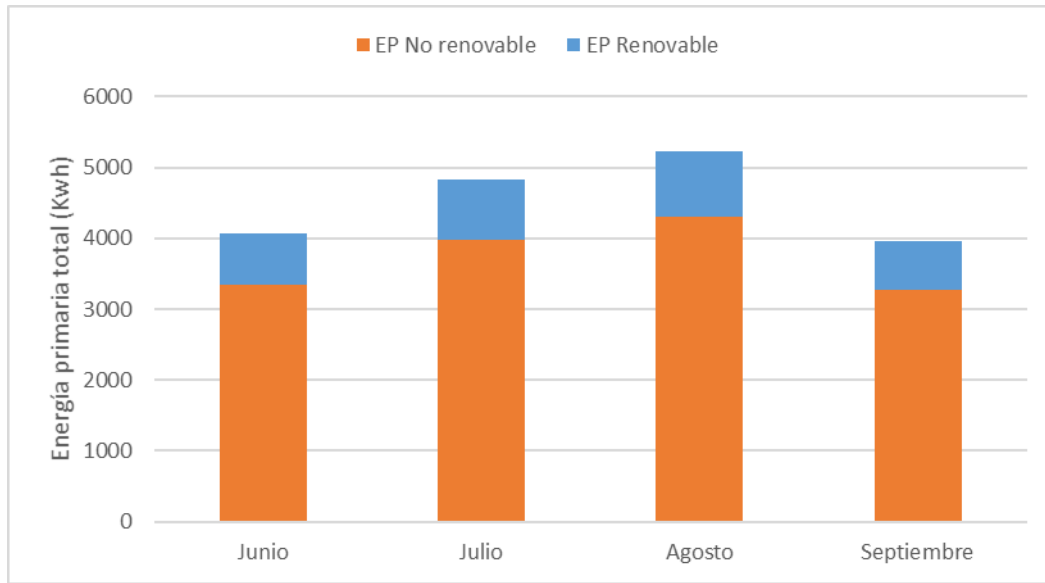


Ilustración 26 Energía primaria total para situación original

Con un vistazo rápido, puede visualizarse como el porcentaje de energía primaria no renovable es muy alto en la situación original del edificio Espacio V Centenario. Para obtener el porcentaje de energía primaria renovable, basta con aplicar la expresión (22):

$$f (\%) = \left(\sum_{i=1}^4 \frac{Ep_{r,i}}{EPT_i} \right) \cdot 100 \quad (22)$$

En dicha expresión, i representa los 4 meses de verano para los cuales se ha obtenido la energía primaria renovable, designada como Ep_r , y la energía primaria total EPT. El valor resultante tras aplicar la expresión es del 17,48 %, un porcentaje bastante pobre para la situación inicial del edificio. Para conocer las cantidades de energía renovable y no renovable correspondiente, por un lado, a iluminación y, por otro lado, a neutralización del aire exterior, consultar el *Anexo III Desglose de energía primaria*.

Para la situación final, tras la instalación del sistema híbrido, es necesario usar varios factores de conversión según la fuente origen de energía utilizada. El estudio que se va a exponer, es aplicado al caso base utilizado, el cual es de 22 paneles con dos strings de 11 paneles fotovoltaicos, baterías del menor nivel de almacenamiento (5,1 Kwh) y el uso de un depósito de 5 m³ con una temperatura de consigna de 25 °C.

Con respecto a la iluminación, dicha energía va a ser aportada, por un lado, por la energía eléctrica producida por la instalación fotovoltaica y, por otro lado, por la red eléctrica. Para saber que cantidad corresponde a energía de la red eléctrica y que cantidad a la instalación fotovoltaica, basta con comprobar la demanda cubierta por la instalación fotovoltaica para los cuatro meses en cuestión. Dicho porcentaje se encuentra alrededor del 82,5 % referido a la demanda cubierta por la fotovoltaica y el resto a la demanda cubierta por la red eléctrica.

En el primer caso, al ser energía generada por fotovoltaica in situ, la EPT coincide con la energía primaria renovable, siendo su factor la unidad. Lógicamente, el factor de energía primaria no renovable es nulo. Para el segundo caso, los factores de conversión son los ya utilizados anteriormente, correspondientes a la electricidad convencional peninsular.

En cuanto a la demanda de ventilación, se diferencian tres fuentes, la primera de ellas corresponde a la energía intercambiada por la UTA (el origen es el intercambio de energía entre el agua y el medioambiente), la cual es la principal fuente. Los factores de conversión a energía primaria corresponden al caso de fuente de energía medioambiente. Dichos factores de conversión, adoptan los mismos valores que en energía eléctrica producida por fotovoltaica in situ, es decir, tanto el factor a EPT como a energía primaria renovable corresponde a la unidad. El porcentaje de demanda correspondiente a esta fuente, es obtenido de la *ilustración 19* de fracción de demanda cubierta de ventilación renovable sin incluir fotovoltaica para el caso en cuestión, siendo su valor de un 67%.

La segunda de las fuentes de energía, es la obtenida por los excedentes eléctricos producidos por la instalación fotovoltaica. El porcentaje de energía correspondiente para esta fuente, es obtenido a partir de la diferencia entre el porcentaje de la *ilustración 23* de fracción de demanda cubierta de ventilación renovable incluyendo fotovoltaica menos el porcentaje comentado en el párrafo anterior, ya que se quiere saber que corresponde a fotovoltaica solo. El resultado tras aplicar lo anterior es del 14 % aproximadamente. Antes de aplicar los factores, hay que dividir la demanda entre el SEER (2,5) de la bomba de calor para poder conseguir la energía final asociada a esta fuente. Como ya se sabe, el factor de conversión a EPT en este caso, coincide con el de conversión a energía primaria renovable, siendo dicho factor la unidad, mientras que el factor de conversión a energía primaria no renovable es nulo.

La última fuente de energía involucrada es la consumida de la red eléctrica convencional peninsular, cuyos factores de conversión son los utilizados al principio de este apartado. Para saber la cantidad de energía final, hay que usar el porcentaje complementario de la *ilustración 23* de fracción de demanda cubierta de ventilación renovable incluyendo fotovoltaica, siendo su valor del 19 % aproximadamente. Esta demanda energética hay que dividirla entre el SEER de la bomba de calor para obtener la energía final asociada a esta fuente.

Una vez se ha obtenido la energía primaria de todas las fuentes, al igual que en el caso inicial, se ha elaborado un gráfico haciendo distinción entre energía primaria renovable y no renovable para los cuatro meses implicados. Si se presta atención a la *ilustración 27*, puede apreciarse que al igual que ocurre en el caso inicial, los meses centrales de verano son los más exigentes, ya que la demanda de acondicionamiento del aire de ventilación es superior. Esto es debido, lógicamente, a que la temperatura exterior del aire es más alta en estos meses, por tanto, el coste energético para conseguir obtener aire a 25 °C es mayor.

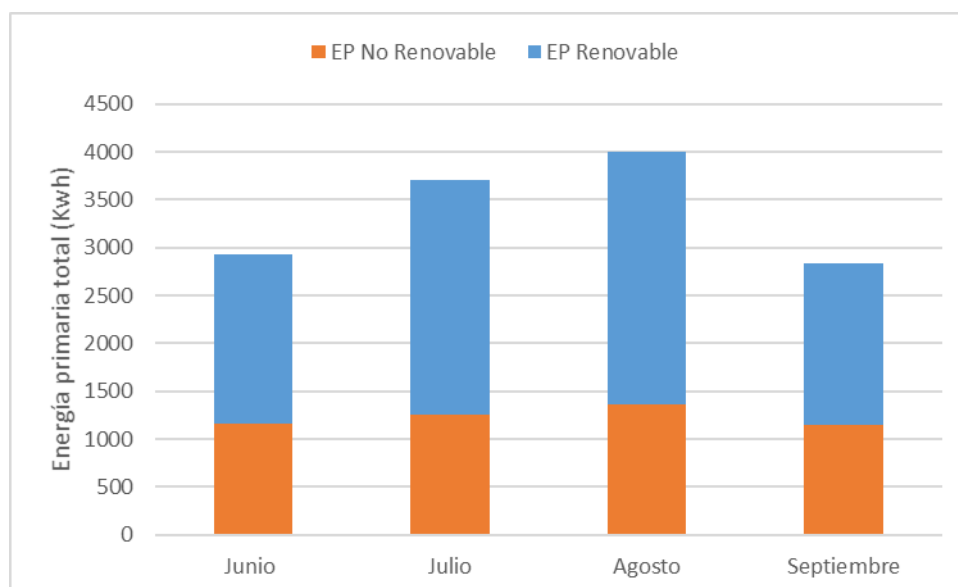


Ilustración 27 Energía primaria total para situación final

Como era de esperar, la energía primaria renovable ha crecido de una manera muy notable, ya que se ha incluido como fuente de energía la fotovoltaica y el medioambiente, cuyos factores de conversión a energía primaria no renovable son nulos. Además, no sólo se ha aumentado la energía primaria renovable, sino que se ha reducido la EPT correspondiente para cada mes, obteniéndose un valor total de 13484,82 Kwh. Esto es debido a que se utilizan factores de conversión a EPT más pequeños que en el caso inicial, donde solo se usaba el factor de energía eléctrica convencional peninsular, cuyo valor es bastante más elevado que el correspondiente a fotovoltaica y medioambiente.

$$f (\%) = \left(\sum_{i=1}^4 \frac{E_{p_{r,i}}}{EPT_i} \right) \cdot 100 \quad (22)$$

Si se vuelve a aplicar la expresión (22) anterior, puede obtenerse el nuevo porcentaje de energía primaria renovable del edificio, teniendo en cuenta la iluminación y el acondicionamiento del aire exterior de ventilación. El porcentaje resultante es del 63,53 %, notablemente superior al valor obtenido para la situación original del edificio. Para conocer las cantidades de energía renovable y no renovable, correspondientes a iluminación y neutralización del aire exterior de ventilación, consultar el *Anexo III Desglose de energía primaria*.

A modo de resumen, se ofrece un esquema en la *ilustración 28* donde puede visualizarse, de una forma más clara, todo lo comentado respecto a las fuentes de energía utilizadas. En dicho esquema, se hace distinción, primeramente, entre el caso original del edificio Espacio V Centenario y el caso final tras la instalación del sistema híbrido. La segunda distinción que se realiza, es para diferenciar entre la energía final de iluminación y ventilación. Por último, se muestran las diversas fuentes de energía primaria utilizadas para cada caso.

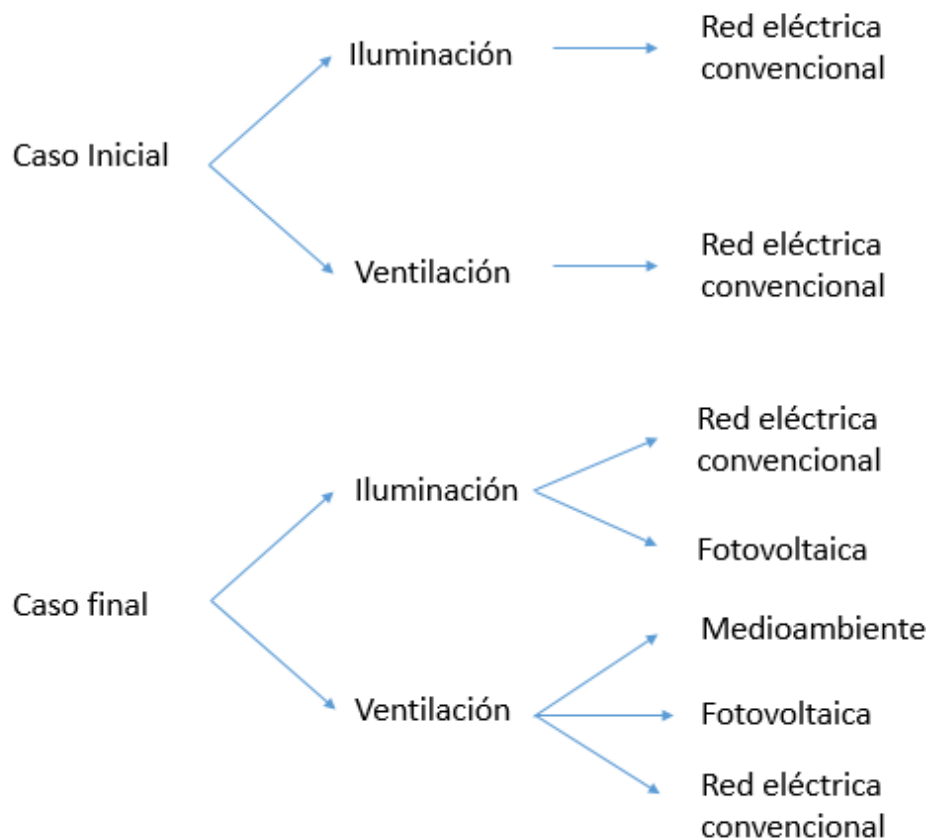


Ilustración 28 Esquema de fuentes de energía primaria

3.4 Elección del sistema final

Una vez realizado los análisis anteriores, se ha conseguido conocer el comportamiento de cada elemento principal en la instalación y su influencia en las prestaciones del sistema híbrido. A modo de resumen, se ha comprobado como a medida que se aumenta el área fotovoltaica y el nivel de almacenamiento de las baterías, se consigue aumentar el límite de demanda cubierta de iluminación (la explicación se encuentra en su apartado de análisis). Por otro lado, se ha analizado la influencia del volumen del depósito y se ha llegado a la conclusión de que, mientras mayor sea dicho parámetro, mejores son los resultados de los análisis, ya que aumentan las fracciones de demanda cubierta de refrigeración del aire de ventilación, aumenta la energía disipada y disminuye el consumo de la bomba de calor auxiliar. En cuanto al efecto de usar baterías de almacenamiento, se ha comprobado como al aumentar su nivel de almacenamiento se produce un efecto contraproducente en refrigeración, empeorando levemente sus prestaciones.

Partiendo de estas ideas, es posible empezar a seleccionar que parámetros son los más adecuados para cada componente de la instalación. Con respecto al campo fotovoltaico, se ha decidido emplear el caso con menor área correspondiente a un campo de unos 11 KW de potencia instalada, a pesar de que con áreas superiores los resultados sean mejores. Esto es debido que la mejora en prestaciones no llega a compensar el coste económico de adquirir y operar una instalación con el doble o el triple de componentes fotovoltaicos. Es por ello, que se ha optado por usar menos área fotovoltaica para evitar un excesivo coste de instalación, sacrificando un porcentaje de demanda de iluminación cubierta por los paneles. En este punto, cabe recordar, que los inversores escogidos para el campo fotovoltaico son de 10 KW de potencia, como se comentó en su apartado de selección, y presentan la característica de que permiten conexión con baterías.

En cuanto al uso de baterías, se ha comentado como al aumentar su capacidad se produce un efecto beneficioso para la iluminación, pero se empeora las prestaciones de refrigeración. En este punto, hay que tener en cuenta que se estableció un límite en demanda cubierta de iluminación del 75%, por tanto, se ha desechado la opción de usar baterías del menor nivel de almacenamiento, al no llegar a este valor. En cuanto a los otros dos niveles de almacenamiento, se ha optado por elegir el nivel de almacenamiento medio por dos motivos. El primero de ellos es porque la mejora que supone usar la batería de mayor capacidad es muy pequeña llegando sólo a un 1,2 % en la demanda cubierta de iluminación. Usar una batería menor apenas penaliza esta demanda y supone un ahorro económico en la adquisición de este componente. El segundo motivo de esta elección es para no penalizar los resultados de refrigeración. Por último, hay que seleccionar que volumen de agua en el depósito es el más idóneo. Como se comentó durante sus análisis, mientras mayor sea el volumen, mejores resultados de ventilación se obtendrán, pero se observó que esta mejora cada vez era más pequeña. Este hecho puede comprobarse en los diversos gráficos realizados en el *apartado 3.2*, donde se puede apreciar como la mejora es importante en los primeros volúmenes, pero a partir de los 6 (índice de diseño 0,6 m³/KW) -7 m³ (0,6 m³/KW), la mejora ya empieza a ser cada vez menor. Es por ello, que se ha decidido optar por un volumen de 6 m³ (índice de diseño del 0,6 m³/KW respecto a la potencia instalada del campo fotovoltaico), el cual presenta buenas prestaciones de refrigeración y requiere de menor espacio que otros volúmenes superiores. Utilizar un volumen excesivo conlleva tener un espacio destinado a su colocación de tamaño considerable, desembolsar una mayor cantidad de dinero para su adquisición y realizar un mayor mantenimiento al sistema. Los resultados de utilizar esta combinación de campo fotovoltaico y depósito son de un 75,1 % de demanda de iluminación cubierta por el campo fotovoltaico y de un 86 %, aproximadamente, en demanda de refrigeración cubierta con fuentes energéticas de origen natural si la temperatura de consigna es de 25 °C. Si se aumenta la temperatura de consigna a 27 °C, se llega a un valor cercano al 94 % de demanda de refrigeración cubierta.

Por último, se pueden extraer una serie de conclusiones de todo este análisis llevado a cabo en el proyecto. En primer lugar, se ha completado una renovación de los sistemas destinados a condicionar el edificio cumpliendo con los límites de demandas energéticas establecidos. Todo ello, se ha conseguido sin dañar la estética de la infraestructura y sin causar un impacto visual a un edificio histórico. En segundo lugar, se ha producido una mejora muy notable del porcentaje de energía utilizada procedente de medios naturales, lo que resultaba ser una condición necesaria de este trabajo. De esta manera, se apuesta por tecnologías más limpias y sostenibles, contribuyendo a la reducción de los impactos negativos al medioambiente. Desde un punto de vista económico, se consiguen reducir los costes operativos asociados a la iluminación y al pre-enfriamiento del aire exterior de ventilación, lo que supone un ahorro significativo en comparación con el sistema original del edificio. Desde un punto de vista social y cultural, un edificio emblemático de Granada como el “Espacio V Centenario” con casi cien años de antigüedad, se convierte en un referente a seguir para las demás infraestructuras de la zona,

apostando por nuevas tecnologías sostenibles.

En definitiva, se ha conseguido cumplir el objetivo de este proyecto de diseñar y dimensionar un sistema primario innovador de producción de frío y electricidad para apoyo o sustitución del sistema de condicionamiento original del edificio “Espacio V Centenario”. Se ha diseñado un sistema híbrido capaz de reducir considerablemente el consumo de energía de la red eléctrica sin modificar la envolvente térmica del edificio, alcanzando un consumo mayoritario en energía procedente de medios renovables o naturales. Hecho que sigue la tendencia actual de reducir los consumos energéticos procedentes de fuentes no renovables, con el fin de disminuir la huella de carbono e impulsar un futuro sostenible, mejorando la calidad de vida de la sociedad en los próximos años.

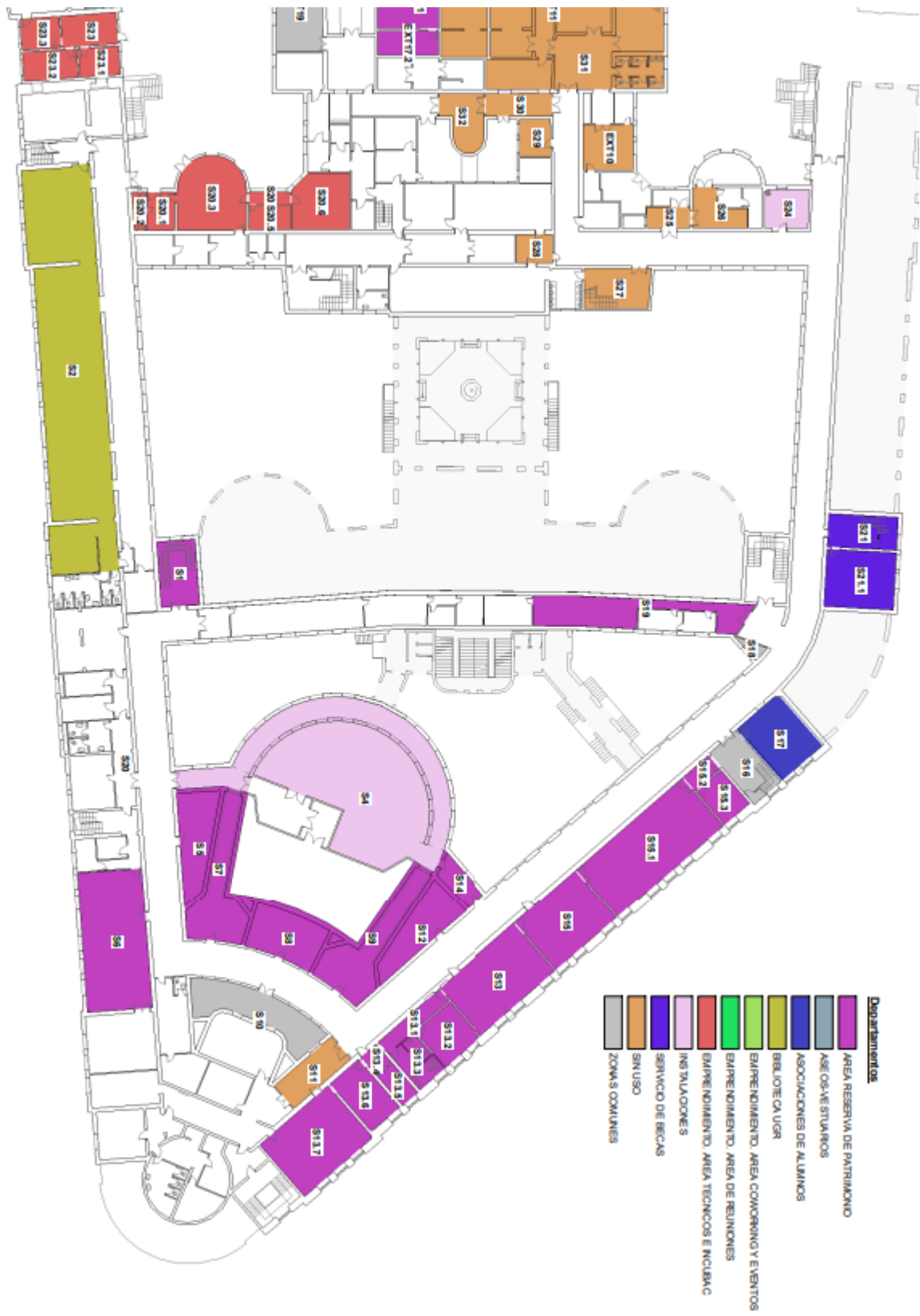
REFERENCIAS

- [1] Inversor Híbrido FRONIUS Symo GEN24 5.0 Plus. (2022). Recuperado 22 de julio de 2023, de Autosolar website: <https://autosolar.es/inversores-hibridos-trifasicos/inversor-hibrido-fronius-symo-gen24-50-plus>
- [2] Batería Litio BYD B-Box HVS Premium. Recuperado 23 de julio de 2023, de Autosolar website: <https://cdn.autosolar.es/pdf/BYD-Premium-HVS-HVM.pdf>
- [3] Panel solar 550 W monocristalino PERC Tensite. Recuperado 23 de julio de 2023, de Autosolar website: https://cdn.autosolar.es/pdf/fichas-tecnicas/Ficha-tecnica-EM550-PH_V1.pdf
- [4] Departamento de Ingeniería Energética de la ETSI, (2017). PIDIM Fotovoltaica
- [5] Como conectar mis paneles solares. (2019). Recuperado 27 de julio de 2023, de Tecnosol website: <https://tecnosolab.com/noticias/como-conectar-mis-paneles-solares/>
- [6] Energías renovables. (2020). Recuperado 20 de octubre de 2023, de Acciona website: https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?_adin=0896444253
- [7] Documento Básico SI Seguridad en caso de incendio. (2019). Recuperado 20 de octubre de 2023, de Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana website: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/SI/DBSI.pdf>
- [8] CTE Guía de aplicación DBHE 2019, versión junio 2022. (2022). Recuperado 20 de octubre de 2023, de Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y Ministerio de Ciencia e Innovación website: https://www.codigotecnico.org/pdf/GuiasyOtros/Guia_aplicacion_DBHE2019.pdf

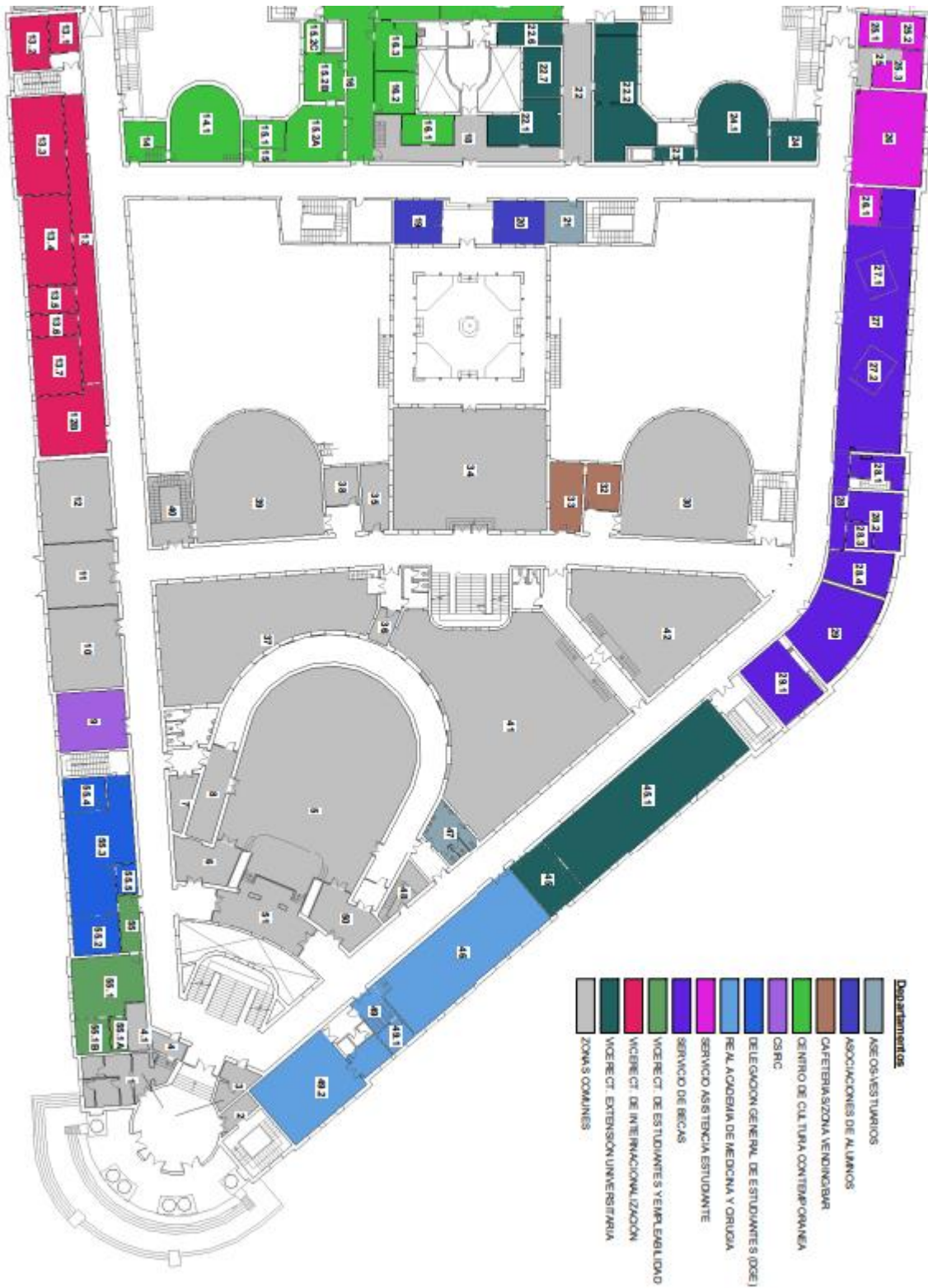
ANEXO I: PLANOS DEL EDIFICIO

A continuación, se ofrecen los planos de las diferentes plantas del edificio “Espacio V Centenario” a escala 1:350. En ellos, puede observarse la distribución de los diferentes espacios interiores del edificio y el uso al que están destinados mediante una leyenda de colores. La parte superior de los planos de cada planta se encuentra cortado debido a que hay espacios anexos al edificio que no van a condicionarse y, por tanto, quedan fuera del estudio realizado en este proyecto.

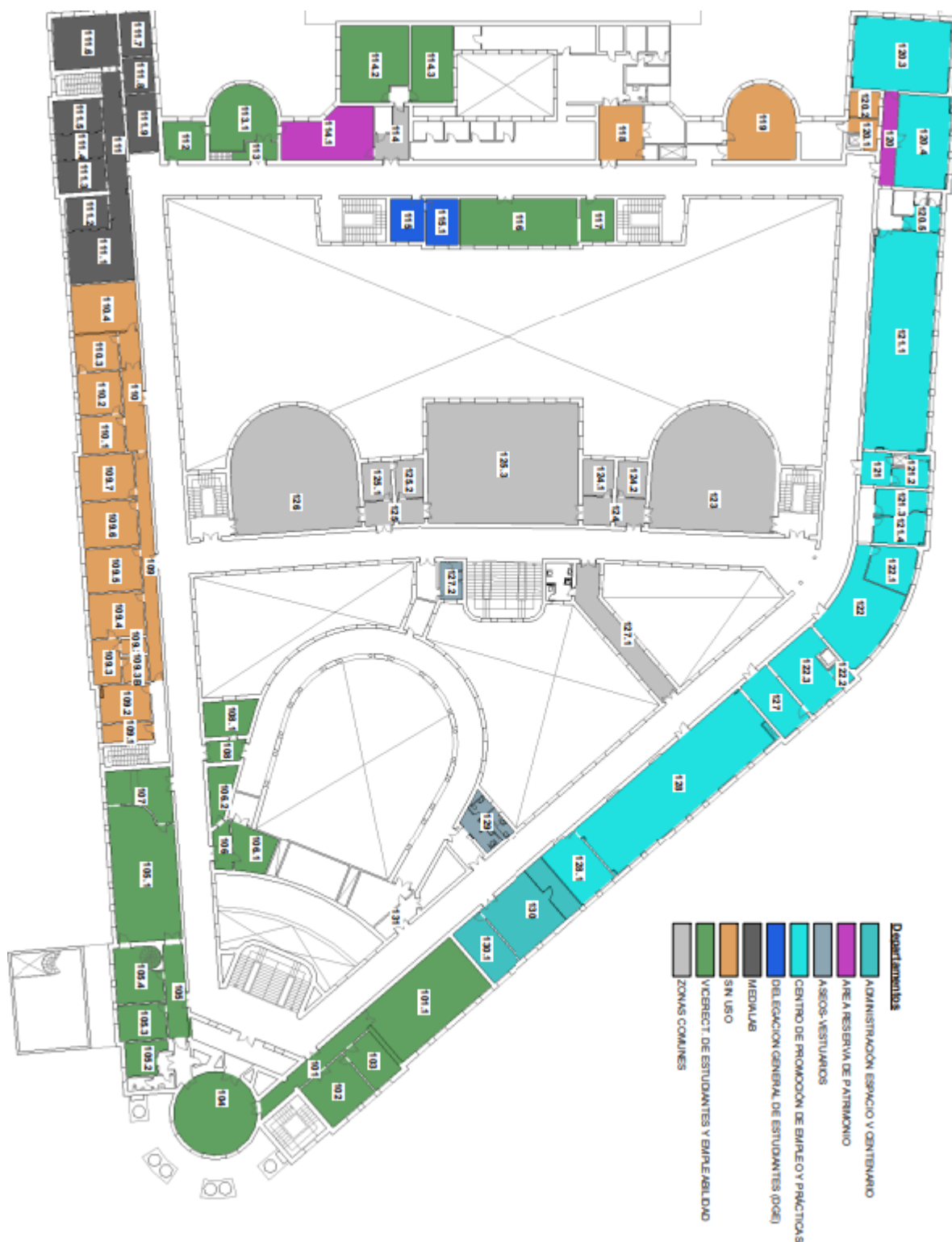
Planta semisótano



Planta baja



Planta primera



ANEXO II: CATÁLOGOS DE COMPONENTES

En este anexo se encuentran recogidos los catálogos de los componentes escogidos para el campo fotovoltaico. Todos los parámetros técnicos de los componentes utilizados a lo largo del proyecto para la simulación del modelo fotovoltaico se encuentran recogidos en los siguientes catálogos:

Catálogo del inversor: Fronius Symo GEN 24 5.0 Plus

Datos técnicos 3.0 / 4.0 / 5.0 kW

			Symo GEN24 Plus								
			3.0			4.0			5.0		
Datos de entrada	Número de seguidores MPP		2			2			2		
	Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ min} - U_{dc\ máx.}$)	V	80 - 1000			80 - 1000			80 - 1000		
	Tensión nominal de entrada ($U_{dc,r}$)	V	610			610			610		
	Tensión de puesta en servicio (U_{dc} arranque)	V	80			80			80		
	Rango de tensión MPP	V	80 - 800			80 - 800			80 - 800		
			MPPT1	MPPT2	Total	MPPT1	MPPT2	Suma	MPPT1	MPPT2	Total
	Máx. corriente de entrada por MPP ($I_{dc\ máx.}$)	A	12,5			12,5			12,5		
	Máxima corriente de cortocircuito por MPP ($I_{sc\ pv}^1$)	A	20			20			20		
	Número de entradas CC		2			1			2		
			MPPT1	MPPT2	Total	MPPT1	MPPT2	Suma	MPPT1	MPPT2	Total
Máx. potencia CC	W	3150	3150	3150	4180	4180	4180	5200	5200	5200	
Máx. salida del generador FV	W _{pico}	4500	4500	4500	6000	6000	6000	6500	6500	7500	
Datos de salida	Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	W	3000			4000			5000		
	Potencia aparente	VA	3000			4000			5000		
	Máx. potencia de salida	VA	3000			4000			5000		
			380Vca	400Vca	380Vca	400Vca	380Vca	400Vca	380Vca	400Vca	
	Corriente de salida CA nom. (@ 220 / 230 V)	A	4,5	4,3	6,1	5,8	7,6	7,2			
	Acoplamiento a la red ($U_{ac,r}$)	V	3- EN 400/230 or 3- EN 380/220 (+20 %/-30 %)								
	Frecuencia (rango de frecuencia $f_{mín} - f_{máx.}$)	Hz	50/60 (45 - 65)								
	Coefficiente de distorsión no lineal	%	< 3,5								
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)		0,7 - 1 ind./cap.									
Datos de salida PV Point	Potencia de salida nom. PV Point	VA	3000			3000			3000		
	Acoplamiento a la red PV Point	V	1- EN 220/230								
	Tiempo de transición	Seg.	< 20								
Datos de salida Full Backup ²	Potencia de salida nom. "Full Backup"	VA	La función de energía de emergencia "Full Backup" está disponible para Symo GEN24 de 6.0 a 10.0 Plus.								
	Potencia nominal de fases "Full Backup"	VA									
	Acoplamiento a la red "Full Backup"	V									
	Tiempo de transición	Seg.									
Conexión de la batería	Número de entradas CC		1			1			1		
	Máx. corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	A	12,5			12,5			12,5		
	Rango de tensión de entrada CC ($U_{dc\ min.} - U_{dc\ máx.}$)	V	160 - 531			160 - 531			160 - 531		
	Tecnología de conexión CC de la batería		Conectores rápidos por presión de 2,5-10 mm ² (1 unidad BAT+ y 1 unidad BAT-)								
	Máx. potencia de entrada/salida CC ³	W	3150			4180			5200		
	Máx. potencia de carga con acoplamiento CA ³	W	3000			4000			5000		
	Baterías compatibles ⁴		BYD Battery-Box Premium HVS/HVM ⁵ y LG RESU FLEX								





Catálogo del inversor: Fronius Symo GEN 24 5.0 Plus

Fronius GEN24 Plus. Designed to empower.

			Symo GEN24 Plus		
			3.0	4.0	5.0
Datos generales	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	mm	530 x 474 x 165		
	Peso (inversor / con embalaje)	kg	15,6/19,4	15,6/19,4	15,6/19,4
	Tipo de protección		IP 66	IP 66	IP 66
	Clase de protección		1	1	1
	Consumo nocturno	W	<10	<10	<10
	Categoría de sobretensión (CC/CA) ²		2/3	2/3	2/3
	Concepto de inversor		Sin transformador		
	Refrigeración		Tecnología de Ventilación Activa		
	Instalación		Instalación interior y exterior		
	Rango de temperatura ambiente	°C	-25 a +60	-25 a +60	-25 a +60
	Humedad de aire admisible	%	0 - 100	0 - 100	0 - 100
	Emisión de ruido	dB (A)	< 36	< 36	< 36
	Máx. altitud	m	3000 / 4000 (rango de tensión ilimitado / restringido)		
	Tecnología de conexión CC FV		Conectores rápidos por presión de 2,5-10 mm ² (3 unidades CC+ y 3 unidades CC-)		
	Tecnología de conexión CA		Conector rápido por presión CA de 5 polos de 1,5-10 mm ² Conector rápido por presión de 3 polos para energía de emergencia de 1,5-10 mm ² Bornes roscados PE de 2,5-16 mm ² (5 unidades)		
Certificados y cumplimiento de normas ⁷		IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727, IEC 62909, VDE 0126, VDE AR-N4105, AS/NZS 4777.2, EN 50549, CEI 0-21, G98/99, R25			
Funciones de energía de emergencia		PV Point o Full Backup			
País de fabricación		Austria			
Análisis del ciclo de vida		Según las normas ÖNORM EN ISO 14040 y 14044 (verificadas por el personal del instituto Fraunhofer IZM)			
Rendimiento	Máx. rendimiento	%	98,1	98,2	98,2
	Rendimiento europeo (ηEU)	%	96,7	97,2	97,5
	Rendimiento de adaptación MPP	%	> 99,9	> 99,9	> 99,9
Equipamiento de seguridad	Medición del aislamiento CC		Integrado		
	Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento al punto de trabajo, limitación de potencia		
	Seccionador CC		Integrado		
	Protección contra polaridad inversa		Integrado		
Interfaces	WLAN / 2 x Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)		
	6 entradas digitales 6 entradas/salidas digitales		Interfaz receptor del control de onda, gestión de energía		
	Parada de emergencia (WSD)		Integrado		
	Datalogger y Servidor web		Integrado		
	2 x RS485		Modbus RTU SunSpec (de otro fabricante) / Fronius Smart Meter, batería (GEN24 Plus), Fronius Ohmpilot		

Catálogo de baterías: Baterías Litio BYD B-Box HVS Premium

PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM HVS

	 HVS 5.1	 HVS 7.7	 HVS 10.2	 HVS 12.8
Módulo	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Número de módulos	2	3	4	5
Energía Utilizable [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Corriente de salida pico [2]	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s
Voltaje Nominal	204 V	307 V	409 V	512 V
Voltaje Operativo	160-240 V	240-360 V	320-480 V	400-600 V
Dimensiones (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Peso	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

HVS

Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
Comunicación	CAN/RS485
Protección IP	IP55
Eficiencia Ida/Vuelta	≥96%
Certificados	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantía [3]	10 Años
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima e Inversores Compatibles de Battery-Box Premium

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el Inversor que se utilice

[2] Derating de corriente de carga ocurre desde -10°C a +5°C

[3] Aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía de BYD Battery-Box Premium

Catálogo del panel fotovoltaico: Panel Solar 550 W Monocristalino PERC Tensite

Tensite

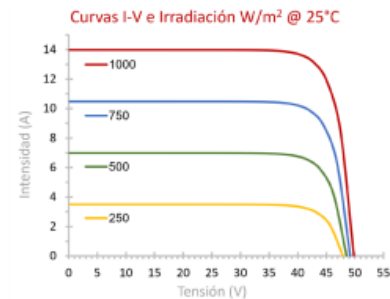
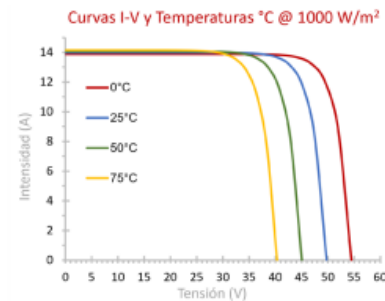
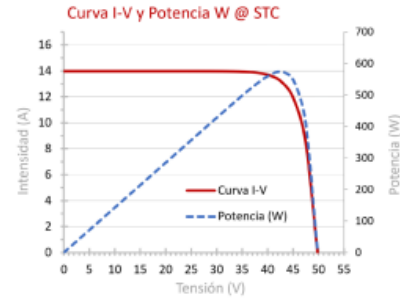
EM550-PH

Datos Eléctricos STC

EM550-PH

Tipo de módulo	550M Half cell Mono PERC
Máxima potencia (Wp)	550 Wp
Corriente de potencia máxima (I _{mp})	13,12 A
Voltaje de potencia máxima (V _{mp})	41,95 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	13,98 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc})	49,80 V
Eficiencia del módulo	21%
Fusible de serie máxima	25 A
Número de Diodos	3
Tolerancia positiva de potencia	0+3%
Condiciones de prueba estándar	1.000 W/m ² , 25 °C, AM 1.5
Voltaje máximo del sistema DC	1.500 V
Coefficiente de temperatura I _{sc}	0,048% / °C
Coefficiente de temperatura V _{oc}	-0,270% / °C
Coefficiente de temperatura P _{mp}	-0,350% / °C
Rango temperatura funcionamiento	-40°C / +85°C
Temperatura operación célula (TONC)	45°C ±2
Capacidad carga frontal del módulo	5.400 Pa IEC61215 (nieve)
Capacidad carga trasera del módulo	2.400 Pa IEC61215 (viento)

*Condiciones Estandar de Medida STC: Irradiación 1.000 W/m², espectro AM1.5, célula a 25°C.



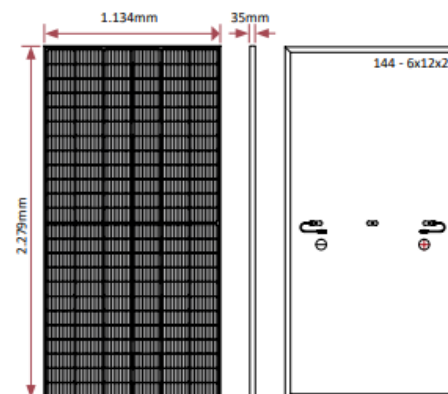
Valores en condiciones TONC**

Potencia máxima TONC (P _{max})	416 W
Voltaje de potencia máxima (V _{mp} TONC)	39,65 V
Corriente de potencia máxima (I _{mp} TONC)	10,51 A
Voltaje de circuito abierto (V _{oc} TONC)	46,80 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc} TONC)	11,11 A

**Condiciones TONC: Irradiación de 800 W/m², AM1.5, temperatura ambiente 20 °C y viento de 1 m/s.

Características mecánicas

Cubierta frontal (material/espesor)	Vidrio templado / 3.2mm
Peso del módulo	27,2 kg
Dimensiones del módulo (L / W / H)	2.279 x 1.134 x 35mm
Lámina de protección posterior	TPT en blanco
Células (cantidad/material)	144 (6x12x2) / Silicio mono
Marco (material/color)	Aluminio anodizado / Plata
Grado protección caja de conexiones	≥ IP68
Cables y conectores	4mm ² , long. 1.400mm
Clasificación de calidad	Clase A
Clase de protección eléctrica	Clase II
Clase de seguridad contra incendios	Clase C



ANEXO III: DESGLOSE DE ENERGÍA PRIMARIA

Este anexo tiene como único objetivo mostrar los resultados obtenidos de la EPT, tanto para la situación original del edificio, como para la situación final tras la instalación del sistema híbrido de producción de electricidad y frío. Dichos resultados se encuentran recogidos en las siguientes tablas, expresados en Kwh. Las tablas ofrecen información sobre, en primer lugar, el tipo de demanda para la cual se consume esta energía primaria, bien para neutralización del aire de ventilación o bien para iluminación. En segundo lugar, ofrece la fuente origen de la energía, destacando en color el tipo de energía primaria usada. En color naranja, ofrece la energía primaria no renovable consumida y, en color verde, ofrece la energía primaria renovable consumida. Todos estos resultados son ofrecidos para cada mes de verano. Además, por un lado, se ofrece el total de energía primaria por cada fuente en la última columna y, por otro lado, el total de energía primaria renovable y no renovable para cada mes en las dos últimas filas de la tabla. Por último, se muestra en la esquina inferior derecha el global de energía primaria renovable y el global de energía primaria no renovable, junto con sus respectivos porcentajes sobre la EPT. Las explicaciones sobre la obtención de los resultados se encuentran recogidos en el apartado 3.3 de este documento.

		Situación Inicial (Kwh)					
	Fuente	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Total	
Ventilación	Red eléctrica	783,89	1525,99	1625,70	704,23	4639,81	
	Red eléctrica	166,08	323,32	344,44	149,21	983,05	
Iluminación	Red eléctrica	2569,39	2452,60	2686,18	2569,39	10277,57	
	Red eléctrica	544,39	519,64	569,13	544,39	2177,54	
Total	No renovable	3353,28	3978,60	4311,88	3273,62	14917,38	82,52%
Total	Renovable	710,47	842,96	913,57	693,59	3160,59	17,48%

Tabla 3 Desglose de energía primaria para la situación original

		Situación final (Kwh)					
	Fuente	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Total	
Ventilación	Medioambiente	677,98	1319,82	1406,05	609,09	4012,94	
	Fotovoltaica	54,56	106,21	113,15	49,02	322,93	
	Red electrica	31,22	60,78	64,75	28,05	184,81	
	Red electrica	147,37	286,89	305,63	132,40	872,28	
Iluminación	Fotovoltaica	797	761,14	833,62	797,38	3189,52	
	Red electrica	214,27	204,53	224,01	214,27	857,08	
	Red electrica	1011,31	965,34	1057,28	1011,31	4045,25	
Total	No renovable	1158,68	1252,23	1362,91	1143,71	4917,54	36,47%
Total	Renovable	1775,41	2452,48	2641,59	1697,80	8567,28	63,53%

Tabla 4 Desglose de energía primaria para la situación final