

Energía limpia para
las islas de la UE:
Estudio de sistemas híbridos
(PV+BESS) para la
autosuficiencia hídrica y
eléctrica en La Graciosa

Estudio de sistemas híbridos (PV+BESS) para la autosuficiencia hídrica y eléctrica

La Graciosa

Fecha de publicación: 19/12/2024

Autores: Kostas Karanasios (DAFNI)

Revisores: Martina Cannata (3E)

Aprobador: Jan Cornillie (3E)

Nivel de Difusión: Confidencial

Publicado por

Energía limpia para las islas de la UE

www.euislands.eu | info@euislands.eu

RENUNCIA:

Este estudio ha sido elaborado para la Comisión Europea por la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE. Refleja únicamente las opiniones de los autores. Estos puntos de vista no han sido adoptados ni aprobados en modo alguno por la Comisión y no deben considerarse como una declaración de los puntos de vista de la Comisión o de la DG ENER. Los resultados de este estudio no vinculan en modo alguno a la Comisión. La Comisión no garantiza la exactitud de los datos incluidos en el estudio. Ni la Comisión ni ninguna persona que actúe en su nombre podrán ser consideradas responsables del uso que pueda hacerse de la información contenida en ella.

Este documento se basa en una solicitud presentada por una organización relacionada con las islas a una convocatoria de «Asistencia técnica» organizada como parte de la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE y presentada únicamente entre la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE y la organización relacionada con las islas para la que se redactó, y no se crean terceros beneficiarios. Este documento puede ser comunicado o copiado a terceros, y terceros pueden hacer uso de este documento sin el consentimiento previo por escrito de la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE y/o su autor. La secretaría de Energía limpia para las islas de la UE y el autor no serán responsables ante ninguna parte (la organización relacionada con la isla o terceros) por los servicios prestados a la organización relacionada con la isla, o por las consecuencias del uso de este documento por parte de la organización relacionada con la isla o un tercero.

Tabla de contenidos

1	Introducción	4
2	Información general	4
3	Métodos de cálculo	5
3.1	Cálculo de la demanda	5
3.1.1	Demanda eléctrica de la isla	5
3.1.2	Dimensionamiento de la unidad de desalinización	6
3.1.3	Infraestructuras importantes	8
3.1.4	Dimensionamiento de bicicletas eléctricas.....	10
3.2	Instalación de restricciones RES y estimación de la producción.....	12
3.2.1	Máximas instalaciones fotovoltaicas centralizadas en edificios y zonas públicas	12
3.2.2	Máximo de instalaciones fotovoltaicas descentralizadas en tejados	13
4	Simulaciones de dimensionamiento de baterías	13
4.1	En el mejor de los casos	13
4.2	Escenario de casos promedio	15
4.3	En el peor de los casos	16
5	Escenarios de simulación	17
5.1	Plantas fotovoltaicas máximas en zonas públicas y edificios	18
5.2	Máximo de plantas fotovoltaicas en los tejados de las residencias	20
5.3	Plantas fotovoltaicas máximas en tejados, zonas públicas y edificios	22
5.4	Escenario completo con isla.....	24
5.5	Comparación de resultados de diferentes escenarios	26
5.6	Escenario óptimo en condiciones extremas de red	27
6	Conclusiones	31
	ANEXO.....	33

1 Introducción

El objetivo de este documento es presentar un estudio de simulación del sistema energético para la descarbonización del sistema eléctrico de La Graciosa. El estudio examina diferentes escenarios e incluye el dimensionamiento de una planta desalinizadora para dotar a la isla de total autonomía en sus necesidades de agua. El análisis realizado se ha basado en información de estudios existentes recopilados por el Gobierno de Canarias en 2022 para la isla de La Graciosa y de datos aportados por el equipo de transición de la isla.

En el capítulo 2 se proporciona información general sobre la isla de La Graciosa.

En el Capítulo 3 se analizan los métodos de cálculo de las distintas entradas para las simulaciones, como la demanda eléctrica total de la isla y de las infraestructuras importantes, el dimensionamiento de la unidad desalinizadora, la demanda eléctrica de las bicicletas eléctricas y las restricciones para el dimensionamiento de las estaciones fotovoltaicas.

En el Capítulo 4, se está ejecutando el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía en baterías, con el método de simulación del sistema eléctrico en varios escenarios de falla del cable de interconexión.

En el Capítulo 5 se simula el sistema eléctrico de La Graciosa bajo varios escenarios en cuanto a la capacidad instalada de la estación fotovoltaica y los sistemas de baterías, considerando también soluciones centralizadas y descentralizadas. Se presentan los resultados de los escenarios y se prueba el escenario óptimo en términos de economía y seguridad del sistema en condiciones extremas de red.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones de las simulaciones.

Este estudio ha sido elaborado por la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE en el marco de la iniciativa "30 para 2030", tal y como estaba previsto en el Acuerdo de Trayectoria firmado por la secretaría de Energía limpia para las islas de la UE y el equipo de transición de La Graciosa.

2 Información general

La Graciosa, situada al norte de Lanzarote en las Islas Canarias, España, es la más pequeña y menos poblada de las ocho islas principales del archipiélago. Con una superficie aproximada de 29 kilómetros cuadrados, alberga a unos 730 residentes, la mayoría de los cuales viven en los dos únicos asentamientos de la isla, Caleta de Sebo y Pedro Barba. La isla, conocida por sus playas vírgenes, paisajes volcánicos y la falta de carreteras pavimentadas, forma parte del Parque Natural del Archipiélago Chinijo, lo que la convierte en un área protegida de importancia ecológica.

La Graciosa ha adoptado iniciativas de energía renovable y sostenibilidad (RES), centrándose en preservar su entorno único y reducir su huella de carbono. La isla está cambiando gradualmente hacia la independencia energética mediante la implementación de proyectos de energía solar e infraestructura de eficiencia energética. Estas iniciativas tienen como objetivo disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, promover el turismo sostenible y proteger los delicados ecosistemas de La Graciosa.

El sistema eléctrico de La Graciosa está actualmente interconectado con la isla más grande de Lanzarote a través de un cable eléctrico submarino, suministrando energía para satisfacer las demandas locales. Sin embargo, debido a su ubicación remota y al creciente enfoque en la sostenibilidad, la isla ha estado trabajando para reducir su dependencia de esta fuente externa mediante el aumento de la producción local de energía renovable.

3 Métodos de cálculo

3.1 Cálculo de la demanda

3.1.1 Demanda eléctrica de la isla

Para el cálculo de la demanda eléctrica horaria de la isla se utilizaron los datos utilizados en el estudio "DESCARBONIZACIÓN DE LA ISLA LA GRACIOSA" proporcionado por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC). Las series temporales proporcionadas se utilizaron como demanda básica de electricidad del sistema. La información básica sobre la demanda eléctrica se puede ver en la siguiente tabla:

Mesa 3.1 Datos sobre la demanda eléctrica de la isla

Demanda anual total (kWh)	Demanda máxima (kW)	Demanda media (kW)	Demanda media diaria (kWh)	Mes pico	Factor de ocupación	Año de referencia
2,452,069	656.1	279.9	6,718	Agosto	43%	2014

En las siguientes figuras se muestra un perfil diario típico de la demanda eléctrica de la isla y la demanda estacional mensual a lo largo de un año:

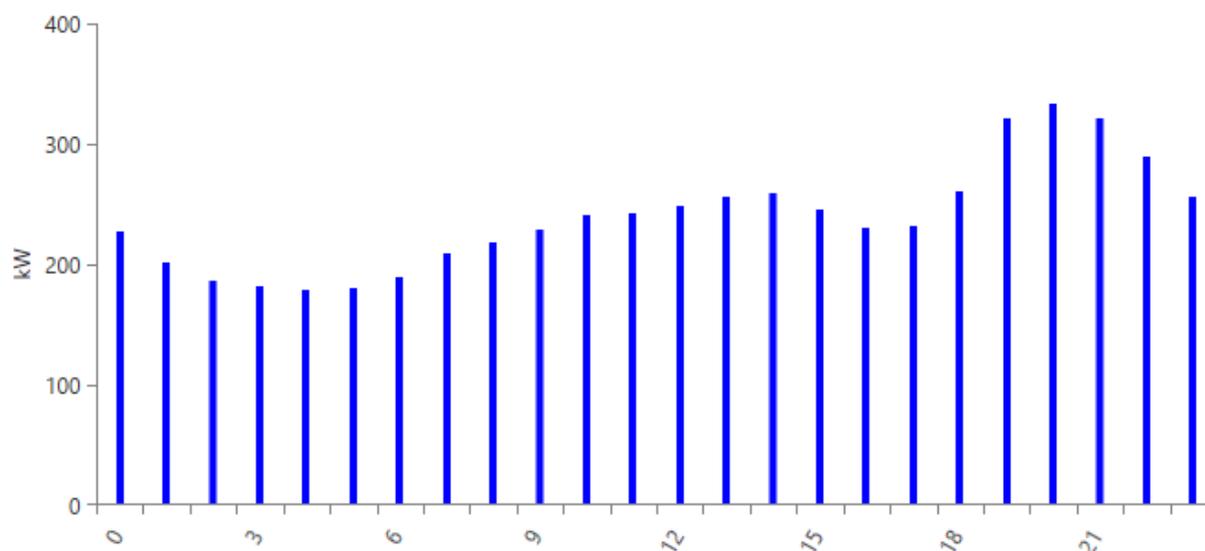


Figura 3.1 Perfil diario de la demanda eléctrica de la isla

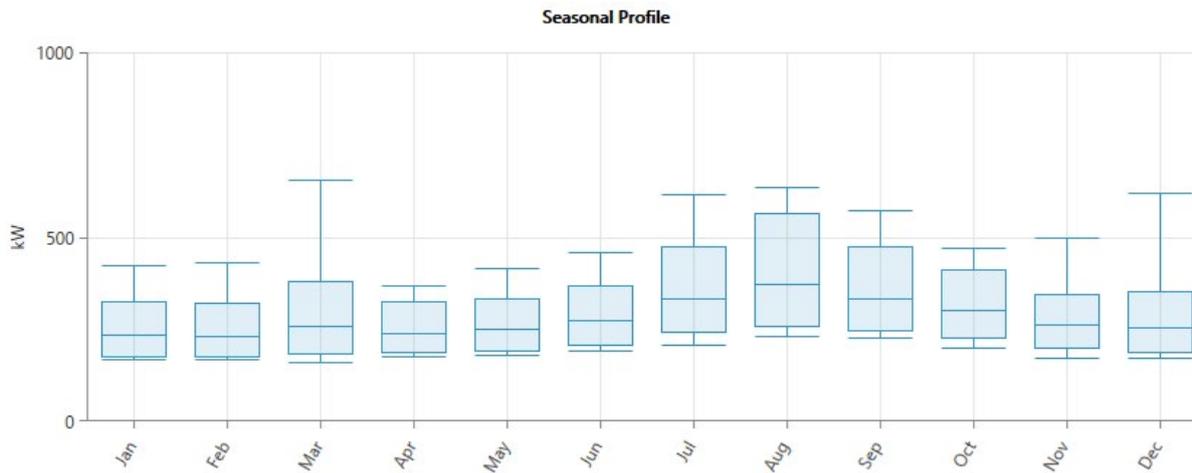


Figura 3.2 Perfil estacional de la demanda de la isla

3.1.2 Dimensionamiento de la unidad de desalinización

El dimensionamiento de la unidad desalinizadora se basó en los datos del agua importada a la isla desde la isla de Lanzarote mensualmente durante un año. Los datos fueron proporcionados por el equipo de transición para los años 2022 y 2023. En la siguiente tabla se pueden observar las necesidades medias mensuales de agua de la isla de La Graciosa:

Mesa 3.2 Consumo mensual de agua para la isla

Mes	Consumo medio mensual de agua (m3/día)
Enero	174.18
Febrero	163.85
Marzo	174.15
Abril	193.41
Mayo	186.59
Junio	204.50
Julio	247.50
Agosto	242.09
Septiembre	271.91
Octubre	202.91
Noviembre	181.09
Diciembre	169.82

Con base en los datos antes mencionados, el dimensionamiento de una planta desalinizadora se realizó con los siguientes supuestos y características:

Tecnología	Horario diario de funcionamiento (h)	Capacidad de desalinización (m ³ /día)	Capacidad horaria (m ³ /h)	Energía diaria necesaria a plena capacidad (kWh/día)	Potencia máxima (kW)	Capacidad de almacenamiento (m ³)	Operación
Ósmosis inversa	12	330	27.6	908.43	103.65	700	Funcionamiento constante máxima potencia

La tecnología de ósmosis inversa es la tecnología más utilizada para las unidades de desalinización en las islas. El dimensionamiento de la unidad se llevó a cabo asegurando que la unidad de desalinización pueda proporcionar agua limpia a la isla, en condiciones de máxima necesidad de agua.

Estimación de la demanda de agua

Sobre la base del consumo máximo diario de agua por mes, y suponiendo un aumento anual del 2%, se calcularon las necesidades de agua para la próxima década. Esta estimación no tiene en cuenta las pérdidas de agua durante el traslado desde la isla de Lanzarote, que se entiende que representa una gran parte (casi el 50%) de las importaciones de agua.

Capacidad requerida

La capacidad necesaria para que una planta desaladora de ósmosis inversa satisfaga la demanda de agua para la próxima década es de 330 m³/día. Para funcionar durante el día (12 horas/día), la capacidad horaria requerida es de 27,6 m³/hora.

Esta capacidad corresponde a las siguientes configuraciones de ósmosis inversa propuestas:

- 6 vasos × 7 membranas, o
- Dos trenes de ósmosis inversa, cada uno con 3 vasos × 7 membranas.

Consumo de energía

El consumo de energía típico de una planta desalinizadora de ósmosis inversa de agua de mar compacta y en contenedores con recuperación de energía (de la corriente de salmuera) es de 3 kWh/m³. Esto incluye:

1. Bomba de agua de alimentación: Transfiere agua desde un tanque de almacenamiento de agua de mar a la etapa de pretratamiento de ósmosis inversa (filtración de medios y cartuchos).
2. Bomba de alta presión: Suministra la presión necesaria para el funcionamiento de la ósmosis inversa.
3. Bomba de refuerzo: Parte del sistema de recuperación de energía.
4. Cargas auxiliares: Incluye bombas dosificadoras, fuente de alimentación para el panel PLC y la unidad UPS, sistemas de ventilación y unidades de aire acondicionado.

Se requieren cargas de energía adicionales para:

1. Bomba de agua de mar: Transfiere agua desde la estructura de captación de agua de mar superficial al tanque de agua de alimentación de ósmosis inversa. Se supone que una presión máxima de 50 metros explica las pérdidas de agua y las diferencias de altura.
2. Bomba de trasiego de agua desalinizada: Trasvasa el agua desde un depósito intermedio hasta el depósito final de almacenamiento municipal. Se supone que una presión máxima de 60 metros explica las pérdidas de agua y las diferencias de altura.

El consumo total de energía, incluidas estas cargas, es de 3,75 kWh/m³.

- Propuesta de almacenamiento de agua

Se propone una capacidad de almacenamiento de 600 m³. Este volumen puede satisfacer las necesidades de agua de la isla durante aproximadamente dos días en caso de un mal funcionamiento de la ósmosis inversa.

Con el fin de mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico y maximizar la penetración de las fuentes de energía renovables (FER), el funcionamiento de la unidad desalinizadora se ha diseñado como una carga diferible. En estos términos, la unidad desalinizadora estará operativa cuando haya producción de FER disponible en el transcurso de un día.

En la siguiente figura se puede encontrar el perfil mensual de la demanda eléctrica media diaria de la unidad desaladora:

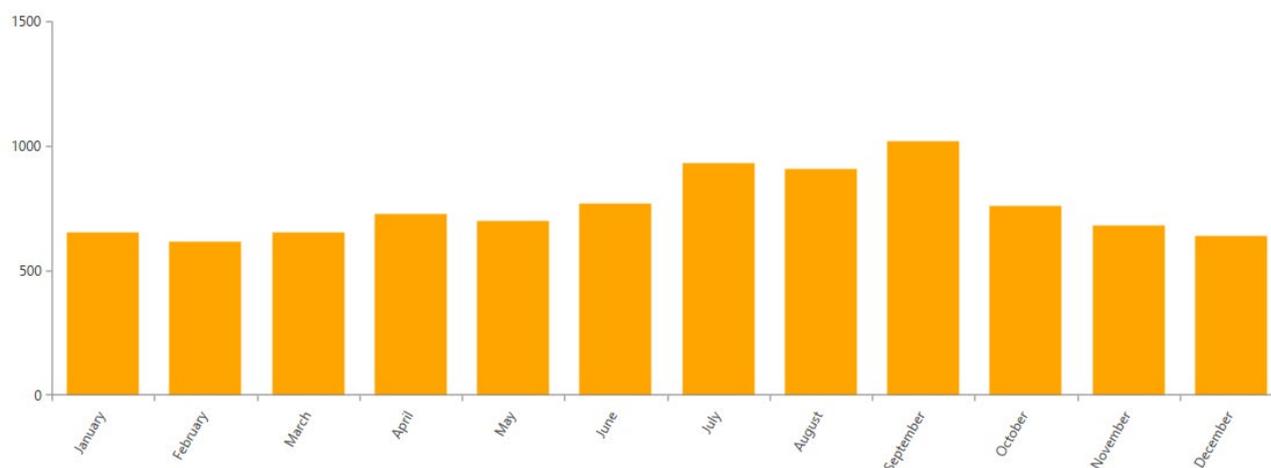


Figura 3.3 Perfil mensual de la demanda eléctrica media diaria de la unidad desaladora (en kWh)

3.1.3 Infraestructuras importantes

El sistema eléctrico de la isla se modeló de manera que garantizara la máxima autonomía. Para ello, el equipo de transición identificó 9 infraestructuras importantes cuyo suministro eléctrico debe estar siempre garantizado, incluso en caso de corte del sistema eléctrico.

La demanda eléctrica anual de estas infraestructuras se obtuvo mediante las facturas mensuales de electricidad de los años 2022 y 2023. La demanda anual de electricidad de todas las infraestructuras importantes se puede ver en la siguiente figura:

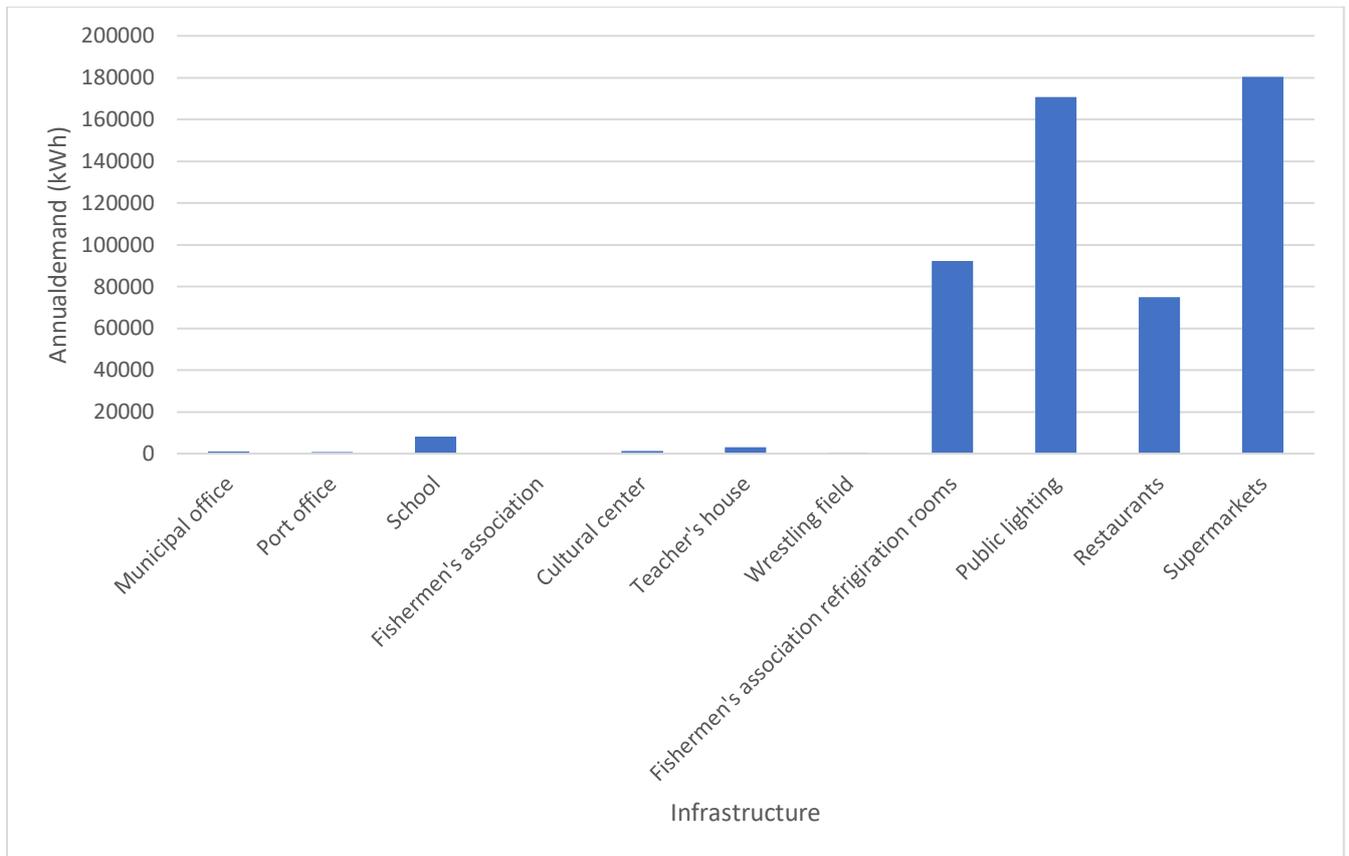


Figura 3.4 Demanda eléctrica anual de infraestructuras importantes

La demanda total anual de las importantes infraestructuras se estimó en 873.551 kWh. Como se puede ver en Figura 3.4, las infraestructuras con mayor demanda son el alumbrado público, las cámaras frigoríficas de la cofradía de pescadores, once (11) restaurantes y dos (2) supermercados.

El cálculo de la demanda horaria de las infraestructuras importantes se basó en la demanda horaria de toda la isla que se analizó en el apartado 3.1.1 y se escalan en consecuencia en función de la demanda anual total. Las características básicas y perfiles de la demanda de las infraestructuras importantes se pueden ver a continuación:

Mesa 3.4 Demanda de infraestructuras importantes

Demanda anual total (kWh)	Demanda máxima (kW)	Demanda media (kW)	Demanda media diaria (kWh)	Mes pico	Factor de ocupación	Año de referencia
873,551	7,195.31	99.83	2,395.9	Agosto	51%	2022 y 2023

En las siguientes figuras se muestra un perfil diario típico de la demanda eléctrica de las infraestructuras importantes y la demanda estacional mensual a lo largo de un año:

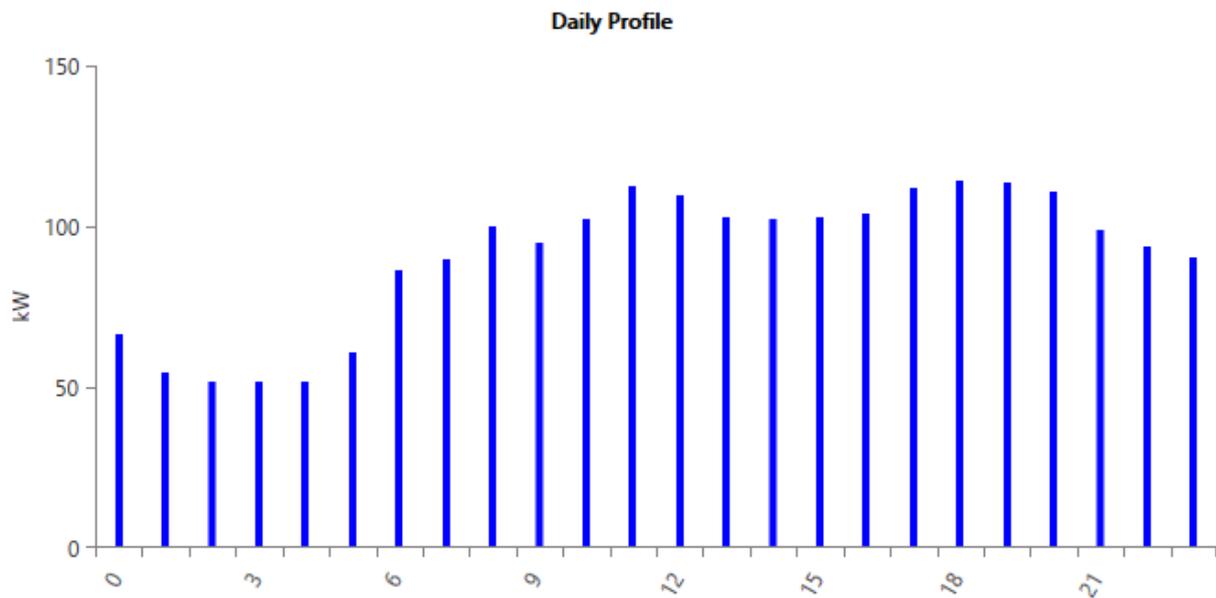


Figura 3.5 Perfil diario de la demanda eléctrica de infraestructuras importantes

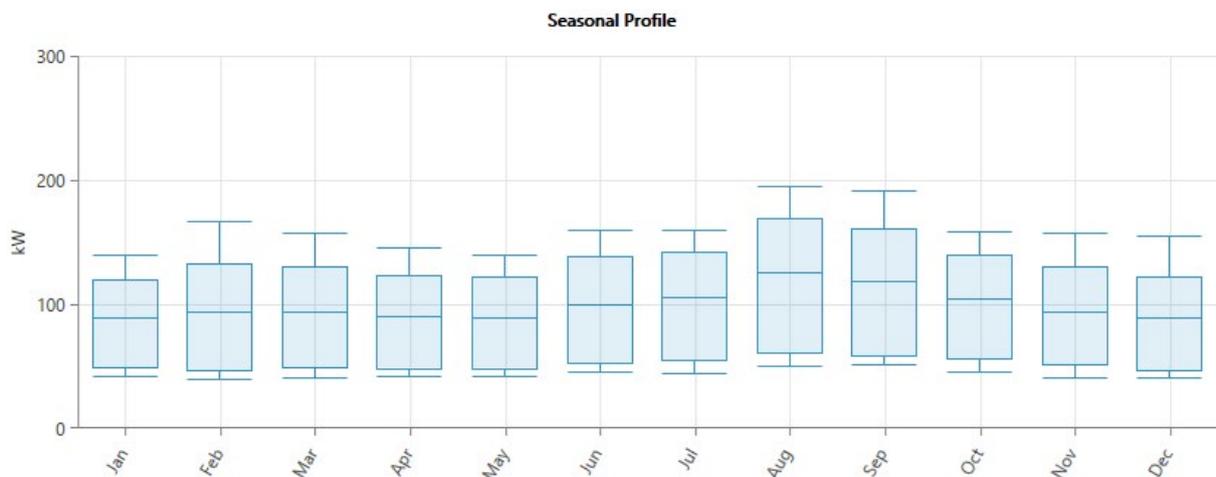


Figura 3.6 Perfil estacional de la demanda de infraestructuras importantes

3.1.4 Dimensionamiento de bicicletas eléctricas

La demanda eléctrica del sector del transporte de La Graciosa se centra únicamente en las bicicletas eléctricas (e-bikes). En cuanto a 2024, hay aproximadamente 12 empresas de alquiler de bicicletas eléctricas que pueden proporcionar hasta 12 bicicletas para alquiler cada una. Sobre la base de una proyección de que la integración de las bicicletas eléctricas aumentará considerablemente en el futuro, se asumió que habrá alrededor de 570 bicicletas eléctricas que se utilizarán para la mayoría de los transportes en la isla.

Se seleccionó la capacidad de la batería de una bicicleta eléctrica típica, de 130 Wh con un tiempo de carga de 5 horas. La distancia media diaria recorrida por las bicicletas eléctricas se calculó examinando la red de carreteras de La Graciosa. Sobre la base de lo anterior, se trazaron hipótesis sobre el número de cargas de cada bicicleta eléctrica en el transcurso de un año, dependiendo de la demanda eléctrica de la isla con un período de máxima demanda en verano y un período de baja demanda en invierno.

El supuesto utilizado para la carga de las bicicletas eléctricas se puede ver en la siguiente tabla:

Mesa 3.5 Supuestos para las bicicletas eléctricas

Número total de bicicletas eléctricas	576
Capacidad de la batería de la e-bike (Wh)	130
Tiempo de carga (h)	5
Distancia media diaria (km)	10
Número de cargas de e-bike por semana (período pico)	2
Número de cargas de e-bike por semana (período de baja demanda)	1

De acuerdo con los supuestos antes mencionados y teniendo en cuenta las series temporales anuales de la demanda total de electricidad en las islas, se compilaron las series temporales de la demanda de las e-bikes. La información básica sobre la demanda se puede encontrar a continuación:

Demanda anual total (kWh)	Demanda máxima (kW)	Demanda media (kW)	Demanda media diaria (kWh)	Mes pico	Factor de ocupación
47,324	5.38	2.7	64.8	Agosto	50%

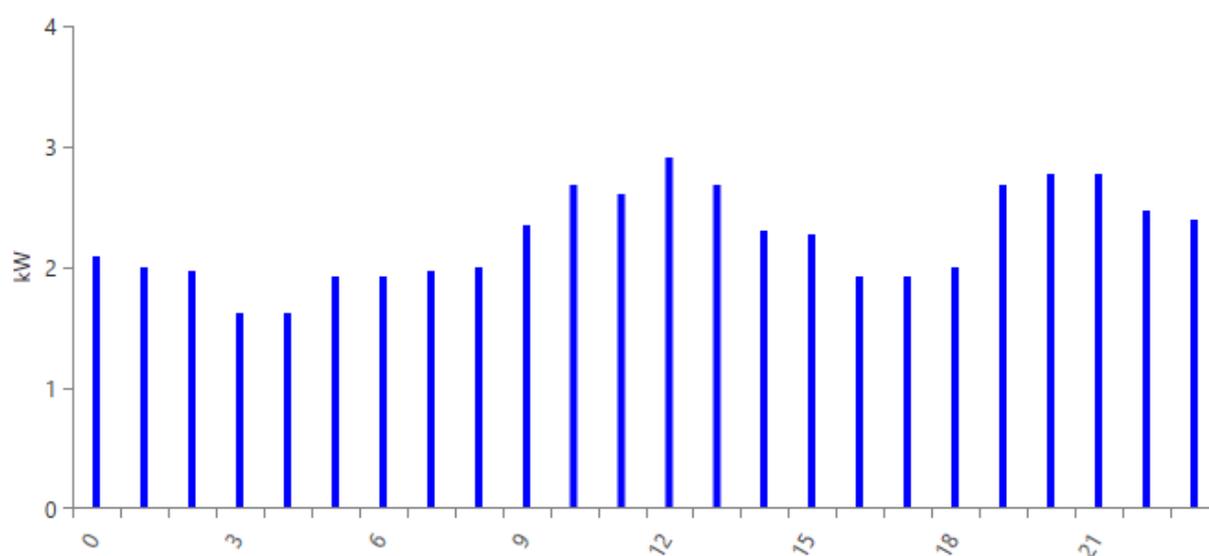


Figura 3.7 Perfil diario de la demanda eléctrica de las bicicletas eléctricas

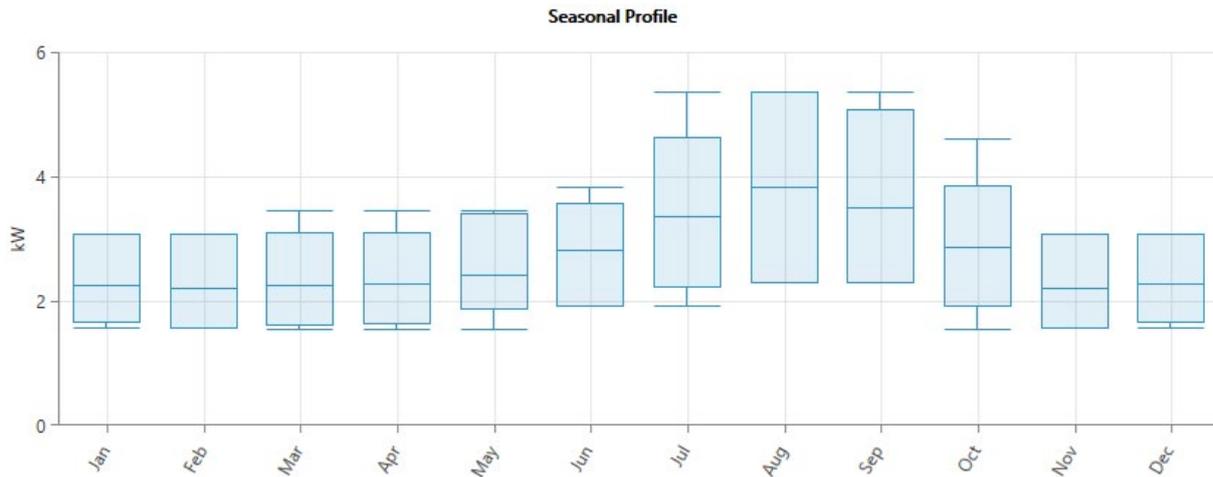


Figura 3.8 Perfil estacional de la demanda de bicicletas eléctricas

3.2 Instalación de restricciones RES y estimación de la producción

3.2.1 Máximas instalaciones fotovoltaicas centralizadas en edificios y zonas públicas

La capacidad máxima de las instalaciones fotovoltaicas en edificios y zonas públicas se estimó recuperando los datos del estudio "DESCARBONIZACIÓN DE LA ISLA LA GRACIOSA" para los edificios existentes y disponibles para las instalaciones, y recuperando datos y estimaciones del equipo de transición para futuros edificios y zonas potenciales para las instalaciones fotovoltaicas.

Según los estudios mencionados, existen 12 edificios públicos que podrían albergar 229 kWp de plantas fotovoltaicas.

Además, a partir de la información existente del estudio "DESCARBONIZACIÓN DE LA ISLA LA GRACIOSA" y de la información aportada por los socios locales, se elaboró la siguiente tabla con la estimación de las superficies disponibles para instalaciones fotovoltaicas en otros edificios y zonas públicas:

Público/Área	Superficie disponible para PV (m2)	Capacidad potencial de las instalaciones fotovoltaicas (kWp)
Campo de fútbol	2,000	143
Cofradía	275	15
Collegio	2,500	230
Parque	300	20
Centro salud	300	20
Iglesia	240	15
Socioculturales	1,000	53
Campo de lucha	621	65
12 edificios existentes	2,289	229
Total	9,525	790

3.2.2 Máximo de instalaciones fotovoltaicas descentralizadas en tejados

Las instalaciones máximas de energía fotovoltaica en cubiertas se estimaron a partir de la información del estudio "DESCARBONIZACIÓN DE LA ISLA LA GRACIOSA". Esto se basa en la capacidad máxima de instalación de las subestaciones existentes en la isla.

Según el estudio, las 4 subestaciones existentes en la isla tienen capacidad para recibir instalaciones de hasta 2922 kWp de generación fotovoltaica. Por lo tanto, este valor se utilizó como límite superior de la capacidad fotovoltaica potencial instalada en todos los escenarios que se presentarán en los capítulos 4 y 5.

4 Simulaciones de dimensionamiento de baterías

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para el sistema energético de La Graciosa, se realizó con el objetivo de garantizar la autonomía energética y hídrica de la isla en caso de cortes de luz. Más concretamente, el BESS debe ser capaz de garantizar el funcionamiento ininterrumpido de las infraestructuras importantes mencionadas en la sección 3.1.3 y de la unidad de desalinización mencionada en la sección 3.1.2.

Con el fin de dimensionar la capacidad de almacenamiento adecuada del BESS, se examinaron 3 escenarios diferentes en términos de frecuencia y duración de los cortes de energía para cada uno de los dos casos de potencia fotovoltaica instalada (790 kWp y 2922 kWp). El funcionamiento del sistema se simuló de forma que cuando se producen cortes de energía, el sistema apaga toda la demanda eléctrica a excepción de las infraestructuras importantes y la unidad de desalinización.

La tecnología seleccionada para las celdas BESS es de iones de litio.

4.1 En el mejor de los casos

En este escenario, la red eléctrica se apagará una vez durante todo un día (24 horas) durante el mes de abril.

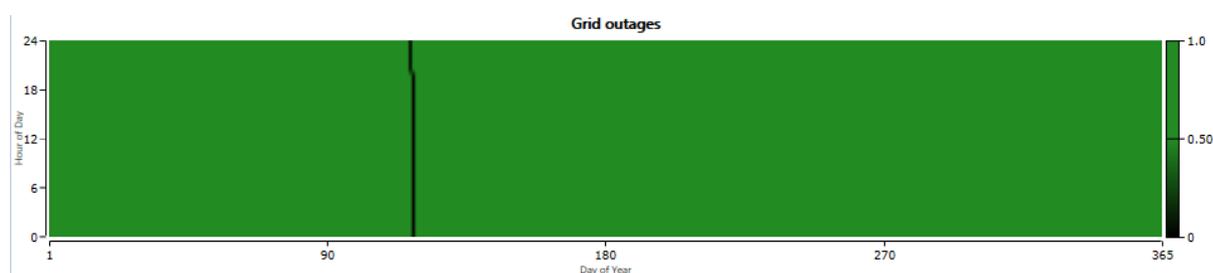


Figura 4.1 Cortes de energía durante un año (mejor escenario)

La capacidad adecuada del BESS para los dos escenarios de la capacidad fotovoltaica instalada se puede ver en la siguiente tabla:

Mesa 4.1 Capacidad BESS (en el mejor de los casos)

PV Potencia instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)
790	1167
2922	875

En las siguientes figuras, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluida la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red de los PV instalados.

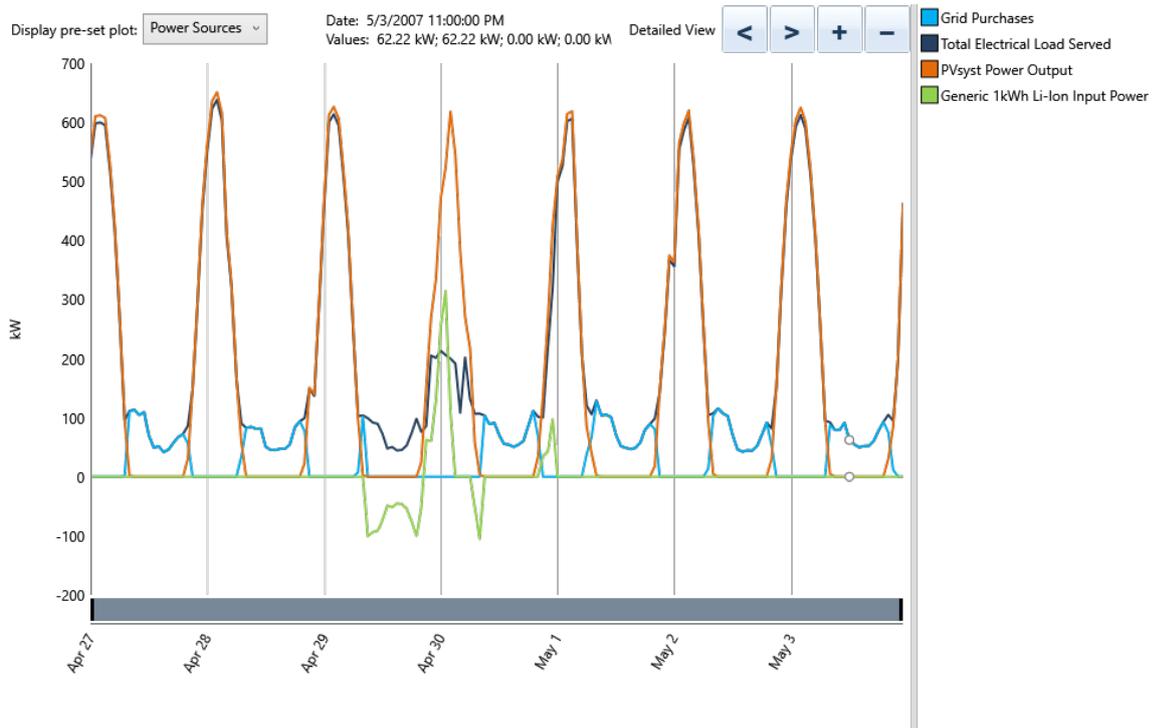


Figura 4.1 Operación del sistema eléctrico en caso de corte de energía (mejor escenario: 790 kWp PV)

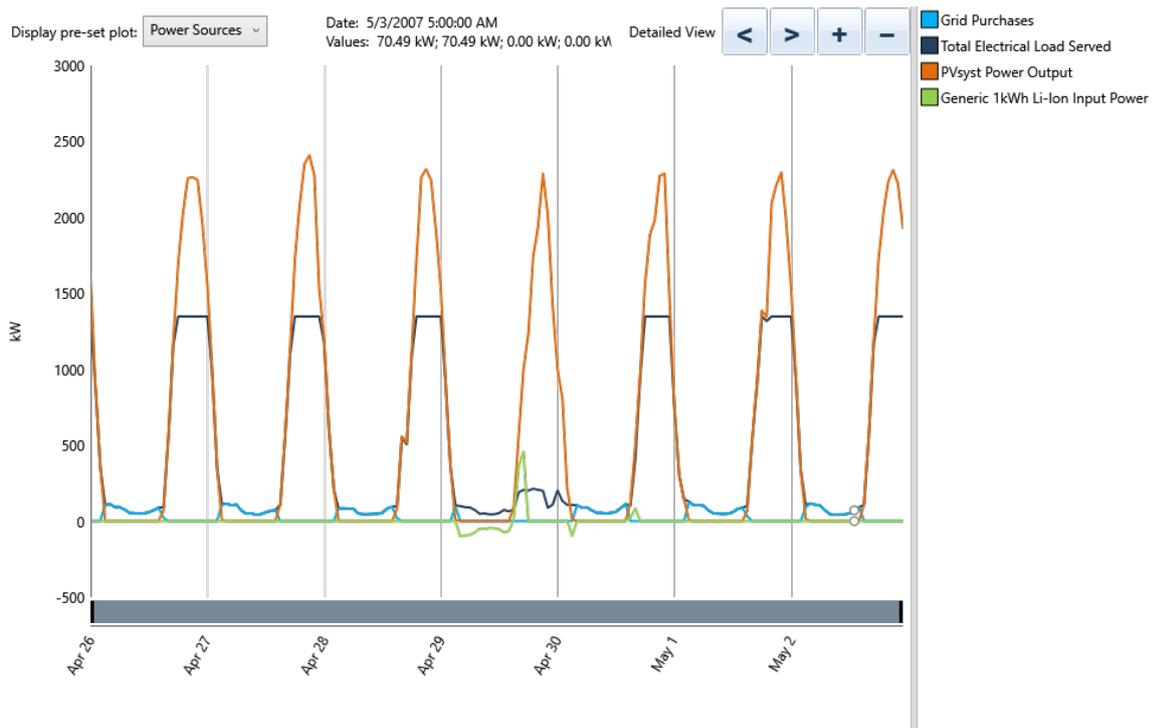


Figura 4.2 Operación del sistema eléctrico en caso de corte de energía (mejor escenario: 2922 kWp PV)

4.2 Escenario de casos promedio

En este escenario, la red eléctrica se apagará dos veces (una en abril y otra en octubre) durante un total de dos días enteros (48 horas).

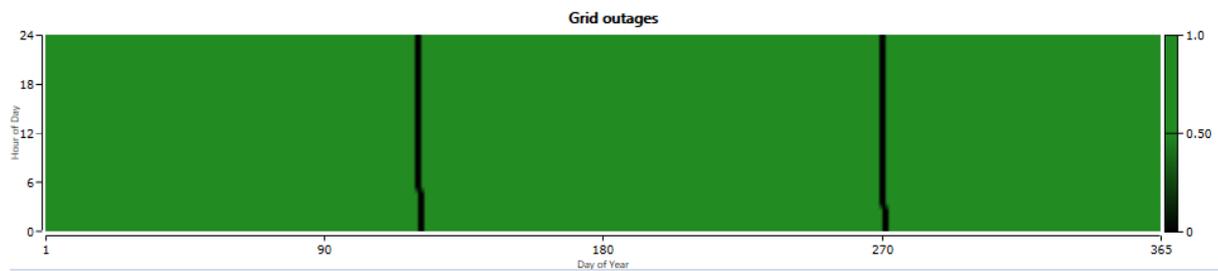


Figura 4.3 Cortes de energía durante un año (Escenario de caso promedio)

La capacidad adecuada del BESS para los dos escenarios de la capacidad fotovoltaica instalada se puede ver en la siguiente tabla:

Mesa 4.2 Capacidad BESS (Escenario de caso promedio)

PV Potencia instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)
790	1750
2922	1532

En las siguientes figuras, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluyendo la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red para los dos escenarios diferentes de PV instalados.

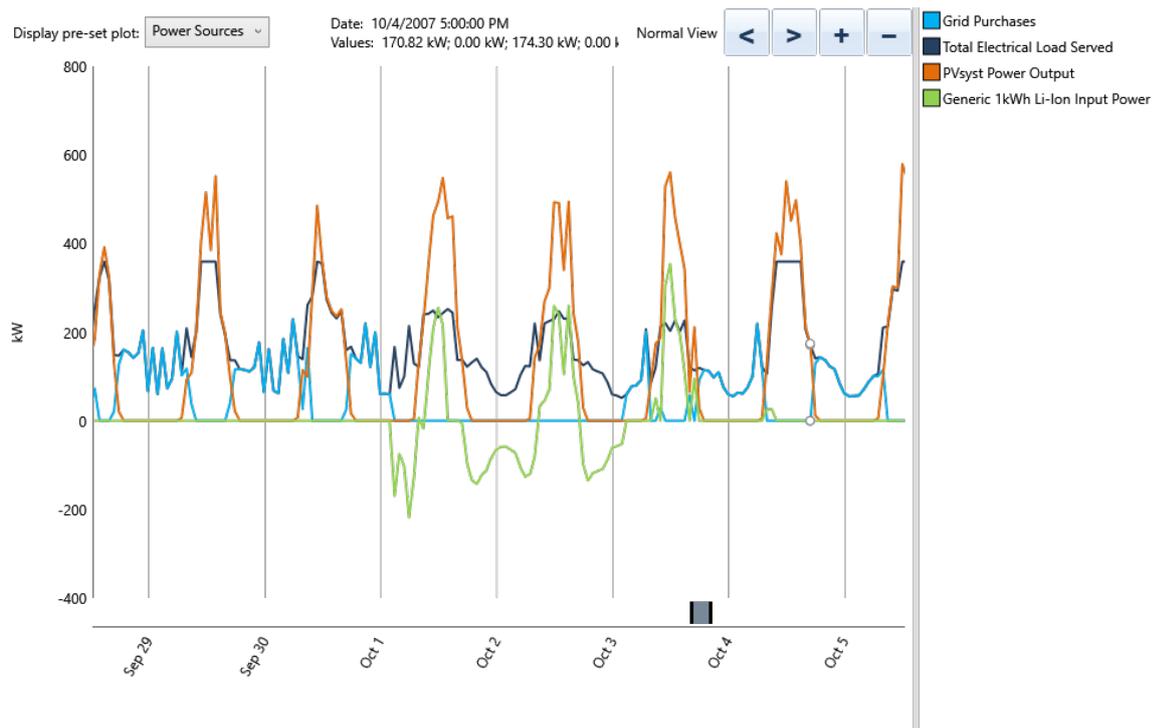


Figura 4.4 Operación del sistema eléctrico en caso de corte de energía (Escenario promedio: 790 kWp PV)

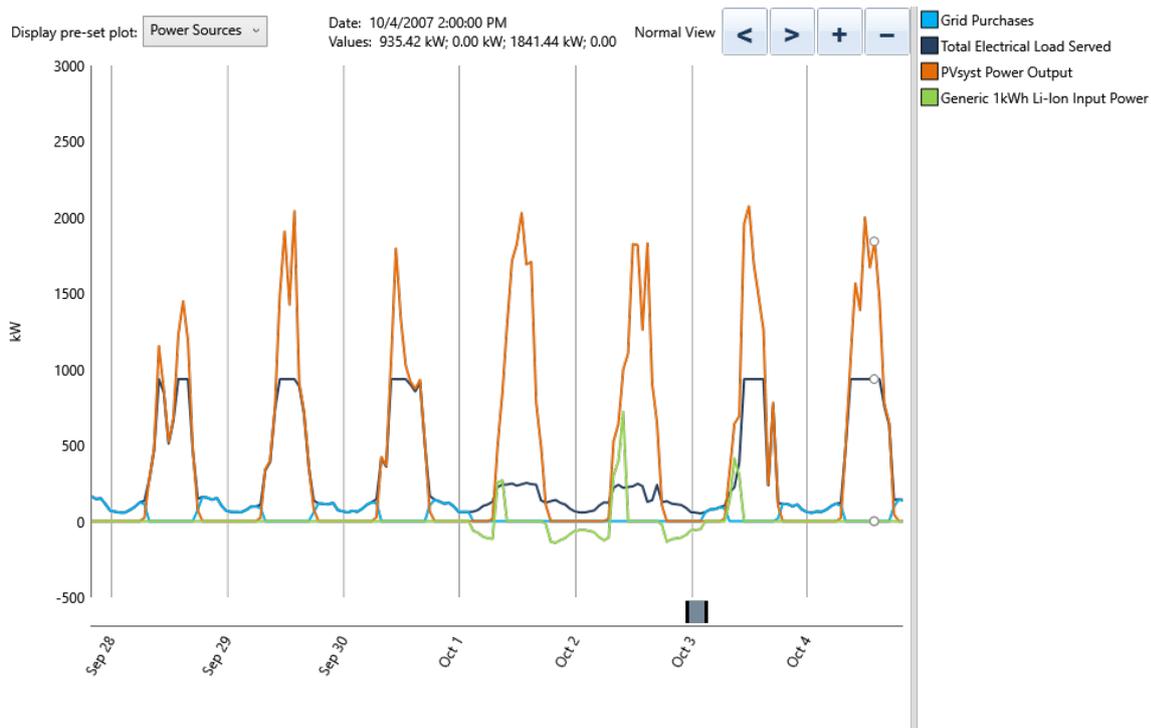


Figura 4.5 Operación del sistema eléctrico en caso de corte de energía (Escenario de caso promedio – 2922 kWp PV)

4.3 En el peor de los casos

En este escenario, la red eléctrica se apagará 3 veces a lo largo del año (una en abril, otra en mayo y otra en octubre) durante un total de tres días enteros (72 horas).

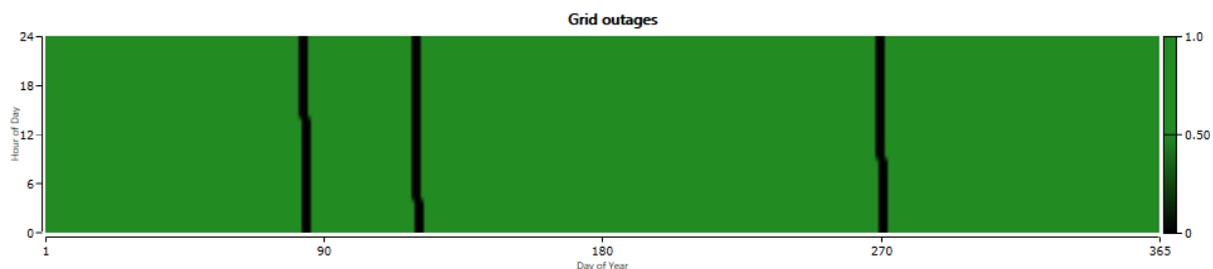


Figura 4.6 Cortes de energía durante un año (en el peor de los casos)

La capacidad adecuada del BESS para los dos escenarios de la capacidad fotovoltaica instalada se puede ver en la siguiente tabla:

Mesa 4.3 Capacidad BESS (en el peor de los casos)

PV Potencia instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)
790	2917
2922	1619

En las siguientes figuras, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluyendo la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red para los dos escenarios diferentes de PV instalados.

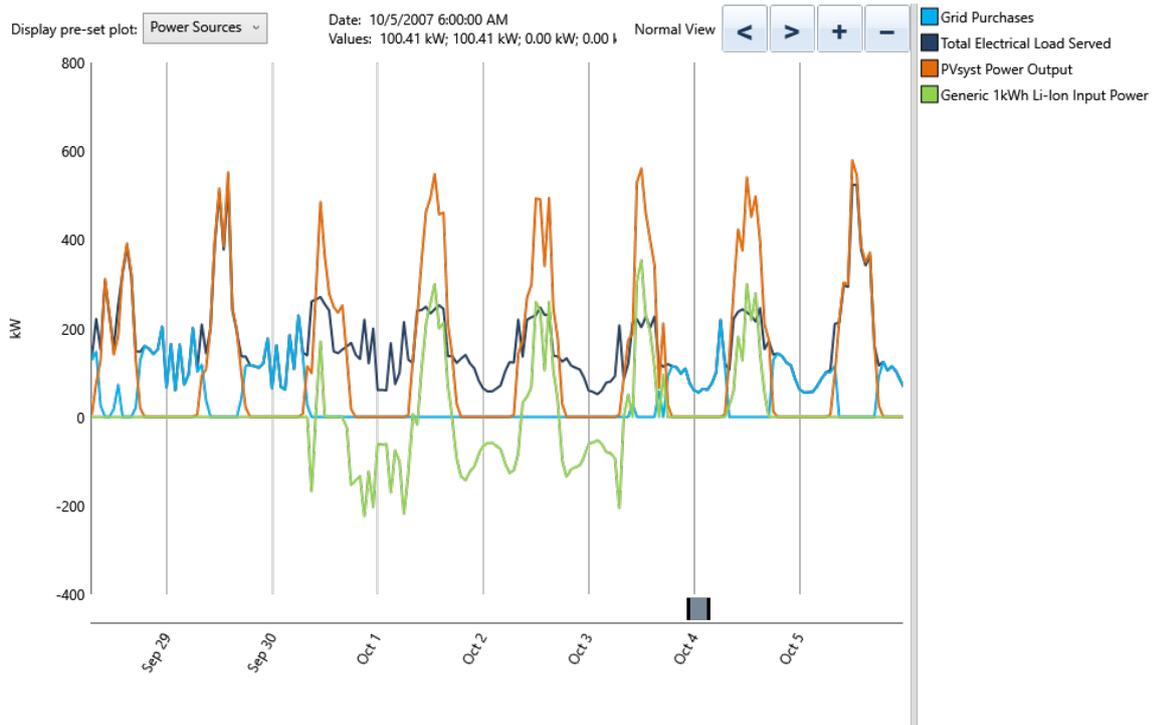


Figura 4.7 Funcionamiento del sistema eléctrico en caso de corte de energía (peor escenario: 790 kWp PV)

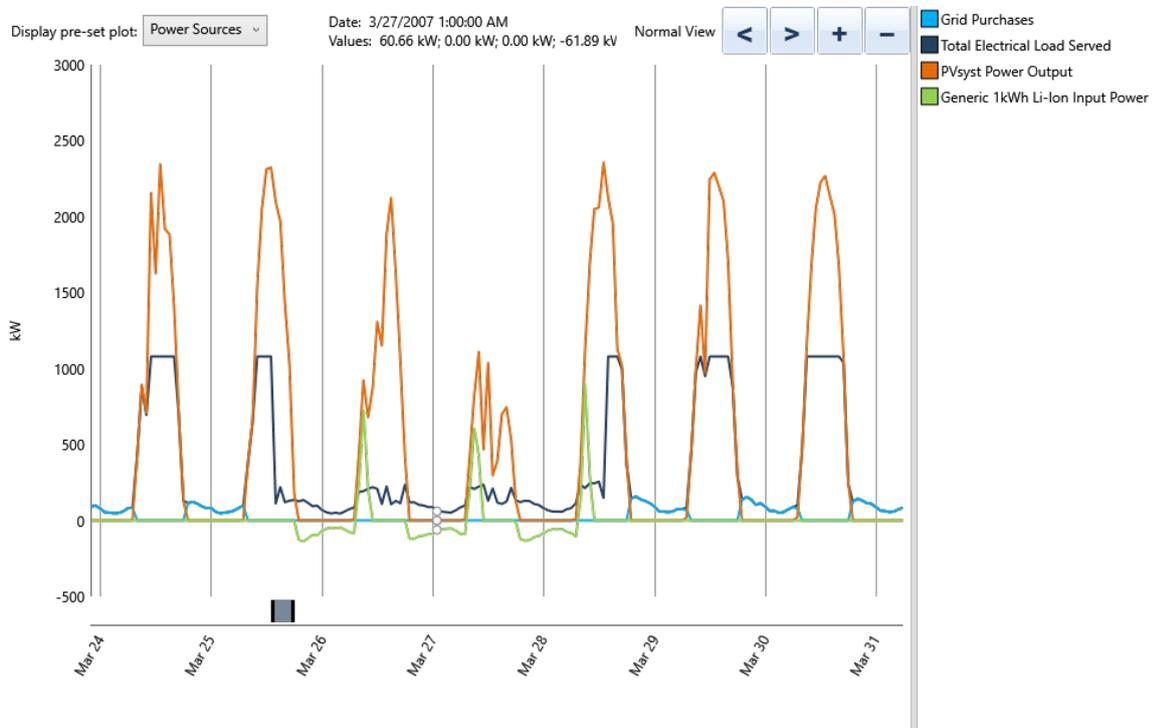


Figura 4.8 Operación del sistema eléctrico en caso de corte de energía (peor escenario: 2922 kWp PV)

5 Escenarios de simulación

La simulación del funcionamiento del sistema eléctrico de La Graciosa se llevó a cabo considerando 4 escenarios diferentes para la instalación de sistemas fotovoltaicos con respecto a las condiciones y restricciones de la red. Más concretamente, se examinaron los siguientes escenarios:

1. Instalaciones fotovoltaicas máximas en zonas públicas y edificios (790 kWp PV)
2. Instalaciones fotovoltaicas máximas en tejados de residencias (2922 kWp PV)
3. Instalaciones fotovoltaicas máximas en tejados, zonas públicas y edificios (2922 kWp PV)
4. Instalaciones fotovoltaicas para satisfacer el escenario completo de islas

La capacidad del BESS en los 3 primeros escenarios se examina en diferentes subescenarios, como se indica en el análisis del Capítulo 4. En el escenario 4, se optimizó la capacidad instalada de las plantas fotovoltaicas y del BESS con el fin de proporcionar energía ininterrumpida a la isla durante todo un año de forma 100% autónoma y renovable.

5.1 Plantas fotovoltaicas máximas en zonas públicas y edificios

La capacidad máxima instalada en áreas públicas y edificios, como se explica en la Sección 3.2, se estimó en 790 kWp, mientras que la capacidad del sistema BESS se simuló a través de 3 subescenarios diferentes a través del análisis presentado en el Capítulo 4.

En este escenario, la instalación de las plantas fotovoltaicas y el BESS, se están realizando de una forma más centralizada, aprovechando las mayores áreas de las áreas públicas y edificios. Las instalaciones centralizadas pueden reducir eficientemente el costo de las instalaciones.

Los resultados de las simulaciones se pueden ver en la siguiente tabla:

Mesa 5.1 Resultados sobre la operación del sistema eléctrico (Escenario 1)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Penetración de RES	Compras de red	Exceso de electricidad	Carga insatisfecha %	Carga insatisfecha (kwh)
790	1167	46.5%	53.5%	0.00%	0%	0
790	1750	46.6%	53.4%	0.00%	0%	0
790	2917	46.7%	53.3%	0.00%	0%	0

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del sistema eléctrico.

En la primera figura, se puede ver la producción de electricidad de cada mes, comparando la producción del sistema fotovoltaico (naranja) y la electricidad importada de la red (verde).

En la segunda figura, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluida la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red.

En la tercera figura, se puede ver la energía comprada a la red a lo largo de un año, incluyendo los datos horarios durante un día.

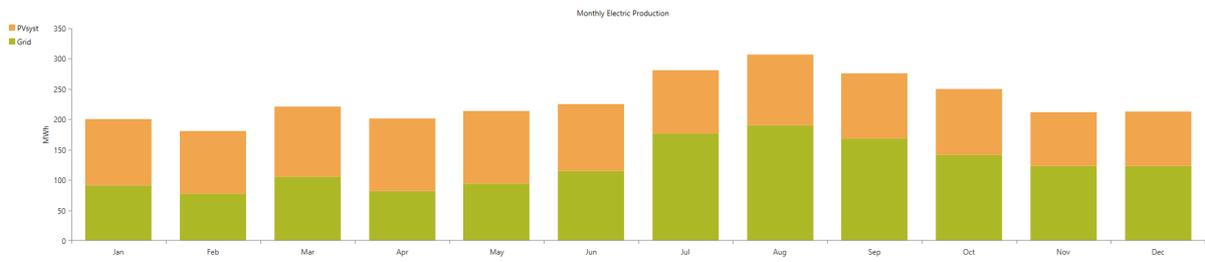


Figura 5.1 Producción eléctrica mensual (Escenario 1-BESS 1167 kWh)

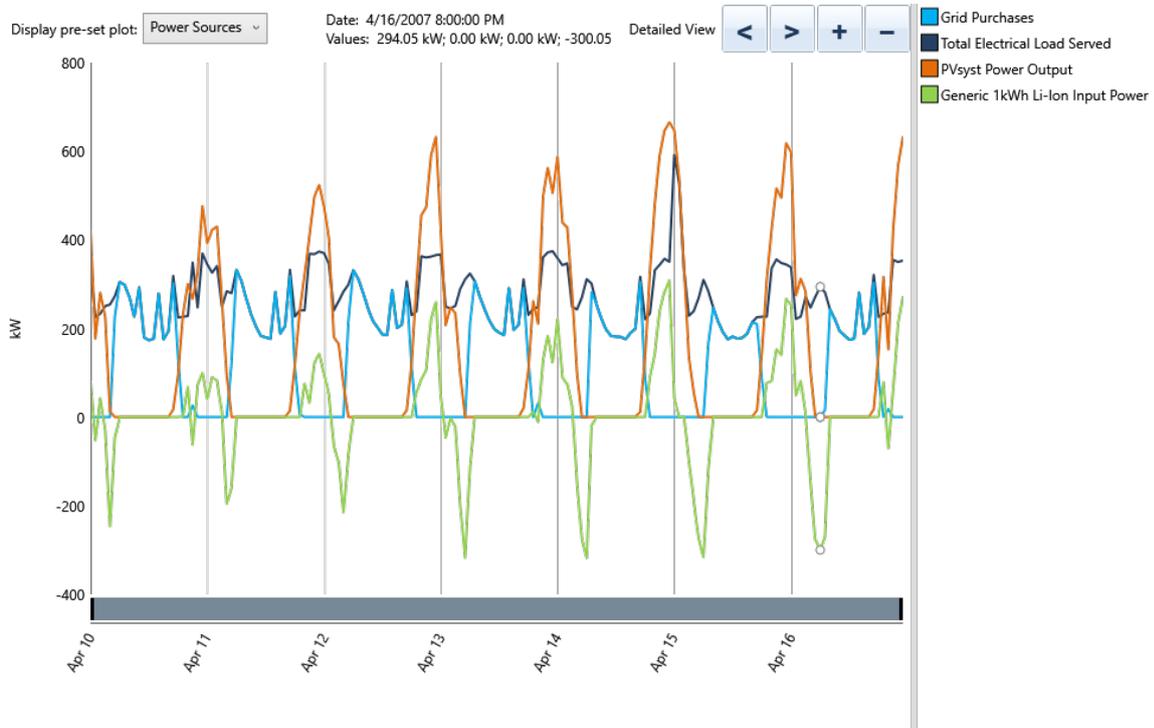


Figura 5.2 Operación del sistema eléctrico (Escenario 1-BESS 1167 kWh)

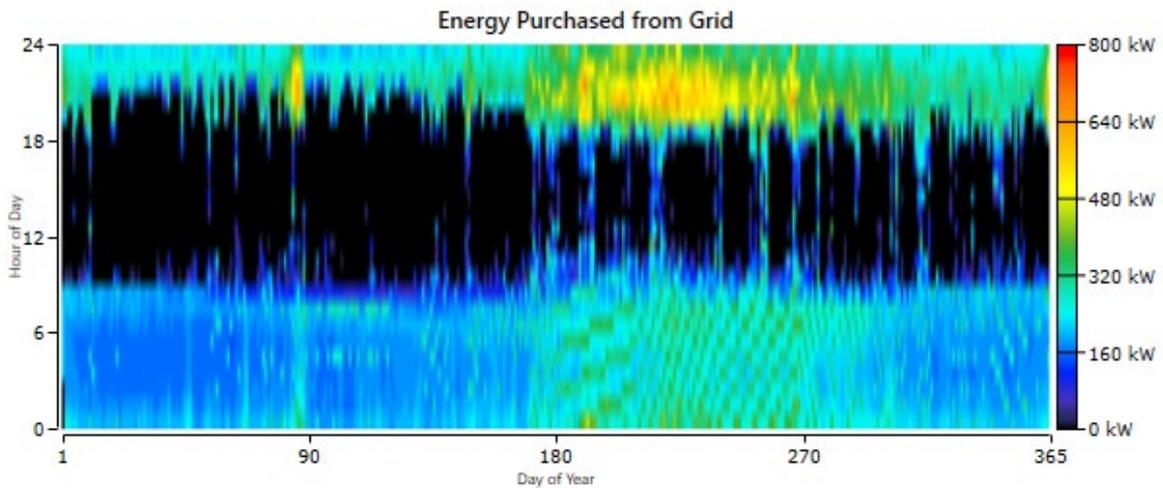


Figura 5.3 Energía comprada de la red (Escenario 1- BESS 1167 kWh)

Mesa 5.2 Resultados financieros (Escenario 1)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	LCOE (€/MWh)	GASTOS EJECUTIVOS	TIR	Periodo de amortización (años)	Amortización con descuento (años)
790	1167	0.133	1.410.000,00 €	8.60%	9.36	16.73
790	1750	0.144	1.650.000,00 €	5.90%	11.29	-
790	2917	0.166	5.840.000,00 €	1.60%	22.03	-

5.2 Máximo de plantas fotovoltaicas en los tejados de las residencias

La capacidad máxima instalada en las azoteas de las residencias, como se explica en la Sección 3.2, se estimó en 2922 kWp, mientras que la capacidad del sistema BESS se simuló a través de 3 subescenarios diferentes a través del análisis presentado en el Capítulo 4.

En este escenario, la instalación de las plantas fotovoltaicas y el BESS, se están realizando de forma más descentralizada, utilizando las áreas más pequeñas y dispersas de los tejados de las residencias. Las instalaciones descentralizadas aumentan el costo total de las instalaciones.

Los resultados de las simulaciones se pueden ver a continuación:

Mesa 5.3 Resultados sobre la operación del sistema eléctrico (Escenario 1)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Penetración de RES	Compras de red	Exceso de electricidad	Carga no satisfecha (%)	Carga insatisfecha (kwh)
2922	875	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
2922	1532	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
2922	1619	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del sistema eléctrico.

En la primera figura, se puede ver la producción de electricidad de cada mes, comparando la producción del sistema fotovoltaico (naranja) y la electricidad importada de la red (verde).

En la segunda figura, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluida la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red.

En la tercera y cuarta figura, se puede ver la energía comprada y vendida desde y hacia la red a lo largo de un año, incluyendo los datos horarios durante un día.

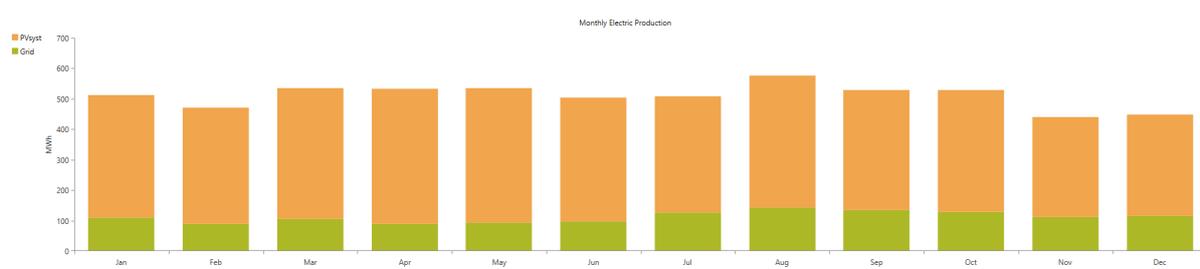


Figura 5.4 Producción eléctrica mensual (Escenario 2-BESS 875 kWh)

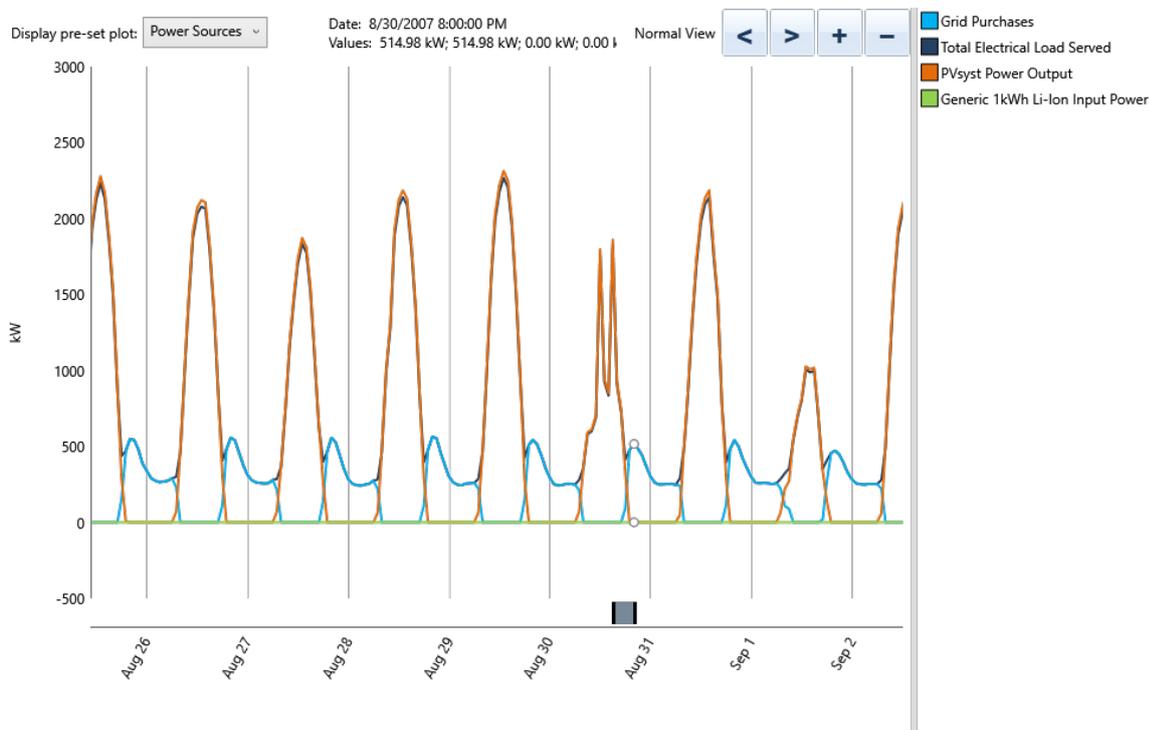


Figura 5.5 Operación del sistema eléctrico (Escenario 2-BESS 875 kWh)

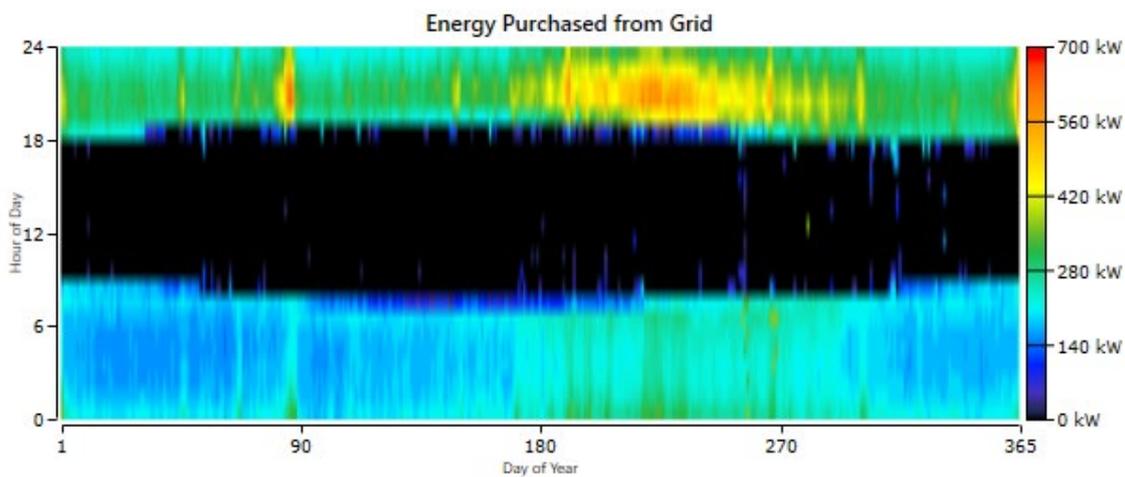


Figura 5.6 Energía comprada de la red (Escenario 2-BESS 875 kWh)

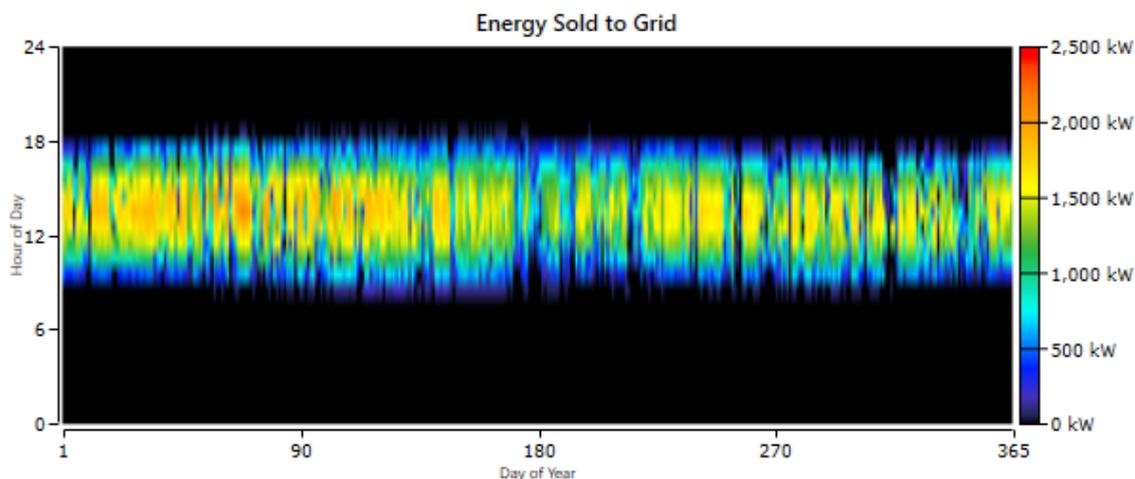


Figura 5.7 Energía vendida a la red (Escenario 2-BESS 875kWh)

Mesa 5.4 Resultados financieros (Escenario 2)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	LCOE (€/MWh)	GASTOS EJECUTIVOS	TIR	Periodo de amortización (años)	Amortización con descuento (años)
2922	875	0.077	4.820.000,00 €	3.70%	16.67	-
2922	1532	0.088	5.420.000,00 €	1.90%	20.42	-
2922	1619	0.090	5.500.000,00 €	1.70%	20.93	-

5.3 Plantas fotovoltaicas máximas en tejados, zonas públicas y edificios

La capacidad máxima instalada en azoteas de residencias y áreas y edificios públicos, como se explica en la Sección 3.2, se estimó en 2922 kWp, mientras que la capacidad del sistema BESS se simuló a través de 3 subescenarios diferentes a través del análisis presentado en el Capítulo 4.

En este escenario, la instalación de las plantas fotovoltaicas y el BESS se están realizando en una combinación de soluciones centralizadas y descentralizadas aprovechando las áreas más grandes de las áreas y edificios públicos y las áreas más pequeñas y dispersas de los tejados de las residencias.

En este escenario, el costo de las instalaciones es un promedio de soluciones descentralizadas y centralizadas.

Los resultados de las simulaciones se pueden ver a continuación:

Mesa 5.5 Resultados sobre la operación del sistema eléctrico (Escenario 1)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Penetración de RES	Compras de red	Exceso de electricidad	Carga insatisfecha %	Carga insatisfecha (kwh)
2922	875	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
2922	1532	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
2922	1619	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del sistema eléctrico.

En la primera figura, se puede ver la producción de electricidad de cada mes, comparando la producción del sistema fotovoltaico (naranja) y la electricidad importada de la red (verde).

En la segunda figura, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluida la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red.

En la tercera y cuarta figura, se puede ver la energía comprada y vendida desde y hacia la red a lo largo de un año, incluyendo los datos horarios durante un día.

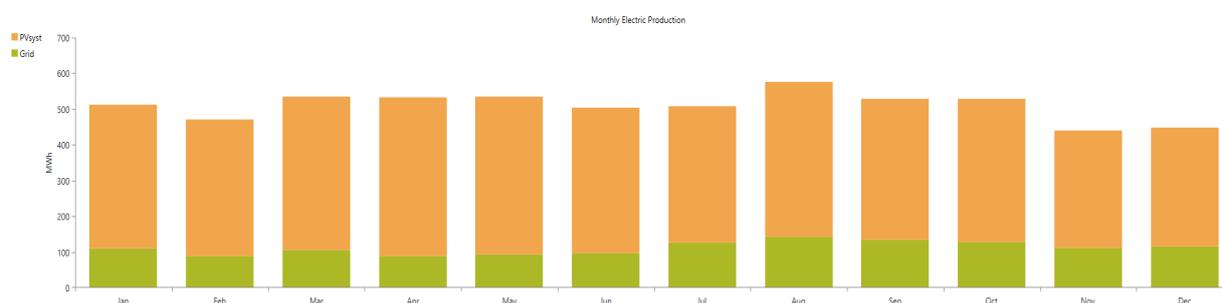


Figura 5.8 Producción eléctrica mensual (Escenario 3-BESS 875 kWh)



Figura 5.9 Operación del sistema eléctrico (Escenario 3-BESS 875 kWh)

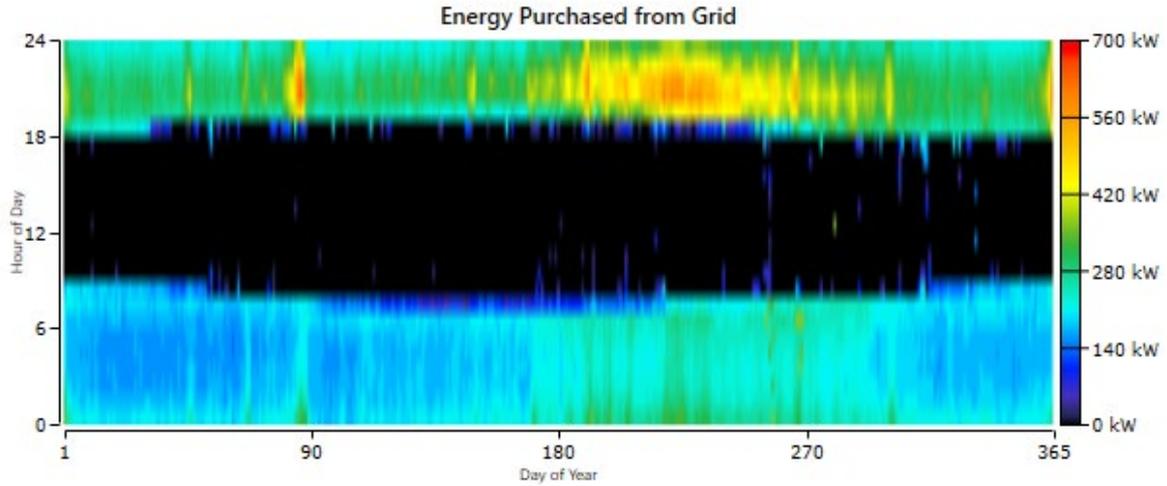


Figura 5.10 Energía comprada de la red (Escenario 3-BESS 875 kWh)

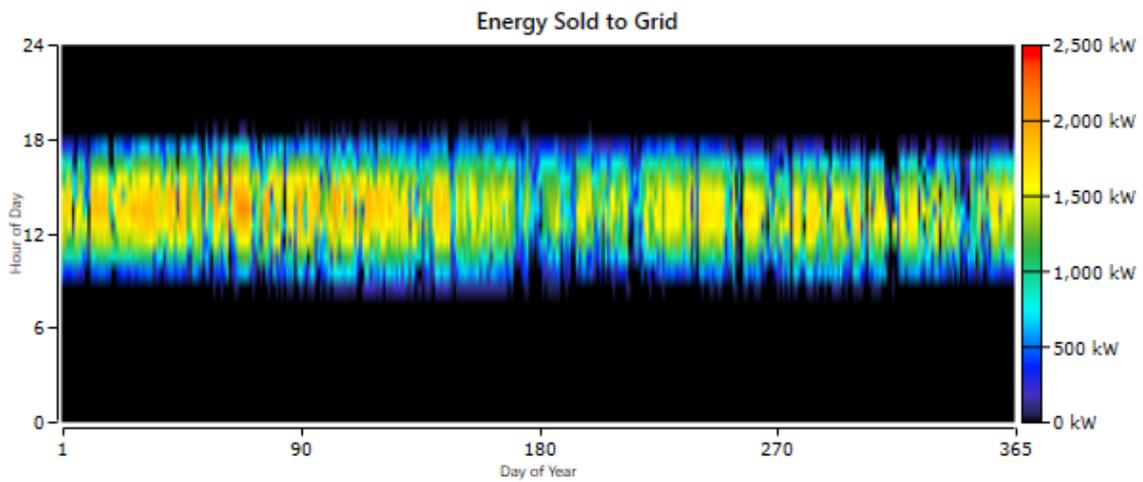


Figura 5.11 Energía vendida a la red (Escenario 3-BESS 875 kWh)

Mesa 5.6 Resultados financieros (Escenario 3)

PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	LCOE (€/MWh)	GASTOS EJECUTIVOS	TIR	Amortización con descuento (años)
2922	875	0.074	4.460.000,00 €	4.20%	-
2922	1532	0.086	5.260.000,00 €	2.40%	-
2922	1619	0.087	5.340.000,00 €	2.20%	-

5.4 Escenario completo con isla

En este escenario, se simuló el funcionamiento del sistema eléctrico bajo la condición de no interconexión con la isla de Lanzarote, es decir, con el sistema funcionando en modo completamente insular.

Bajo este escenario, toda la electricidad se produce en la isla y no hay posibilidad de importar o exportar electricidad. La capacidad PV y BESS se optimizó para minimizar la carga eléctrica no satisfecha, al tiempo que se minimizaba el CAPEX del sistema.

Los resultados de las simulaciones se pueden ver a continuación:

Mesa 5.7 Resultados sobre la operación del sistema eléctrico (Escenario 4)

Potencia fotovoltaica (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Penetración de RES	Energía comprada por la red	Exceso de electricidad	Carga eléctrica insatisfecha	Carga eléctrica no satisfecha (kWh)
4,321	6,446	100%	0%	58,60%	0.09%	2,450

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del sistema eléctrico.

En la primera figura, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico durante varios días, incluyendo la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico y la entrada y salida de electricidad por parte del BESS.

En la segunda figura, se puede ver el estado de carga del sistema de baterías, incluidos los datos horarios durante un día.

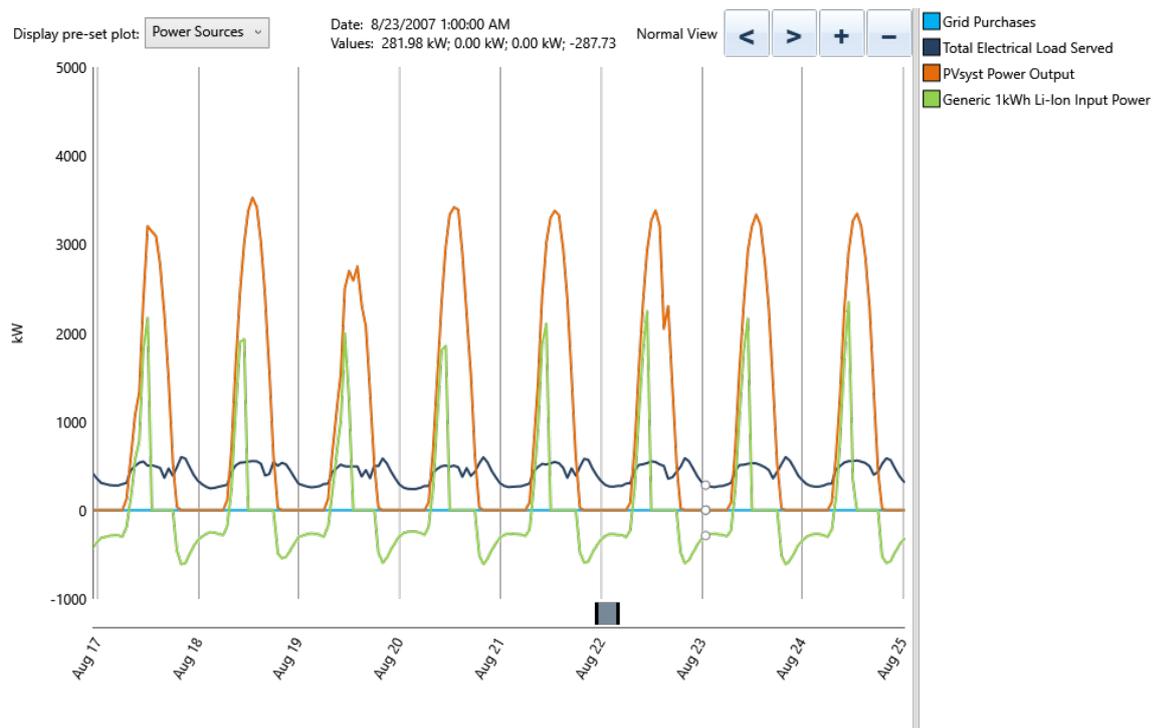


Figura 5.12 Operación del sistema eléctrico (Escenario 4)

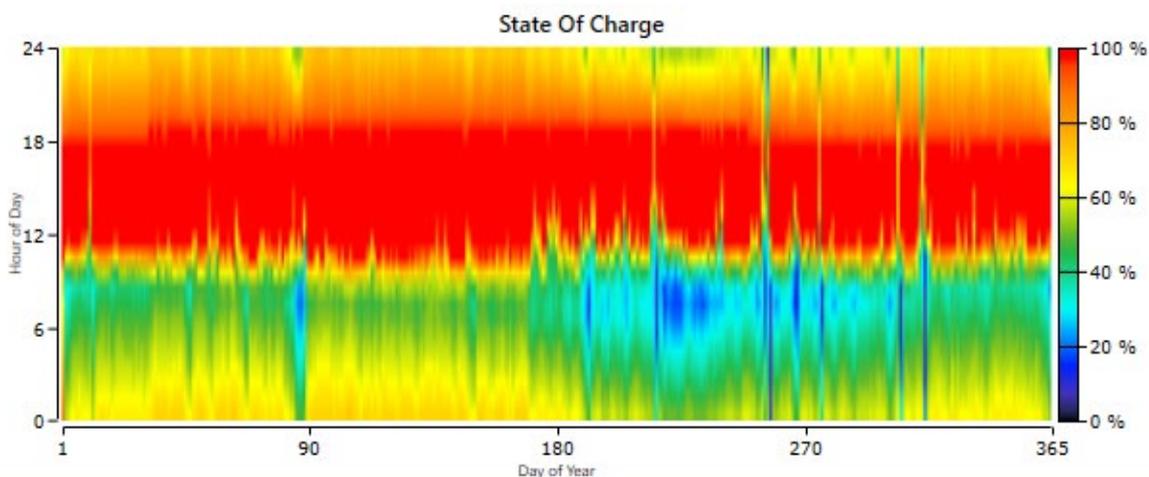


Figura 5.13 BESS SOC (Escenario 4)

Mesa 5.8 Resultados financieros (Escenario 4)

Potencia fotovoltaica (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	LCOE (€/MWh)	GASTOS EJECUTIVOS (€)	TIR (%)	Período de amortización sencillo (años)	Período de amortización con descuento (años)
4,321	6,446	0.451	11.600.000,00 €	-	-	-

5.5 Comparación de resultados de diferentes escenarios

El escenario óptimo para el sistema eléctrico de La Graciosa entre los casos examinados, se puede identificar considerando diferentes indicadores como la viabilidad económica, el menor CAPEX y la máxima seguridad del sistema. En las siguientes tablas se puede encontrar un resumen de los resultados de las secciones anteriores:

Mesa 5.9 Resumen de resultados de diferentes escenarios de operación del sistema eléctrico

escenario	PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Penetración de RES	Compras de red	Exceso de electricidad	Carga insatisfecha %	Carga insatisfecha (kwh)
1	790	1167	46.5%	53.5%	0.00%	0%	0
	790	1750	46.6%	53.4%	0.00%	0%	0
	790	2917	46.7%	53.3%	0.00%	0%	0
2	2922	875	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
	2922	1532	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
	2922	1619	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
3	2922	875	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
	2922	1532	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
	2922	1619	78.1%	21.9%	0.00%	0%	0
4	4321	6446	100%	0%	58.60%	0.09%	2450

Escenario	PV instalada (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	LCOE (€/MWh)	GASTOS EJECUTIVOS	TIR	Periodo de amortización (años)	Amortización con descuento (años)
1	790	1167	0.133	1.410.000,00 €	8.60 %	9.36	16.73
	790	1750	0.144	1.650.000,00 €	5.90 %	11.29	-
	790	2917	0.166	5.840.000,00 €	1.60 %	22.03	-
2	2922	875	0.077	4.820.000,00 €	3.70 %	16.67	-
	2922	1532	0.088	5.420.000,00 €	1.90 %	20.42	-
	2922	1619	0.090	5.500.000,00 €	1.70 %	20.93	-
3	2922	875	0.074	4.460.000,00 €	4.20 %	15.88	-
	2922	1532	0.086	5.260.000,00 €	2.40 %	19.41	-
	2922	1619	0.087	5.340.000,00 €	2.20 %	19.9	-
4	4321	6446	0.451	11.600.000,00 €	-	-	-

Tras examinar los resultados de los diferentes escenarios, se identificó el subescenario más óptimo para la descarbonización del sistema eléctrico de La Graciosa en el escenario 3, con una potencia fotovoltaica instalada de 2922 kWp y una capacidad BESS de 875 kWh.

Más específicamente, en términos económicos, el escenario seleccionado tiene el LCOE y el período de recuperación más bajos y la TIR más alta.

Si bien el escenario 4 tiene una penetración de RES del 100%, tiene el CAPEX más alto de todos los escenarios, mientras que tampoco es financieramente viable. En este escenario, la seguridad del sistema tampoco está completamente garantizada, con una carga eléctrica insatisfecha del 0,09% del total.

La mejora de los resultados económicos del escenario 3 en comparación con el escenario 2 se deriva del hecho de que el escenario 3 incluye una instalación más centralizada de las tecnologías, en contraste con el escenario 2, que solo se centra en instalaciones más descentralizadas.

5.6 Escenario óptimo en condiciones extremas de red

La instalación de FV con una capacidad de 2922 kWp y un BESS con una capacidad de 875 kWh, con una combinación de soluciones centralizadas y descentralizadas, se consideró en la sección anterior como la más óptima en términos de medidas financieras y penetración de fuentes de energía renovables. Sin embargo, como se examinó en el Capítulo 4, este dimensionamiento de BESS se deriva del mejor de los casos en caso de cortes de energía de más de un año.

En esta sección, este escenario se probó en el peor de los casos en términos de cortes de energía, con el fin de examinar el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones extremas de la red. En esta simulación, la red eléctrica se apagó una vez más tres veces al año (una en febrero, una en junio y otra en octubre) durante un total de tres días enteros (72 horas).

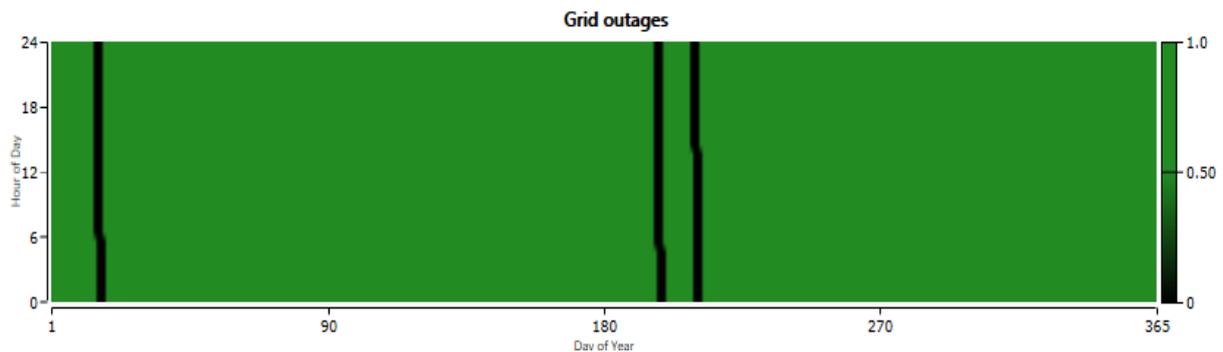


Figura 5.14 Cortes de energía durante un año (escenario óptimo en condiciones extremas de red)

Los resultados de la simulación del escenario óptimo en condiciones extremas se pueden encontrar a continuación:

Mesa 5.11 Resultados sobre la operación del sistema eléctrico (escenario óptimo en condiciones extremas de red)

Potencia fotovoltaica (kWp)	Capacidad BESS (kWh)	Carga eléctrica insatisfecha	Carga eléctrica no satisfecha (kWh)
2922	875	0.11%	2815

En las siguientes figuras se muestra el comportamiento del sistema eléctrico.

En las tres primeras figuras, se puede ver el funcionamiento del sistema eléctrico en diferentes épocas del año, durante varios días, incluyendo la carga eléctrica total, la salida del sistema fotovoltaico, la entrada y salida de electricidad por el BESS y la electricidad importada de la red.

En la cuarta figura, se puede ver la energía comprada a la red durante un año, incluidos los datos horarios durante un día.

En la quinta figura, se puede ver el estado de carga del sistema de baterías, incluidos los datos horarios durante un día.

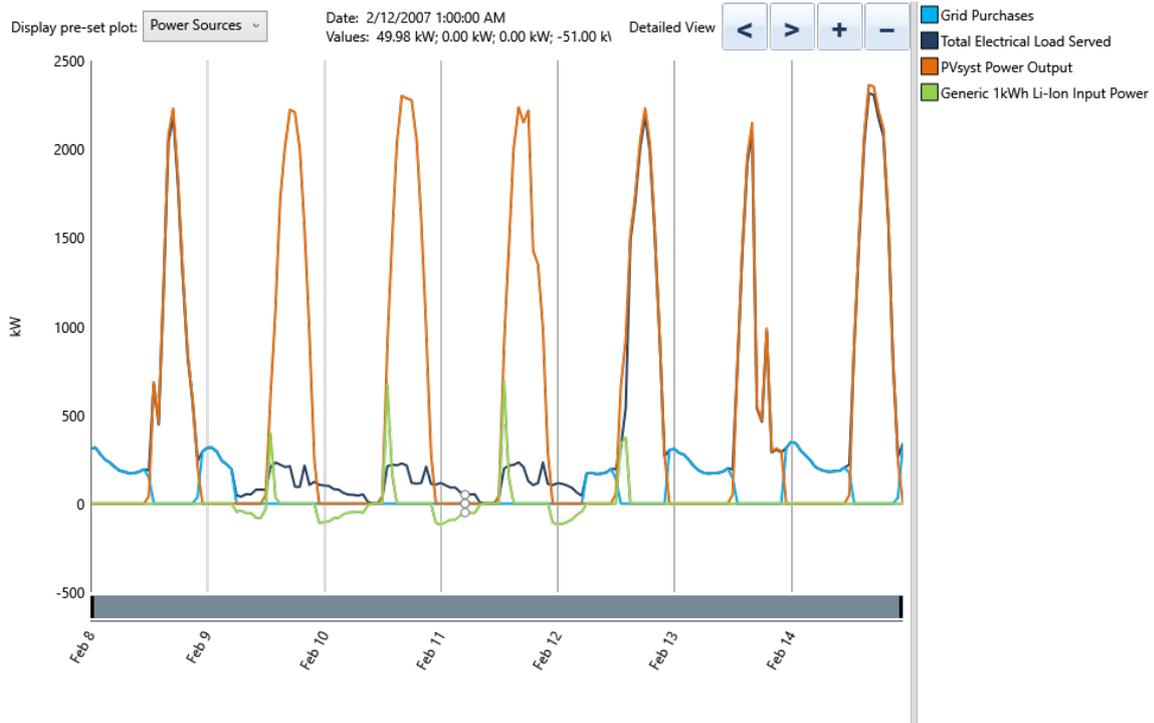


Figura 5.15 Operación del sistema eléctrico en el corte de energía de febrero (escenario óptimo en condiciones extremas de la red)

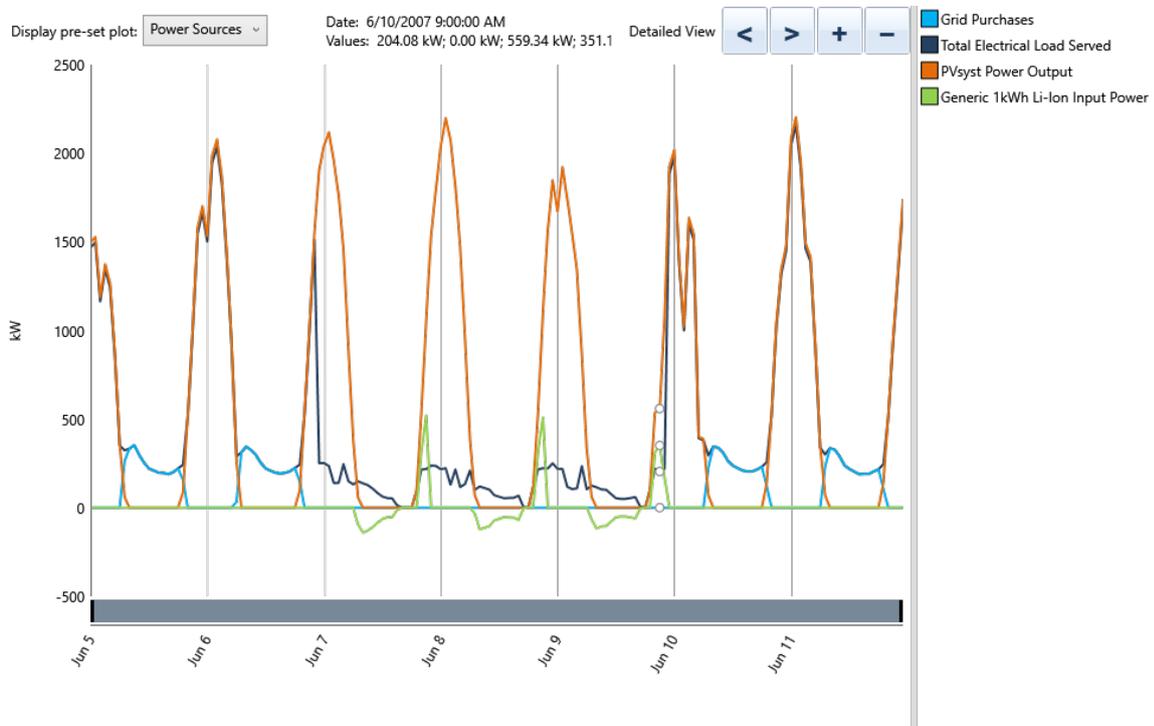


Figura 5.16 Operación del sistema eléctrico en el corte de energía de junio (escenario óptimo en condiciones extremas de la red)

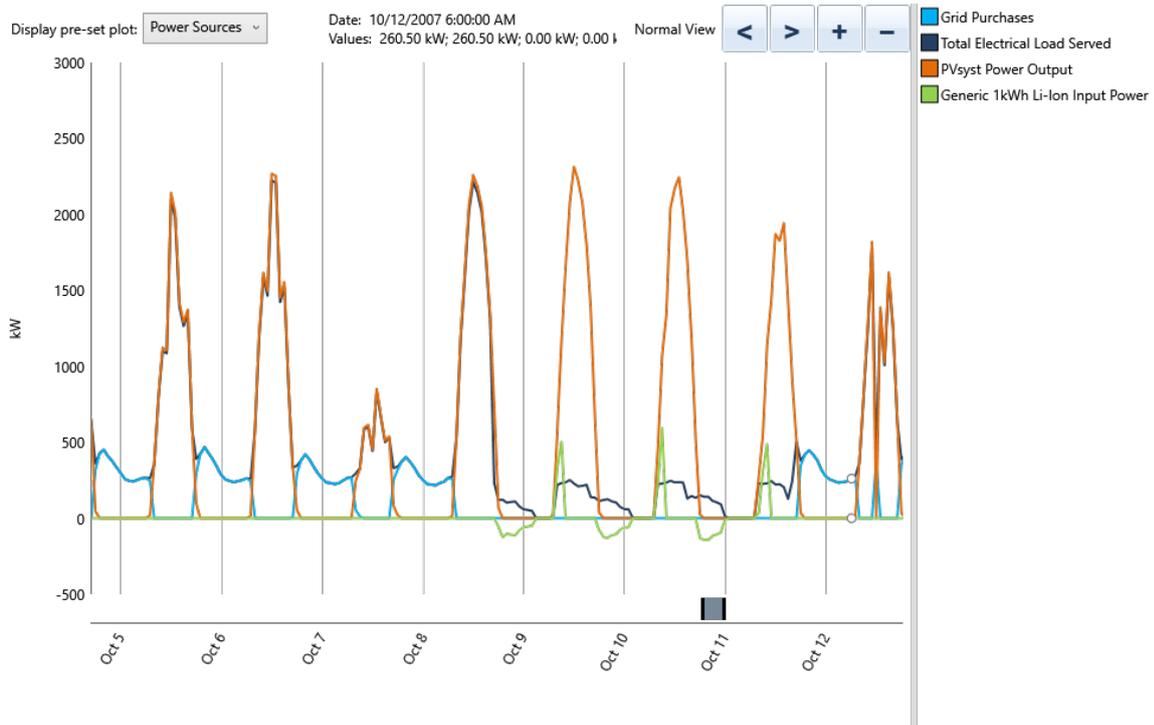


Figura 5.17 Operación del sistema eléctrico en el corte de energía de octubre (escenario óptimo en condiciones extremas de red)

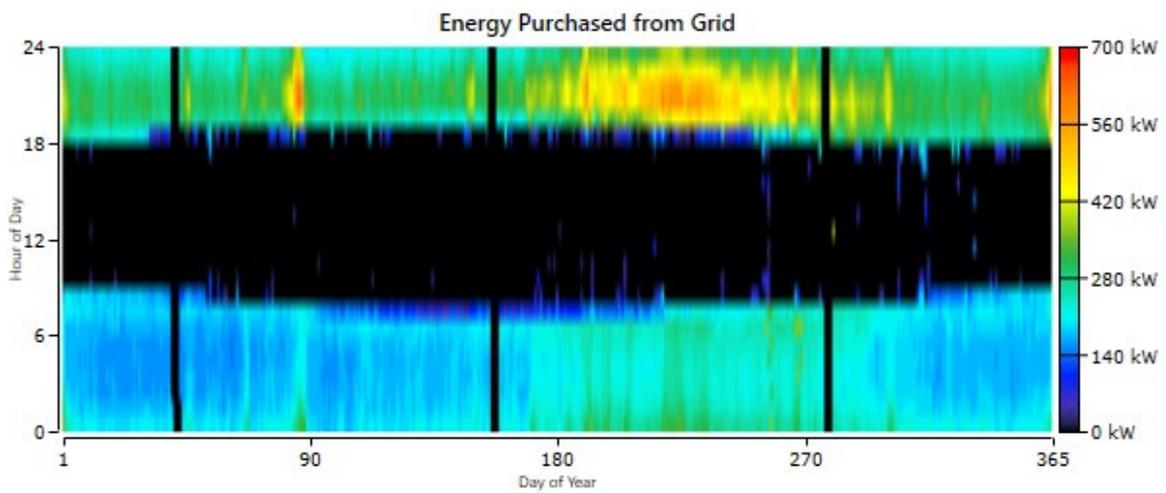


Figura 5.18 Energía comprada de la red (escenario óptimo en condiciones extremas de la red)

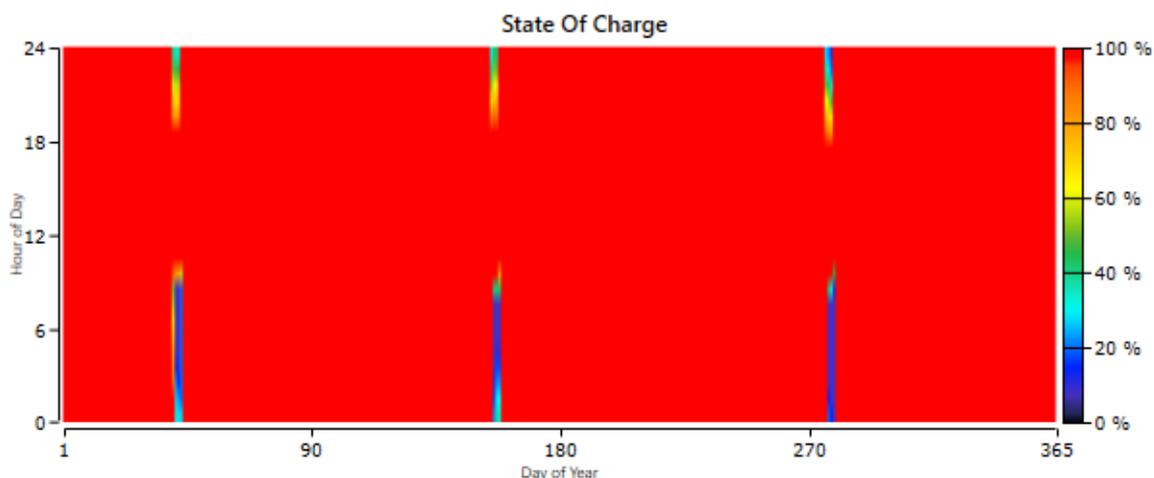


Figura 5.19 SoC BESS (escenario óptimo en condiciones extremas de red)

6 Conclusiones

Este estudio aportó recomendaciones para la descarbonización de la isla de La Graciosa con la instalación de FV y BESS. Se examinaron diferentes escenarios considerando soluciones centralizadas y descentralizadas, y una combinación de ambas, así como la operación del sistema como una red eléctrica completamente autónoma.

La demanda eléctrica del sistema se modeló con la adición de una planta desalinizadora, para cubrir completamente las necesidades de agua de la isla, y la integración de bicicletas eléctricas para los transportes en la isla. Además, se definieron varias infraestructuras importantes, entre las que se incluyó la unidad de desalación. La capacidad del sistema BESS se modeló para proporcionar un funcionamiento ininterrumpido de estas infraestructuras en casos de cortes de energía debido a un posible fallo de la interconexión eléctrica.

Los resultados de las simulaciones mostraron que un sistema de producción óptimo es una combinación de soluciones descentralizadas y centralizadas, con una capacidad fotovoltaica total de 2922 kWp y BESS con una capacidad de 875 kWh. Este sistema puede alcanzar una penetración de RES del 78,1%, al tiempo que es capaz de minimizar la carga eléctrica insatisfecha en condiciones extremas de la red.

El escenario óptimo que surgió, es capaz de proporcionar energía limpia y autonomía a la isla de La Graciosa, a la vez que se maximiza el aprovechamiento de las zonas urbanas para la instalación de las plantas fotovoltaicas, respetando las áreas ambientales protegidas de la isla. Las tecnologías propuestas están probadas y ampliamente utilizadas y, tal como se definen en el Capítulo 5, pueden proporcionar viabilidad financiera en términos de inversión con un simple período de amortización de 15 años.

Sin embargo, la restricción en términos de áreas disponibles y restricciones de la red, plantean una limitación para la solución propuesta. La penetración de las RES y, por tanto, la autonomía de la isla están limitadas al 78,1%. Además, las limitaciones ambientales y de suelo de la adquisición de un gran terreno para instalar de forma centralizada las tecnologías propuestas aumentan el CAPEX del sistema y limitan su viabilidad financiera.

Con el fin de lograr una solución más limpia, eficiente y económicamente viable, se deben explorar una o más de las siguientes recomendaciones:

- Encuentre áreas públicas más grandes para instalar plantas fotovoltaicas más grandes y centralizadas para reducir los costos de CAPEX y aumentar la penetración de las energías renovables.
- Explorar la posibilidad de instalar fuentes alternativas de generación de energías renovables, como turbinas eólicas, para aumentar la generación de electricidad durante las horas nocturnas y los días con potencial solar reducido, para aumentar aún más la eficiencia del sistema.
- Mejorar la infraestructura de red existente, para hacer posible la instalación de sistemas FER más grandes para aumentar la penetración de FER.
- Adquirir subvenciones para la instalación de RES y BESS para reducir los costos de capital de CAPEX.

ANEXO – Supuestos

Supuestos de CAPEX y OPEX

La estimación del CAPEX, se ha realizado a través de bibliografía e investigación de mercado con diferentes estimaciones para instalación a pequeña escala, en azoteas, e instalación a mediana y gran escala, en áreas de edificios públicos. Para el escenario 3, se ha realizado una combinación de los dos costes, considerando que se utilizará el máximo de instalación en edificios y áreas públicas y el resto de instalaciones fotovoltaicas se realizarían en azoteas de residencias (pequeña escala). Para todas las estimaciones, se han incluido los costes de transporte para aumentar el coste en un 30% y las economías de escala con una reducción del 20% para las instalaciones a pequeña escala.

El CAPEX y OPEX de las simulaciones se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 7.1 CAPEX y OPEX de equipos

Tecnología	Escenario	GASTOS EJECUTIVOS	Gastos operativos
PV	1	1.170 €/kW	2% de CAPEX
BESS	1	416 €/kWh	2% de CAPEX
PV	2	1.372,8 €/kW	2% de CAPEX
BESS	2	921,4 €/kWh	2% de CAPEX
PV	3,4	1.317,9 €/kW	2% de CAPEX
BESS	3,4	784,8 €/kWh	2% de CAPEX

Supuestos económicos

Tabla 7.2 Supuestos económicos de las simulaciones

Tasa de descuento nominal (%)	8.00
Tasa de descuento real	2.00
Tasa de inflación esperada (%)	5.88
Vida útil del proyecto (años)	25
Divisa	Euro

Supuestos técnicos

Tabla 7.3 Supuestos técnicos de las simulaciones

Software	Herramienta de análisis de microrredes Homer Pro
Pasos de tiempo	60 minutos
Precio de la electricidad (€/MWh)	0.1438
Precio de reventa de la electricidad (€/MWh)	0.0644
Vida útil de las plantas fotovoltaicas (años)	25
Producción media de sistemas fotovoltaicos (kWh/ kWp)	1,636
Fuente para la producción de sistemas fotovoltaicos	ITC, PVGIS
Capacidad nominal del módulo de batería (kWh)	1
Voltaje nominal de la batería (V)	6

Eficiencia de ida y vuelta del módulo de batería (%)	90
Corriente de carga máxima del módulo de batería (A)	167
Corriente máxima de descarga del módulo de batería (A)	500
Vida útil de la batería (años)	15