



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo:

Evaluación de distintas alternativas para el suministro eléctrico ininterrumpido en Nigeria

English title:

Evaluation of different alternatives for uninterrupted power supply in Nigeria

Autor/es

Ana García Sáez-Benito

Director/es

Rodolfo Dufo López

Escuela de Ingeniería y Arquitectura / Universidad de Zaragoza

2018



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D^a. ANA GARCÍA SÁEZ-BENITO,

con nº de DNI 73412599A en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

GRADO, (Título del Trabajo)

EVALUACIÓN DE DISTINTAS ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO
ININTERRUMPIDO EN NIGERIA

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, 17 JUNIO 2018

Fdo: _____

Evaluación de distintas alternativas para el suministro eléctrico ininterrumpido en Nigeria

Resumen

Actualmente, Nigeria se presenta como uno de los países en vías de desarrollo con mayor potencial de crecimiento económico. Esto se debe a que cuenta con una gran cantidad de recursos naturales, principalmente reservas de petróleo y gas natural.

En las últimas décadas, el auge del petróleo ha llamado la atención de muchas empresas de todo el mundo que ven a este país como un lugar muy atractivo para invertir en multitud de negocios, lo que ha impulsado el progreso de la industria.

El desarrollo industrial ha implicado un mayor consumo de energía eléctrica, que no ha ido acompañado de las respectivas reformas en la infraestructura de la red de transporte. Esto supone una descompensación entre la capacidad energética instalada y el consumo actual de electricidad.

La diferencia entre la producción y la demanda energética es la causa de uno de los mayores problemas a los que se enfrenta Nigeria en la actualidad: las frecuentes interrupciones en el suministro eléctrico, que impiden el crecimiento de las empresas dependientes de la red pública. Para continuar en el negocio, muchas de ellas han optado por cubrir el suministro eléctrico con generadores eléctricos que emplean Diesel, un combustible fósil muy contaminante.

En este entorno, urge la necesidad de encontrar otras alternativas de suministro eléctrico que supongan un menor impacto ambiental y a un bajo coste.

Así, el principal objetivo de este trabajo es evaluar tanto económica como ambientalmente (mediante simulaciones con el software iHOGA) distintas posibilidades de suministro eléctrico para un hotel de Lagos (Nigeria). Se destaca la importancia de las fuentes de energía renovable, especialmente la solar fotovoltaica, así como de los sistemas de almacenamiento, que permiten lograr cierta autonomía energética.

En primer lugar, se presenta un análisis del sector hotelero en Nigeria para acentuar la necesidad de emplear otras alternativas energéticas para el suministro eléctrico de los hoteles.

A continuación, se realiza un estudio previo para conocer el consumo eléctrico de un hotel particular de Lagos y la irradiación solar, datos que serán necesarios para la posterior simulación. Después, se explican los componentes que intervendrán en los diferentes casos de estudio.

Posteriormente, se presentan las consideraciones generales comunes a estos casos, se definen las características y elementos principales de cada alternativa, y se muestran los resultados de las simulaciones. También se realizan distintos cálculos de dimensionado previamente a la utilización del software.

A partir de toda la información recopilada, se resumen los resultados obtenidos, indicando cuáles son las alternativas más rentables económicamente y cuáles son las que presentan un menor impacto ambiental.

También se realiza un análisis de sensibilidad de las variables que más afectan, como: el precio de compra de la energía de la red, la inflación del combustible y el precio de los componentes.

Finalmente, valorando los resultados obtenidos, se concluye con la aportación de una propuesta para cubrir el suministro eléctrico ininterrumpido en los mayores negocios de Nigeria.

Tabla de contenidos

1.	Introducción	1
1.1.	Antecedentes y análisis de la necesidad.....	1
1.2.	Objeto y alcance	3
2.	Análisis del sector hotelero en Nigeria.....	4
3.	Estudio previo.....	5
3.1.	Perfil del consumo eléctrico del hotel de Lagos	5
3.2.	Irradiación solar	8
4.	Alternativas energéticas	9
4.1.	Introducción.....	9
4.2.	Alternativas energéticas: componentes de los casos de estudio.....	9
4.2.1.	Generador Diesel.....	9
4.2.2.	Baterías.....	10
4.2.3.	Paneles fotovoltaicos.....	11
5.	Simulación y resultados de los casos de estudio.....	13
5.1.	Herramienta empleada: Software iHOGA	13
5.2.	Consideraciones generales	13
5.3.	Casos de estudio	15
	Caso 1: Suministro con Generador Diesel y conexión a red	15
	Caso 2: Suministro de red con Baterías.....	17
	Caso 3: Suministro con Generador Diesel y Baterías con conexión a red.....	18
	Caso 4: Suministro con Paneles FV y Generador Diesel con conexión a red	19
	Caso 5: Suministro con Gdor. Diesel, Paneles FV y Baterías con conexión a red ..	21
	Caso 6: Suministro con Paneles FV y Baterías con conexión a red	22
	Caso 7: Suministro con Paneles FV con conexión a red	23
	Caso 8: Sistema aislado con Paneles FV y Baterías	24
5.4.	Resumen de los resultados	25
6.	Análisis de sensibilidad	27
7.	Conclusiones.....	28
	Bibliografía.....	29
	ANEXOS.....	31

ANEXO 1. Cálculo de la electricidad consumida por un hotel de Italia.....	31
ANEXO 2. Tablas de resultados y gráficas de simulación	32
ANEXO 3. Cálculo de la capacidad y número de baterías (Caso 2)	49
ANEXO 4. Cálculo del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (Caso 7)	50
ANEXO 5. Características de los componentes	53
ANEXO 6. Cálculo del Sistema Aislado FV-Baterías (Caso 8)	55

1. Introducción

1.1. Antecedentes y análisis de la necesidad

Nigeria es un país situado en África occidental, en la zona del golfo de Guinea, cuya población total es de 186 millones de habitantes (2016). La capital es Abuya, con 2,44 millones de habitantes (2015), y su ciudad más poblada y anterior capital es Lagos, con 13 millones de habitantes (2015) [1].



Figura 1. Nigeria (África). Fuente: Worldatlas.

Nigeria es el país más poblado de África y el séptimo del mundo (superando a Japón y a Rusia). Según datos del FMI (Fondo Monetario Internacional), el PIB de Nigeria en 2013 resultó ser más de 400.000 millones de dólares, convirtiéndolo en el país con la economía más grande y creciente de África.

Es un país con grandes perspectivas de inversión y crecimiento en el futuro debido a que es el principal productor de petróleo de alta calidad del continente africano y el cuarto mayor exportador de gas natural licuado [2]. De acuerdo con el *Oil and Gas Journal*, Nigeria estima en 37.200 millones de barriles de petróleo las reservas de crudo a partir de enero de 2010 [3], y, según *Knoema*, en más de 5,3 billones de m³ las reservas de gas en 2017 [4].

La economía nigeriana depende en gran medida del petróleo que, según el FMI, representa más del 95% de los ingresos por exportaciones (equivalente a 10.000 millones de dólares anuales), y alrededor del 65% de los ingresos del Gobierno [3]. No obstante, esta fuerte dependencia del petróleo y que éste se encuentre en manos de empresas extranjeras como: Royal Dutch Shell, ExxonMobil, Agip, Total S.A., y Texaco (ahora fusionada con Chevron) hace que haya constantes luchas políticas y económicas por el reparto del poder y el control de los territorios ricos en recursos naturales.

La mala administración de estos recursos, generada por la corrupción, hace que existan graves desigualdades sociales entre ricos y pobres [5]. Más de la mitad de la población vive con menos de un dólar al día y cada vez más nigerianos están por debajo del umbral de la pobreza [6].

A mediados de la década de 1970, el auge del petróleo hizo que el país atrajera a muchos turistas de todo el mundo, impulsando así el progreso y crecimiento de la industria, especialmente de la hotelera [7]. Este crecimiento industrial ha ido provocando un mayor consumo energético en todo el país a lo largo de los años. Según el artículo [8], publicado recientemente, la demanda de energía en 2004 era de 3.400 MW en comparación con la de 2015, que era de 30.000 MW.

Este incremento en el consumo eléctrico no ha ido acompañado de la respectiva reforma de la infraestructura eléctrica del país. Sí que es verdad que, en 2010, el Gobierno Federal Nigeriano realizó una gran inversión en el sector eléctrico con objeto de ampliar la capacidad eléctrica instalada para cubrir la demanda. Pero los resultados fueron muy poco satisfactorios y han inducido a buscar otras alternativas de suministro energético como los paneles solares fotovoltaicos o el almacenamiento de energía [9].

Ya hace tiempo que la red de transporte no está diseñada para cubrir la demanda cada vez mayor de electricidad. Según el Ministro de Comercio e Industria del Gobierno Nigeriano de 2013, Charles Ogwa, *“actualmente Nigeria produce aproximadamente 5.000 MW en contraste con la demanda nacional, que es de más de 25.000 MW”* [6].

Como la red eléctrica no es capaz de satisfacer la demanda, se producen sobrecargas en las líneas que hacen disparar las protecciones del sistema. La mayoría de los sistemas de protección están diseñados para que, una vez haya desaparecido la falta en la línea, se cierren automáticamente para restablecer el suministro normal. Sin embargo, en Nigeria la sobrecarga es tal, que hace muy difícil reconectar los consumos en un breve periodo de tiempo, dejando sin suministro a muchos de ellos incluso varias horas.

Por todo ello, uno de los mayores problemas a los que se enfrenta Nigeria son las constantes interrupciones del suministro eléctrico, que provocan frecuentes apagones de la red. En el artículo [10], publicado en *“Rapid Response Energy Brief”*, y tal como se muestra en la Tabla 1, se han recogido las características principales de las interrupciones del suministro eléctrico en las siguientes regiones: Senegal, Nigeria, el África Subsahariana, y una media de todo el mundo.

Indicador	Senegal	Nigeria	África Subsahariana	Mundo
Número de interrupciones de suministro en un mes	25,8	26,3	10,7	8,6
Duración media de una interrupción (h)	2,3	8,2	6,6	4,0
Pérdidas debidas a las interrupciones (% ventas anuales)	5,1	8,9	6,7	4,8
Empresas propietarias o que comparten un generador (%)	90,7	85,7	43,6	31,6
Electricidad generada por un generador (%)	30,8	47,5	13,8	7,1
Empresas que identifican la electricidad como una limitación importante (%)	57,5	75,9	50,3	39,2

Tabla 1. Interrupciones de suministro eléctrico. Fuente: Art. [10].

En comparación con otras regiones se puede deducir que Nigeria tiene graves problemas en cuanto al suministro eléctrico de la red. Como se puede observar, se producen 26,3 interrupciones de suministro eléctrico cada mes, lo que significa que se produce aproximadamente una interrupción al día. Además, la duración media de una interrupción es de 8,2 horas, lo que supone que la red no está disponible durante el 30% del tiempo.

En algunos lugares de Nigeria no hay luz en todo el día, y estas interrupciones en el suministro eléctrico hacen que el país tenga uno de los consumos de electricidad per cápita más bajos de África [7]. Hay empresas que tienen que parar los procesos y tareas que están llevando a cabo porque la dependencia de la red no les permite continuar, y esto ha llevado al cierre de muchas de ellas.

Para que las empresas comerciales puedan continuar con el desarrollo normal de sus actividades y puedan seguir ahorrando costes y generando ingresos, varias de ellas han optado por instalar sistemas de generación autónomos que les proporcionen más de un tercio de la electricidad cuando la red no está disponible [10]. Los generadores Diesel son los más empleados por su elevada potencia, pero estos generadores conllevan un elevado coste y emiten contaminantes como, por ejemplo: el CO₂, el CO, el SO₂, el NO_x, distintos hidrocarburos, y partículas en suspensión [11].

Por todo ello, para hacer frente a la necesidad de cubrir la energía eléctrica en los momentos en que la red no está disponible, es posible que otras alternativas sean más económicas y/o menos perjudiciales para el medio ambiente, como, por ejemplo: el empleo de energías renovables, que se presentan actualmente como una de las alternativas más limpias y sostenibles del mercado.

1.2. Objeto y alcance

El propósito de este proyecto es evaluar económica y ambientalmente distintas alternativas para asegurar el suministro eléctrico ininterrumpido en un hotel de Nigeria considerando los frecuentes apagones de la red. A partir de los diferentes casos estudiados se valorará cuáles son las mejores alternativas para hacer frente a este grave problema que afecta a la totalidad del país.

En el presente trabajo se definirán y evaluarán varias posibilidades de suministro eléctrico para un hotel ubicado en Lagos, que son: generador Diesel (empleado actualmente), baterías, sistemas combinados Diesel-baterías, y sistemas mixtos fotovoltaicos con o sin Diesel y con o sin baterías. Se podrían haber contemplado otros tipos de energías renovables, como, por ejemplo, la eólica. Sin embargo, solo se tendrá en cuenta la energía solar fotovoltaica debido al desarrollo tecnológico y la reducción del precio que están experimentando los módulos fotovoltaicos en la actualidad.

Todas las alternativas citadas previamente para el suministro eléctrico serán evaluadas tanto económica como ambientalmente mediante el software iHOGA. El análisis económico tendrá en cuenta el precio de los componentes, el periodo de estudio, el interés de mercado, la inflación general esperada, etc. Mientras que el análisis ambiental considerará las emisiones de CO₂ de las distintas fuentes energéticas involucradas (tanto en su fabricación como en su explotación), así como el periodo de estudio para calcular las emisiones totales generadas.

Además, se realizará un análisis de sensibilidad variando los parámetros que más afecten, como, por ejemplo: el precio de compra de la energía de la red, la inflación del combustible, o el precio de los distintos componentes.

Finalmente, y en base a los resultados obtenidos a lo largo del trabajo, se concluirá con una propuesta para asegurar el suministro de electricidad de forma ininterrumpida en el hotel considerado de Nigeria.

2. Análisis del sector hotelero en Nigeria

Una de las industrias nigerianas más favorecidas por el auge del petróleo ha sido la hotelera, que ha experimentado un gran desarrollo en los últimos años. En 2015, Marek Zmyslowski, director general nigeriano de Jovago (la mayor plataforma online de reservas de hotel en África), señaló en una rueda de prensa: *“El año pasado Nigeria fue el país que firmó el mayor número de contratos con cadenas hoteleras internacionales para construir nuevos hoteles en el país. (...) En 2014 Nigeria fue el mercado hotelero de mayor y más rápido crecimiento del mundo”*. Según la ONE (Oficina Nacional de Estadísticas), el sector turístico de Nigeria representó en 2014 un 1,7% del PIB [12].

Sin embargo, el sector hotelero también se ha visto muy afectado por los problemas derivados de la incapacidad de la red eléctrica para cubrir la demanda cada vez mayor de electricidad. Para permanecer en el negocio, la mayoría de los hoteles dependen de generadores Diesel que les proporcionan la energía eléctrica cuando la red no está disponible [10].

Sin embargo, estos grupos electrógenos emiten gases y partículas contaminantes a la atmósfera, especialmente CO₂, el principal gas de efecto invernadero. Diferentes estudios demuestran que las actividades de la industria hotelera en Nigeria son potencialmente contaminadoras debido a que existe una alta emisión de CO₂ proveniente de la generación de energía a partir de estos equipos [7].

En muchos países, los hoteles están dentro de la categoría de edificios que más electricidad consumen [13,14] porque pretenden proporcionar la comodidad y servicios que requieren los clientes, muchos de los cuales están dispuestos a pagar por servicios y tratamientos exclusivos que conllevan un elevado consumo energético [15].

Este consumo indiscriminado aumenta el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero. Por tanto, urge la necesidad de mitigar la huella de carbono en este entorno, para frenar la contribución del sector hotelero al calentamiento global.

Tal como sugiere [7], las emisiones de CO₂ podrían reducirse a un valor admisible mediante la colaboración del gobierno y la industria hotelera (mediante legislación e inversión, respectivamente) en proyectos de reducción de emisiones contaminantes.

En este contexto, se podría considerar dos opciones principales: la implementación de medidas de eficiencia energética, y la producción de electricidad mediante fuentes de energía renovable, como la energía solar térmica, la eólica, la hidroeléctrica, los biocombustibles, pero especialmente, la fotovoltaica. Este trabajo se va a centrar en la segunda opción, estudiando diferentes casos representativos en los que, en alguno de ellos, intervendrá la energía solar fotovoltaica.

3. Estudio previo

Para determinar si hay otras alternativas energéticas (de menor impacto ambiental que los generadores Diesel y de menor coste) que puedan cubrir el suministro eléctrico en los momentos en los que se va la red, se va a llevar a cabo la simulación sobre un hotel particular de Nigeria ubicado en Lagos, la ciudad más poblada del país.



Figura 2. Ubicación de Lagos en Nigeria. Fuente: [16].

A lo largo de este apartado se van a definir los principales parámetros de interés antes de comenzar con las simulaciones.

3.1. Perfil del consumo eléctrico del hotel de Lagos

Para llevar a cabo el análisis y la simulación de las diferentes alternativas energéticas a través del software iHOGA, se debe definir el **perfil de consumo eléctrico** diario de un hotel de Lagos.

Se ha tomado la siguiente tabla del artículo [7], en el que se muestra información de 28 hoteles de Lagos (Nigeria), en los que se puede observar la energía total consumida en MWh.

Serial number	Annual energy consumption (MWh)	Star rating	Total floor area (m ²)	Age (year)	Number of guest rooms	Occupancy rate (%)	Number of equivalent guest rooms ^a	Number of employees
1	831.12	2	1822.99	15	20	80.00	16.00	36
2	3217.27	2	5346.02	36	74	50.00	37.00	150
3	2800.78	2	18032.00	16	70	80.00	56.00	100
4	5167.74	4	10197.07	2	65	40.00	26.00	130
5	4580.83	3	12200.08	6	74	85.00	62.90	130
6	8040.81	4	60000.00	5	92	100.00	92.00	160
7	22092.13	5	55196.00	6	64	75.00	48.00	300
8	26400.26	5	40907.04	37	654	56.53	369.71	1475
9	11038.90	5	33864.00	29	332	85.00	282.20	526
10	1709.07	4	8670.00	4	85	65.10	55.34	75
11	1196.99	4	3672.00	3	36	82.90	29.84	35
12	4613.99	5	23868.00	4	234	75.30	176.20	562
13	6940.70	5	35904.00	1	352	75.00	264.00	650
14	12520.86	5	64464.00	54	635	65.00	412.75	1345
15	8777.92	4	26928.00	3	264	90.00	237.60	310
16	828.15	3	4284.00	64	42	60.20	25.28	50
17	288.43	2	6324.00	11	62	70.00	43.40	85
18	558.25	2	20460.00	4	120	82.00	98.40	163
19	46.52	2	1020.00	11	10	100.00	10.00	8
20	3923.86	3	18212.00	3	199	75.00	149.25	87
21	9210.17	4	28392.00	72	277	70.00	193.90	362
22	107.00	2	2104.00	3	23	85.00	19.55	25
23	884.69	3	4500.00	15	44	80.00	35.20	79
24	1407.47	3	6405.00	4	70	40.10	28.07	120
25	4721.46	4	12567.00	5	142	50.00	71.00	105
26	9287.13	5	48042.00	5	471	60.30	284.01	764
27	847.87	3	4200.00	5	43	80.00	34.40	55
28	3723.97	3	11424.00	4	112	75.60	84.67	185

^a The number of equivalent guestrooms is the product of the number of guestrooms and occupancy rate.

Tabla 2. Información detallada de 28 hoteles de 2, 3, 4 y 5 estrellas de Lagos (Nigeria). Fuente: Tabla 3, Art. [7].

Sin embargo, no toda esta energía consumida por el hotel es energía eléctrica. Las principales actividades que consumen energía en un hotel son: la climatización (calefacción y aire acondicionado), la iluminación y el uso de ACS (agua caliente sanitaria). Las que más energía eléctrica consumen son el aire acondicionado y la iluminación. Para la posterior simulación se tendrá en cuenta que estas cargas consumen en forma de corriente alterna.

La proporción de uso de cada actividad varía sustancialmente entre los diferentes tipos de hoteles, y se ve afectada por el tamaño del hotel, la categoría, las condiciones climatológicas, el perfil del cliente (huéspedes que viajan por negocio o por vacaciones), la ubicación (rural o urbano), así como por los tipos de actividades y servicios secundarios que se proporcionan [17].

No se han encontrado datos en cuanto al porcentaje de energía eléctrica consumida por un hotel de Nigeria o África, pero según [18], los hoteles europeos usaron un total de 39 TWh en el año 2000, la mitad de los cuales fue en forma de electricidad.

Debido a que el dato del porcentaje de energía eléctrica respecto de la energía total consumida tiene una gran importancia para la posterior simulación, se ha calculado este mismo porcentaje para un hotel italiano (con datos de [19]) de forma que se puedan comparar ambos resultados y verificar que se puede tomar este dato sin conllevar grandes errores en la suposición.

Los cálculos se muestran en el ANEXO 1, obteniendo que el 51% de la energía total consumida por el hotel italiano es energía eléctrica. Como los resultados son muy parecidos, se va a tomar este dato del 51%.

Una vez determinado el porcentaje de energía eléctrica que consume un hotel se ha escogido el hotel número 10 (de los 28 expuestos en la Tabla 2) para realizar la simulación. En esta elección se ha tenido en cuenta que sea un hotel de consumo, categoría y eficiencia energética medias.

A partir de los datos de la Tabla 2 se ha creado la Tabla 3 (únicamente con los 16 primeros hoteles de la Tabla 2), en la que se recogen las principales características de los hoteles en cuanto a consumo energético y eléctrico, categoría, y eficiencia energética (a través del EUI).

Hotel	Consumo anual hotel (MWh)	Número estrellas	Área total hotel (m ²)	EUI (kWh/m ² /año)	Consumo eléctrico (kWh/día)
1	831,12	2	1.823	455,91	1.161,29
2	3.217,27	2	5.346	601,81	4.495,36
3	2.800,78	2	18.032	155,32	3.913,42
4	5.167,74	4	10.197	506,79	7.220,68
5	4.580,83	3	12.200	375,48	6.400,61
6	8.040,81	4	60.000	134,01	11.235,10
7	22.092,13	5	55.196	400,25	30.868,46
8	26.400,26	5	40.907	645,37	36.888,03
9	11.038,9	5	33.864	325,98	15.424,22
10	1.709,07	4	8.670	197,12	2.388,02
11	1.197	4	3.672	325,98	1.672,52
12	4.614	5	23.868	193,31	6.446,96
13	6.940,7	5	35.904	193,31	9.697,96
14	12.520,86	5	64.464	194,23	17.494,90
15	8.777,92	4	26.928	325,98	12.265,04
16	828,15	3	4.284	193,31	1.157,14

Tabla 3. Información detallada de 16 hoteles de Lagos (Nigeria). Fuente: Propia.

El EUI (Energy Use Intensity) expresa el uso de energía de un edificio en función de su tamaño y se calcula como el cociente entre la energía total anual consumida por el edificio y el área total del edificio. Cuanto menor sea este valor, más eficiente será el edificio energéticamente. Por ello, se ha marcado en rojo el hotel menos eficiente y en verde el más eficiente.

$$EUI \left[\frac{kWh}{m^2 \text{ año}} \right] = \frac{\text{Consumo total de energía del edificio en un año (kWh/año)}}{\text{Área total del edificio (m}^2\text{)}}$$

Como se ha explicado anteriormente, el consumo eléctrico se ha calculado en kWh/día como el 51% de la energía total anual consumida por el hotel:

$$\text{Consumo eléctrico} \left[\frac{kWh}{\text{día}} \right] = \frac{\text{Consumo anual (kWh/año)} \cdot 0,51}{365 \text{ días/año}}$$

A continuación, se debe definir el perfil de consumo diario de este hotel para todo el año. Cabe señalar que los valores de consumo medios mensuales se supondrán iguales debido a que la temperatura media no varía mucho a lo largo del año (3,4°C de variación anual), lo que se verá reflejado en un consumo aproximadamente igual de climatización, iluminación, y demás cargas. En la siguiente tabla se muestran las temperaturas medias en Lagos en el año 2017.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Temperatura media (°C)	26	25.8	25.4	25.3	24	23.2	23.1	24.6	26.1	26.2	26.1	25.8
Temperatura min. (°C)	21.5	21.6	21.1	20.9	18.9	17.3	16.5	17.5	19.5	20.7	20.8	21.1
Temperatura máx. (°C)	30.5	30	29.8	29.7	29.1	29.1	29.8	31.8	32.7	31.7	31.5	30.6

Tabla 4. Temperaturas en Lagos en 2017. Fuente: Climate Data.org.

Debido a que no se han encontrado perfiles de consumo de hoteles de Nigeria, se ha tomado un perfil de consumo de un hotel de Turquía en los meses de verano [20].

Teniendo en cuenta este perfil y el consumo diario del hotel considerado (2.388 kWh), se ha calculado el perfil de consumo proporcional para este hotel, mostrado en la Figura 3.

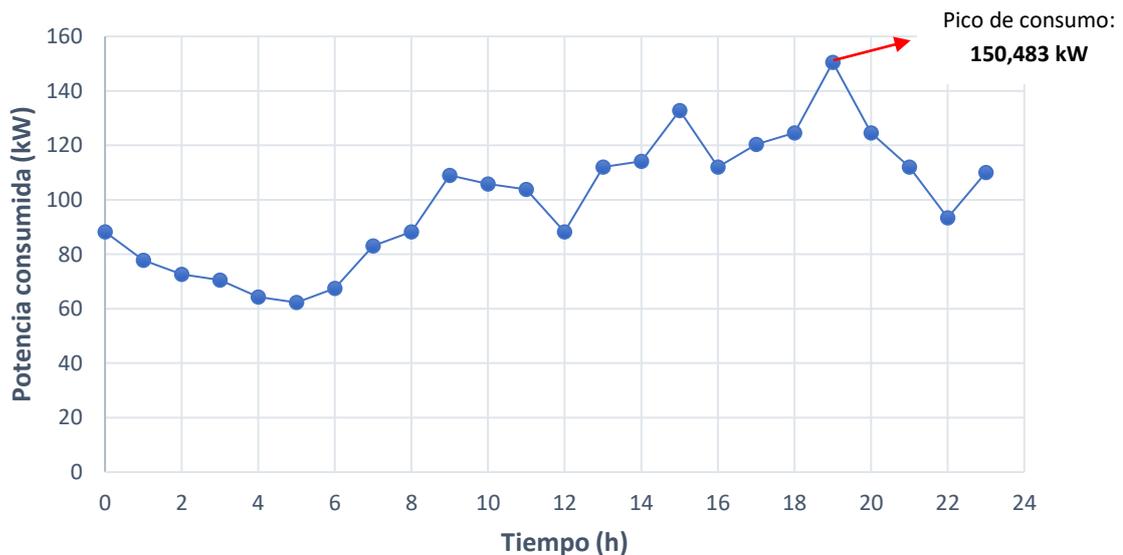


Figura 3. Consumo medio diario del hotel considerado de Lagos (kW). Fuente: Propia.

3.2. Irradiación solar

El software iHOGA necesita los datos de **irradiación solar** de la ubicación en la que se encuentra el hotel para determinar la producción de energía eléctrica de los paneles fotovoltaicos (considerados en varios casos de estudio).

Sin embargo, el programa permite descargar los datos de irradiación que proporciona la NASA a partir de: la latitud y la longitud de la localización del hotel, y el azimut y la inclinación de los paneles FV.

Debido a que en la Tabla 2 (proporcionada por [7]) no se especifica la ubicación exacta de los hoteles, se ha elegido una aleatoria en el centro de Lagos (6° 30' 21.9" N 3° 20' 46.2" E).

Por otra parte, dado que los paneles no van a tener seguimiento solar, y el hotel está ubicado en el hemisferio norte (ver Figura 1), el azimut será de 0°, es decir, los paneles quedarán orientados hacia el sur.

En el caso de la inclinación de los paneles, el software es capaz de optimizar este ángulo para maximizar la producción en el mes más desfavorable. Para la ubicación seleccionada, este ángulo es 0°. Sin embargo, los paneles deben tener una inclinación mínima de unos 10° para que el agua de lluvia pueda deslizar sobre la superficie de la placa y no genere manchas de suciedad que puedan disminuir la producción de electricidad. Por ello, se ha considerado que los paneles estarán inclinados 12°.

A partir de estos datos (azimut = 0°, inclinación = 12°), el programa genera los valores de la irradiación diaria media para todos los meses del año, que son los mostrados en la Tabla 5.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Irradiación (kWh/m ²)	5,68	5,77	5,53	5,15	4,59	3,89	3,84	3,94	4,11	4,65	5,29	5,68

Tabla 5. Irradiación diaria media mensual (kWh/m²). Fuente: Propia.

Como se observa, enero y diciembre son los meses en los que mayor irradiación hay (5,68 kWh/m²), mientras que julio es el que menor irradiación presenta (3,84 kWh/m²). En la Figura 4 se representa la irradiancia media (W/m²) para un día de enero (izquierda) y otro de julio (derecha) para la superficie inclinada considerada (verde) y para una horizontal (rojo).

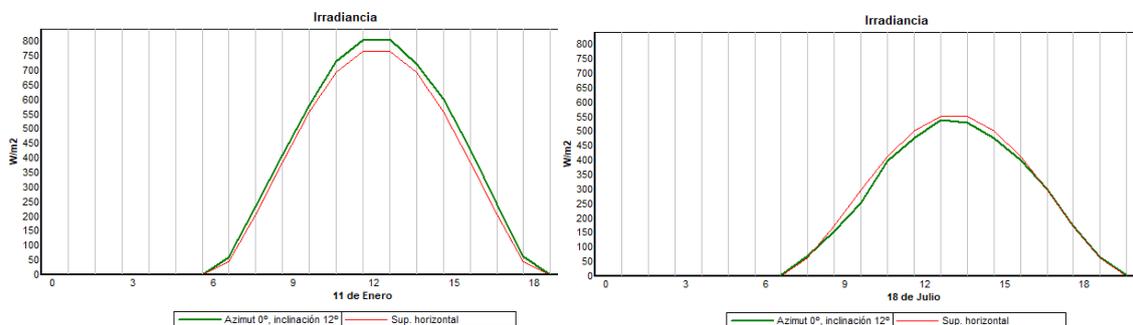


Figura 4. Irradiancia media diaria (W/m²) para el 11 de enero y para el 18 de julio. Fuente: iHOGA.

4. Alternativas energéticas

4.1. Introducción

En este apartado se va a exponer las diferentes alternativas energéticas consideradas en el posterior análisis realizado para el suministro eléctrico del hotel de Lagos. En primer lugar, se ha distinguido entre instalaciones conectadas a la red, o aisladas.

- Sistemas con **conexión a la red**. El hotel está conectado a la red de tal forma que, si las fuentes de energía consideradas no son capaces de cubrir la totalidad del consumo, se compra energía a la red AC. En caso de que la red no esté disponible, no se podrá abastecer todo el consumo, por lo que el dimensionado de las fuentes de energía debe ser el adecuado. Además, cuando se genera un exceso de electricidad, existe la posibilidad de inyectar energía a la red si ésta está disponible, de tal forma que el consumidor reciba una remuneración por esa energía que vierte al sistema eléctrico.
- Sistemas **aislados**. Se podría considerar la opción de que el hotel no estuviera conectado a la red, de esta forma la instalación estaría destinada únicamente al autoconsumo. Son sistemas ideales para disponer de electricidad en lugares alejados de la red de distribución o zonas en las que ésta falla constantemente, como es este caso.

4.2. Alternativas energéticas: componentes de los casos de estudio

A continuación, se explican los componentes que intervienen en los casos de estudio evaluados.

4.2.1. Generador Diesel

Un **generador Diesel** es una máquina capaz de generar electricidad a partir de la combustión del Diesel mediante un motor de combustión interna. Este motor quema el combustible para producir un movimiento de giro que permita al generador eléctrico producir electricidad en forma de corriente alterna. El motor y el generador están acoplados mediante un cigüeñal, que permite la transferencia de movimiento del motor al rotor del generador.

Como el Diesel se quema a una elevada temperatura, es muy eficiente y garantiza una gran potencia. Sin embargo, requieren de mantenimiento regular para su correcto funcionamiento.

El Diesel es un combustible fósil cuya combustión emite contaminantes en forma gaseosa y particulada. Los principales contaminantes gaseosos son el CO₂, el CO, el SO₂ y los óxidos de nitrógeno (NOx).

A pesar de ser un combustible que tiene un gran impacto sobre el medio ambiente, su presencia en determinados sistemas energéticos puede ser imprescindible como una fuente de apoyo en lugares en los que exista déficit en la generación de electricidad, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico.

En sistemas híbridos, donde además del generador Diesel, están presentes otras fuentes de energía, el generador puede significar una reducción del coste total de la energía (siempre que funcione pocas horas al año y suponiendo una inflación del precio del gasoil no muy elevada).

4.2.2. Baterías

Una **batería** es un sistema de almacenamiento energético capaz de transformar la energía química almacenada en electricidad en forma de corriente continua. Este dispositivo consiste en una o más celdas electroquímicas. Cada celda consta de dos electrodos (ánodo y cátodo), y un conductor iónico (electrolito) que permite la carga y la descarga de la batería.

El electrolito puede servir como un simple medio de transporte para el flujo de iones entre los electrodos, como en el caso de la batería de iones de litio y la batería de níquel-cadmio, o puede ser un participante activo en la reacción electroquímica, como en la batería de plomo-ácido.

Se ha elegido una batería de **plomo-ácido** para la simulación. Las principales ventajas que ofrecen estas baterías son: su madurez tecnológica, su fácil fabricación, su robustez y su bajo coste. Sin embargo, presentan problemas de corrosión y mantenimiento. Con la adición de carbono en el ánodo se puede aumentar su vida útil.

En las siguientes figuras se observa el esquema de una celda electroquímica, así como las reacciones que tienen lugar en el cátodo y en el ánodo dependiendo de si la batería se está cargando o descargando.

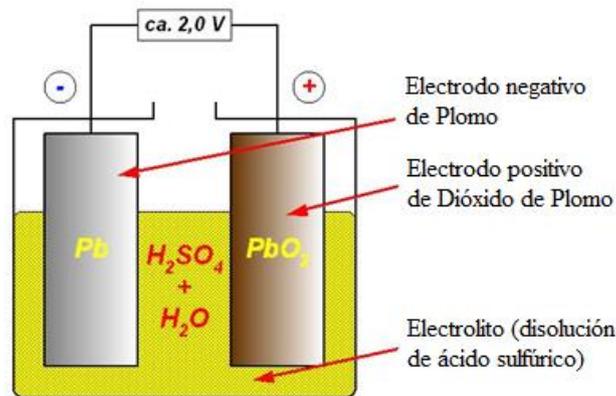


Figura 5. Celda electroquímica de una batería de Plomo-ácido. Fuente: [21].

<i>ÁNODO DE ÓXIDO DE PLOMO</i> <i>(ELECTRODO +)</i>	<i>CÁTODO DE PLOMO</i> <i>(ELECTRODO -)</i>
<i>descarga ==></i>	<i>descarga ==></i>
$PbO_2 + SO_4^{2-} + 4H^+ + 2e^- \rightleftharpoons PbSO_4 + 2H_2O$	$Pb + SO_4^{2-} \rightleftharpoons PbSO_4 + 2e^-$
<i><== carga</i>	<i><== carga</i>

Figura 6. Reacciones químicas que tienen lugar en las baterías de Plomo-ácido. Fuente: [22].

En definitiva, las baterías son imprescindibles en sistemas en los que se dispone de fuentes de energía de carácter variable, generalmente energías renovables. Esta variabilidad en la producción de electricidad supone un desajuste con la demanda energética.

Por tanto, las baterías son empleadas para almacenar la energía en exceso y cubrir la energía en déficit, lo que permite mayor autonomía energética y una mejor correlación entre las curvas de producción y demanda de electricidad.

- Inversor-cargador de las baterías

El **inversor-cargador** es un dispositivo de doble función. Por un lado, permite la conversión de corriente continua que dan las baterías a corriente alterna, que es la empleada por el consumo. Al mismo tiempo, regula la tensión y la frecuencia en el lado de CA.

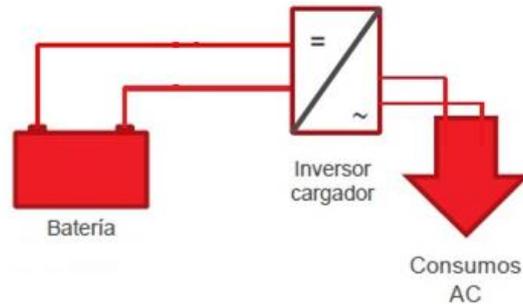


Figura 7. Esquema general Batería, Inversor-Cargador y Consumos AC. Fuente: [23].

Por otro lado, detecta cuándo la tensión de la batería baja hasta el mínimo para activar en ese momento la función de cargador. Es decir, es el dispositivo encargado de decidir cuándo se cargan y descargan las baterías.

4.2.3. Paneles fotovoltaicos

La **energía solar fotovoltaica** emplea una tecnología basada en el efecto fotoeléctrico para transformar de manera directa la luz solar (fotones) en electricidad (electrones). Al incidir la radiación del sol sobre una de las caras de una célula fotoeléctrica se produce una diferencia de potencial que hace que los electrones del metal semiconductor que compone la célula (Silicio) se separen de sus átomos, generando así corriente eléctrica.

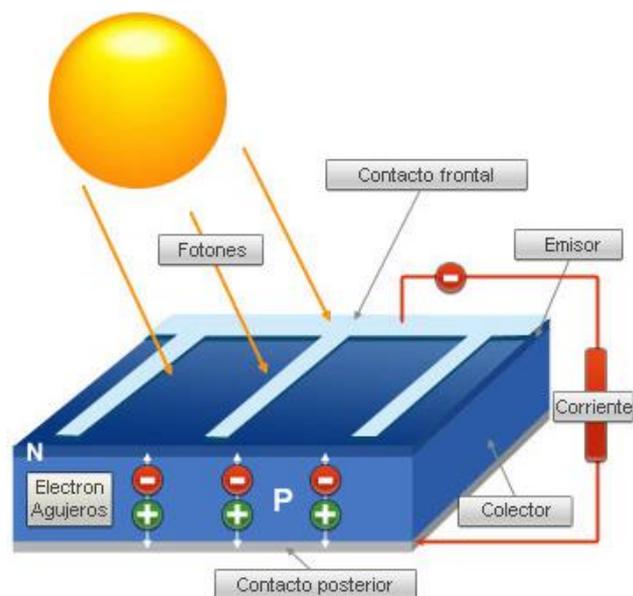


Figura 8. Funcionamiento de un panel solar fotovoltaico: Efecto Fotoeléctrico. Fuente: [24].

Al conjunto de células fotoeléctricas se le conoce como **panel fotovoltaico**. Los paneles fotovoltaicos consisten en una red de células solares conectadas en serie para aumentar la tensión de salida hasta el valor deseado, que fijará la tensión de trabajo del sistema fotovoltaico. Si se conectan varias en paralelo, se consigue aumentar la corriente que es capaz de proporcionar el panel, siempre en forma de corriente continua.

Las principales ventajas de la energía solar fotovoltaica son las siguientes: es una energía renovable e inagotable, sus recursos son ilimitados, los módulos tienen un periodo de vida de hasta 25 años, tienen un coste de operación y mantenimiento muy bajo, y, además, el único impacto ambiental que genera una célula FV es la emisión de contaminantes en su proceso productivo.

- Inversor fotovoltaico

El **inversor fotovoltaico** convierte la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna apta para el consumo.

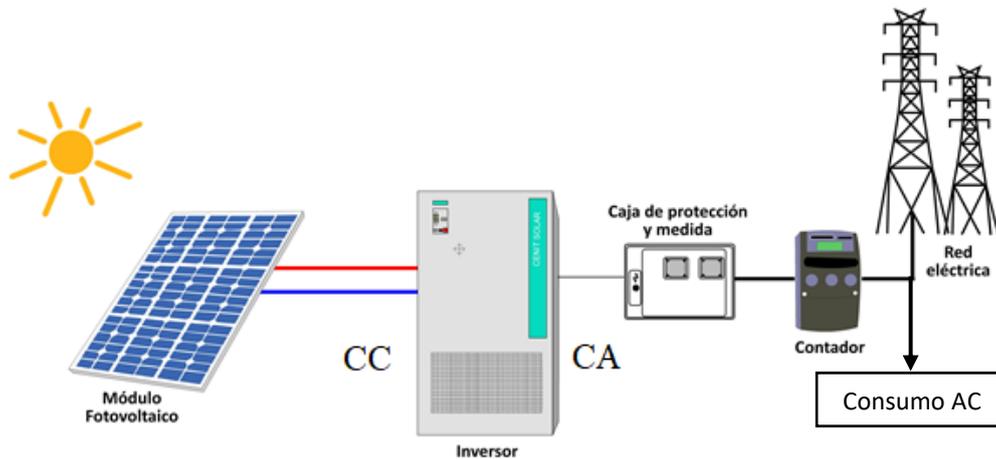


Figura 9. Esquema general de un panel FV con inversor conectado a la red. Fuente: [25].

- Regulador fotovoltaico/Regulador de carga de las baterías

En sistemas aislados que combinan paneles fotovoltaicos con baterías, lo normal es que los paneles FV estén conectados a la batería a través del **regulador fotovoltaico**. Este dispositivo controla constantemente el estado de carga de las baterías para regular la entrada de energía generada por los paneles FV.

En el proceso de carga de la batería, como la tensión que puede proporcionar el panel es mayor que la tensión que presenta la batería a plena carga, si no se controla el proceso de carga, continuaría produciéndose éste y puede dar lugar a una sobrecarga de la batería.

Por tanto, el regulador controla la corriente de carga con el fin de alargar la vida útil de las baterías, y, además, evita que se produzcan sobrecargas y sobre-descargas.

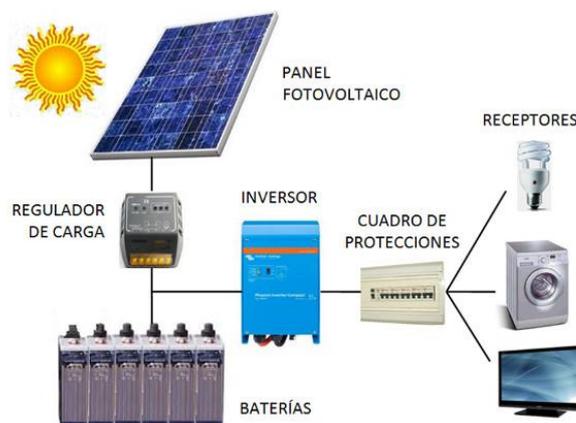


Figura 10. Esquema de un sistema aislado Fotovoltaica-baterías. Fuente: [26].

5. Simulación y resultados de los casos de estudio

En los siguientes apartados se va a evaluar diferentes casos en los que el suministro de electricidad debe mantenerse ininterrumpidamente durante los frecuentes apagones de la red en el hotel de Lagos considerado, con el objetivo de determinar si existe alguna posibilidad de reducir significativamente las emisiones contaminantes y a un bajo coste.

Para ello se va a comparar estos casos desde un punto de vista medioambiental a través de las emisiones de CO₂ generadas (kgCO₂/año), pero también económico, mediante el coste total (€), que refleje cuáles son las opciones más rentables a largo plazo.

5.1. Herramienta empleada: Software iHOGA

La herramienta empleada para las simulaciones es **iHOGA** (“improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms”). Este software desarrollado en C++ permite la simulación y optimización de sistemas eléctricos aislados o conectados a la red.

La optimización de los sistemas propuestos se realiza teniendo como objetivo la minimización de los costes totales a lo largo de la vida útil del sistema (mediante el VAN). Pero el programa también evalúa las emisiones de CO₂, la energía no servida por el sistema, y otros parámetros de interés.

5.2. Consideraciones generales

El **periodo de estudio** son 25 años, coincidiendo con la vida útil estimada de los paneles fotovoltaicos, ya que las baterías duran menos (aproximadamente 18 años).

La **estrategia global** para la simulación será la de seguimiento de la demanda, en la que la producción deberá adaptarse constantemente a la curva de la demanda.

Según la Tabla 3, el **consumo eléctrico del hotel** considerado es de 2.388 kWh/día. Sin embargo, dado que el programa da la opción de poner un factor de escala para el fin de semana, que se ha elegido de 1.2, el consumo medio diario finalmente será de 2.527 kWh/día. Además, se va a considerar una variabilidad diaria del consumo del 5% y una horaria del 3% (Figura 11).

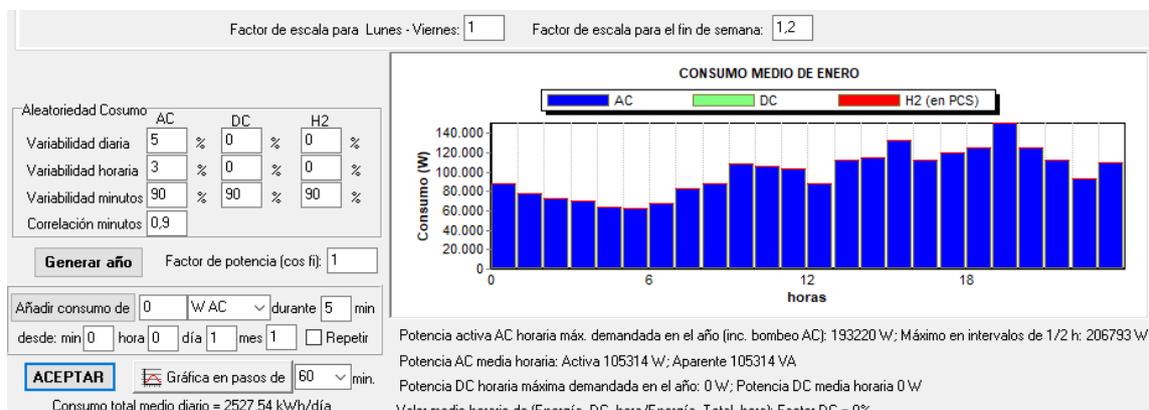


Figura 11. Pestaña “Consumo de la instalación”. Fuente: iHOGA.

Por otro lado, en los casos en los que el hotel esté conectado a la red, se deberá tener en cuenta que ésta no va a estar disponible durante todo el tiempo.

Para calcular el tiempo de **no disponibilidad de la red**, se han tomado los valores de la Tabla 1. Teniendo en cuenta que el número de interrupciones de suministro en un mes es de 26,3 y que la duración media de una interrupción es de 8,2 horas:

$$\% \text{ Red No Disponible: } \frac{8,2 \text{ h/int.} \cdot 26,3 \text{ int./mes}}{24 \text{ h/día} \cdot 30 \text{ día/mes}} \cdot 100 = 29,95\% \approx 30\%$$

Es decir, la red no está disponible durante el 30 % del tiempo (aleatoriamente).

Figura 12. Pestaña “Disponibilidad de la red AC”. Fuente: iHOGA.

Otro factor importante es el **precio de compra de la energía** a la red. Según [27], el precio de la electricidad en Nigeria es de 0,18 \$/kWh, que equivalen a 0,15 €/kWh. Se va a considerar un 3% de inflación anual.

Figura 13. Pestaña “Compra de energía a red AC”. Fuente: iHOGA.

En los casos en que haya energía en exceso y la red esté disponible, la electricidad sobrante se inyectará a la red para su venta. El **precio de venta** se ha estimado 0,03 €/kWh menor que el de compra.

Figura 14. Pestaña “Venta de energía a red AC”. Fuente: iHOGA.

En cuanto a los **resultados**, una vez definidos los componentes y las restricciones que se deben considerar en las simulaciones, el software iHOGA evalúa todas las posibles combinaciones y muestra una tabla donde pueden verse las características y parámetros de las mejores soluciones ordenadas de mejor a peor. En el ANEXO 2 se muestran estas tablas además de las distintas gráficas de simulación para todos los casos de estudio.

5.3. Casos de estudio

Caso 1: Suministro con Generador Diesel y conexión a red

El primer caso analizado (Caso 1A) consiste en cubrir la demanda del hotel a partir de un generador Diesel y, en caso de que el generador no pueda suministrar toda la energía demandada, se comprará a la red (si está disponible). No se venderá energía a la red.

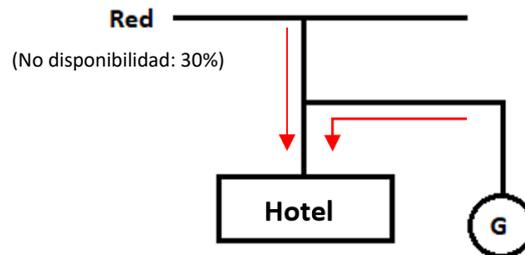


Figura 15. Esquema de suministro con generador Diesel y conexión a red. Fuente: Propia.

El generador Diesel empleado en la simulación deberá tener una potencia nominal mínima igual a la potencia máxima de consumo del hotel, que en este caso es de 150,48 kW (ver Figura 3). De modo que, teniendo en cuenta el factor de potencia del generador, que suele ser de 0.85, la potencia nominal será:

$$S = \frac{P}{\cos\varphi} = \frac{150,48 \text{ kW}}{0,85} = 177,04 \text{ kVA} \approx 178 \text{ kVA}$$

Para poder absorber los picos de potencia inesperados y para tomar un valor de potencia nominal comercial, se ha escogido un generador Diesel de 200 kVA, cuyas características se muestran en la Tabla 6.

Potencia nominal (kVA)	Coste de adquisición (€)	Coste O&M (€/h)	Vida esperada (h)	Precio Diesel (€/litro)	Inflación comb. anual (%)	Emisiones (kgCO ₂ /litro)
200	20.400	0,4	10.000	1,3	5	3,5

Tabla 6. Características Generador Diesel 200 kVA. Fuente: Propia.

Además, el software también considerará la posibilidad de no incluir el generador Diesel y tener únicamente suministro de la red.

Resultados

En este caso, la solución óptima incluye el generador Diesel considerado, para el que se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 7.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. comprada a la red (kWh/año)
14.095.237	1.333.619	0	0,61	0

Tabla 7. Resultados Caso 1A. Fuente: Propia.

Como se puede observar, no hay energía comprada a la red, por lo que el generador suministra la totalidad del consumo del hotel a lo largo del año.

Caso 1B

Por otro lado, se ha considerado disponer de varios generadores más pequeños en paralelo de tal forma que se vayan accionando cuando el consumo vaya aumentando y que, actuando todos juntos, cubran la potencia pico de consumo. Se han considerado 4 generadores en paralelo de 50 kVA cada uno (Figura 16), cuyas características se muestran en la Tabla 8.

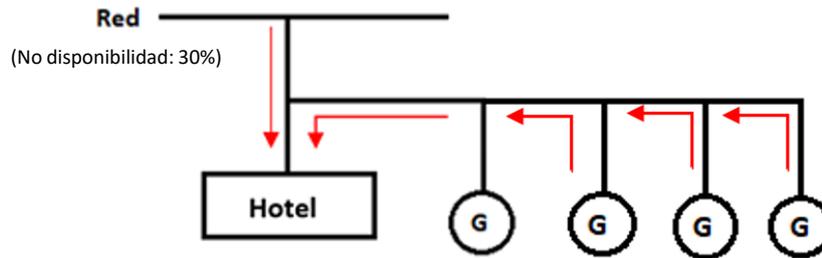


Figura 16. Esquema de suministro con 4 generadores Diesel y conexión a red. Fuente: Propia.

Potencia nominal (kVA)	Coste de adquisición (€)	Coste O&M (€/h)	Vida esperada (h)	Precio Diesel (€/litro)	Inflación comb. anual (%)	Emisiones (kgCO ₂ /litro)
50	5.454	0,4	10.000	1,3	5	3,5

Tabla 8. Características Generador Diesel 50 kVA. Fuente: Propia.

Resultados

En este caso, la solución óptima incluye los 4 generadores Diesel, para la que se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 9.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. comprada a la red (kWh/año)
12.327.091	1.150.870	0	0,53	0

Tabla 9. Resultados Caso 1A. Fuente: Propia.

En comparación con el caso anterior, se consigue reducir el coste total casi 1,8 millones de euros, las emisiones en 182.750 kg CO₂/año, y el coste de energía disminuye de 0,61 a 0,53 €/kWh.

Caso 2: Suministro de red con Baterías

El segundo caso consiste en cubrir la demanda con baterías en los momentos en que la red no está disponible.

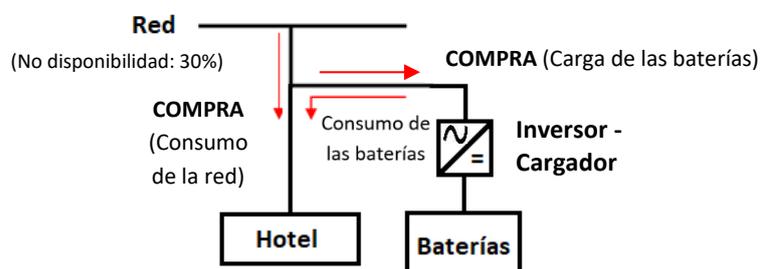


Figura 17. Esquema de suministro de red con baterías. Fuente: Propia.

En el ANEXO 3 se muestra el cálculo de la capacidad y el número de baterías que se tienen en cuenta, resultando ser de 3.360 Ah la capacidad de una batería y de 240 el número total de baterías. Las características de la batería individual considerada se muestran en la Tabla 10.

Capacidad nominal (Ah)	Tensión nominal (V)	Coste de adquisición (€)	Coste O&M unidad (€/año)	SOC_mín (%)	I_máx (A)	Vida flot. A 20°C (años)	Emisiones fabric. (kgCO ₂ equiv./kWh capacidad)
3.360	2	1.010	10,1	20	672	18	55

Tabla 10. Características Batería OPZS-Hawker:TZS-24. Fuente: Propia.

Además, se debe incorporar un inversor-cargador. El inversor elegido es el Sunny Island 8.0H, pero debido a que uno solo no es capaz de suministrar toda la energía, serán necesarios 35 en paralelo. Las características del inversor son las mostradas, donde se ha considerado que la potencia de un solo inversor es de 6 kVA y que el precio individual es de 3.665 €.

Nombre inversor	Potencia (kVA)	Vida (años)	Coste de adquisición (€)	I_máx carg.DC(A)	Ef:carg. (%)
Sunny Island 8.0H x 35	210	10	128.275	4.900	20

Tabla 11. Características del Inversor Sunny Island 8.0H x 35. Fuente: Propia.

Resultados

Como en este caso únicamente se ha considerado una posibilidad, la solución óptima incluye las 240 baterías que se emplean para cubrir la demanda. Los resultados obtenidos son los que se muestran en la Tabla 12.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. comprada a la red (kWh/año)
6.832.629	426.435	0	0,30	1.023.392

Tabla 12. Resultados Caso 2. Fuente: Propia.

Vemos que el coste total se reduce a menos de la mitad respecto del caso de tener un generador Diesel de 200 kVA. Además, las emisiones se han conseguido reducir significativamente, ya que representan aproximadamente un 35% de las emisiones que se dan en los casos 1A Y 1B.

Caso 3: Suministro con Generador Diesel y Baterías con conexión a red

En este caso (3A) se va a cubrir la demanda mediante un generador Diesel de 200 kVA y baterías con conexión a la red.

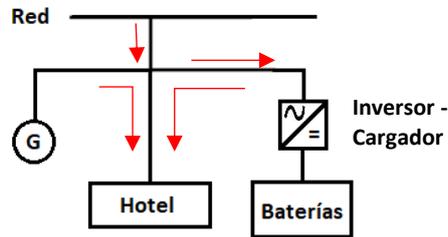


Figura 18. Esquema de suministro de red con baterías. Fuente: Propia.

El funcionamiento del sistema sería el siguiente: cuando la red está disponible el hotel compra la energía a la red, las baterías se cargan hasta su estado de carga máxima (100%), y el generador no interviene. En el momento en que se produce una interrupción en el suministro porque se va la red, las baterías comienzan a descargarse para abastecer el consumo del hotel (tampoco actúa el generador). Puede darse el caso de que las baterías no se hayan podido cargar lo suficiente, o la interrupción dure tanto que las baterías no sean capaces de suministrar toda la energía necesaria. Es en este caso en el que comienza a actuar el generador.

En cuanto a los componentes del sistema, no se ha fijado un número de baterías, sino que se ha considerado lo siguiente:

- De 1 – 10 ramas de baterías en paralelo, teniendo en cuenta que hay 24 en serie.
- 0 – 1 generador Diesel de 200 kVA.

El software realizará todas las combinaciones posibles y determinará cual es la solución óptima que minimice el precio y cumpla con todas las restricciones impuestas. La batería considerada es la OPZS-Hawker: TZS-24 (Tabla 10), el inversor es el Sunny Island 8.0Hx35 (Tabla 11), y el generador Diesel de 200 kVA (Tabla 6).

Resultados

La solución óptima incluye el generador Diesel de 200 kVA, 6 ramas de baterías en paralelo y el inversor Sunny Island.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO2/año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. Gdor. (kWh/año)	Horas/año generador
6.712.478	426.604	0	0,29	1.020.835	1.950	35,31

Tabla 13. Resultados Caso 3A. Fuente: Propia.

Como se puede observar, se ha conseguido menor coste y menores emisiones que en los otros casos. Además, el generador únicamente trabaja 35,31 horas al año, lo que indica que la mayor parte de la energía consumida por el hotel es comprada de la red o proveniente de las baterías.

Caso 3B

Al igual que en el caso 1B, también se va a considerar tener de 0 a 4 generadores de 50 kVA (Tabla 8). Los demás componentes (baterías e inversores) tendrán las mismas características que en el caso anterior y también se considerará de 1 a 10 baterías de ramas en paralelo.

Resultados

La solución óptima incluye 3 generadores Diesel de 50 kVA, 6 ramas de baterías en paralelo (con 24 baterías en serie) y el inversor Sunny Island. Los resultados se muestran en la Tabla 14.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. Gdor. (kWh/año)	Horas/año generador
6.694.156	425.038	0	0,29	1.021.978	977	44,49

Tabla 14. Resultados Caso 3B. Fuente: Propia.

Tanto el coste como las emisiones se consiguen reducir con respecto al caso 3A. Al igual que el caso anterior, los generadores actúan muy poco tiempo al año (44,49 horas).

Caso 4: Suministro con Paneles FV y Generador Diesel con conexión a red

El sistema del cuarto caso evaluado (Caso 4A) consta de una instalación fotovoltaica junto con un generador Diesel de 200 kVA con conexión a la red.

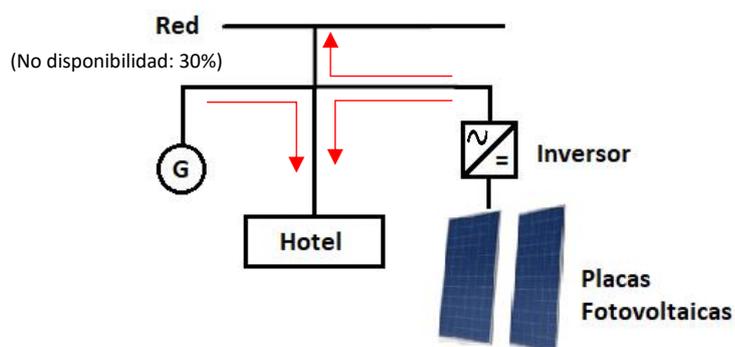


Figura 19. Esquema de suministro con Generador Diesel y paneles FV conectados a red. Fuente: Propia.

En este caso sí que hay posibilidad de inyectar la energía en exceso producida por los paneles a la red si ésta está disponible, por lo que se tendrá en cuenta el precio de venta de la energía (Figura 14). Además, se va a limitar la energía máxima de venta a la red en 1.000 kW.

Los datos del generador Diesel son los mostrados en la Tabla 6, mientras que los de los paneles fotovoltaicos se muestran en la Tabla 15. Los datos del inversor FV no se muestran para este caso porque el programa da la opción de considerar que el panel esté conectado al bus AC a través de su propio inversor, por lo que el único dato necesario será el número de paneles en serie, que se calcula posteriormente.

Nombre panel FV	Tensión nominal (V)	Intens. Cortoc. (A)	Potencia nominal (Wp)	Coste de adquisición (€)	Coste O&M unit. (€/año)	Vida esperada (años)	Emisiones fabric. (kgCO ₂ equiv./kWp)
SiP24-Atersa: A2800*	24	8,39	2.800	4.600**	3,50	25	800

* El panel original es el SiP24-Atersa: A280, pero esta potencia (así como el precio del panel) se ha multiplicado por 10 para reducir el tiempo de computación.

** Incluye el precio del inversor al que está conectado, que es de 1.100 €.

Tabla 15. Características paneles fotovoltaicos SiP24-Atersa: A2800. Fuente: Propia.

A continuación, se calcula el número de paneles fotovoltaicos necesarios en serie. Para ello, se necesita la tensión del lado DC del generador fotovoltaico, que va a ser de 400 V. Esta tensión se ha elegido en función de las tensiones de trabajo del inversor, que están entre 175 y 500 V. También es necesaria la tensión de circuito abierto de los paneles (tensión máxima que se puede dar en la célula fotovoltaica), que es 1,475 veces la tensión nominal. El número de paneles FV en serie será entonces:

$$N_{p_serie} = \frac{V_{bus_DC}}{V_{m\acute{a}x_panel}} = \frac{400}{1,475 \cdot 24} = 11,3 \approx 12 \text{ paneles en serie.}$$

En este caso se va a tener en cuenta lo siguiente:

- De 50 a 100 paneles fotovoltaicos (12 en serie)
- De 0 a 1 generador Diesel 200 kVA.

Resultados:

En este caso, la solución óptima incluye el generador Diesel 200 kVA, y 78 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie).

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO2/año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. venta (kWh/año)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. paneles (kWh/año)	E. Gdor. (kWh/año)	Horas/año generador
7.688.749	744.523	0	0,33	1.628.243	0	3.114.208 (53,5%)	428.662	5.226,22

Tabla 16. Resultados Caso 4A. Fuente: Propia.

Como se observa en la simulación de este caso en el ANEXO 2 (Figura 40), no se compra energía a la red, sino que únicamente se vende. La energía generada por los paneles se destina a abastecer el consumo del hotel, y el exceso se vende a la red. Durante el día, la totalidad de la demanda queda cubierta con la instalación fotovoltaica, pero por la noche se cubre con el generador.

Caso 4B

En este caso se va a considerar de 0 a 4 generadores de 50 kVA (Tabla 8) en paralelo. Los demás componentes considerados serán los mismos que en el caso anterior, con las mismas características.

Resultados

La solución óptima consiste en 4 generadores Diesel y 77 ramas de paneles FV en paralelo (24 paneles en serie por cada rama).

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO2/año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. venta (kWh/año)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. paneles (kWh/año)	E. Gdor. (kWh/año)	Horas/año generador
6.369.889	610.595	0	0,28	1.599.940	0	3.074.276 (54,6%)	419.254	11.842,86

Tabla 17. Resultados Caso 4B. Fuente: Propia.

La simulación (Figura 42 del ANEXO 2) muestra que se obtienen los mismos resultados que en el caso 4A.

Caso 5: Suministro con Gdor. Diesel, Paneles FV y Baterías con conexión a red

En este caso se va a considerar un generador Diesel, paneles FV, y baterías con conexión a red para cubrir la demanda del hotel. También hay posibilidad de vender a la red la energía producida en exceso por los paneles, pero, priorizando la carga de las baterías.

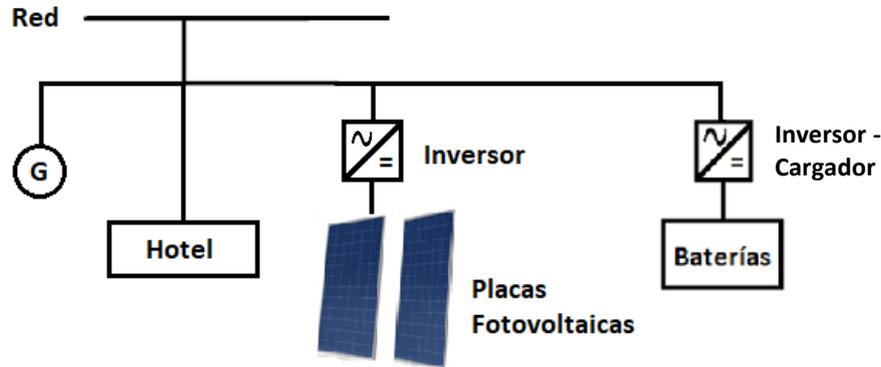


Figura 20. Esquema de suministro con Generador Diesel, paneles FV y baterías conectados a red. Fuente: Propia.

Los componentes considerados para la optimización son los siguientes (cuyas características se han citado previamente):

- De 1 a 10 ramas de baterías (OPZS-Hawker:TZS-24) en paralelo (24 en serie)
- De 50 a 100 ramas de paneles FV (SiP24-Atersa:A2800) en paralelo (12 en serie)
- De 0 a 4 generadores Diesel de 50 kVA

En este caso, el inversor FV también incluirá el regulador de carga de las baterías.

Resultados

La solución óptima incluye 68 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie por cada rama) con sus respectivos inversores, 5 ramas de baterías en paralelo (24 en serie por cada rama), el inversor Sunny Island 8.0Hx35 y un generador Diesel de 50 kVA.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. venta (kWh/año)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. paneles (kWh/año)	E. Gdor. (kWh/año)	Horas/año generador
3.852.237	264.291	0	0,17	1.527.247	454.048	2.714.950 (56,9%)	1.666	107,82

Tabla 18. Resultados Caso 5. Fuente: Propia.

Con esta estrategia, en comparación con los casos anteriores, se ha conseguido reducir tanto el coste total como las emisiones, lo que evidencia que, en sistemas híbridos el generador supone una reducción del coste total, destacando que únicamente se emplea 108 horas al año.

Como se aprecia en la simulación del caso 5 en el ANEXO 2 (Figuras 44 y 45), durante el día, la energía consumida por el hotel se cubre únicamente con los paneles FV, y, cuando ocurre una interrupción en el suministro, se deja de vender energía a la red, pero el hotel continúa abasteciéndose de la instalación FV. Además, cuando hay radiación y las baterías no están cargadas al 100%, se cargan a partir de la energía generada en exceso por los paneles FV.

Por la noche, el consumo del hotel se cubre con las baterías y con el generador, considerando que, cuando hay un corte en el suministro, se prioriza que se descarguen las baterías, y, si estas no son suficientes, actúa el generador.

Caso 6: Suministro con Paneles FV y Baterías con conexión a red

En este caso la demanda energética del hotel será cubierta con paneles FV y baterías con la posibilidad de comprar a la red la energía en déficit, y de vender la energía generada en exceso de los paneles FV.

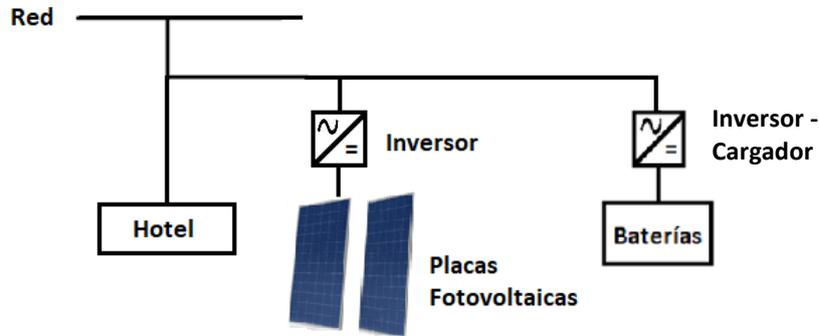


Figura 21. Esquema de suministro con paneles FV y baterías conectados a red. Fuente: Propia.

Los componentes considerados para la optimización (con las mismas características previas) son los siguientes:

- De 1 a 10 ramas de baterías (OPZS-Hawker:TZS-24) en paralelo (24 en serie)
- De 50 a 100 ramas de paneles FV (SiP24-Atersa:A2800) en paralelo (12 en serie)

Resultados

La solución óptima incluye 68 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie por cada rama) con sus respectivos inversores, 7 ramas de baterías en paralelo (24 en serie por cada rama) y el inversor Sunny Island 8.0Hx35. Se han obtenido los siguientes resultados.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO2/año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. venta (kWh/año)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. paneles (kWh/año)
3.898.592	264.049	0	0,17	1.529.275	458.740	2.714.950 (56,7%)

Tabla 19. Resultados Caso 6. Fuente: Propia.

En este caso, el coste aumenta con respecto al caso 5 (Paneles FV-Baterías-Generador). Esto es debido a que en este caso se consideran 2 ramas más de baterías en paralelo (con 24 baterías en serie cada una), por lo que el número de baterías aumenta. Esto repercute en un mayor coste ya que, la vida útil de las baterías es menor que el periodo de estudio (25 años), por lo que se deben realizar varias inversiones a lo largo de esos 25 años.

Por otra parte, las emisiones se consiguen reducir ligeramente ya que no se considera ningún generador Diesel.

En la simulación de este caso (Figura 47 del ANEXO 2) se observa que, durante el día, toda la demanda energética del hotel se cubre con energía solar FV, y la energía en exceso se emplea para cargar las baterías o se vende a la red cuando ésta está disponible.

Por la noche, si se produce una interrupción, las baterías son las que se descargan para abastecer el consumo del hotel, y, cuando la red está disponible, se compra energía a la red tanto para cargar las baterías como para cubrir la demanda.

Caso 7: Suministro con Paneles FV con conexión a red

Ahora el consumo del hotel se deberá suministrar únicamente a partir de paneles FV, y, como en los casos anteriores, la energía producida en exceso se venderá a la red (si está disponible).

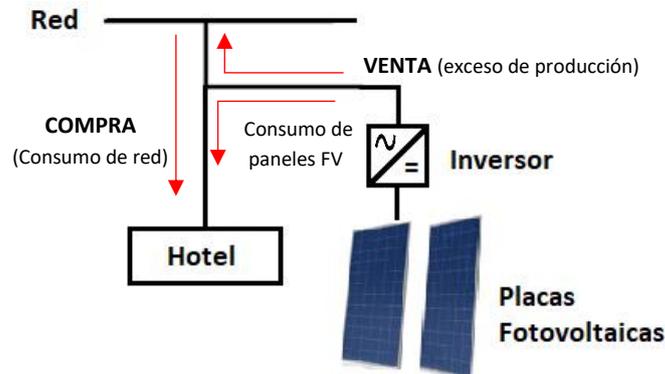


Figura 22. Esquema de suministro con paneles FV conectados a red. Fuente: Propia.

Para este caso se ha calculado el número de paneles FV que se requerirían si la instalación estuviera conectada a la red y no se produjeran interrupciones en ningún momento del día. Estos cálculos se muestran en el ANEXO 4, y las características de los componentes considerados (paneles FV e inversores) en el ANEXO 5.

Resultados

Como el software solo ha tenido en cuenta un único caso, el resultado óptimo es este.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO2/año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. venta (kWh/año)	E. comprada a la red (kWh/año)	E. paneles (kWh/año)
2.605.728,7	158.093	15,9	0,13	247.265	342.818	875.475 (46,9%)

Tabla 20. Resultados Caso 7. Fuente: Propia.

Se observa que, tanto el coste como las emisiones se consiguen reducir con respecto de todos los casos anteriores, sin embargo, hay un 15,9% de energía no servida debido a que los cálculos se han realizado para el caso de que la red esté disponible el 100% del tiempo.

En la simulación de este caso se aprecia que, durante el día, se cubre todo el consumo a partir de la producción de los paneles FV y la mayor parte de la energía en exceso se vende a la red.

Sin embargo, por la noche, el consumo del hotel se cubre con la red, pero, en los momentos en que se producen interrupciones, el hotel se queda sin electricidad, por lo que esta estrategia no cumple con una de las restricciones más importantes de partida: el suministro eléctrico ininterrumpido.

Caso 8: Sistema aislado con Paneles FV y Baterías

Por último, se considera una instalación aislada, es decir, sin posibilidad de conexión a la red. Los componentes que intervendrán en este sistema son los paneles FV y las baterías.

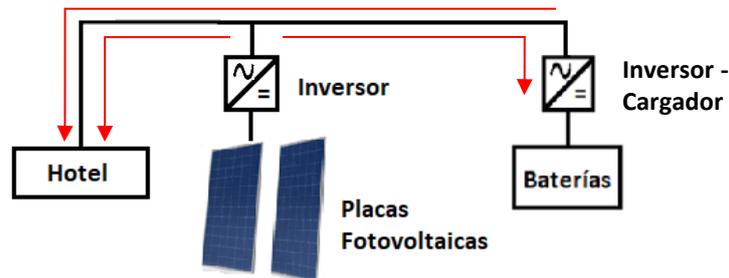


Figura 23. Esquema del sistema aislado con paneles FV y baterías. Fuente: Propia.

Cabe señalar que en la Figura 23 no se muestra el regulador FV de carga de las baterías porque se supone que la función de regular la carga y descarga de las baterías estará implícita en el Inversor-Cargador.

Para este caso también se han dimensionado los paneles FV con sus respectivos inversores, las baterías, y los inversores-cargadores. Los cálculos se muestran en el ANEXO 6.

De este modo, únicamente se simulará un caso, en el que intervendrán los siguientes componentes:

- 78 ramas de baterías (OPZS-Hawker:TZS-24) en paralelo (24 baterías en serie/rama)
- 229 ramas de paneles FV en paralelo (13 paneles en serie/rama). Modelo SHARP UN-RC300 (características en el ANEXO 5).

Resultados

Como el software solo ha tenido en cuenta un único caso, el resultado óptimo es este.

Coste total: VAN (€)	Emisiones (kgCO ₂ /año)	E. no servida (%)	Coste energía (€/kWh)	E. paneles (kWh/año)
4.779.925	67.017	0	0,21	1.262.764 (100%)

Tabla 21. Resultados Caso 8. Fuente: Propia.

Tanto el coste total como el coste de la energía es mayor que en los casos 5 (FV-Baterías-Generador) y 6 (FV-Baterías), pero las emisiones disminuyen considerablemente. Cabe destacar que la totalidad del consumo del hotel procede de fuentes renovables debido a que la batería es un simple sistema de almacenamiento energético y no hay generador Diesel ni red.

Como se observa en la simulación mostrada en el ANEXO 2 para este caso de estudio (Figuras 53, 54 y 55), durante el día, toda la demanda del hotel se consigue cubrir con la producción FV y, además, se produce energía en exceso para cargar las baterías, que, durante la noche, suministran la electricidad necesaria al hotel.

5.4. Resumen de los resultados

Debido a que el objetivo del trabajo se centra en encontrar una alternativa de suministro energética más económica y de menor impacto ambiental para el hotel considerado de Nigeria, se deben comparar los resultados obtenidos en cada caso de estudio con el fin de determinar cuál es la mejor opción.

En la Tabla 22 se definen los componentes que intervienen en cada caso de estudio, y en la Figura 24 se puede visualizar tanto el **coste total** (€) como las **emisiones de CO₂** (kgCO₂/año) para cada uno de ellos.

Casos de estudio	Componentes	Conexión a red
1A	Generador (200 kVA)	Sí
1B	Generador (50 kVA)	Sí
2	Baterías	Sí
3A	Generador (200 kVA) - Baterías	Sí
3B	Generador (50 kVA) - Baterías	Sí
4A	Generador (200 kVA) - FV	Sí
4B	Generador (50 kVA) - FV	Sí
5	Generador (50 kVA) – Baterías - FV	Sí
6	Baterías - FV	Sí
7	FV	Sí
8	Baterías - FV	No

Tabla 22. Casos de estudio simulados. Fuente: Propia.

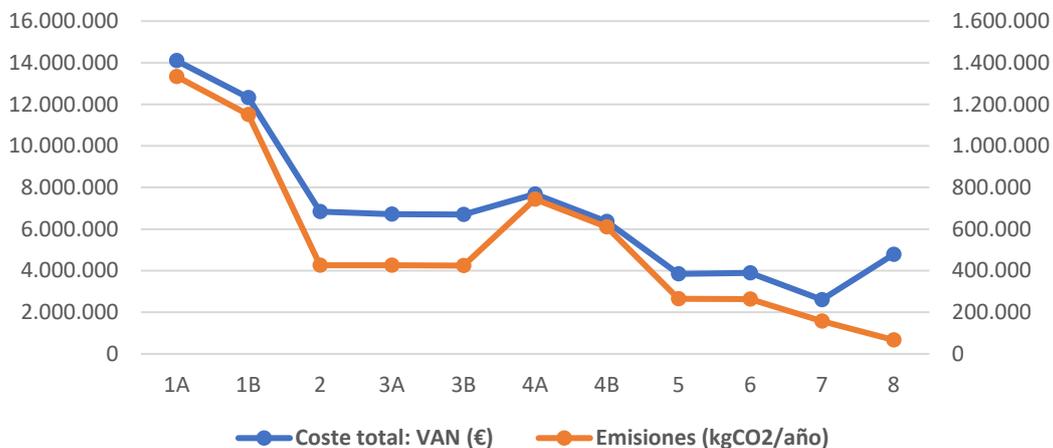


Figura 24. Gráfica de los resultados económicos y ambientales para los casos de estudio. Fuente: Propia.

Por una parte, se observa que los casos 1A y 1B (Generador-Red) son los menos económicos y más perjudiciales ambientalmente. Actualmente, esta es la alternativa de suministro energético empleada por la mayoría de los hoteles en Nigeria, por lo que, cualquier otra alternativa va a ser mejor desde el punto de vista económico y ambiental.

En el Figura 24 se aprecia que los casos que presentan un menor coste y que implican menores emisiones de CO₂ son los casos 5, 6, 7 y 8.

El caso 7 (FV-Red) se descarta porque no se consigue suministrar toda la energía que necesita el hotel (15,9 % de energía no servida).

Los casos 5 (FV-Baterías-Generador-Red) y 6 (FV-Baterías-Red) obtienen resultados muy parecidos y bastante atractivos desde ambos puntos de vista, mientras que el caso 8 (FV-Baterías-Aislado) es el que menor impacto ambiental origina, pero conlleva un mayor precio.

Se advierte que estos tres últimos casos considerados (los mejores desde ambos puntos de vista), tienen dos componentes en común: los paneles FV y las baterías. Esto sugiere que la instalación de sistemas combinados de energía solar fotovoltaica y baterías podría significar un cambio sustancial en el suministro eléctrico, proporcionando una energía limpia y renovable, y permitiendo lograr mayor autonomía.

Por último, en la Figura 25 se recogen los resultados obtenidos del **coste de la energía (€/kWh)** y el **coste total (€)** para cada caso de estudio.

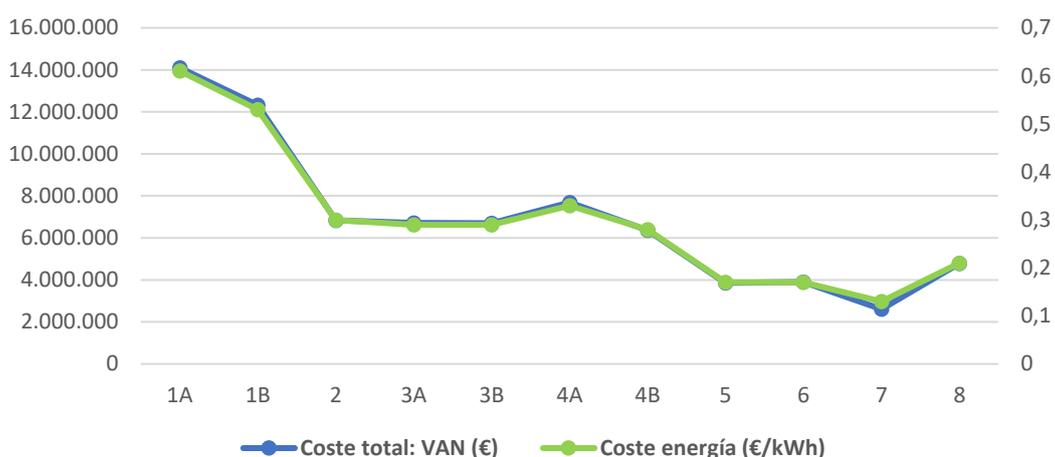


Figura 25. Resultados del coste de la energía (€/kWh) y el coste total (€) de los casos de estudio. Fuente: Propia.

Como se puede apreciar, en el caso de emplear un generador Diesel de 200 kVA con conexión a la red (Caso 1A) se obtiene el mayor coste de energía (0,61€/kWh), y si se emplean 4 generadores Diesel de 50 kVA (Caso 1B) también se alcanza un valor muy elevado para este coste (0,53€/kWh).

Cabe señalar que el coste de la energía sigue un perfil muy similar al coste total en todos los casos evaluados. Por lo que, los casos más atractivos desde este punto de vista coinciden con los anteriores: 5 (0,17€/kWh), 6 (0,17€/kWh), y 8 (0,21€/kWh), descartando el 7 por la razón mencionada previamente. En la Tabla 23 se muestra el ahorro económico que representa cada alternativa con respecto a la inicial (Caso 1A), cuyo coste de la energía es de 0,61€/kWh.

Caso de estudio	Coste de la energía (€/kWh)	Ahorro económico (€/kWh)	Porcentaje de ahorro (%)
1B	0,53	0,08	13,11
2	0,30	0,31	50,82
3A	0,29	0,32	52,46
3B	0,29	0,32	52,46
4A	0,33	0,28	45,90
4B	0,28	0,33	54,10
5	0,17	0,44	72,13
6	0,17	0,44	72,13
8	0,21	0,40	65,57

Tabla 23. Ahorro económico que supone cada caso de estudio. Fuente: Propia.

6. Análisis de sensibilidad

En este apartado se va a realizar un análisis de sensibilidad de las variables que más afectan en los resultados para los casos 5, 6 y 8, ya que son los que mejores resultados presentan desde el punto de vista económico y ambiental.

En primer lugar, en comparación entre los casos 6 (FV-Baterías-Red) y 8 (FV-Baterías-Aislado), es interesante conocer el **precio de compra de la energía** de la red a partir del cual ya no saldría tan rentable económicamente el caso 6 (con conexión a red).

Precio de compra de la energía de la red (€/kWh)	Coste total: VAN (€)
0,15 (actual)	3.898.592
0,23	4.709.744
0,24	4.811.141

Coste Caso 8:
4.779.925 €

Tabla 24. Coste total en función del precio de compra de la energía de la red para el caso 6. Fuente: Propia.

Teniendo en cuenta que el coste total del caso 8 es de 4.779.925 €, el caso 6 sería mejor que este si el precio de compra de la energía de la red fuera menor a 0,24€/kWh.

Por otro lado, se puede analizar qué ocurre si se considera una **inflación del combustible** (Diesel) del 4 y 6% para el caso 5 (FV-Baterías-Generador-Red) respecto del caso inicial (5%), teniendo en cuenta los datos históricos del precio del Diesel en Nigeria que proporciona [30].

Inflación (%)	Coste total: VAN (€)	Incremento de coste (%)
5 (actual)	3.852.237	-
4	3.848.862	- 0,08
6	3.856.181	+ 0,10

Tabla 25. Coste total en función de la inflación del combustible para el caso 5. Fuente: Propia.

Como se observa, aunque la inflación del combustible aumente al 6%, el coste total del caso 5 sigue siendo inferior que los casos 6 y 8, lo que evidencia que, en sistemas híbridos, el generador supone una reducción del coste total de la energía (funcionando pocas horas al año).

Por último, se va a disminuir el **precio de los componentes** principales (paneles y baterías) para ver si los resultados varían. Se va a considerar que el precio de los paneles FV va a ser un 80% del precio inicial y en el caso de las baterías un 90%.

Casos	Coste inicial (€)	Coste con componentes más baratos (€)	Reducción precio (%)
5	3.852.237	2.908.835	24,5
6	3.898.592	2.949.830	24,3
8	4.779.925	4.285.583	1,03

Tabla 26. Comparación de costes variando el precio de los componentes. Fuente: Propia.

Se aprecia que en los casos 5 y 6 la reducción del precio de los componentes implica un ahorro considerable, mientras que el coste del caso 8 tan solo se consigue reducir un 1% respecto del coste inicial.

7. Conclusiones

Se pueden sacar varias conclusiones en base a los resultados obtenidos en las simulaciones de los diferentes casos de estudio y el análisis de sensibilidad.

En primer lugar, se ha comprobado que la solución empleada actualmente en Nigeria para mitigar las consecuencias de los frecuentes apagones en la red, es decir, la instalación de generadores Diesel, genera un gran impacto ambiental y supone un elevado coste.

Por otro lado, se ha descartado la posibilidad de abastecer el consumo únicamente con paneles FV con conexión a red (Caso 7), ya que en los momentos en los que no hay radiación solar y la red no está disponible, no hay posibilidad de suministrar la energía necesaria por el hotel.

Además, se ha observado que las estrategias más atractivas desde ambos puntos de vista (económico y ambiental) son los sistemas combinados que incluyen paneles fotovoltaicos y baterías (independientemente de si están o no conectados a la red), que son los casos 5, 6 y 8. La implementación de estos sistemas puede significar, entre otras: una reducción del impacto ambiental, proporcionando una energía limpia y sostenible; la reducción del coste total a largo plazo en comparación con las demás alternativas consideradas; y una mayor autonomía, permitiendo el almacenamiento de la energía en exceso producida por los paneles y la descarga de las baterías en los momentos en que no existe radiación solar.

También es importante apreciar que con estas estrategias se puede reducir considerablemente el coste de la energía. Mientras que para los casos 1A y 1B (Generador-Red) el coste de la energía es de 0,61€/kWh y 0,53€/kWh respectivamente, para los casos 5 (FV-Baterías-Generador-Red) y 6 (FV-Baterías-Red) es de 0,17€/kWh, por lo que se consigue un ahorro de 0,44€/kWh (que supone un 72,13% de ahorro). Para el caso 8 (FV-Baterías-Aislado) el coste de la energía es de 0,21€/kWh, por lo que implica un ahorro importante de 0,40€/kWh (que supone un 65,57% de ahorro económico).

En el análisis de sensibilidad, si se realiza una comparación de sistemas combinados de paneles FV con baterías en función de si están conectados a la red o aislados, se puede observar que si el precio de compra de la electricidad de la red es mayor o igual a 0,24 €/kWh, sale más rentable disponer de un sistema aislado de la red. Además, también es importante concluir que, en sistemas híbridos, el generador supone una reducción del coste total de la energía cuando funciona pocas horas al año.

En cualquier caso, la intervención del gobierno nigeriano también puede ser importante en este entorno ya que, con programas de incentivos y la adecuada concienciación de los beneficios que suponen estos sistemas, muchas empresas optarían por esta alternativa energética.

Cabe destacar que los resultados de este trabajo no están destinados exclusivamente al sector hotelero, sino que las conclusiones extraídas se pueden extrapolar a todas aquellas empresas y negocios nigerianos que actualmente han optado por cubrir su consumo energético a partir de generadores Diesel.

Por tanto, desde mi punto de vista, con el apoyo y ayuda de las autoridades, Nigeria debería apostar por sistemas mixtos que incluyan fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamiento para garantizar un suministro eléctrico continuo y de calidad.

Bibliografía

Ordenados según la aparición de citas en el documento, se adjuntan las referencias de las páginas web, artículos de revistas científicas, documentales, y organismos oficiales consultados:

- [1] <https://es.wikipedia.org/wiki/Nigeria>
- [2] <https://www.elnuevodiario.com.ni/opinion/322410-nigeria-conflicto-petroleo/>
- [3] http://www.africainfomarket.org/site_content/54-mas-informacion-pais/12399-nigeria-principales-sectores-energia-incl-energias-renovables
- [4] <https://knoema.es/atlas/Nigeria/topics/Energ%C3%ADa/Gas/Reservas-de-Gas-Natural>
- [5] https://www.eldiario.es/canariasahora/canariasopina/Petroleo-nigeriano_6_192540789.html
- [6] N.Oshani, M. (escritor y director). (2013). *Las dos caras de África: Nigeria – Parte 2*. [documental]. España: HispanTV.
- [7] Oluseyi P.O., Babatunde O.M., Babatunde O.A. (2016). Assessment of energy consumption and carbon footprint from the hotel sector within Lagos, Nigeria. *Energy and Buildings*. Vol. 118, 106–113.
- [8] Daramola D. A., Olulope P. K. (2018). Economic Implication of Unreliable Power System in Nigeria: A Case Study of Ota 132/33 kV Transmission Station. *Current Journal of Applied Science and Technology*. Vol. 27 (6), 1-8.
- [9] World Trade Organisation. Trade Policy Review Body. (2011). Report by Nigeria. Recuperado de:
https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:QHPjrDIYhYYJ:https://docs.wto.org/dol2fe/Pages/FE_Search/ExportFile.aspx%3Fid%3D78293%26filename%3DQ/WT/TPR/G247.pdf+&cd=3&hl=es&ct=clnk&gl=es
- [10] A. Shivakumar (2014). Estimating the socio-economic costs of electricity supply interruptions. Rapid Response Energy Brief, INSIGHT_E.
- [11] <http://www.generadorelectrico.com/explicacion-de-las-emisiones-de-motor-del-generador-electrico-diesel/>
- [12] Ezeamalu, B. (2015, 7 de Agosto) Demand for luxury hotel rooms in Nigeria increasing – Report. *Premium Times*. Recuperado de:
<https://www.premiumtimesng.com/entertainment/travels/188018-demand-for-luxury-hotel-rooms-in-nigeria-increasing-report.html>
- [13] Xydis G., Koroneos C., Polyzakis A. (2009) Energy and exergy analysis of the Greek hotel sector: an application, *Energy Build.* 41, 402–406.

- [14] Bohdanowicz P., Martinac I. (2007) Determinants and benchmarking of resource consumption in hotels—case study of Hilton International and Scandic in Europe. *Energy and Buildings*. 39, 82–95.
- [15] Bohdanowicz P., Churie-Kallhauge A., Martinac I. (2011) Energy-efficiency and conservation in hotels—towards sustainable tourism. *4th international symposium on Asia Pacific architecture*, Hawai'i, Recuperado de: <http://www.greenthehotels.com/eng/BohdanowiczChurieKallhaugeMartinacHawaii2001.pdf>
- [16] <https://actualidadhumanitaria.com/nigeria-chad-y-camerun-inician-una-ofensiva-militar-contra-boko-haram/>
- [17] EU (1994) Rational Use of Energy in the Hotel Sector, A Thermie Programme Action B-103.
- [18] Hotel Energy Solutions (2011), Analysis on Energy Use by European Hotels: Online Survey and Desk Research, Hotel Energy Solutions project publications.
- [19] Bianco V., Righi D., Scarpa F., Tagliafico L. A. (2017) Modelling energy consumption and efficiency measures in the Italian hotel sector. *Energy and Buildings*. 149, 329–338.
- [20] Güler Ö, Akdag S. A., Dinçsoy M. E. (2013). Feasibility analysis of medium-sized hotel's electrical energy consumption with hybrid systems. *Sustainable Cities and Society*. 9, 15–22.
- [21] <http://labateriadeplogo.blogspot.com/2009/08/proceso-electro-quimico-de-carga-y.html>
- [22] "Curso interactivo de energía solar fotovoltaica". CD ROM, R. Dufo, J.L. Bernal, Prensas universitarias de Zaragoza, C/ Pedro Cerbuna, 12, 50009 Zaragoza (España), 2005.
- [23] <https://www.quetzalingenieria.es/blog/3-clases-de-instalaciones-fotovoltaicas-con-baterias/>
- [24] <http://zytech.es/que-es-una-celula-solar-y-el-efecto-fotoelectrico/>
- [25] http://www.cenitsolar.com/fotovoltaica_red_esquema.php
- [26] <https://greendok.com/principios-de-dimensionado-de-una-instalacion-solar-fotovoltaica>
- [27] <https://www.ovoenergy.com/guides/energy-guides/average-electricity-prices-kwh.html>
- [28] L. Vilariño, J. Vilariño, C. Arenas, G. Núñez, H. F. Menéndez. (2014) Rendimiento global de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica. *Revista de ciencia, tecnología y medio ambiente*. Vol. XII, 4 – 25.
- [29] http://www.inega.gal/informacion/preguntas_frecuentes/enerxia_solar_fotovoltaica.html?idioma=es
- [30] <https://nairametrics.com/data-historical-ago-diesel-prices-in-nigeria/>

ANEXOS

ANEXO 1. Cálculo de la electricidad consumida por un hotel de Italia

Para calcular la proporción de electricidad que consume un hotel de Italia se ha tenido en cuenta los datos de las tablas 27 y 28 proporcionadas por [19]. En la segunda tabla se da el consumo de energía eléctrica anual (que incluye la del aire acondicionado), así como la energía consumida para la calefacción y para agua caliente sanitaria. Debido a que las unidades de la Tabla 28 están en MWh/habitación se deberá tener en cuenta la Tabla 27, en la que se especifican las superficies de las distintas habitaciones en función de la categoría del hotel.

	1 Star	2 Star	3 Star	4 Star	5 Star
Single Room	8 m ²	8 m ²	8 m ²	9 m ²	9 m ²
Double Room	14 m ²	14 m ²	14 m ²	15 m ²	16 m ²
Per each added bed	6 m ²				
Bathroom	3 m ²	3 m ²	3 m ²	4 m ²	5 m ²
Share of rooms with bathroom	40%	80%	100%	100%	100%
Air conditioning				Yes	Yes
Minibar				Yes	Yes

Tabla 27. Requisitos mínimos de las habitaciones en relación con la categoría asignada. Fuente: Tabla 2, Art. [19].

Typology of consumption	Value	Unit of Measure
Yearly energy consumption for winter heating	2.5–3.5	MWh/room
Yearly energy consumption for hot sanitary water	3.8–4.4	MWh/room
Yearly energy consumption for summer air conditioning	1.0–3.5	MWh/room
Yearly Electricity Consumption	5.0–11.0	MWh/room
Average transmittance of walls	1.4	W/(m ² K)
Average transmittance of windows	4.0	W/(m ² K)

Tabla 28. Consumo específico de energía y características térmicas de los hoteles italianos. Fuente: Tabla 3, Art. [19].

El consumo de electricidad anual de un hotel en Italia varía de 5 a 11 MWh/(habitación·año) dependiendo de si es un hotel de pocas estrellas o de varias estrellas respectivamente. A continuación, se calcula la energía diaria total por m² de superficie para ambos casos:

$$5 \frac{\text{MWh}}{\text{habit. año}} \cdot \frac{\text{habit.}}{(14 + 3) \text{ m}^2} = 294 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ año}} = \frac{294 \text{ kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 0,805 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} = 805 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$$

$$11 \frac{\text{MWh}}{\text{habit. año}} \cdot \frac{\text{habit.}}{(16 + 5) \text{ m}^2} = 524 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ año}} = \frac{524 \text{ kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 1,436 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} = 1.436 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2 \text{ día}}$$

El porcentaje de electricidad respecto de la energía total, teniendo en cuenta que el aire acondicionado está incluido en el término de Consumo de Electricidad anual es de:

$$\begin{array}{l}
 \text{- Caso mínimo: } \frac{\text{Electricidad min}}{\text{Energía total min}} = \frac{5}{2,5+3,8+5} \cdot 100 = \mathbf{44,25\%} \\
 \text{- Caso máximo: } \frac{\text{Electricidad máx}}{\text{Energía total máx}} = \frac{11}{3,5+4,4+11} \cdot 100 = \mathbf{58,20\%}
 \end{array}
 \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{- Caso mínimo} \\ \text{- Caso máximo} \end{array}} \right\} \Rightarrow \text{51\% de media de energía eléctrica consumida}$$

ANEXO 2. Tablas de resultados y gráficas de simulación

A continuación, se muestran las tablas de resultados y las gráficas de simulación para los distintos casos de estudio.

En primer lugar, cabe señalar que las simulaciones que se han llevado a cabo son muy parecidas para todos los días del año debido a que el consumo mensual es el mismo y únicamente se ha considerado una variabilidad del 5% diaria y del 3% horaria. Por ello, en la mayoría de los casos únicamente se va a analizar el día 1 de enero.

Debido a que es importante considerar en qué momentos no está disponible la red para entender qué sucede en las simulaciones, se ha considerado necesario incluir una gráfica de la disponibilidad de la red AC para el día 1 de enero, que es la mostrada en la Figura 26.

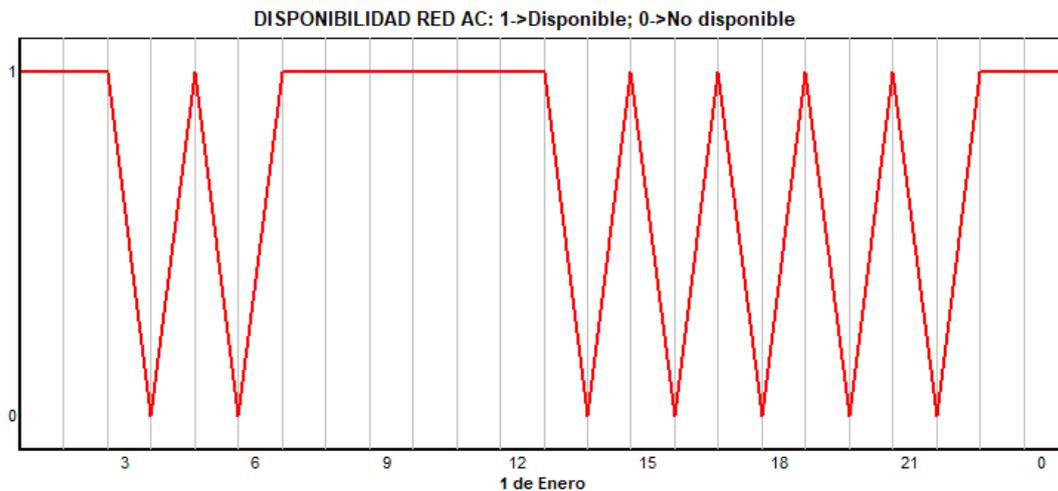


Figura 26. Disponibilidad de red AC para el 1 de enero (No disponibilidad aleatoria durante el 30% del tiempo). Fuente: iHOGA.

Como se puede observar, el software no considera que la red se vaya instantáneamente, sino que, cuando se produce una interrupción, la energía va disminuyendo gradualmente a lo largo de esa hora hasta que se produce el corte total de suministro. Y lo mismo ocurre cuando la red vuelve a estar disponible, el suministro de energía comienza a aumentar ligeramente hasta que se alcanza el máximo de energía.

Caso 1A

En el primer caso se han tenido en cuenta dos únicas posibilidades: que el consumo se suministre a partir de un generador Diesel de 200 kVA, o que únicamente se disponga de la red AC. Por tanto, el programa solo muestra estas dos soluciones.

Como se observa en la tabla de resultados, la solución óptima incluye el generador Diesel. De esta forma, la energía no servida es del 0% y se consigue abastecer la totalidad de la demanda del hotel, a diferencia de si se tiene en cuenta que la energía sea suministrada únicamente de la red, que en ese caso habrá un 29,8% de energía no servida (que coincide aproximadamente con el 30% del tiempo que no se dispone de la red).

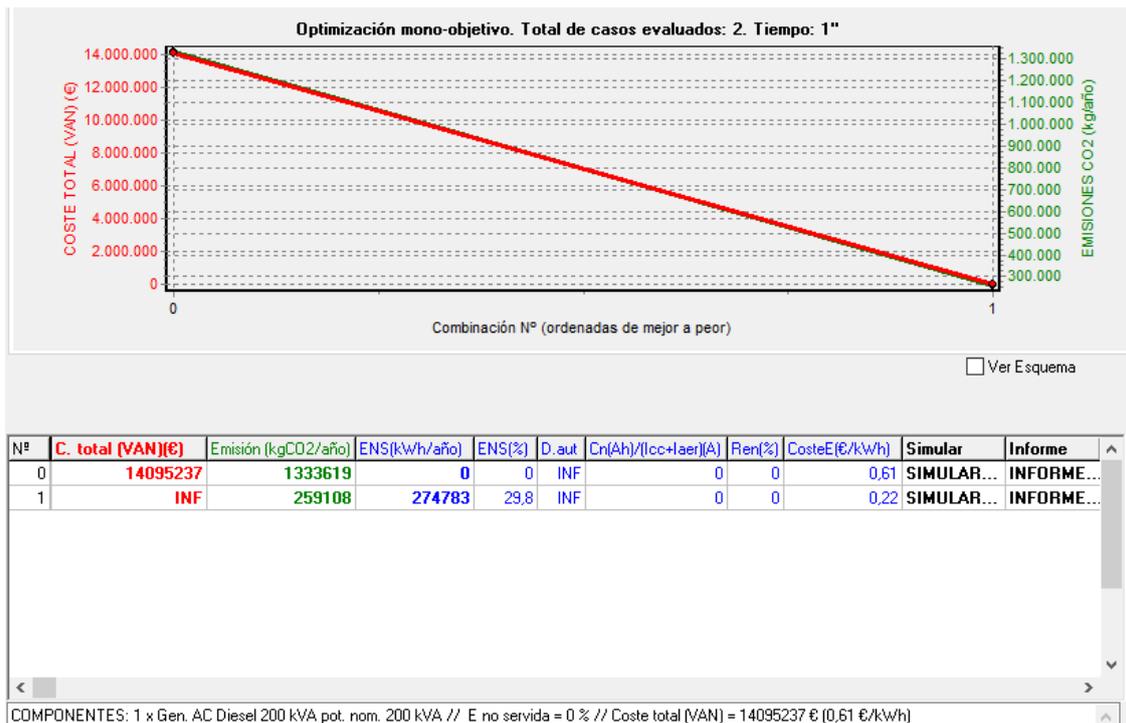


Figura 27. Resultados Caso 1A. Fuente: iHOGA.

Cabe señalar que el coste total (VAN) en el segundo resultado es "INF" debido a que no se cumple una de las restricciones impuestas, que es que la energía no servida sea el 0%, es decir, que se cubra toda la demanda.

En la siguiente figura se muestra la simulación para el 1 de enero. En esta gráfica se puede apreciar cómo la energía generada por el grupo electrógeno se adapta a la curva de la demanda ya que ambas curvas son iguales (están solapadas una encima de la otra).

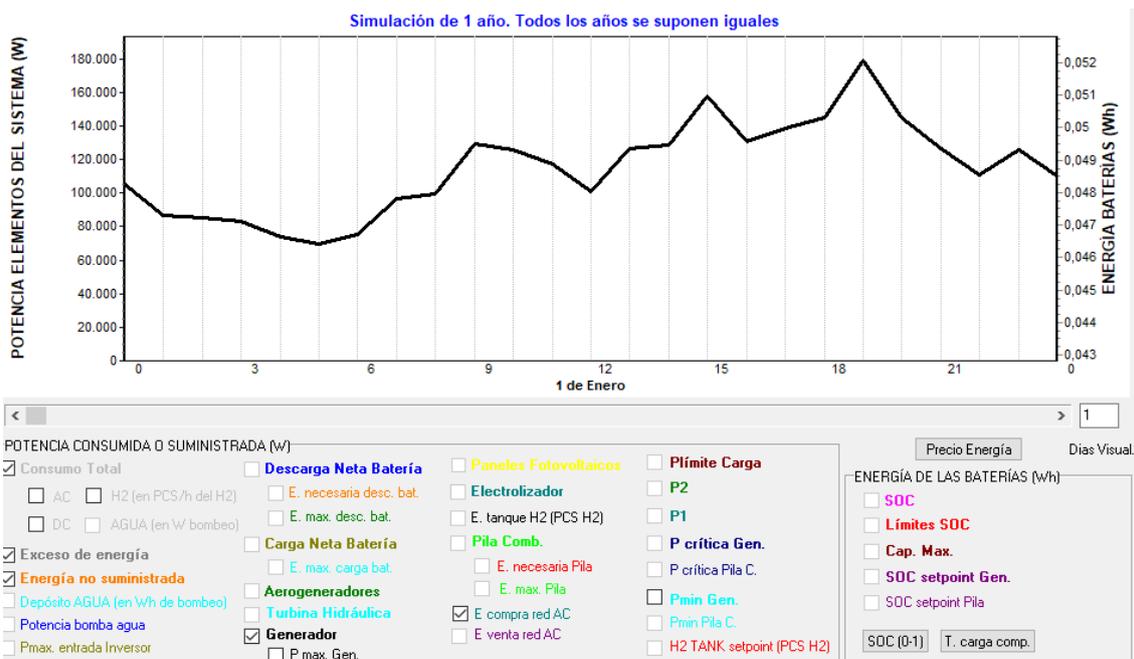


Figura 28. Simulación Caso 1A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 1B

En este caso se han considerado de 0 a 4 generadores Diesel de 50 kVA cada uno (por lo que también se incluye la opción de disponer únicamente de la red). Como se observa en la tabla, de los 7 mejores resultados, el único con el que se consigue un 0% de energía no servida es el que considera los 4 generadores en paralelo.

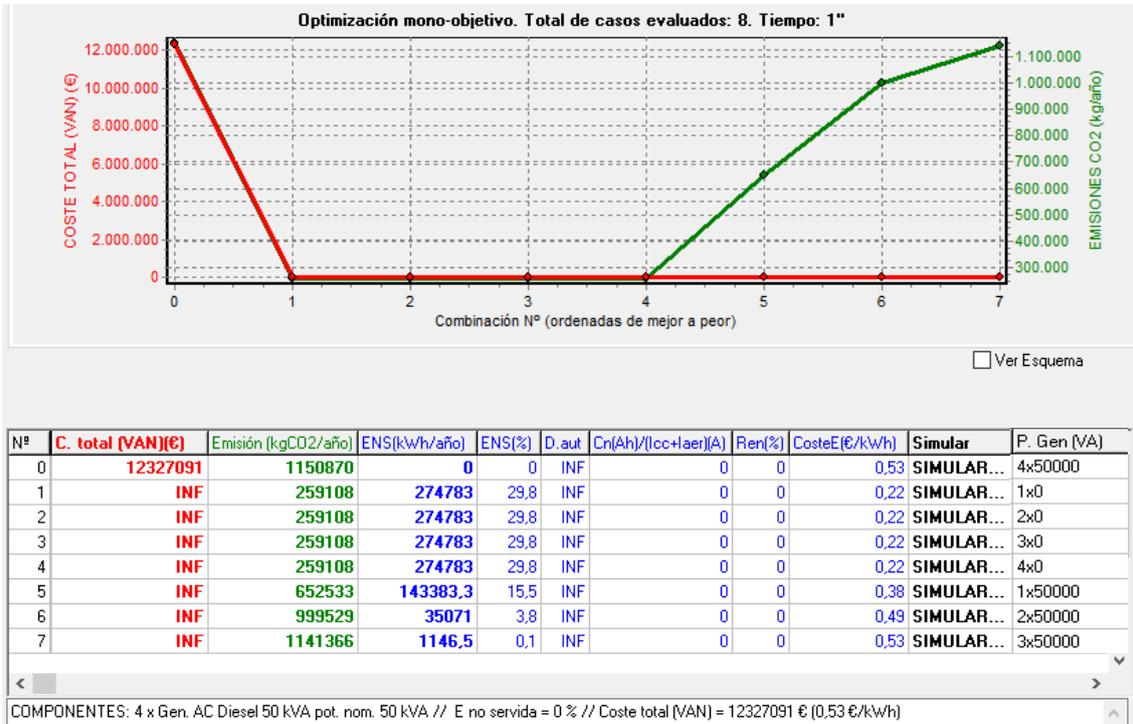


Figura 29. Resultados Caso 1B. Fuente: iHOGA.

En la simulación se observa que ocurre lo mismo que en el caso anterior, es decir, la energía generada por el grupo electrógeno consigue reproducir a la perfección la curva de la demanda. Se visualizan 4 días del año (del 25 al 28 de junio).

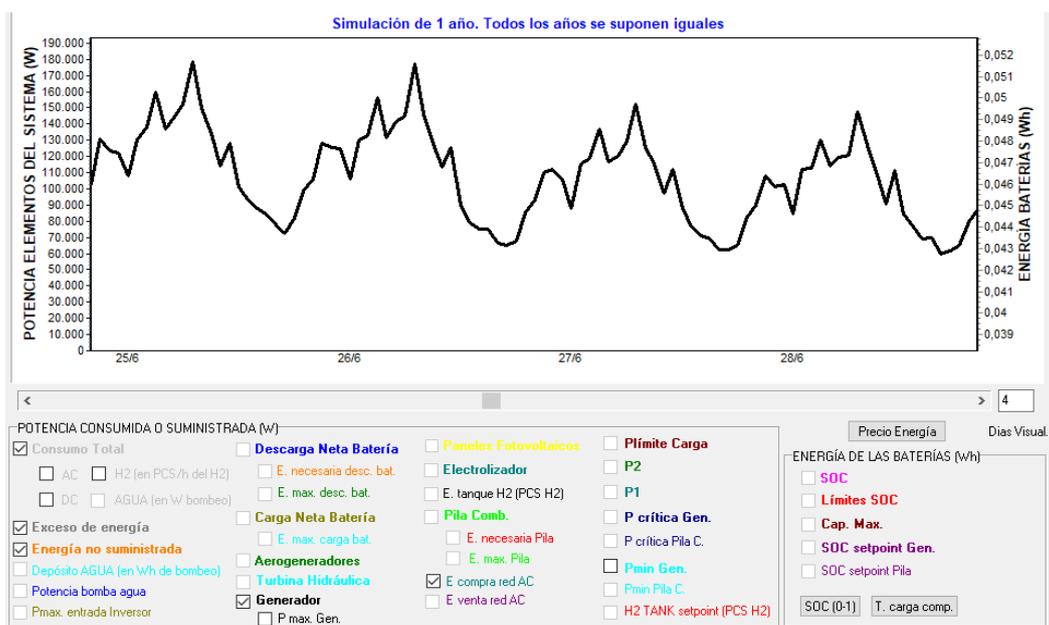


Figura 30. Simulación Caso 1B (25 al 28 de junio). Fuente: iHOGA.

Caso 2

En el caso de tener baterías para proporcionar la energía en los momentos en que la red no está disponible, únicamente se ha considerado el caso de tener 240 baterías (24 en serie y 10 ramas en paralelo). A continuación, se muestra la simulación para el 1 de enero.

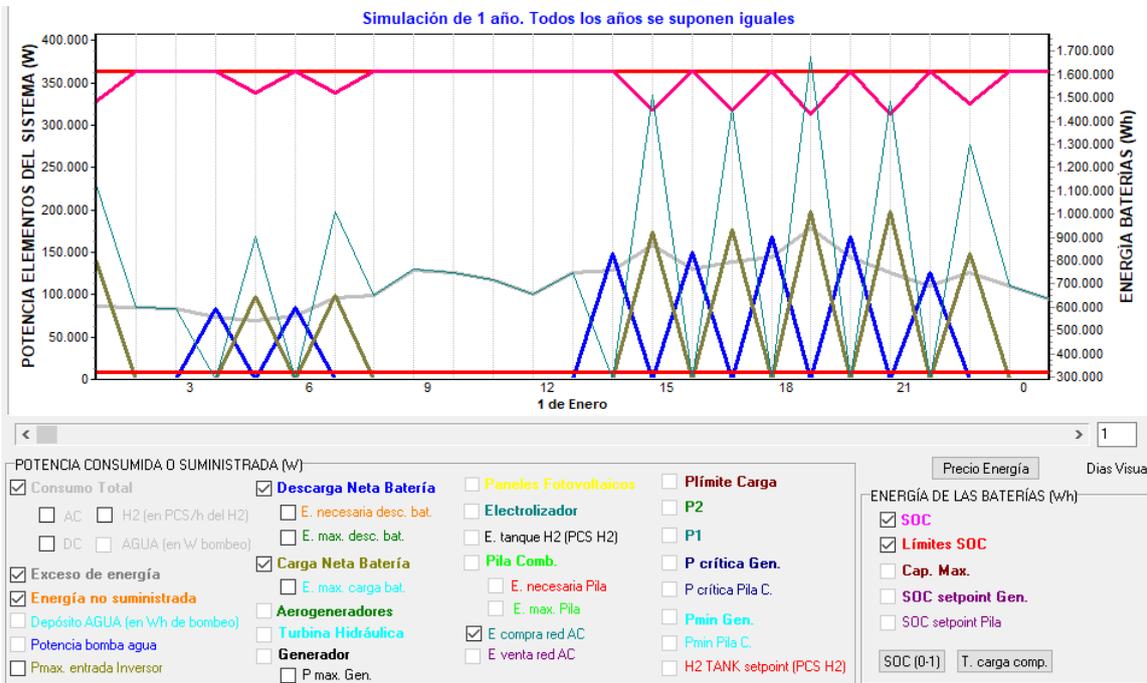


Figura 31. Simulación Caso 2 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Se puede observar que el hotel consume de la red cuando ésta está disponible. En el momento en que ocurre una falta y se produce un corte en el suministro, la batería, que previamente se ha cargado con la red, se descarga para abastecer el consumo del hotel.

En el momento en que la red vuelve a estar disponible, las baterías comienzan a cargarse y el hotel consume a partir de la red.

Caso 3A

En el caso de tener un generador Diesel de 200 kVA y baterías con conexión a red se ha considerado lo siguiente:

- 1 – 10 ramas de baterías en paralelo (OPZS-Hawker: TZS-24) teniendo en cuenta que hay 24 en serie.
- 0 – 1 generador Diesel de 200 kVA.

El software realizará todas las combinaciones posibles y determinará cual es la solución óptima, que para este caso incluye 6 ramas de baterías en paralelo (con 24 baterías en serie cada una), el inversor Sunny Island 8.0H x 35, y un generador Diesel de 200 kVA.

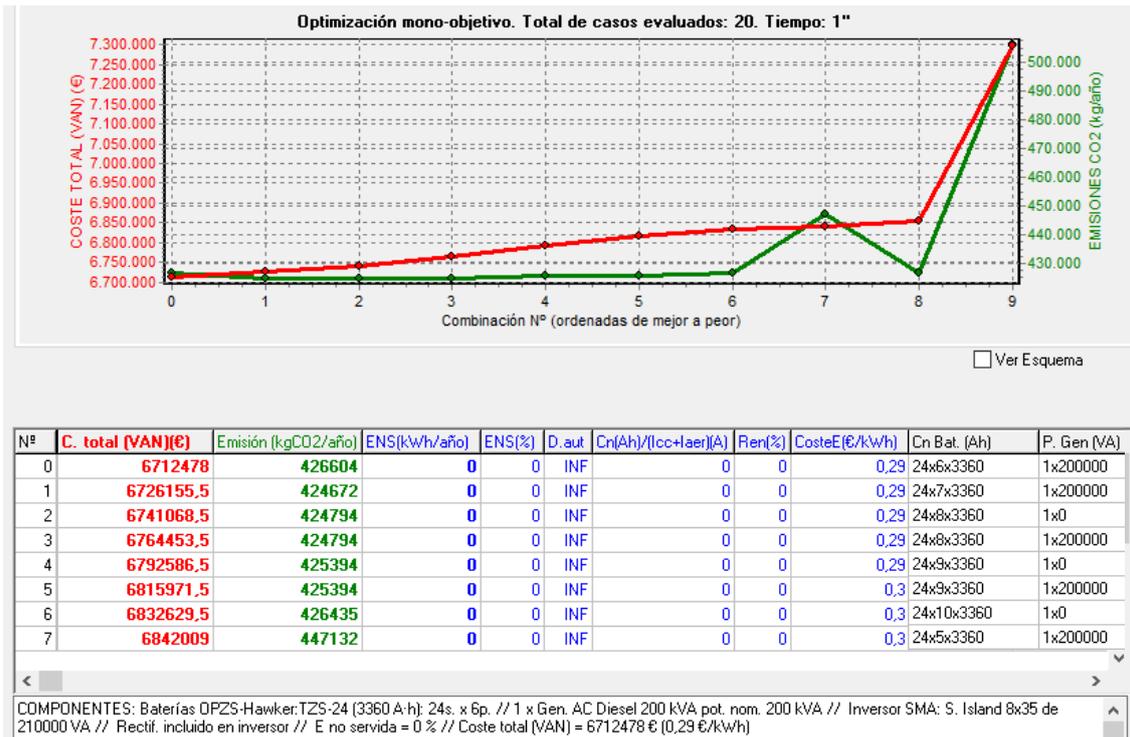


Figura 32. Resultados Caso 3A. Fuente: iHOGA.

En las gráficas siguientes se muestra la simulación para los días 1 y el 10 de enero. Se puede observar que, para el día 1 de enero, se obtienen los mismos resultados que para el caso 2, es decir, que el generador Diesel no se acciona a ninguna hora del día.

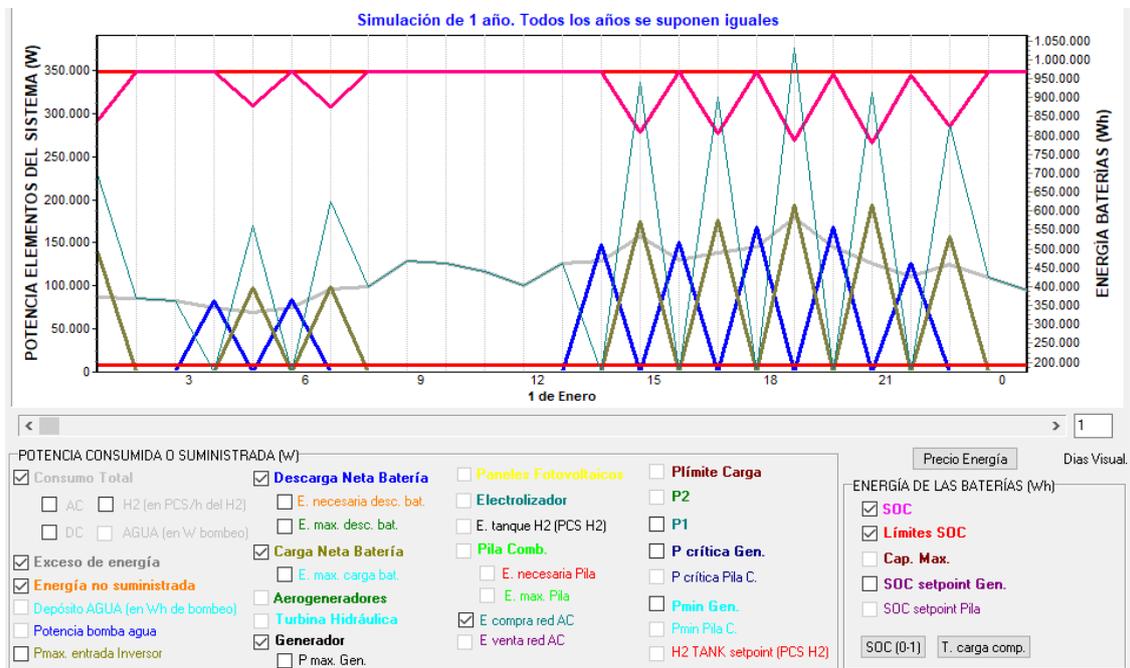


Figura 33. Simulación Caso 3A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Sin embargo, en el caso del día 10 de enero, el generador sí que actúa a partir de las 15 h. Para ver por qué se acciona, se ha considerado necesario mostrar la gráfica de disponibilidad de la red AC del día 10 de enero.

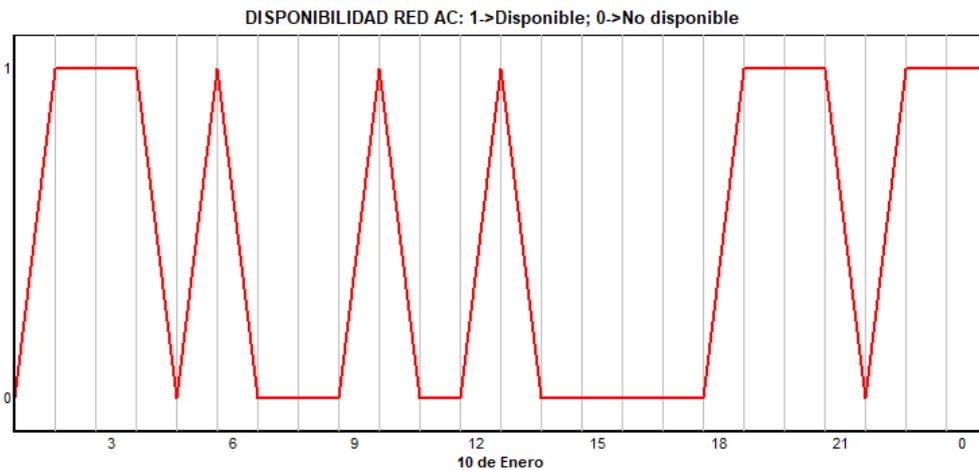


Figura 34. Disponibilidad de red AC el 10 de enero. Fuente: iHOGA.

Debido a que la red no está disponible desde las 13 h hasta las 18 h, las baterías comienzan a suministrar energía a partir de las 13 h. Pero, como se puede observar en la simulación, el estado de carga de las baterías a esa hora no estaba al 100%. Por lo que, se han ido descargando durante esas horas hasta que han alcanzado su SOC_{min} (20%).

Como no han tenido energía suficiente para cubrir todo el consumo, el generador Diesel ha intervenido un cierto tiempo hasta que, a partir de las 18 h se ha restablecido el suministro de la red y se ha podido comprar energía tanto para cargar las baterías como para abastecer el consumo del hotel.

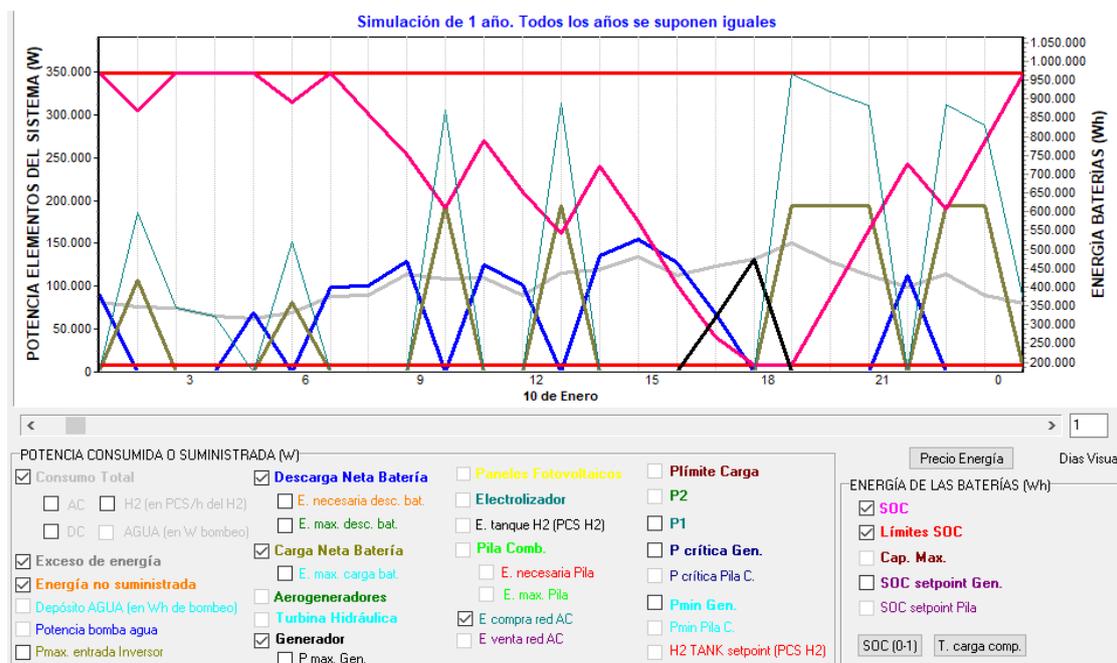


Figura 35. Simulación Caso 3A (10 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 3B

En el caso de tener varios generadores Diesel de 50 kVA y baterías con conexión a red se ha considerado lo siguiente:

- 1 – 10 ramas de baterías en paralelo (OPZS-Hawker: TZS-24) teniendo en cuenta que hay 24 en serie.
- 0 – 4 generadores Diesel de 50 kVA.

Tal y como se observa en la tabla de resultados, la solución óptima consiste en 3 generadores Diesel de 50 kVA, 6 ramas de baterías en paralelo (con 24 baterías en serie) y el inversor Sunny Island 8.0H x 35.

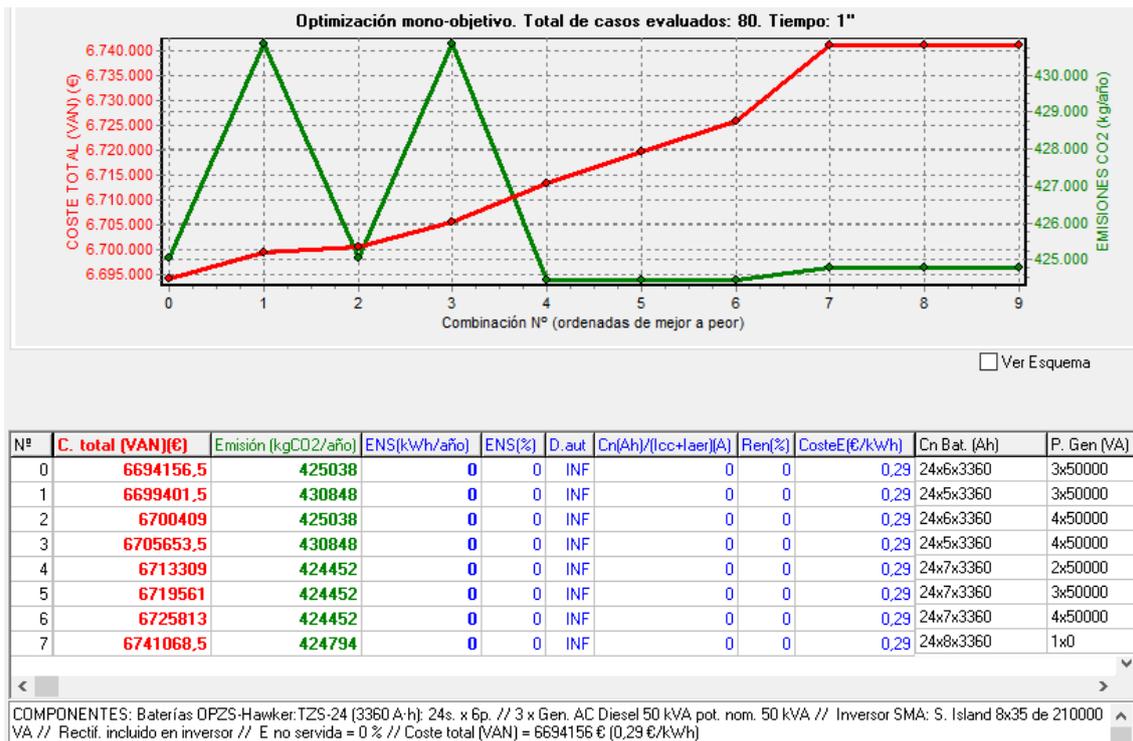


Figura 36. Resultados Caso 3B. Fuente: iHOGA.

Al igual que en el caso 3A, también se muestran las gráficas de simulación para los días 1 y 10 de enero, que resultan ser exactamente iguales que las del caso anterior.

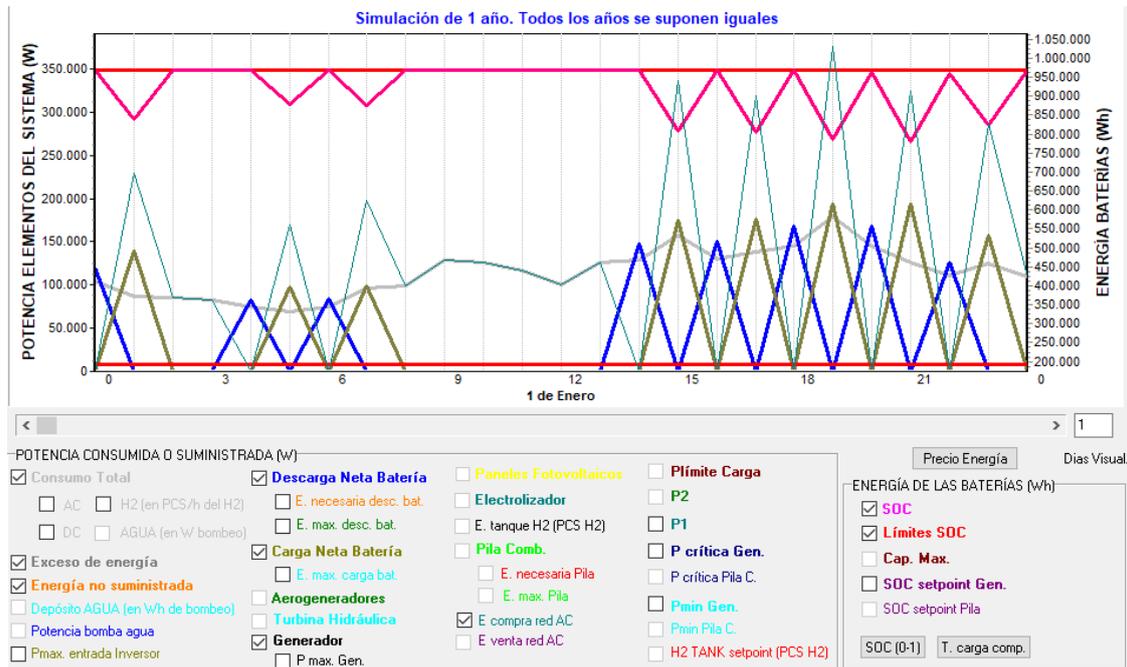


Figura 37. Simulación Caso 3B (1 de enero). Fuente: iHOGA.

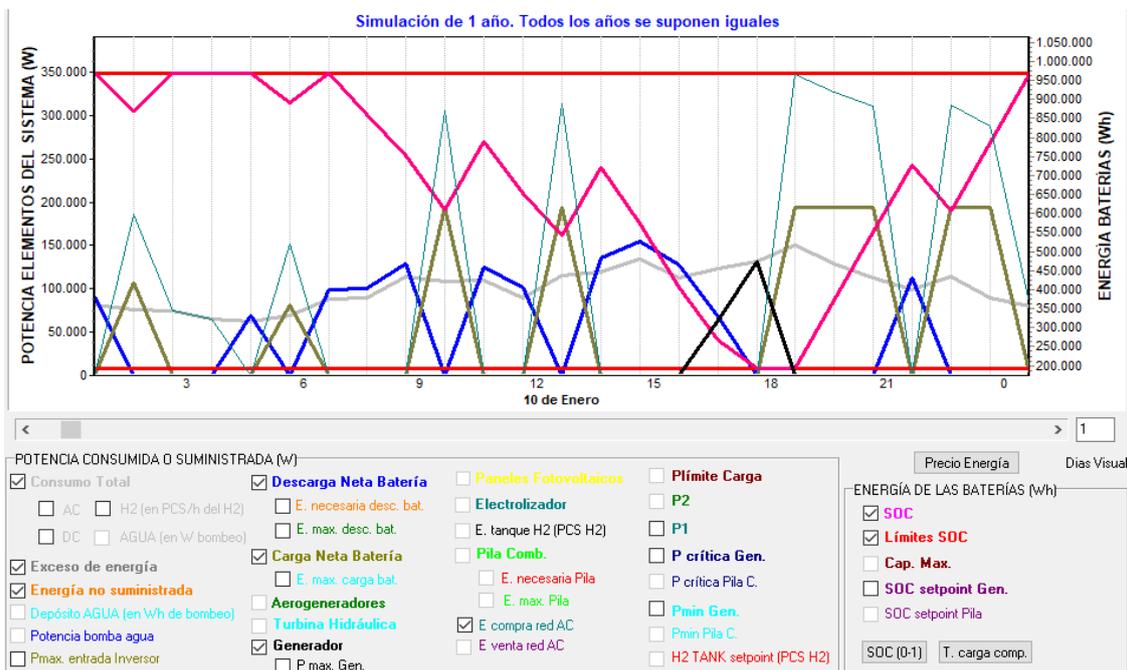


Figura 38. Simulación Caso 3B (10 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 4A

Como se puede observar en la tabla de resultados, en el caso de disponer de paneles FV con generador Diesel de 200 kVA, la solución óptima incluye el generador y 78 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie) con sus respectivos inversores.

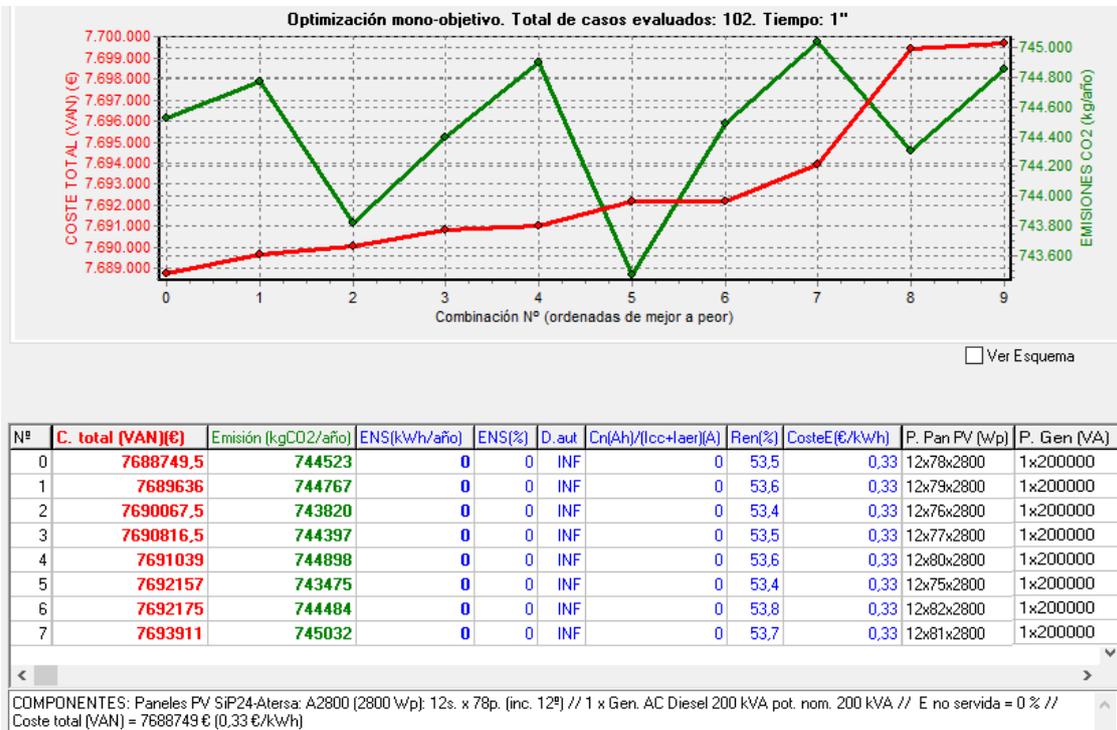


Figura 39. Resultados Caso 4A. Fuente: iHOGA.

En la simulación mostrada para el 1 de enero en la Figura 40, se pueden apreciar varias cosas.

En primer lugar, se puede observar cómo durante el día (a partir de las 6 h), comienza a haber radiación solar y los paneles empiezan a producir energía para abastecer el consumo del hotel. Se puede apreciar que, a partir de las 7 h ya se comienza a vender energía a la red porque se produce en exceso.

También se aprecia que, a las 11 h, la energía de venta alcanza los 1.000 kW, que es el límite de potencia que se puede vender. A partir de esa hora y hasta la 13 h, se vende ese máximo de energía.

Además, cuando ocurre una interrupción en el suministro, se deja de vender energía a la red y el consumo del hotel se abastece con los paneles FV.

Por último, se observa que, por la noche, se emplea el generador Diesel, pero en ningún caso se compra energía de la red.

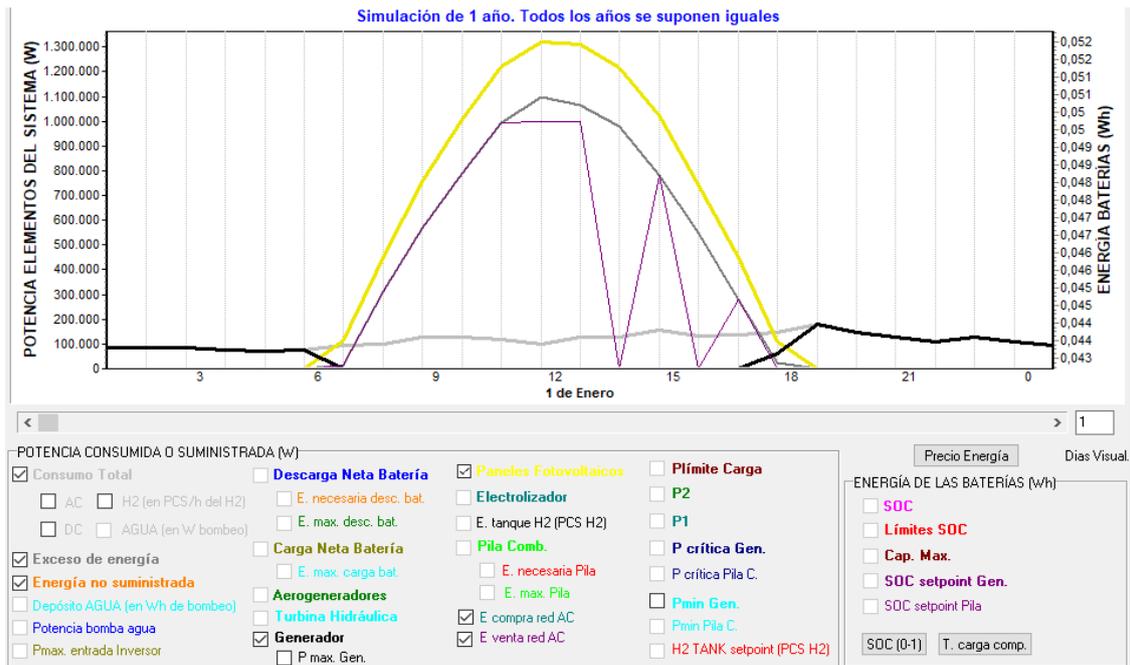


Figura 40. Simulación Caso 4A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 4B

La solución óptima en este caso incluye los 4 generadores Diesel considerados y 77 ramas de paneles FV en paralelo (24 paneles en serie por cada rama).

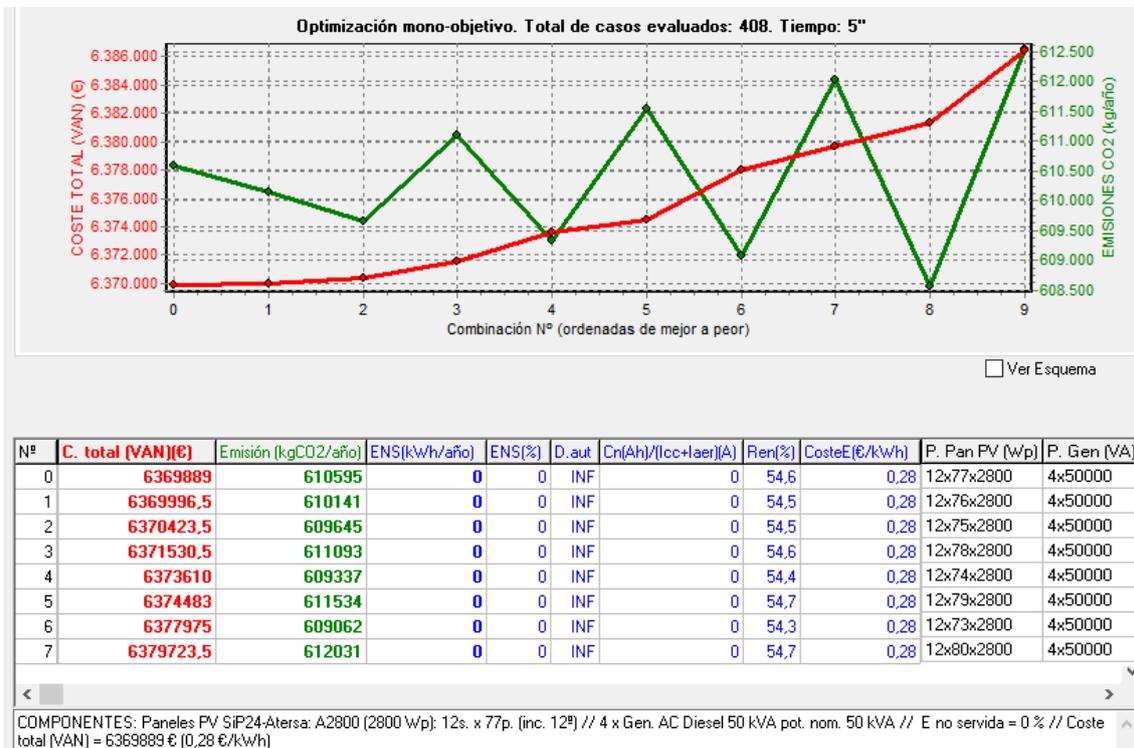


Figura 41. Resultados Caso 4B. Fuente: iHOGA.

Como se puede observar en la Figura 42, la simulación coincide con la del caso 4A, así que, para el resto de los días del año, la simulación será prácticamente igual a este primer caso.

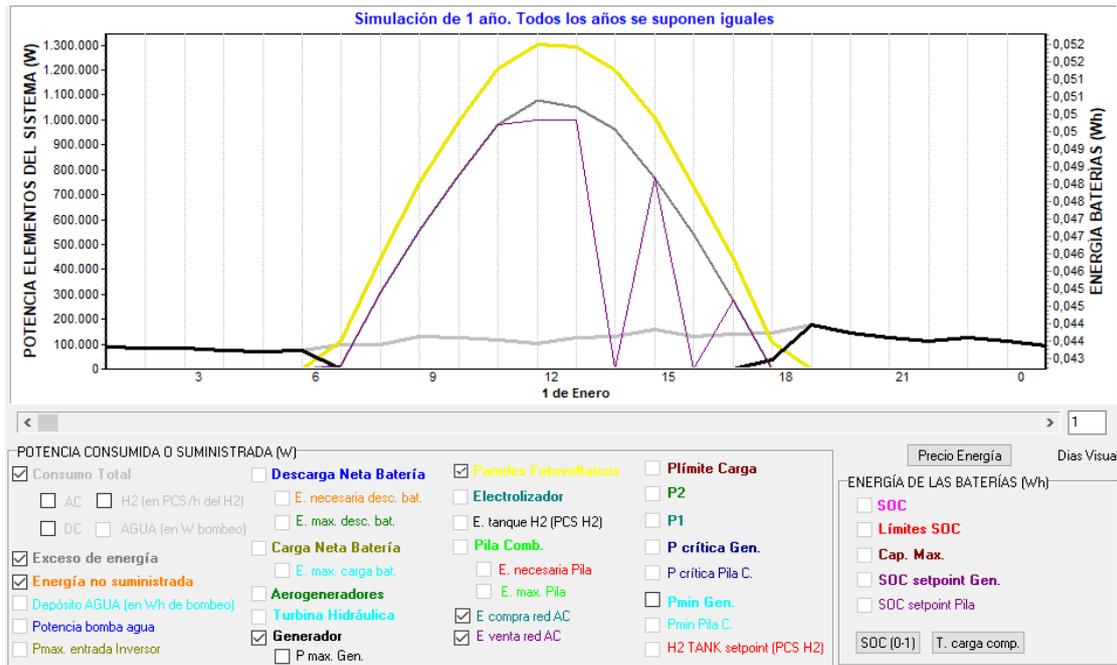


Figura 42. Simulación Caso 4B (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 5

En este caso, la solución óptima incluye 68 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie por cada rama) con sus respectivos inversores, 5 ramas de baterías en paralelo (24 en serie por cada rama) y un generador Diesel de 50 kVA.

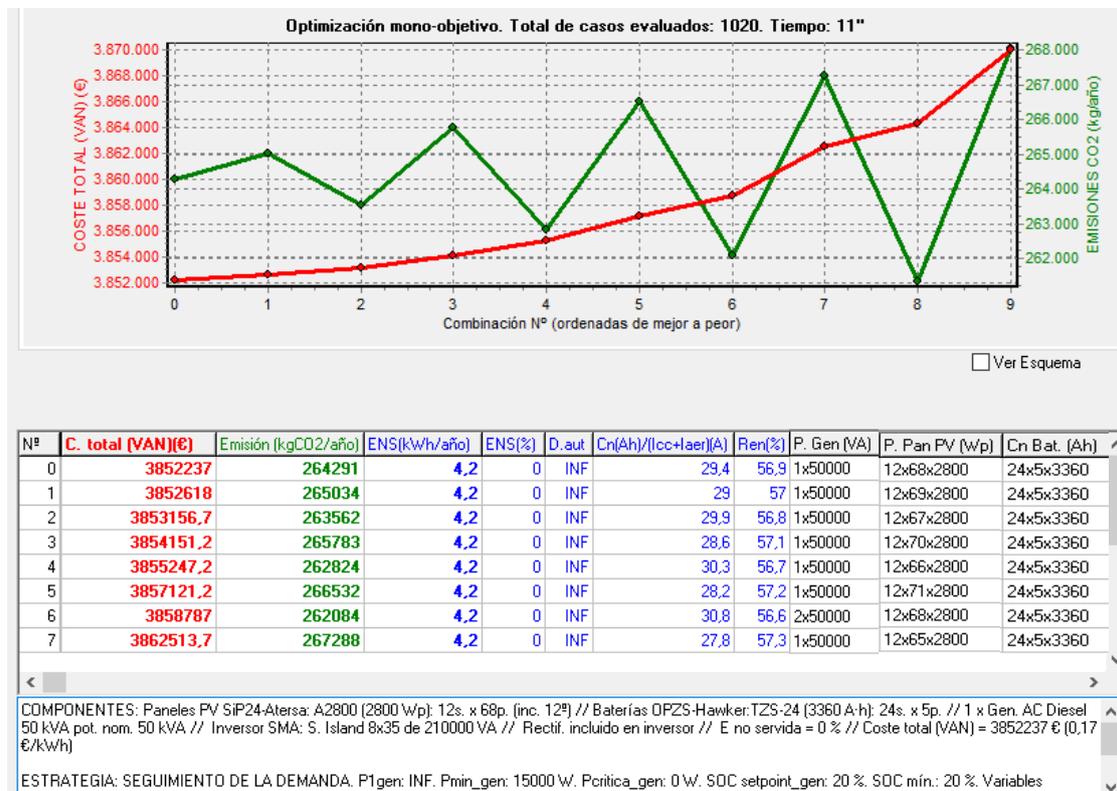


Figura 43. Resultados Caso 5. Fuente: iHOGA.

En las Figuras 44 y 45 se puede observar la simulación de este caso para el 1 de enero. En la primera se visualizan todos los parámetros mientras que en la segunda no se observan ni la energía producida por los paneles FV, ni el exceso de energía, ni la energía vendida a la red, con el fin de observar mejor los demás parámetros.

En la Figura 44 se observa que, durante el día, la energía consumida por el hotel se cubre únicamente con los paneles FV y, que cuando ocurre una interrupción en el suministro, se deja de vender energía a la red, pero el hotel continúa abasteciéndose de la instalación FV.

Además, a primeras horas de la mañana, cuando empiezan a generar los paneles, la batería no se carga de la red, sino que se carga a partir de los paneles FV.

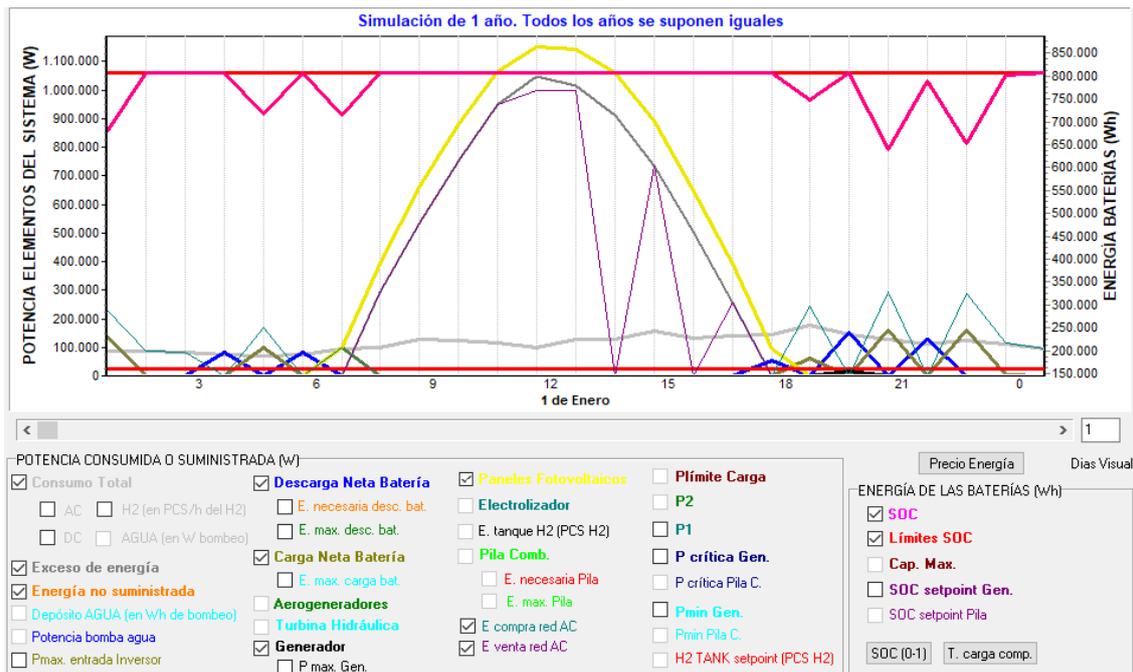


Figura 44. Simulación Caso 5 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Como se puede apreciar en la Figura 45, por la noche actúan tanto las baterías como el generador. Se puede observar que, sobre las 18h deja de haber radiación solar y hay un corte en el suministro, por lo que el consumo del hotel se cubre con las baterías. Una vez que se ha restablecido el suministro en la red, las baterías comienzan a cargarse hasta su estado de carga máximo (100%) y, a las 20 h es necesario que el generador comience a cubrir una pequeña parte del consumo que no puede ser abastecida únicamente con las baterías.



Figura 45. Simulación Caso 5 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 6

Tal y como se observa en la Figura 46, la solución óptima consiste en 68 ramas de paneles FV en paralelo (12 en serie por cada rama) con sus respectivos inversores, 7 ramas de baterías en paralelo (24 en serie por cada rama) y el inversor Sunny Island 8.0Hx35.

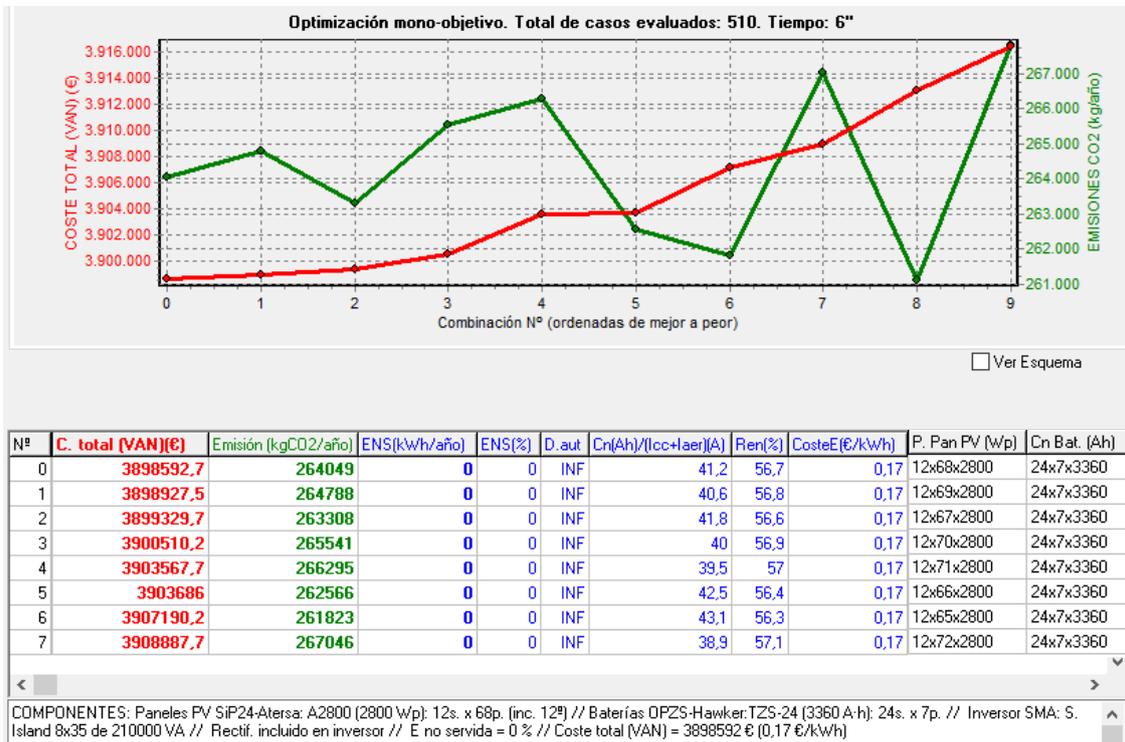


Figura 46. Resultados Caso 6. Fuente: iHOGA.

Como se aprecia en la Figura 47, durante el día, toda la demanda energética del hotel se cubre con los paneles FV, y la energía en exceso se vende a la red cuando ésta está disponible.

Por la noche, se aprecia que, antes de las 18 h, la energía producida por los paneles es inferior que la demandada por el hotel, por lo que, a esa hora, debería actuar la red, pero, debido a que a esa hora no está disponible, son las baterías las que comienzan a descargarse. Una hora más tarde, se compra energía a la red para abastecer la totalidad del consumo y cargar las baterías.

En definitiva, cuando se produce una interrupción, las baterías son las que se descargan para abastecer el consumo del hotel, y, cuando la red está disponible, se compra energía a la red tanto para cargar las baterías como para cubrir la demanda del hotel.

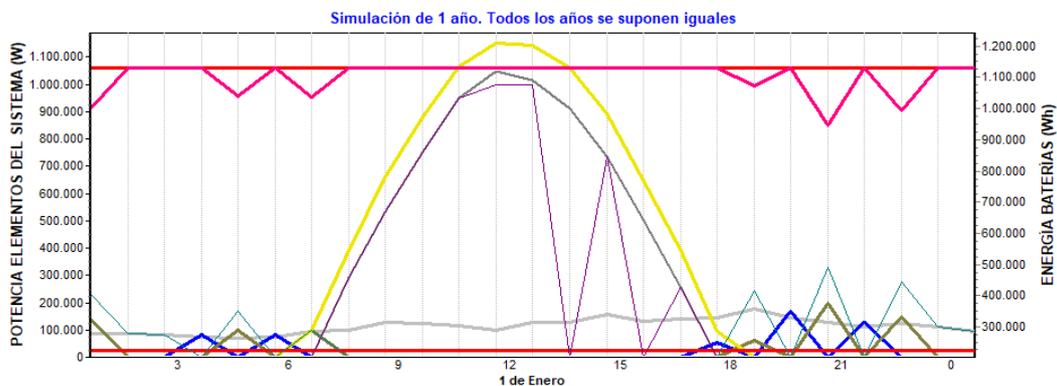


Figura 47. Simulación Caso 6 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 7

En este caso únicamente se ha tenido en cuenta una posibilidad, por lo que la solución óptima es esa, que coincide con los cálculos realizados en el ANEXO 4, es decir, 182 ramas de paneles FV en paralelo y un inversor Sunny Boy 5.0x131. Los resultados son los que se muestran en la Figura 48.

Nº	C. total (VAN)(€)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	D. aut.	Cn(Ah)/(lcc+Iaer)(A)	Ren(%)	CosteE(€/kWh)	P. Pan PV (Wp)	P. inv (VA)
0	2605728,7	158093	147085,3	15,9	INF		0	46,9	0,13	12x182x300 655000

COMPONENTES: Paneles PV SHARP NU-RC300 (300 Wp): 12s. x 182p. (inc. 12º) // Inversor Sunny Boy 5.0x131 de 655000 VA // E no servida = 15,9 % // Coste total (VAN) = 2605728 € (0,13 €/kWh)

Figura 48. Resultados Caso 7. Fuente: iHOGA.

Hasta ahora se ha tomado como restricción que la **energía no servida** por el sistema sea del 0%, es decir, que se debe cubrir toda la demanda energética del hotel.

Sin embargo, en este caso se va a considerar que la energía no servida puede ser de hasta el **20%** (Figura 49) debido a que el programa considera factores que no se tienen en cuenta en el cálculo manual, como, por ejemplo, la variabilidad diaria (5%) y horaria (3%) del consumo o la variabilidad de la eficiencia del inversor FV en función de la potencia entregada (Figura 50). De esta forma, a pesar de que parte del consumo quede sin cubrir, el programa sí que dará la solución como óptima.

RESTRICCIONES:

Máxima E No Servida permitida: % anual

La Energía no servida se refiere a:

E. no servida por el sistema autónomo

E. no servida por el sist. autónomo ni la red AC

Más Restricciones

Figura 49. Pestaña "Restricciones". Fuente: iHOGA.

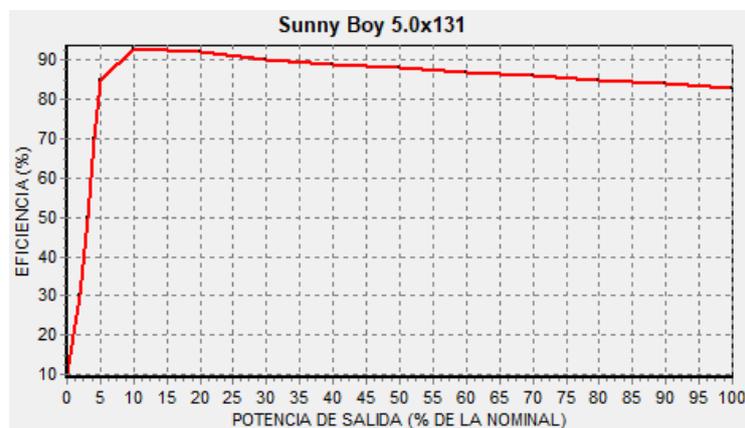


Figura 50. Eficiencia del inversor Sunny Boy 5.0x131 en función de la potencia de salida. Fuente: iHOGA.

En la Figura 51 se observa la simulación para el día 1 de enero, que coincide con lo esperado.

Durante el día, la energía que demanda el hotel se abastece únicamente a partir de la producción de los paneles FV y no hay energía no servida (se cubre todo el consumo). Además, la mayor parte de la energía en exceso se vende a la red. Cabe señalar que no se vende toda la energía en exceso debido a que parte de esta energía está en el bus DC y el inversor no puede evacuarla toda al bus AC.

Por la noche, el consumo del hotel se abastece a partir de la red y, en los momentos en que se producen interrupciones, la energía no puede suministrarse y, por tanto, el hotel se queda sin electricidad durante ese tiempo.

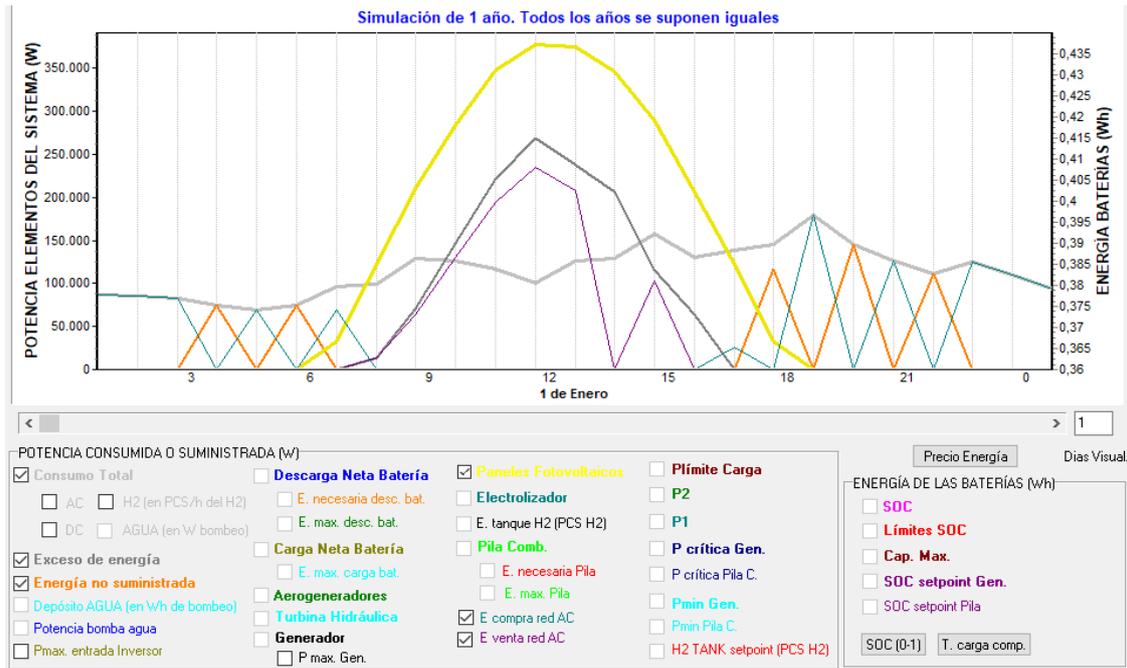


Figura 51. Simulación Caso 7 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Caso 8

En este caso se va a considerar una instalación aislada con paneles FV y baterías.

Cabe señalar que inicialmente se ha tenido en cuenta el número de ramas en paralelo de paneles FV y baterías calculados manualmente en el ANEXO 6. Sin embargo, con esta opción, la energía no servida es del 3.4%, por lo que una parte del consumo del hotel queda sin cubrir.

Esto es debido a que el software tiene en cuenta varios parámetros que no se pueden considerar en los cálculos manuales, como, por ejemplo, el efecto real de la temperatura en la producción energética de los paneles FV, la eficiencia variable del inversor en función de la potencia de salida, la eficiencia del inversor-cargador de la batería, etc.

Por ello, el programa ha recalculado el número de ramas de paneles FV en paralelo para lograr que todo el consumo quede cubierto. De esta forma se obtienen 229 ramas de paneles FV en paralelo (13 paneles en serie/rama).

La tabla de resultados muestra en este caso que la solución óptima (la única considerada) incluye 78 ramas de baterías en paralelo (24 en serie), 229 ramas de paneles FV en paralelo (13 en serie), y el inversor Sunny Island 8.0Hx35.

Nº	C. total (VAN)(€)	Emisión (kgCO2/año)	ENS(kWh/año)	ENS(%)	D.aut	Cn(Ah)/(lcc+laer)(A)	Ren(%)	CosteE(€/kWh)	Simular	Informe	Gi
0	4779925	67017	0	0	3.2	114,8	100	0,21	SIMULAR...	INFORME...	CC

COMPONENTES: Paneles FV SHARP NU-RC300 (300 Wp): 13s. x 229p. (inc. 12º) // Baterías OPZS-Hawker.TZS-24 (3360 A-h): 24s. x 78p. // Inversor SMA: S. Island 8x35 de 210000 VA // Rectif. incluido en inversor // Regulador FV bat. Genérico de 9360 A // E no servida = 0 % // Coste total (VAN) = 4779925 € (0,21 €/kWh)

Figura 52. Resultados Caso 8. Fuente: iHOGA.

A continuación, se muestran las gráficas de simulación para el 1 de enero, el 17 de julio y el 21 de agosto.

Para el 1 de enero, se puede apreciar que, en primer lugar, durante el día, el consumo queda cubierto por la producción de energía FV.

Además, conforme va habiendo radiación solar al comienzo de la mañana (en torno a las 6 h), esta energía se destina tanto a cubrir el consumo del hotel como a cargar las baterías, que habían estado descargándose durante la noche (desde su estado de carga máximo hasta el 93% aprox.). A las 11 h, las baterías ya se han cargado al 100% a partir del exceso de producción FV, y a partir de esa hora habría más energía en exceso que no se estaría aprovechando.

Por otro lado, durante las horas de la noche, las baterías son las que se descargan para proporcionar la electricidad que demanda el hotel.

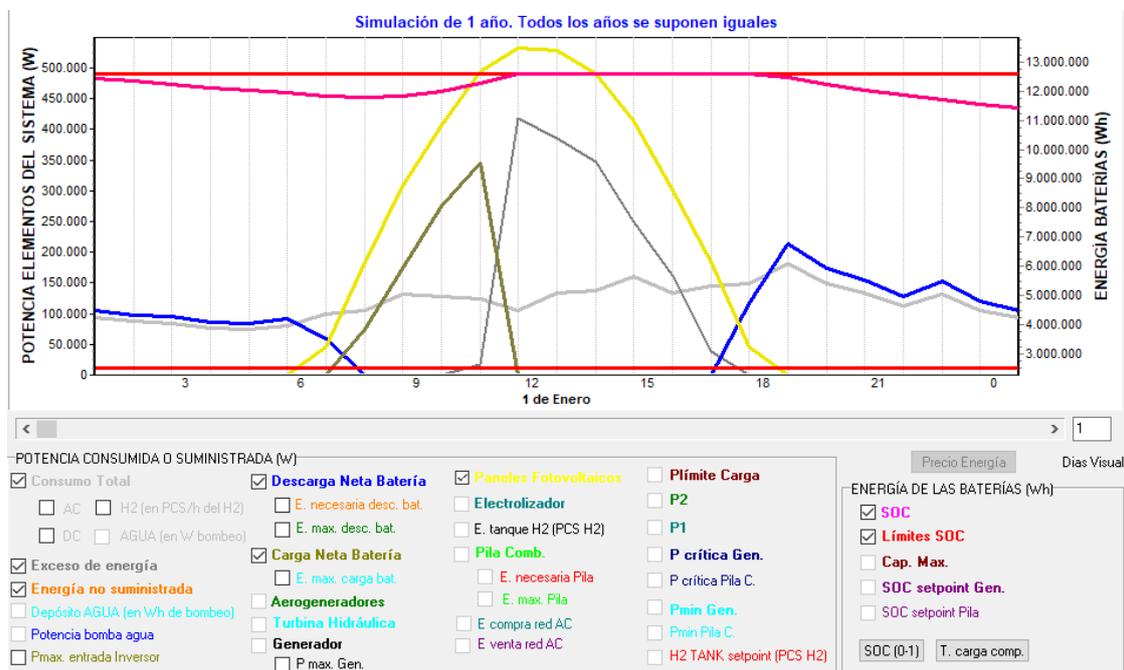


Figura 53. Simulación Caso 8 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

Para el resto del año, la simulación es muy parecida, pero, en los meses en que hay menor radiación solar (por ejemplo: julio y agosto), las baterías no consiguen cargarse hasta su estado de carga máximo (100%), sino que, a partir del 4 de junio y hasta el 19 de octubre en concreto, están sometidas a una constante carga y descarga a lo largo del día sin llegar a los límites de su

SOC (estado de carga), por lo que no se produce energía en exceso. Esto se puede observar en las dos simulaciones siguientes para dos casos intermedios entre el 4 de junio y el 19 de octubre.

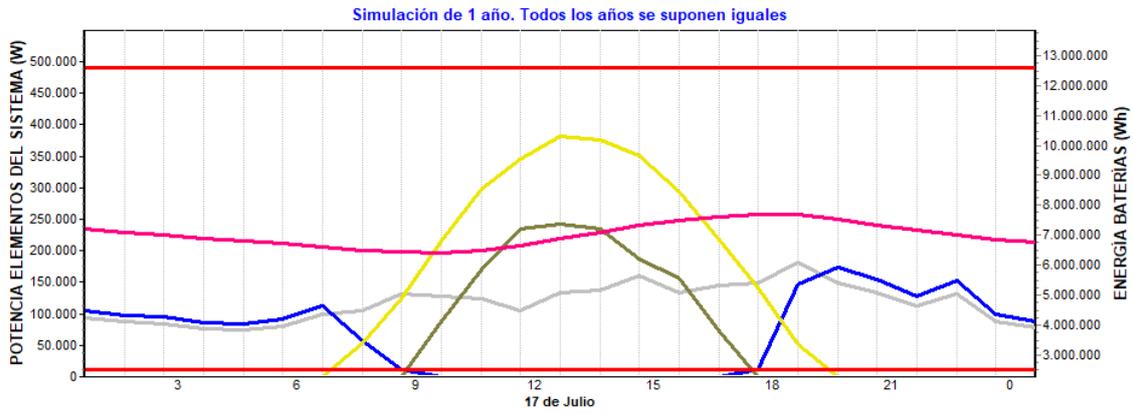


Figura 54. Simulación Caso 8 (17 de julio). Fuente: iHOGA.

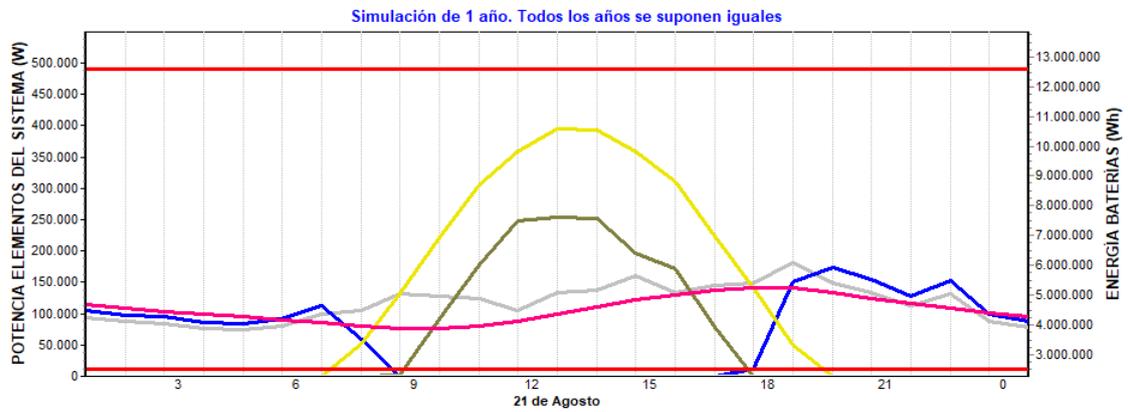


Figura 55. Simulación Caso 8 (21 de agosto). Fuente: iHOGA.

ANEXO 3. Cálculo de la capacidad y número de baterías (Caso 2)

Para el Caso 2 (Baterías con conexión a la red) se ha calculado la **capacidad de las baterías** considerando el caso más desfavorable, es decir, que se tenga que proporcionar la energía pico de consumo durante las 8,2 horas que dura una interrupción del suministro. Por tanto, la energía que deberán suministrar las baterías será:

$$E_s = Pot. \text{ pico consumo} \cdot \text{ horas interrupción} = 150,483 \text{ kW} \cdot 8,2 \text{ h} = 1.233,96 \text{ kWh} \approx 1.234 \text{ kWh}$$

Para aumentar la vida útil de la batería, ésta no se puede descargar al 100%, sino que se puede emplear un 80% de su capacidad. Es decir, el estado de carga mínimo (SOC_{min}) deberá ser del 20%. Por ello, se tendrá que sobredimensionar la batería, de tal forma que la energía que deberá suministrar será:

$$E'_s = \frac{E_s}{1 - SOC_{min}} = \frac{1.234 \text{ kWh}}{1 - 0,20} = 1.542,5 \text{ kWh}$$

A continuación, se necesita la tensión nominal DC del sistema (V_{bus_DC}), que son 48 V. la capacidad que deberá tener el banco de baterías será:

$$C = \frac{E'_s}{V_{bus_DC}} = \frac{1.542,5 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 32.135,4 \text{ Ah} \approx 32.136 \text{ Ah}$$

Por otra parte, se va a calcular el **número de baterías en serie y paralelo** necesarias para proporcionar los 32.136 Ah. Para ello, necesitaremos tener en cuenta las características técnicas de la batería que se considere, para este caso la OPZS-Hawker: TZS-24 (incluida en la base de datos de IHOGA), de 2 V de tensión nominal y 3.360 Ah de capacidad nominal.

El número de baterías en serie se calcula como el cociente entre la tensión DC del sistema y la tensión nominal de la batería. Es decir:

$$N_{bs} = \frac{V_{bus_DC}}{V_{n_bat}} = \frac{48}{2} = 24 \text{ baterías en serie.}$$

El número de ramas en paralelo se calcula como el cociente entre la capacidad del banco de baterías (C_n) y la capacidad nominal de cada batería (C_{nbat}):

$$N_{bp} = \frac{C_n}{C_{nbat}} = \frac{32.136 \text{ Ah}}{3360 \text{ Ah}} = 9,56 \approx 10 \text{ ramas de baterías en paralelo.}$$

Por tanto, el número total de baterías necesarias será:

$$N_{bat_TOTAL} = N_{bs} \cdot N_{bp} = 24 \cdot 10 = \mathbf{240 \text{ baterías}}$$

ANEXO 4. Cálculo del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (Caso 7)

En primer lugar, cabe señalar que los cálculos que aquí se presentan **no consideran** que la red no va a estar disponible el 30% del tiempo, sino que se supone que siempre va a estar disponible. Esto implica que en la simulación habrá una parte del suministro que no se pueda cubrir, que será la correspondiente a las horas de la noche en las que la red no está disponible.

Para el cálculo de la **instalación FV** necesaria con conexión a red se debe tener en cuenta, por una parte, el consumo energético anual, que, considerando que el consumo diario es de 2.527 kWh/día, resulta ser:

$$\text{Cons. anual} = 2.527 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} \cdot 365 \text{ días} = 922.355 \text{ kWh/año}$$

A continuación, se necesitarán los datos de irradiación solar. Como se ha indicado en el apartado 4.2, se ha elegido una inclinación de 12° para los paneles, mientras que el azimut es de 0° (orientación hacia el sur).

A partir de esta información, y como se puede observar en la figura, el software ha obtenido una irradiación media diaria de 4,84 kWh/m²/día. A partir de este dato, la irradiación total a lo largo del año será:

$$\text{Irrad. anual} = 4,84 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ día}} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 1.766,6 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$$

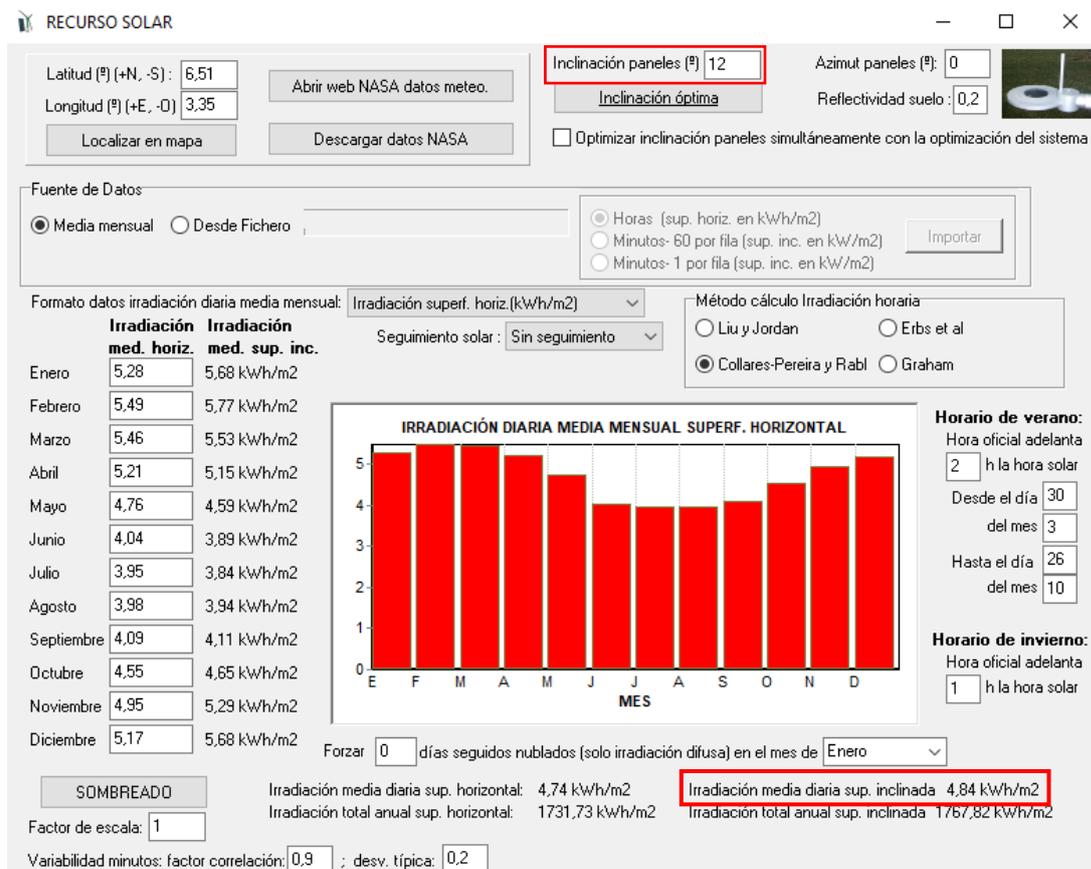


Figura 56. Recurso solar. Fuente: iHOGA.

Esto quiere decir que una instalación fotovoltaica de 1 kWp generaría anualmente 1.766,6 kWh sin considerar pérdidas. Sin embargo, existen pérdidas debidas a la temperatura, al inversor, a la suciedad depositada en la superficie de la placa, etc.

Para calcular la energía realmente obtenida se debe aplicar el *coeficiente de rendimiento* (en inglés *performance ratio*), que relaciona la energía producida realmente por el sistema con la energía que se obtendría hipotéticamente si hubiera trabajado durante todo el tiempo en condiciones estándar: irradiancia de 1.000 W/m², características espectrales de radiación correspondientes a una masa de aire AM 1.5, incidencia normal, temperatura de 25°C de las celdas del módulo, y exento de pérdidas.

Este coeficiente suele ser de 0,8 para generadores fotovoltaicos eficientes, es decir, las pérdidas comprenden un 20% de la energía captada del sol [28]. De este modo, se calcula la generación de energía eléctrica anual de una instalación fotovoltaica de 1kWp como:

$$E_{generada} = 1.766,6 \text{ kWh} \cdot 0,8 = 1.413,28 \frac{\text{kWh}}{\text{año} \cdot \text{kWp}}$$

Por tanto, la potencia necesaria de la instalación fotovoltaica (que será la misma que la potencia del inversor) será:

$$P = \frac{\text{Consumo anual}(\text{kWh/año})}{E_{generada}(\text{kWh/año/kWp})} = \frac{922.355}{1.413,28} = 652,634 \text{ kWp}$$

A partir de este dato se puede calcular el número de paneles totales que deben componer la instalación. Para ello se necesitan los siguientes datos: la tensión DC del sistema, que se va a fijar en 400 V, y la potencia pico del panel, que será de 300 Wp ya que se ha escogido el panel SHARP NU-RC300, cuyas características técnicas se muestran en el ANEXO 5.

El número de paneles FV totales será de:

$$N_{paneles} = \frac{652.634}{300} = 2.175,5 \approx 2.176 \text{ paneles FV}$$

El número de paneles en serie se calcula como sigue:

$$N_{p,serie} = \frac{V_{busDC}}{V_{máx,panel}} = \frac{400}{24 \cdot 1,475} = 11,3 \approx 12 \text{ paneles en serie.}$$

Siendo $V_{máx,panel} = V_{n,panel} \cdot 1,475$. El número de ramas en paralelo es de:

$$N_{p,paralelo} = \frac{2.176}{12} = 181,3 \approx 182 \text{ ramas de paneles en paralelo.}$$

La potencia total entregada por la instalación FV será entonces:

$$P = 300 \text{ Wp} \cdot 12 \text{ serie} \cdot 182 \text{ paralelo} = 655.200 \text{ Wp}$$

También se va a calcular adicionalmente la **superficie** requerida por la instalación fotovoltaica suponiendo que el hotel cuenta con el espacio requerido. Las dimensiones de esta placa se muestran en el ANEXO 5.

Por tanto, si una placa de 300 Wp ocupa $1,660 \cdot 0,990 = 1,6434 \text{ m}^2$, la superficie total de placas será:

$$\left. \begin{array}{l} 0,3 \text{ kWp} \rightarrow 1,6434 \text{ m}^2 \\ 652,634 \text{ kWp} \rightarrow x \text{ m}^2 \end{array} \right\} \rightarrow x = \frac{1,6434 \cdot 652,634}{0,3} = 3.575,2 \text{ m}^2$$

Debido a la gran potencia que se debe instalar, será necesario disponer de varias filas de placas, considerando que se deberán evitar las sombras sobre la siguiente fila, y que cada fila estará inclinada 12° . Por ello, la superficie real requerida para la instalación FV será superior a la superficie total de los paneles.

Se estima que 1 kWp necesita una superficie total de entre 8 y 10 m^2 [29], que, en comparación con el área total de placas, es alrededor de 1,5 veces mayor. Por tanto, la superficie neta que necesitará el hotel será de:

$$\left. \begin{array}{l} 1 \text{ kWp} \rightarrow 8 \text{ m}^2 \\ 652,634 \text{ kWp} \rightarrow x \text{ m}^2 \end{array} \right\} \rightarrow x = \frac{8 \cdot 652,634}{1} = 5.221 \text{ m}^2$$

Superficie que se asemeja a la de un campo de fútbol estándar (5.000 m^2).

- Dimensionado del inversor FV

El **inversor FV** necesario deberá tener una potencia mínima igual a la potencia pico de la instalación FV, que es de 655.200 W.

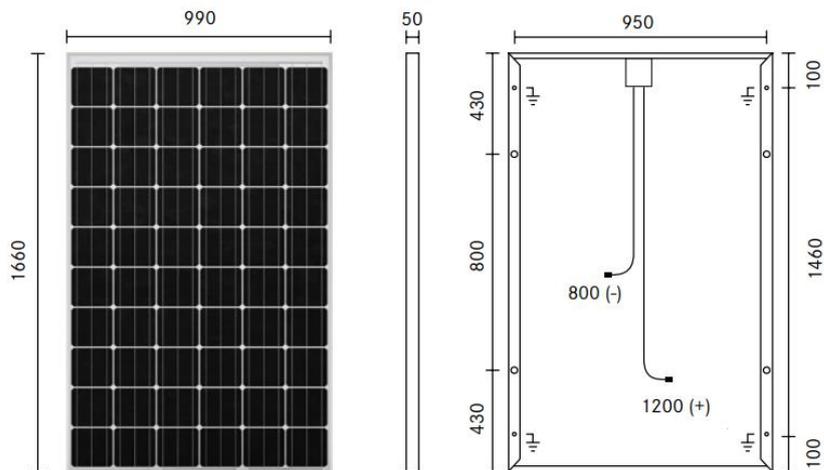
El inversor FV elegido es el Sunny Boy 5.0, cuyas características se muestran en el ANEXO 5. Como solo alcanza 5.000 W de potencia, serán necesarios:

$$\frac{655.200}{5.000} = 131,04 \approx 131 \text{ inversores}$$

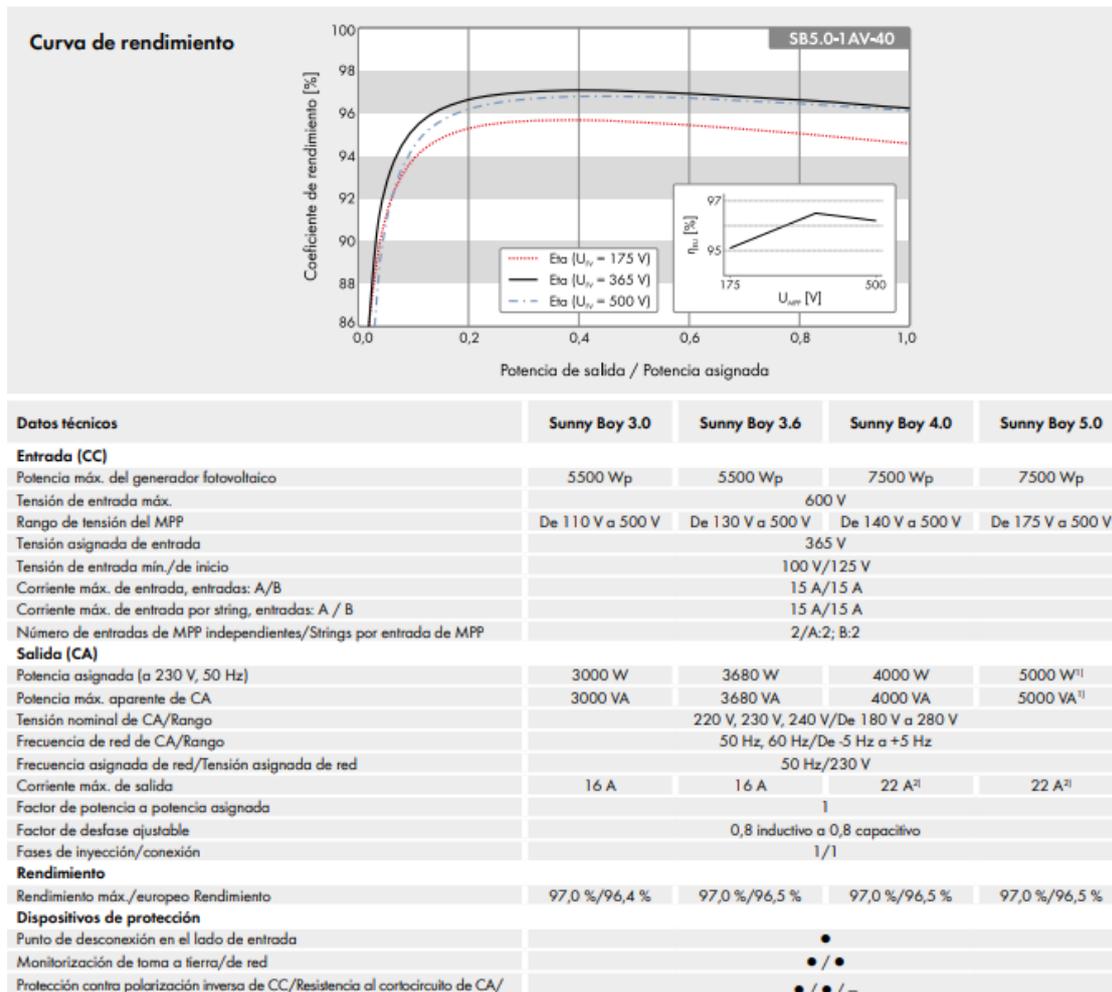
ANEXO 5. Características de los componentes

Paneles fotovoltaicos SHARP NU-RC300

Electrical data (STC)			
NU-RC300			
Maximum power	P_{max}	300	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	39.4	V
Short-circuit current	I_{sc}	9.97	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	31.2	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	9.63	A
Module efficiency	η_m	18.3	%
<small>STC = Standard Test Conditions: irradiance 1,000W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C. Rated electrical characteristics are within ±10% of the indicated values of Isc, Voc and 0 to +5% of Pmax (power measurement tolerance ±3%). Reduction of efficiency from an irradiance of 1,000W/m² to 200W/m² (Tmodule = 25°C) is less than 2%.</small>			
Electrical data (NOCT)			
NU-RC300			
Maximum power	P_{max}	220	W_p
Open-circuit voltage	V_{oc}	36.3	V
Short-circuit current	I_{sc}	8.07	A
Voltage at point of maximum power	V_{mpp}	28.5	V
Current at point of maximum power	I_{mpp}	7.72	A
Module efficiency	η_m	16.7	%
<small>Electrical values measured under nominal operating conditions of cells : 800W/m² irradiance, air temperature of 20°C, wind speed of 1 m/s. NOCT : 48°C (nominal operating cell temperature).</small>			



Inversor FV Sunny Boy 5.0



Inversor-Cargador Sunny Island 8.0H

Datos técnicos	Sunny Island 8.0H
Funcionamiento en la red pública o generador fotovoltaico	
Tensión asignada de red/Rango de tensión de CA	230 V/172,5 V a 264,5 V
Frecuencia asignada de red/Rango de frecuencia admisible	50 Hz/40 Hz a 70 Hz
Corriente alterna máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	26 A
Potencia de CA máx. para optimizar el autoconsumo (funcionamiento de red)	6 kVA
Corriente máxima de entrada de CA	50 A
Potencia máxima de entrada CA	11500 W
Funcionamiento en red aislada o como sistema de respaldo	
Tensión asignada de red/rango de tensión CA	230 V/202 V a 253 V
Frecuencia nominal/rango de frecuencia (ajustable)	50 Hz/45 Hz a 65 Hz
Potencia asignada (a U _{nom} , f _{nom} /25 °C/cos φ = 1)	6000 W
Potencia de CA a 25 °C durante 30 min/5 min/3 s	8000 W/9100 W/11000 W
Potencia de CA a 45 °C	5430 W
Corriente asignada/Corriente de salida máxima (pico)	26 A/120 A
Coefficiente de distorsión de la tensión de salida/Factor de potencia con potencia asignada	< 4 %/-1 a +1
Batería de entrada de CC	
Tensión asignada de entrada/rango de tensión CC	48 V/41 V a 63 V
Corriente de carga máx. de la batería/de carga asignada de CC/descarga asignada de CC	140 A/115 A/130 A
Tipo de batería/capacidad de la batería (rango)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah a 10000 Ah (plomo) 50 Ah a 10000 Ah (Li-Ion)

ANEXO 6. Cálculo del Sistema Aislado FV-Baterías (Caso 8)

A continuación, se va a realizar el dimensionado de la instalación aislada para cubrir la totalidad del consumo del hotel. Como se observa en Figura 57, los dispositivos y equipos que conforman este sistema son: el hotel (consumo), los paneles fotovoltaicos con sus respectivos inversores, las baterías, y los inversores-cargadores de las baterías.

Cabe señalar que en la figura no aparece el regulador FV de carga de las baterías. Esto es debido a que, en caso de producirse un exceso de energía (por ejemplo, cuando la irradiación solar es alta y el consumo es bajo), el inversor-cargador utiliza esa energía sobrante para cargar las baterías. Por lo que, en este caso, la función del regulador FV estará implícita en el inversor-cargador de las baterías.

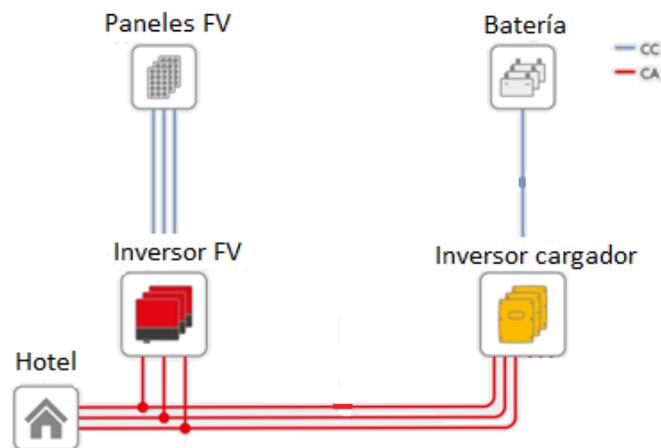


Figura 57. Esquema del sistema aislado FV-Baterías. Fuente: Propia.

Dimensionado de la instalación FV

Para el dimensionado de la instalación FV se va a emplear el método del mes peor siguiendo los pasos de [22], un método sencillo e intuitivo que supone que, si la instalación es capaz de asegurar el suministro en el peor mes, también lo hará durante el resto del año.

El mes peor será el que presente la menor relación de irradiación solar respecto del consumo energético.

Este método emplea valores medios mensuales de irradiación solar y valores medios diarios de consumo. Los datos de irradiación solar mensuales para la ubicación considerada en Lagos (Nigeria) vienen dados en la Tabla 5.

Como se ha explicado previamente, los valores de consumo medios mensuales se supondrán iguales debido a que, como la temperatura media no varía mucho a lo largo del año en Nigeria, el consumo eléctrico del hotel será aproximadamente igual todos los meses. En la Tabla 29 se observa el consumo horario para todos los meses del año (coincidente con el perfil de consumo de la Figura 3).

Horas	Consumo hotel (kW)	Horas	Consumo hotel (kW)
0	88,214	12	88,214
1	77,836	13	112,084
2	72,647	14	114,160
3	70,572	15	132,841
4	64,345	16	112,084
5	62,269	17	120,387
6	67,458	18	124,538
7	83,025	19	150,483
8	88,214	20	124,538
9	108,971	21	112,084
10	105,857	22	93,403
11	103,782	23	110,009

Consumo total diario:
2.388 kWh/día

Tabla 29. Valores horarios del consumo del hotel (kW) para todos los meses del año. Fuente: Propia.

El método se puede aplicar para sistemas de baja potencia o de elevada potencia con seguimiento de máxima potencia (MPPT), pero difieren en el proceso de cálculo. Se va a calcular el número de paneles necesarios suponiendo ambos casos para poder comparar los resultados.

a) Baja potencia (<10 kW)

En primer lugar, se calcula el consumo total diario ($E_{día}$) teniendo en cuenta la energía diaria, que es de 2.527 kWh/día, y la eficiencia del inversor, que se puede considerar un valor medio del 90%.

Cabe señalar que el valor 2.527 kWh/día no coincide con los 2.388 kWh/día de la Tabla 29 debido a que en el programa iHOGA se ha introducido un factor de 1,2 en el consumo del fin de semana. Esto significa que durante el fin de semana hay un 20% más de consumo y por eso se obtienen 2.527 kWh/día.

$$E_{día} = \frac{E_{diaria}}{E_{inv}} = \frac{2.527}{0,9} = 2.807,78 \text{ kWh/día} = 2.807.778 \text{ Wh/día}$$

Por tanto, el mes peor será el que menor irradiación presente, que en este caso es julio con 3,84 kWh/m²/día (ver Tabla 5).

También se utiliza el número de "horas pico de sol" (HPS) para este dimensionado. Una hora pico de sol es una hora durante la que la irradiancia solar es igual a 1 kW/m². Si en un determinado lugar, unos paneles fotovoltaicos reciben $G_{dm}(\beta,0)$ kWh/m²/día, entonces se puede establecer la relación indicada por medio de la siguiente ecuación:

$$G_{dm}(\beta,0)(kWh/m^2) = HPS(h) \cdot 1kW/m^2$$

Siendo $G_{dm}(\beta,0) = 3,84 \text{ kWh/m}^2$, se deduce que las horas de pico son 3,84. Es decir, 3.84 hps es el número de horas que, con una irradiancia de 1 kW/m², se puede llegar a recibir la misma energía (3,84 kWh/m²) que la que realmente llega a los paneles durante un día.

- Cálculo del número de paneles necesarios

El generador fotovoltaico se va a dimensionar empleando la corriente de cortocircuito, I_{pcc} , ya que es un valor prácticamente independiente de la temperatura.

Se deberá considerar un factor de seguridad, FS, para tener en cuenta el 10 ó 15% de intensidad menor a la de cortocircuito, y también para considerar las pérdidas en el inversor, en los cables, así como las posibles pérdidas por errores en la orientación, sombras o suciedad. Se ha escogido un valor de 1,2 para este factor.

Se define la corriente de pico, I_p , como la intensidad de pico que queremos que produzcan los módulos para cubrir la demanda diaria del mes peor, de manera que también se cubra la demanda en los demás meses.

Para un consumo constante a lo largo de todo el año se cumple que:

$$I_p = \frac{FS \cdot E_{\text{día}}}{HPS_{\text{mín}} \cdot V_n} = \frac{1,2 \cdot 2.807.778}{3,84 \cdot 400} = 2.193,6 \text{ A}$$

Siendo V_n la tensión nominal DC, que viene impuesta por el inversor. El inversor FV elegido ha sido el Sunny Boy 5.0, cuyas características se muestran en el ANEXO 5. Como la tensión nominal puede ser de 175 a 500 V, se ha elegido una tensión de 400 V.

El número de paneles en paralelo se obtiene según:

$$N_{pp} \geq \frac{I_p}{I_{pcc}} = \frac{2.193,6}{9,97} = 220 \text{ ramas de paneles en paralelo}$$

Donde I_{pcc} es la corriente de cortocircuito del panel. El panel elegido es el modelo SHARP NU-RC300, cuyas características se muestran en el ANEXO 5. De la tabla de las características eléctricas del panel para condiciones estándar (STC) se obtiene una corriente de cortocircuito de $I_{pcc} = 9,97 \text{ A (I}_{sc})$.

En general, se procura adquirir paneles cuya tensión de máxima potencia, $V_{p_{\text{máx}}}$, sea parecida a la nominal del sistema, V_n (suele ser del orden de unos 5 voltios superior a la del sistema). Como esto no es posible, se han de acoplar varios módulos en serie para alcanzar la tensión del sistema.

El número de paneles en serie será entonces:

$$N_{ps} = \frac{V_n}{V_{\text{máx_panel}}} = \frac{400}{31,2} = 12,82 \approx 13 \text{ paneles en serie}$$

Donde $V_{\text{máx_panel}}$ es la tensión en el punto de máxima potencia, que es de: $V_{mpp} = 31,2V$. Por ello, el número de paneles en serie por cada rama en paralelo será de 13 paneles.

A partir de esta información se calcula el número total de paneles según:

$$N_p = N_{pp} \cdot N_{ps} = 220 \cdot 13 = \mathbf{2.860 \text{ paneles.}}$$

b) Alta potencia (>10 kW)

En primer lugar, los datos considerados son:

- Energía diaria: 2.527 kWh/día
- Radiación del mes peor: 3,84 kWh/m²/día
- Potencia de los paneles FV: 300 Wp.
- Factor de seguridad: tiene en cuenta el efecto de la temperatura, la suciedad, etc. Se va a tomar un valor de 1,2.

Un panel de 300 Wp genera en el mes peor:

$$E_{1_panel} = \frac{0,3 \text{ kWp} \cdot 3,84 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}}{1,2} = 0,96 \text{ kWh/día}$$

El número de paneles totales de la instalación será:

$$N_{paneles} = \frac{E_{diaria}}{E_{1_panel}} = \frac{2.527 \text{ kWh/día}}{0,96 \text{ kWh/día}} = 2632,3 \approx 2.633 \text{ paneles}$$

Al igual que el caso anterior, el número de paneles en serie es de 13. Por lo que, el número de paneles en paralelo será:

$$N_{p_paralelo} = \frac{N_{paneles}}{N_{p_serie}} = \frac{2.633}{13} = 202,5 \approx 203 \text{ ramas de paneles en paralelo}$$

Se recalcula el número de paneles totales de la instalación con los resultados obtenidos:

$$N_p = N_{pp} \cdot N_{ps} = 203 \cdot 13 = \mathbf{2.639 \text{ paneles}}$$

Vemos que, en este caso, al disponer de seguimiento de máxima potencia, los paneles son capaces de entregar mayor potencia y, por tanto, se requiere un número menor de ellos, en concreto 221 paneles menos (que corresponden con 17 ramas en paralelo).

Dimensionado del inversor FV

El inversor FV elegido es el Sunny Boy 5.0, cuyas características se muestran en el ANEXO 5.

Cada rama de 13 paneles FV en serie tiene su propio inversor Sunny Boy 5.0 y se debe comprobar lo siguiente:

1. Corriente cortocircuito del panel < $I_{m\acute{a}x_entrada}$: 9,97 A < 15 A → Se cumple.
2. Potencia de los 13 paneles < Potencia máxima DC:
 $13 \cdot 300 = 3.900 \text{ W} < 7.500 \text{ W} \rightarrow$ Se cumple.

Como hay 220 ramas de paneles en paralelo, el número de inversores necesarios para un sistema trifásico será de:

$$\frac{220}{3} = 73,3 \approx 74 \text{ inversores FV/fase}$$

Dimensionado de las baterías

Para el cálculo de la capacidad de la batería según [22] se debe considerar:

- Los **días de autonomía**: número de días consecutivos que la batería debe ser capaz de suministrar la energía necesaria para que la instalación funcione correctamente sin recibir radiación solar. Se han considerado 3 días de autonomía.
- La **profundidad de descarga máxima** permisible (PD): 80%
- La **eficiencia de la batería** (E_{bat}): 85%.
- La **tensión de trabajo** (V_n) de la instalación: 48 V.
- La **energía diaria** ($E_{día}$): 2.807.778 Wh/día (calculada en el apartado a del dimensionado FV)

La batería elegida es la OPZS-Hawker: TZS-24, de 3.360 Ah de capacidad nominal. Así, la capacidad nominal del banco de baterías se puede calcular por medio de la siguiente expresión:

$$C_{nom} \geq \frac{E_{día} \cdot N_{días\ aut.}}{V_n \cdot PD \cdot E_{bat}} = \frac{2.807.778 \cdot 3}{48 \cdot 0,8 \cdot 0,85} = 258.067,8\ Ah$$

Debido a que la tensión de la batería (2V) es menor que la nominal del sistema (48V), se deberá colocar las siguientes baterías en serie:

$$N_{bs} = \frac{V_n}{V_{nbat}} = \frac{48}{2} = 24\ baterías\ en\ serie.$$

El número de ramas en paralelo vendrá dado por la siguiente expresión:

$$N_{bp} = \frac{C_n}{C_{nbat}} = \frac{258.067,8\ Ah}{3.360\ Ah} = 76,8 \approx 77\ ramas\ de\ baterías\ en\ paralelo.$$

Posteriormente serán recalculadas a 78, condicionadas por los inversores-cargadores.

Dimensionado del inversor-cargador

El modelo de inversor-cargador elegido para la batería es el Sunny Island 8.0H, cuya hoja de características se muestra en el ANEXO 5.

Como se observa, la capacidad de la batería para la que está diseñado el inversor varía desde 100 hasta 10.000 Ah (batería de plomo), por lo que sí que se ajusta a la batería elegida, que es de 3.360 Ah.

Debido a que se necesitan 3 ramas de inversores: $3.360 \cdot 3 = 10.080\ Ah$ (entre 3 ramas de inversores).

Debido a que hay 77 ramas de baterías en paralelo, el número de inversores-cargadores trifásicos necesarios sería de:

$$\frac{77}{3} = 25,67 \approx 26\ inversores-cargadores\ trifásicos.$$

Para que estos 26 inversores estén conectados a 3 fases cada uno, se necesitarán: $26 \cdot 3 = 78$ ramas en paralelo de inversores. Que condicionará el número de baterías en paralelo, que, por tanto, también será de 78.

