



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

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	6 m ²	6 m ²	6 m ²	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:

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

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.

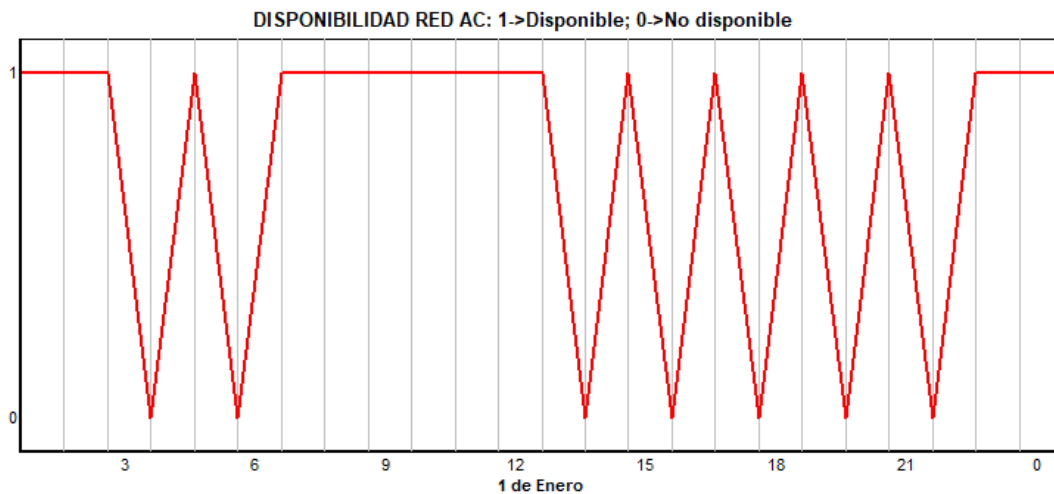


Figura 26. Disponibilidad de red AC para el 1 de enero (No disponibilidad aleatoria durante el 30% del tiempo). Fuente: iHOGA.

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).

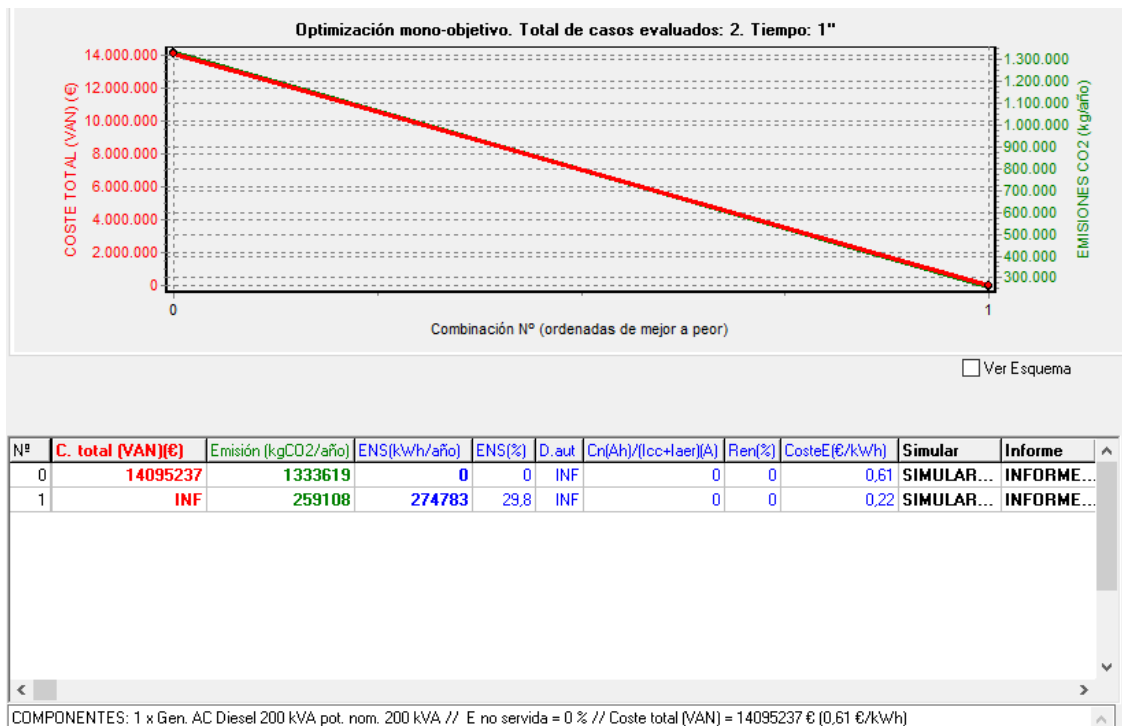


Figura 27. Resultados Caso 1A. Fuente: iHOGA.

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).

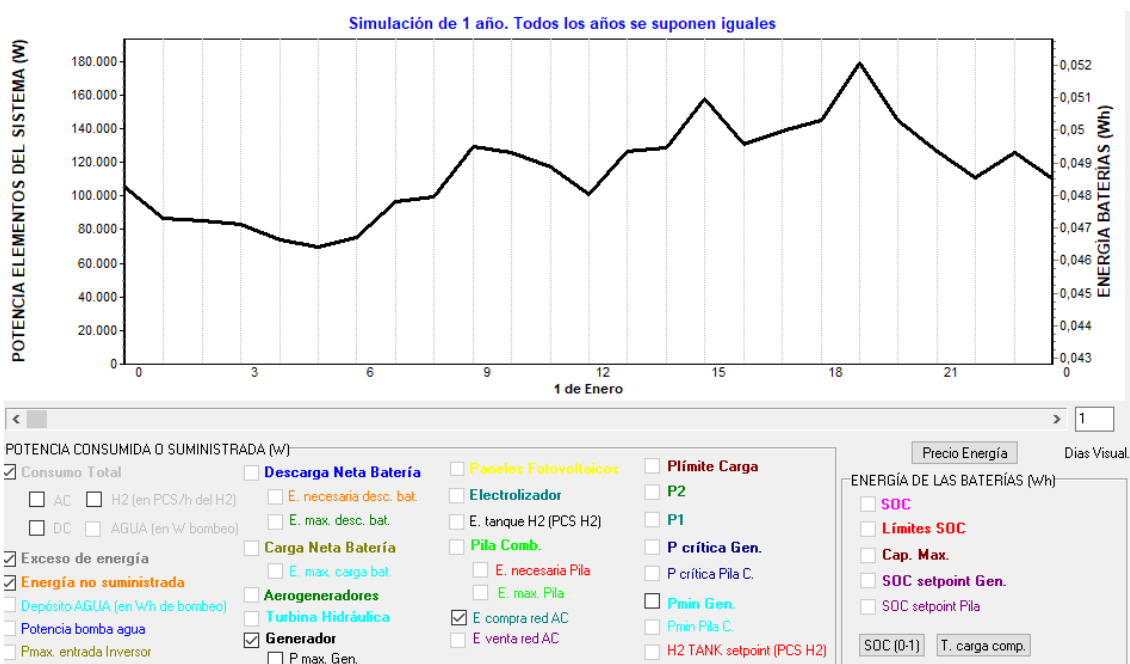


Figura 28. Simulación Caso 1A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

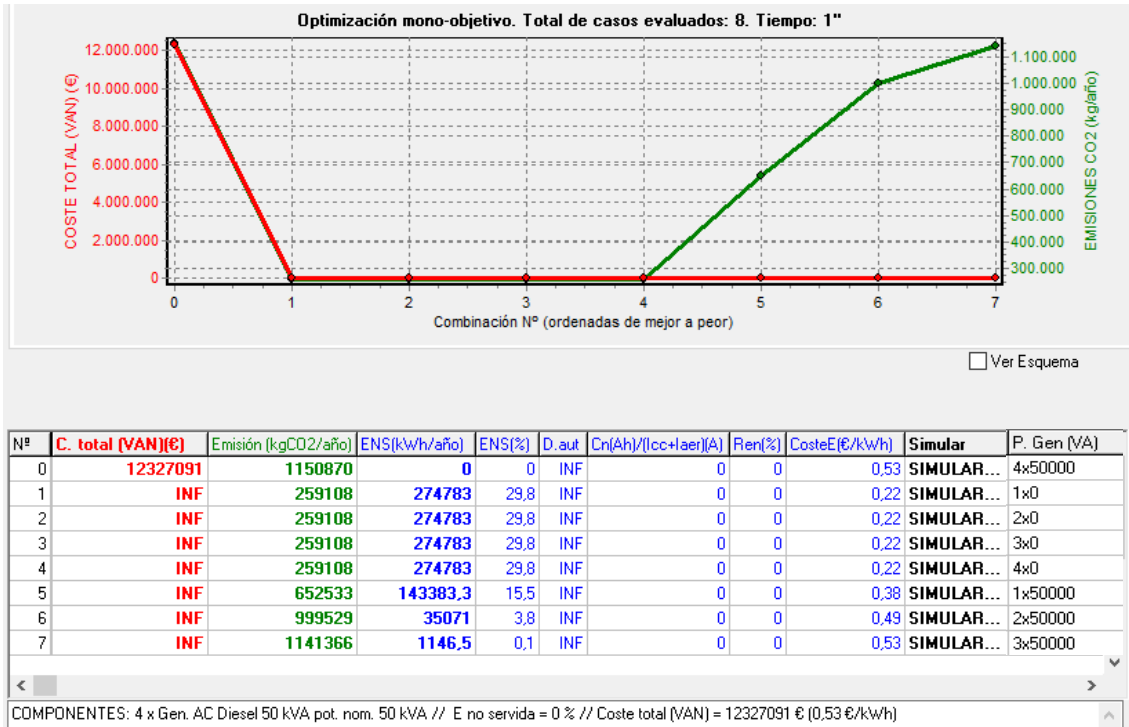


Figura 29. Resultados Caso 1B. Fuente: iHOGA.

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).

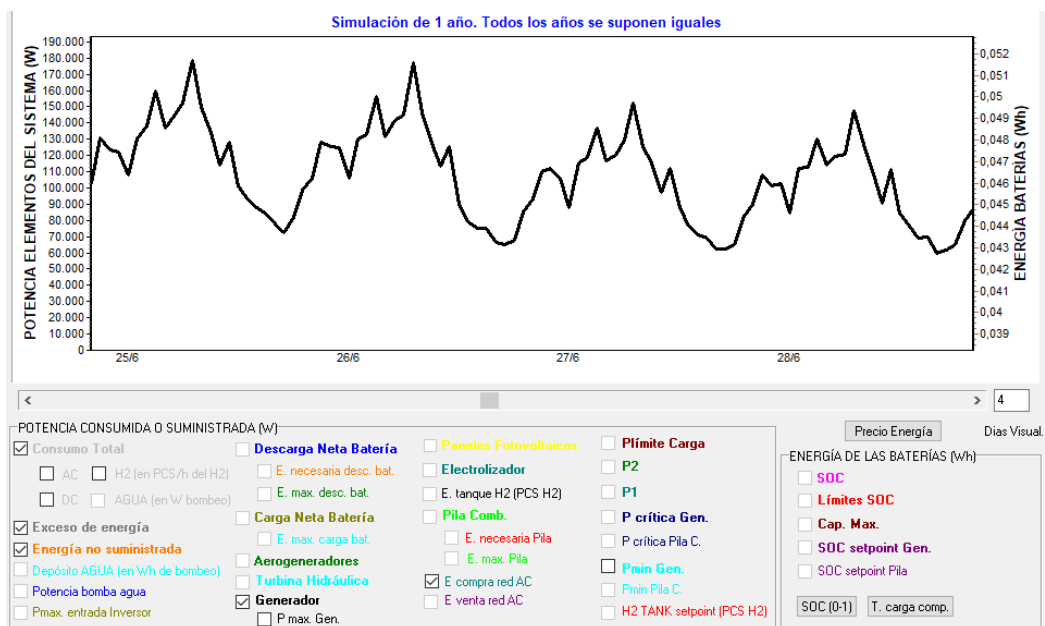


Figura 30. Simulación Caso 1B (25 al 28 de junio). Fuente: iHOGA.

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.

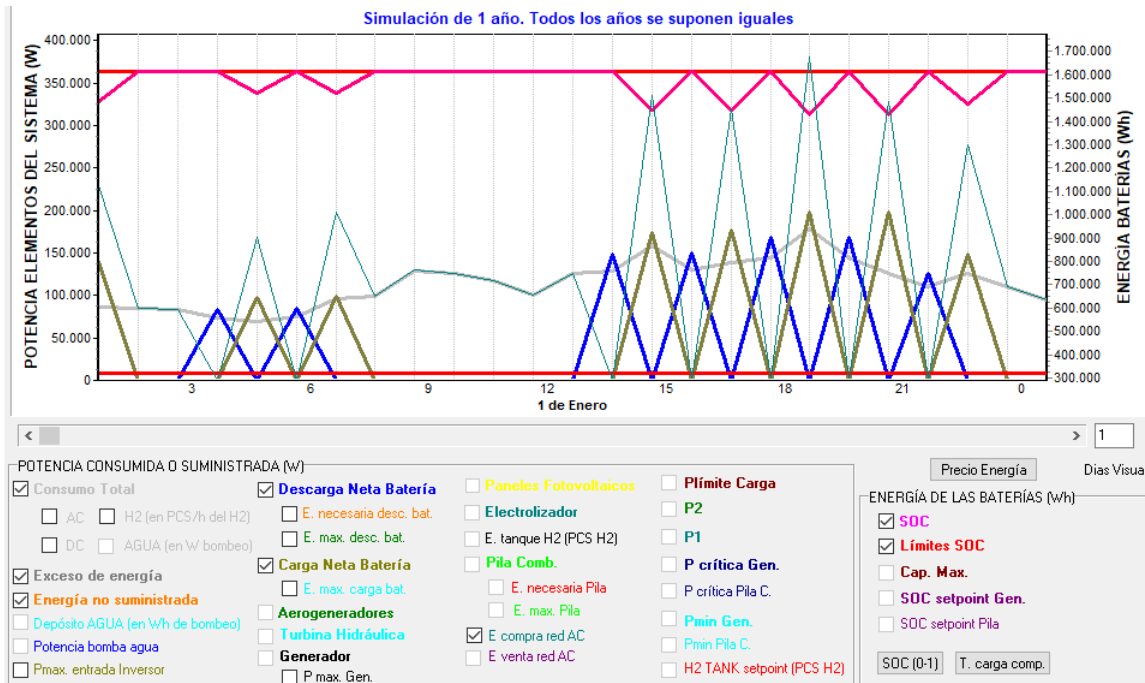


Figura 31. Simulación Caso 2 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

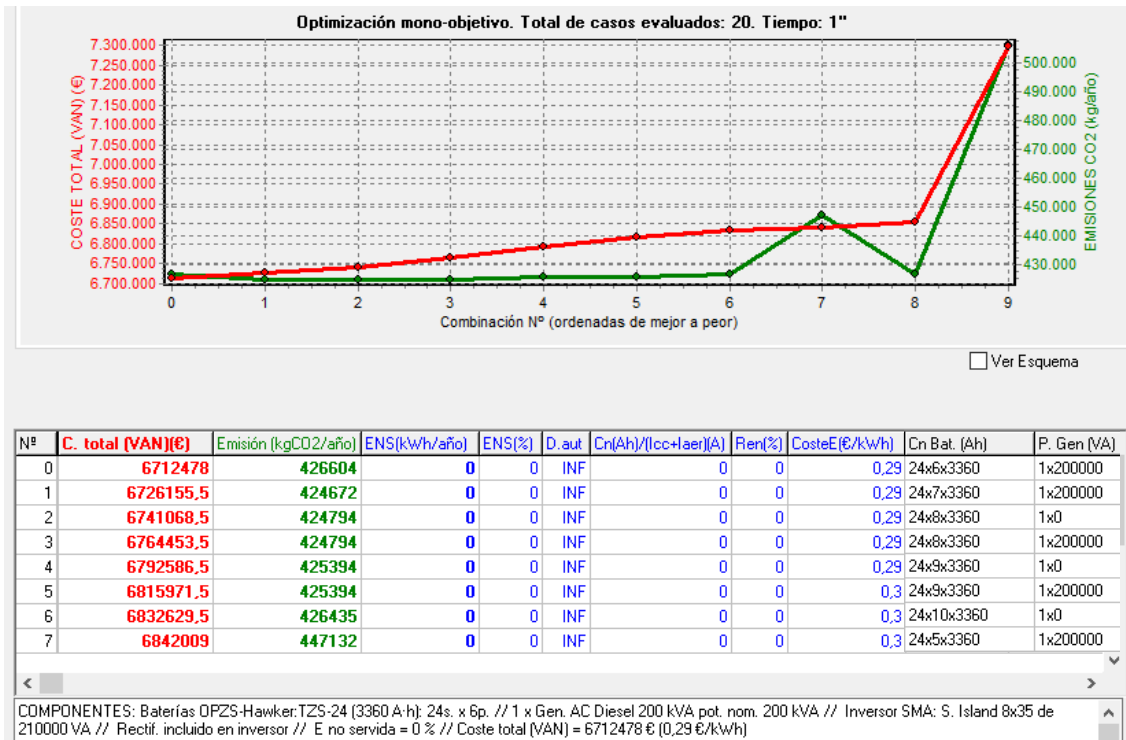


Figura 32. Resultados Caso 3A. Fuente: iHOGA.

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.

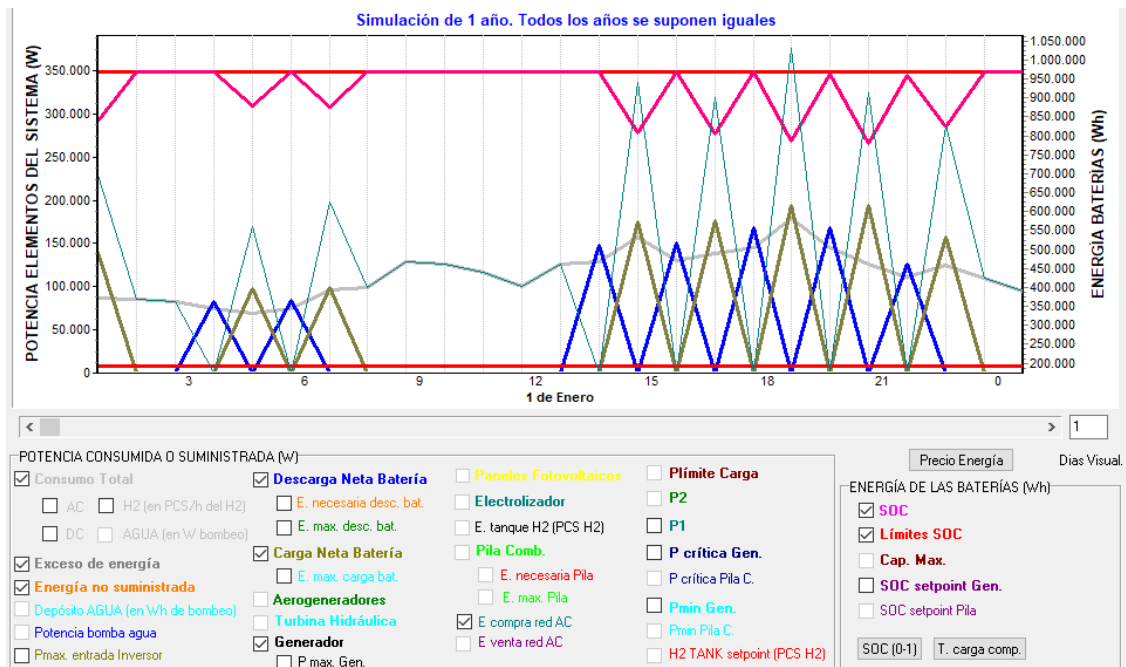


Figura 33. Simulación Caso 3A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

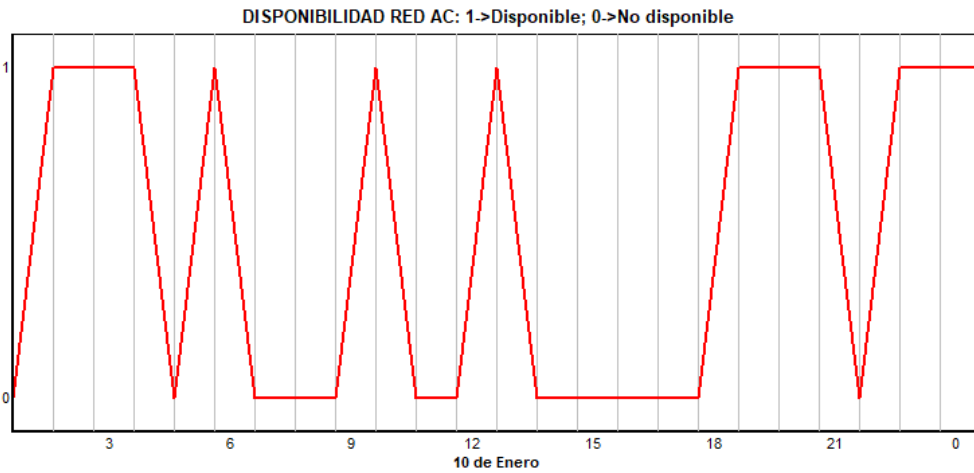


Figura 34. Disponibilidad de red AC el 10 de enero. Fuente: iHOGA.

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.

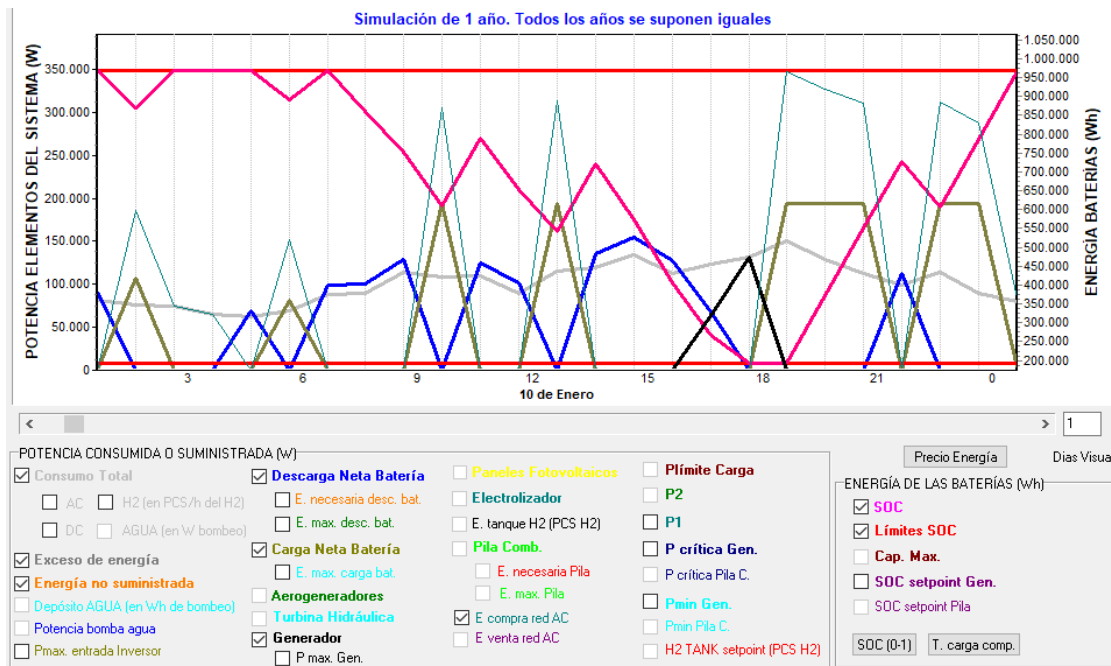


Figura 35. Simulación Caso 3A (10 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

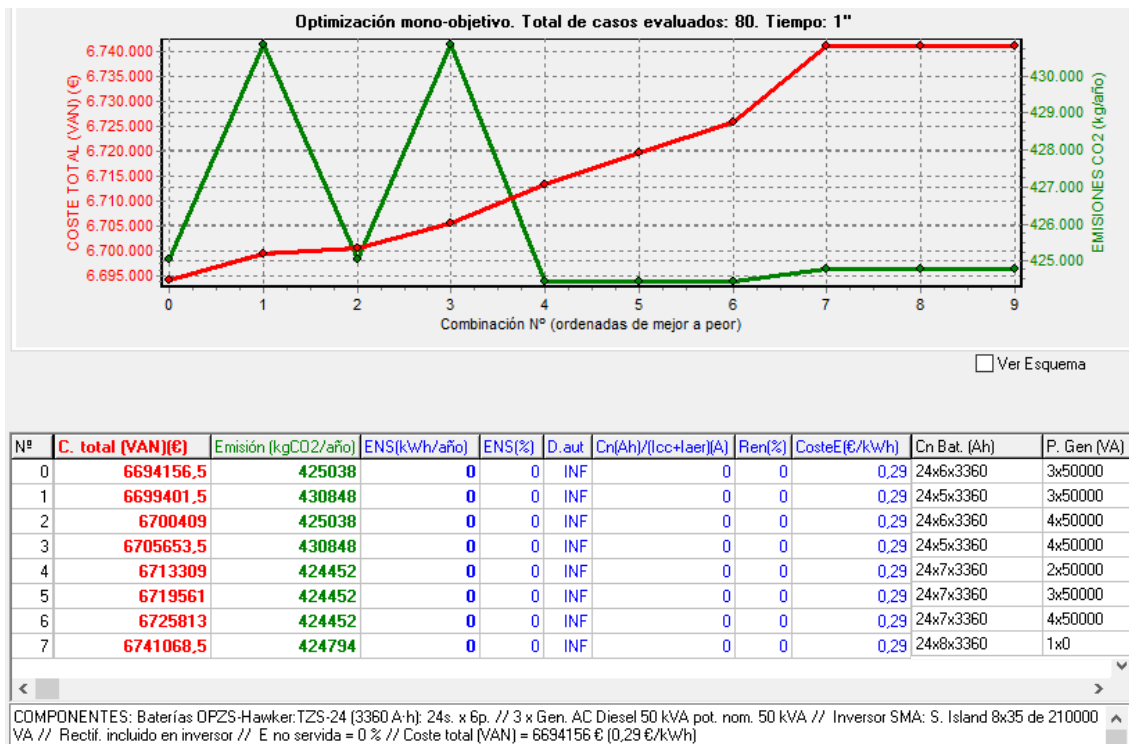


Figura 36. Resultados Caso 3B. Fuente: iHOGA.

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.

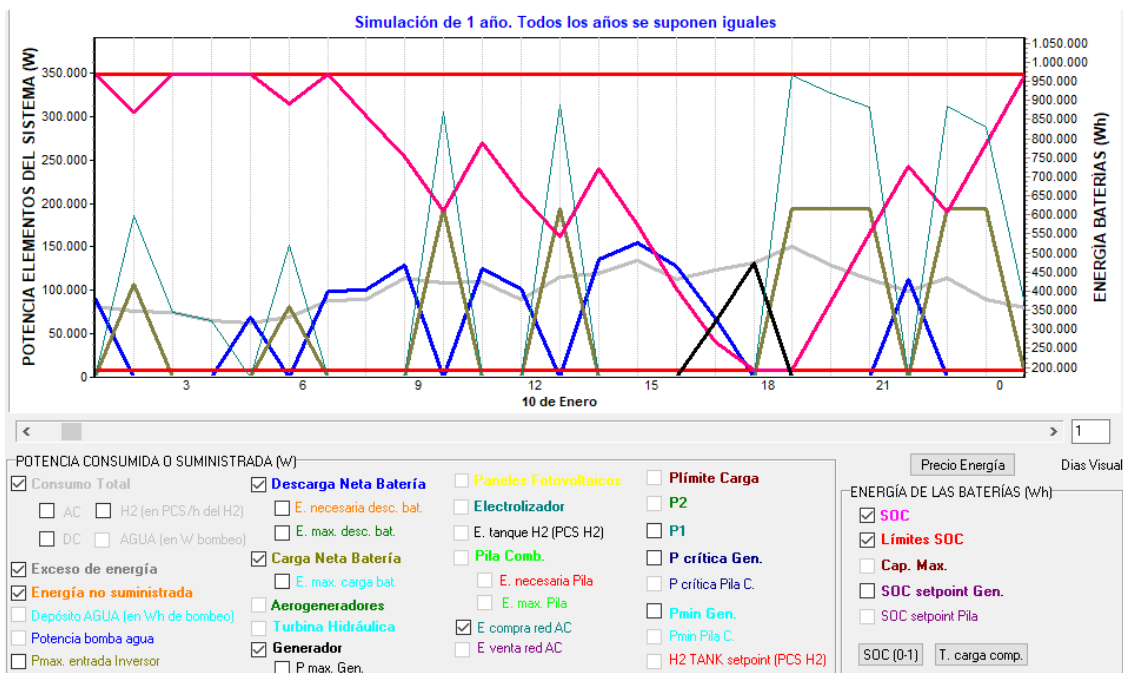


Figura 38. Simulación Caso 3B (10 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

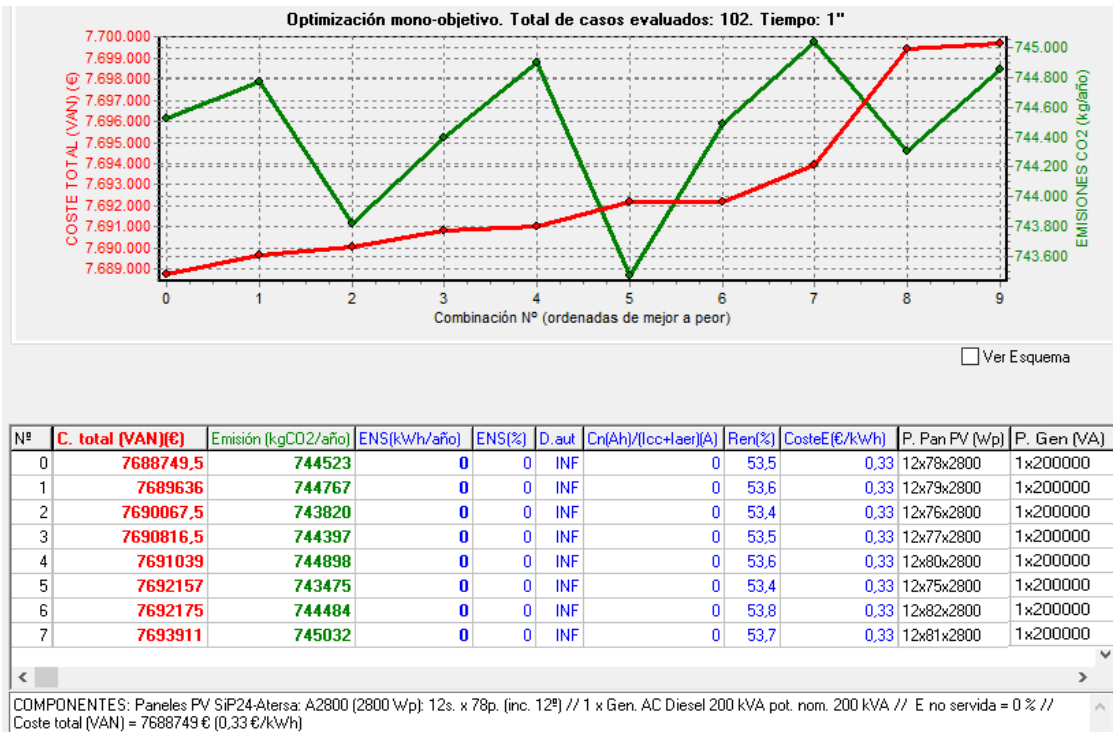


Figura 39. Resultados Caso 4A. Fuente: iHOGA.

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.

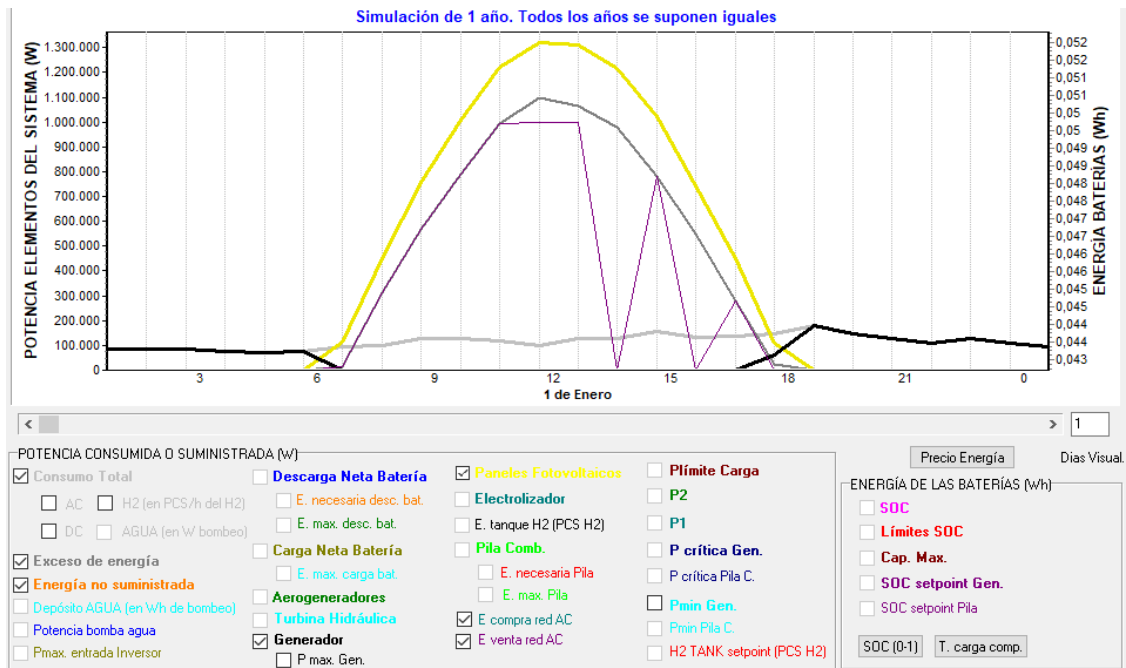


Figura 40. Simulación Caso 4A (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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).

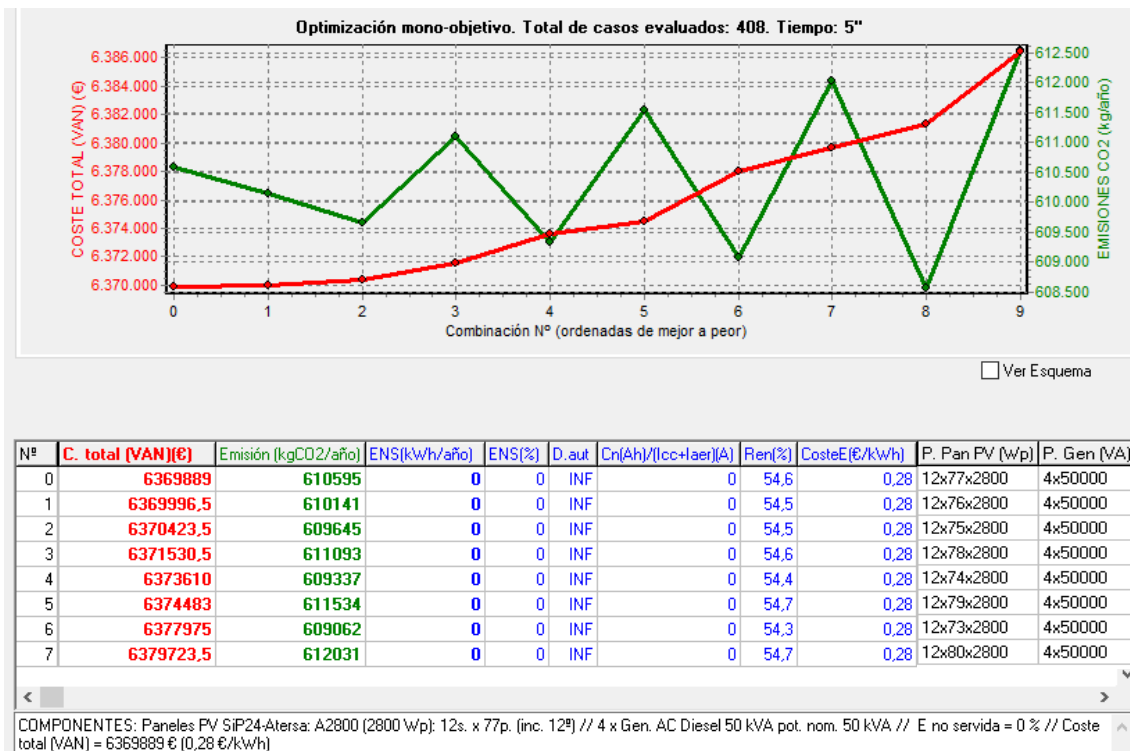


Figura 41. Resultados Caso 4B. Fuente: iHOGA.

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.

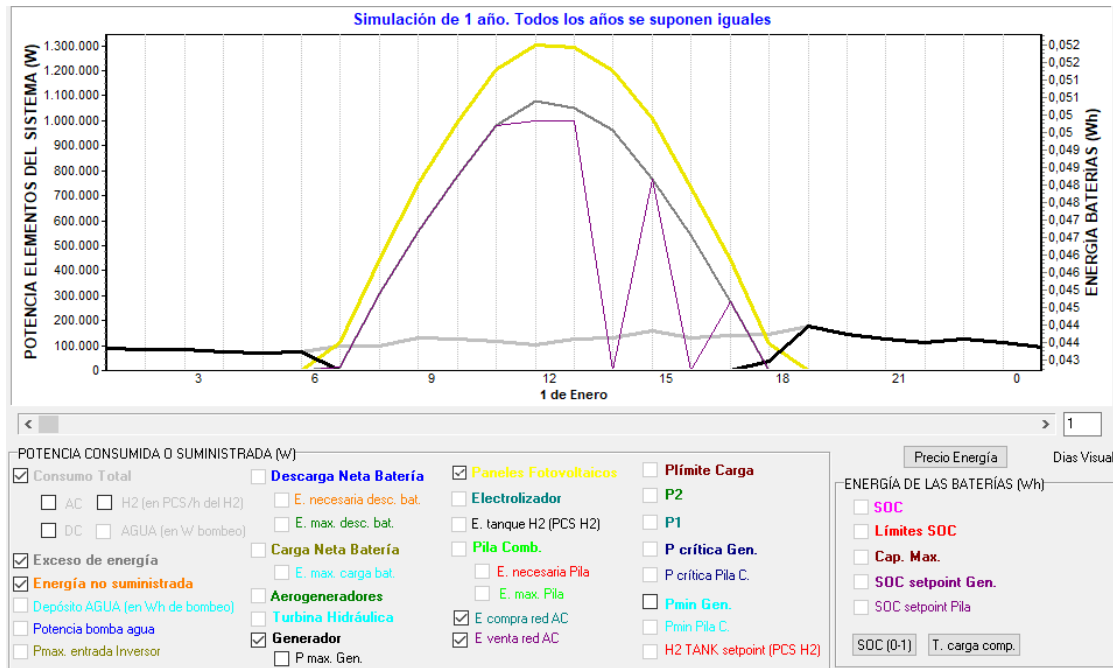


Figura 42. Simulación Caso 4B (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

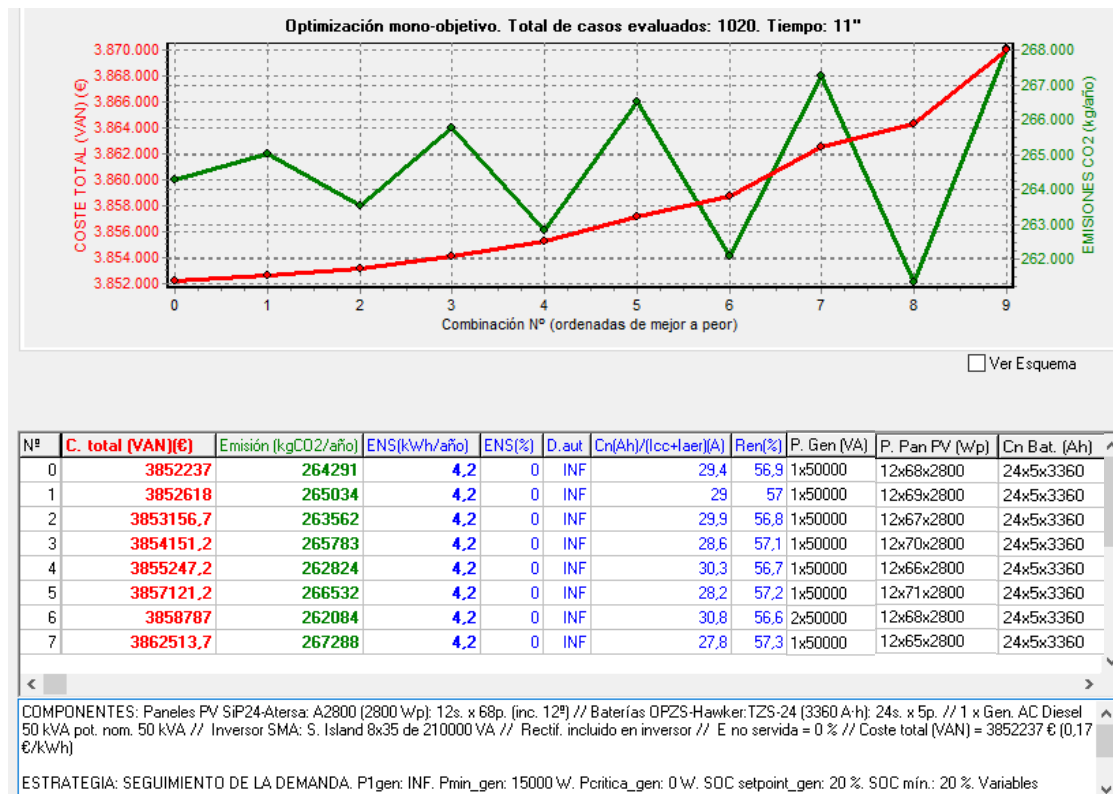


Figura 43. Resultados Caso 5. Fuente: iHOGA.

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.

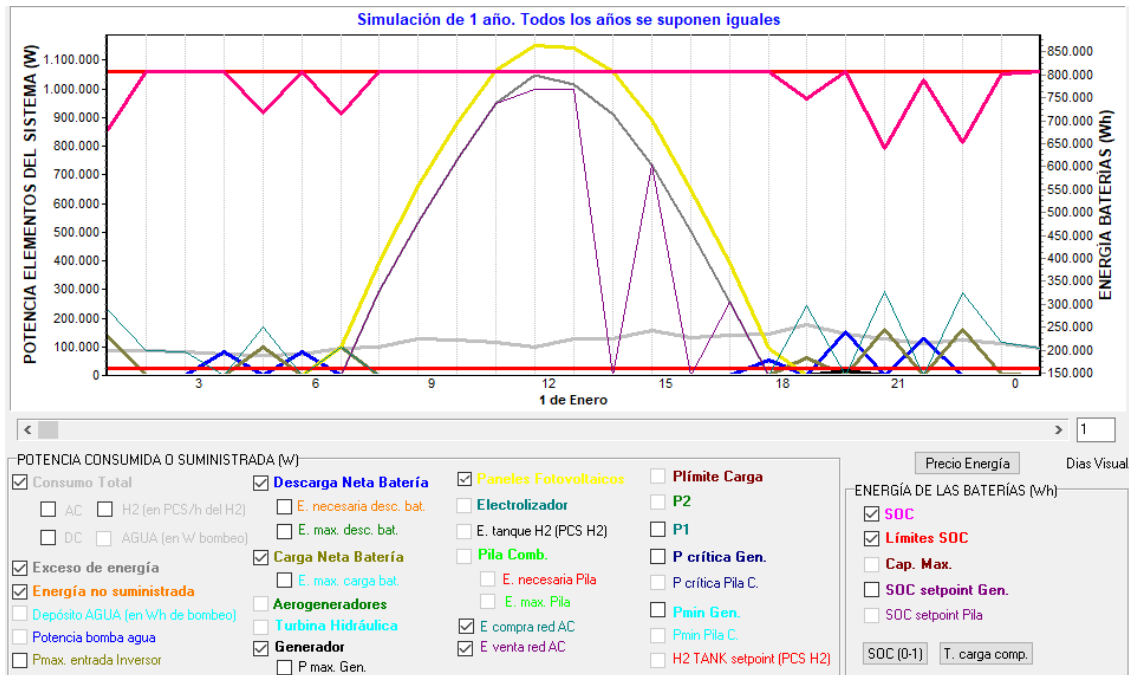


Figura 44. Simulación Caso 5 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

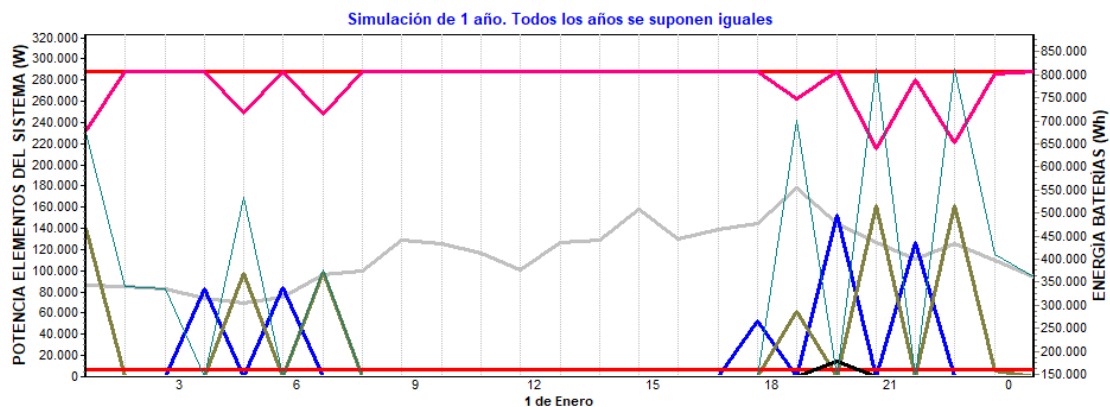


Figura 45. Simulación Caso 5 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

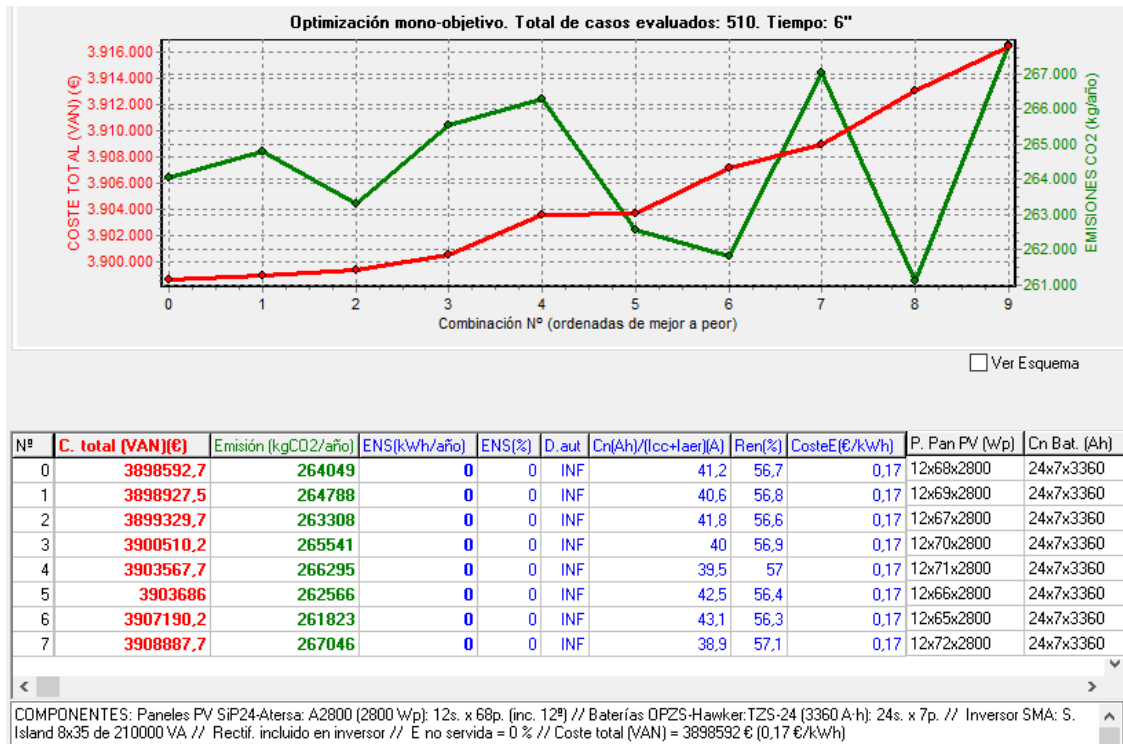


Figura 46. Resultados Caso 6. Fuente: iHOGA.

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.

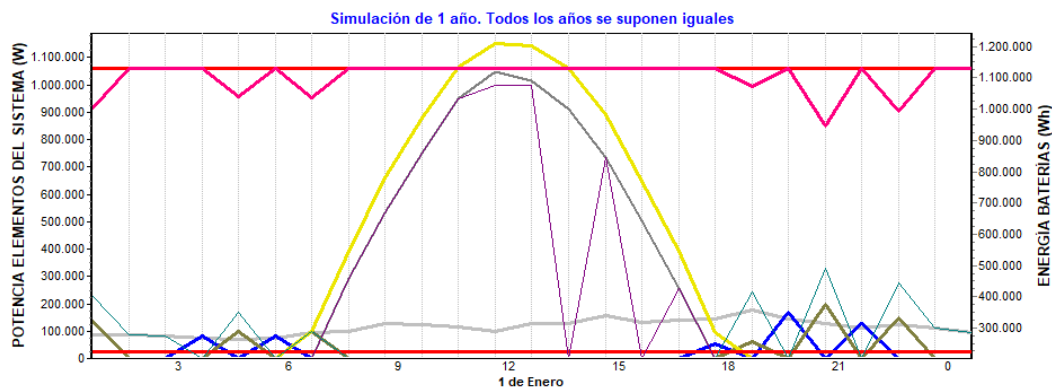


Figura 47. Simulación Caso 6 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

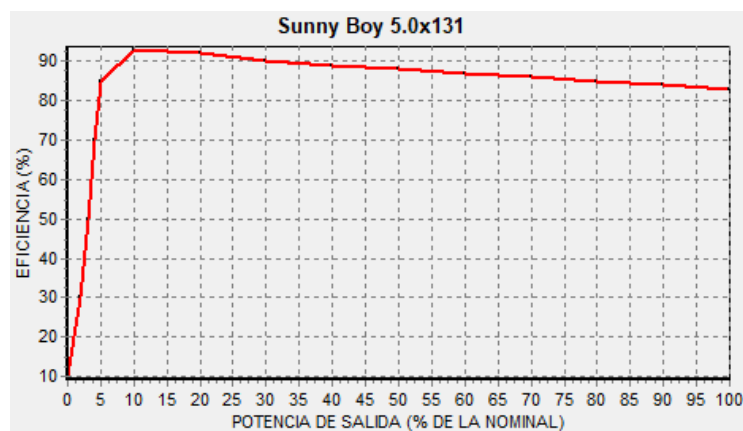


Figura 50. Eficiencia del inversor Sunny Boy 5.0x131 en función de la potencia de salida. Fuente: iHOGA.

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.

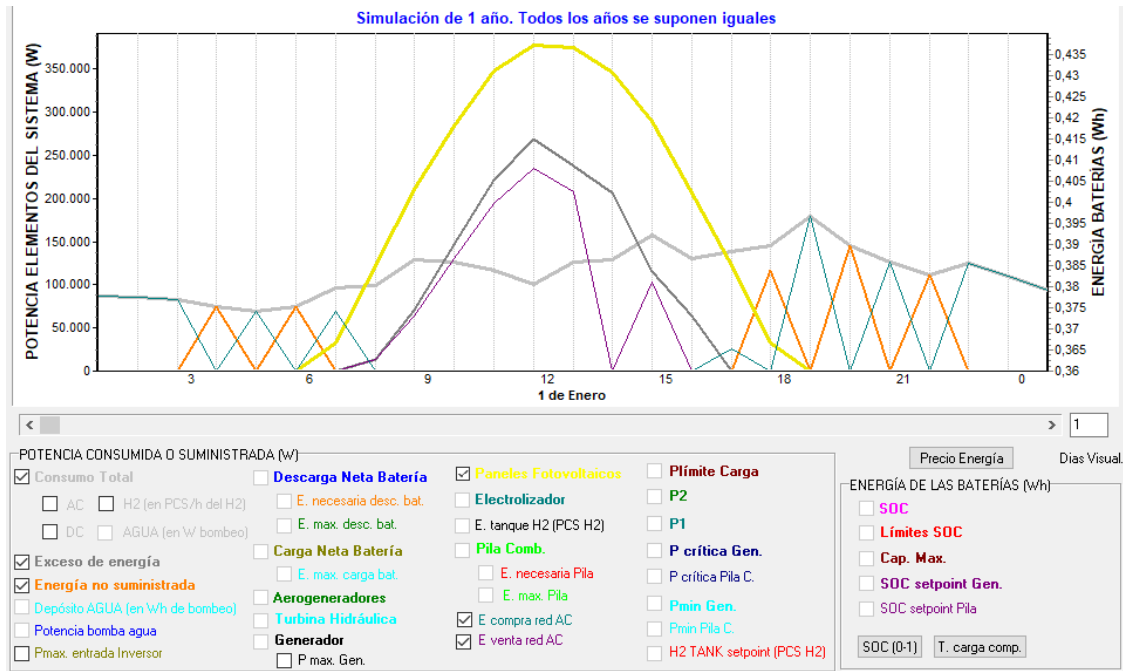


Figura 51. Simulación Caso 7 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

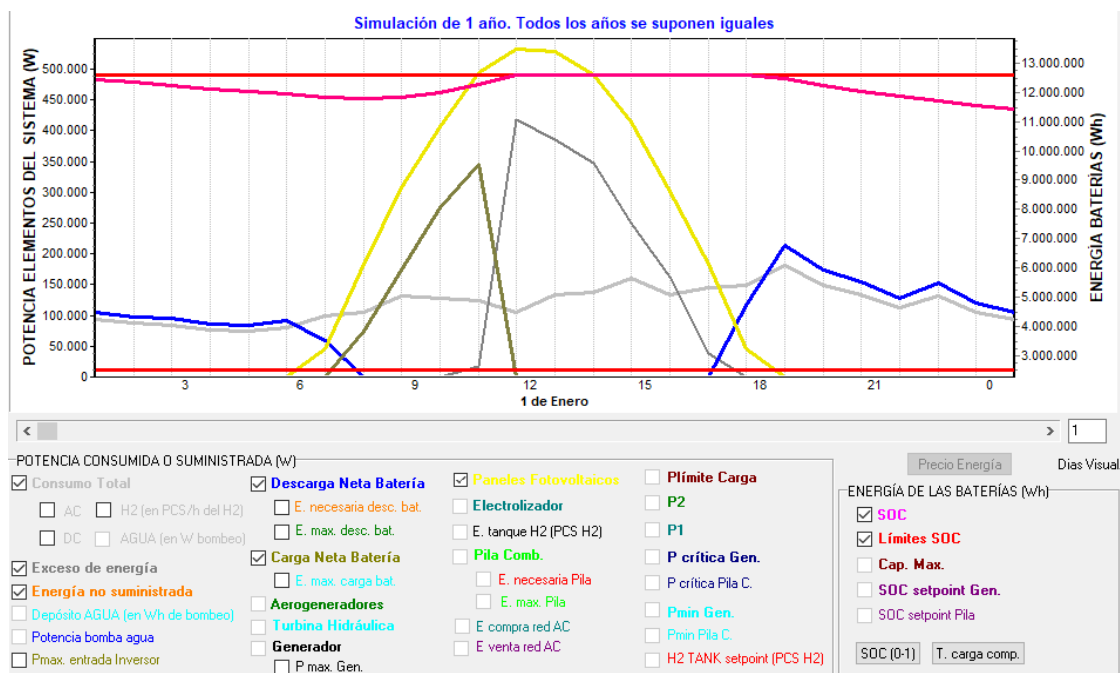


Figura 53. Simulación Caso 8 (1 de enero). Fuente: iHOGA.

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.

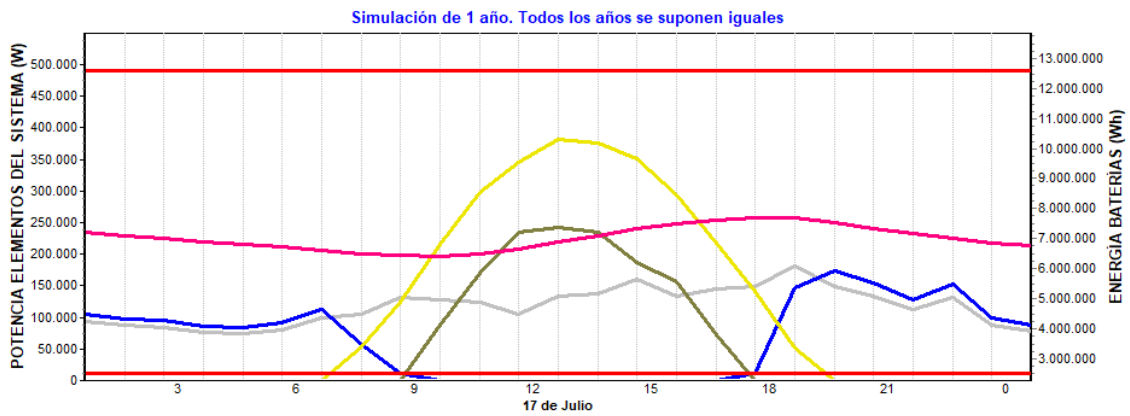


Figura 54. Simulación Caso 8 (17 de julio). Fuente: iHOGA.

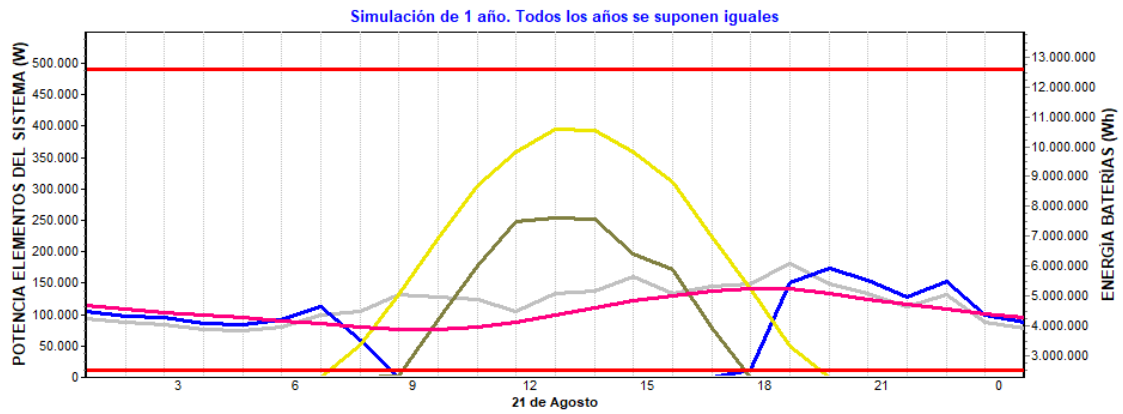


Figura 55. Simulación Caso 8 (21 de agosto). Fuente: iHOGA.

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:

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

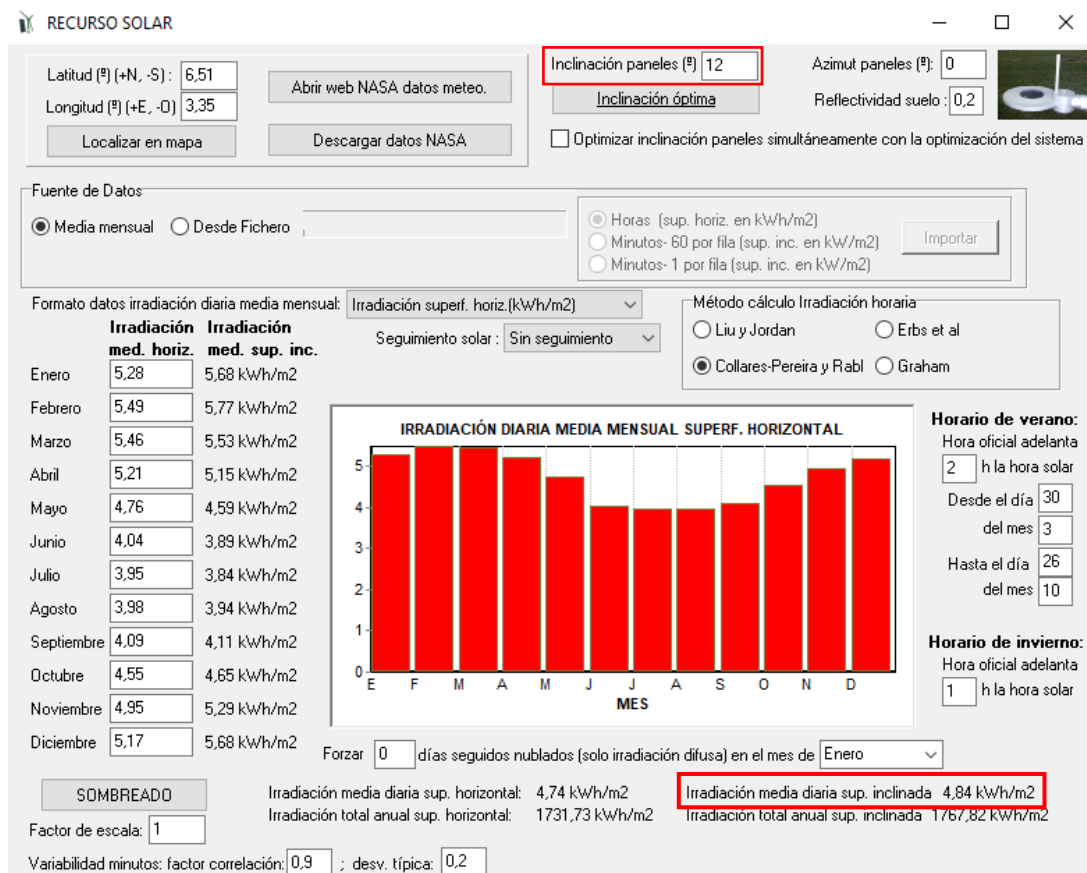


Figura 56. Recurso solar. Fuente: iHOGA.

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.

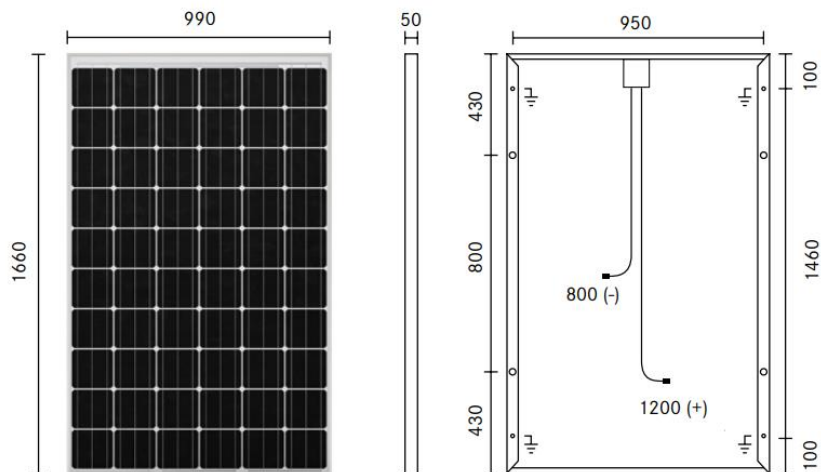
El inversor FV elegido es el Sunny Boy 5.0, cuyas características se muestran en el ANEXO 5. Como solo alcanza 5.000 W de potencia, serán necesarios:

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

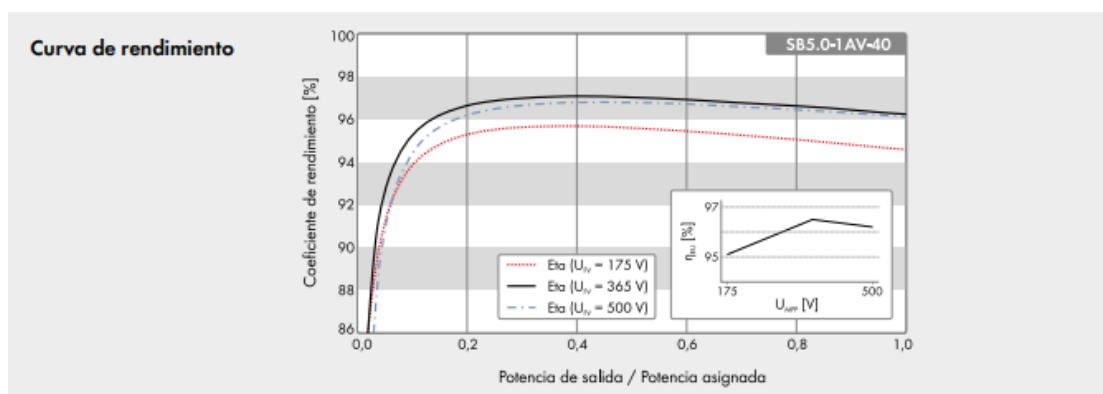
ANEXO 5. Características de los componentes

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



Datos técnicos	Sunny Boy 3.0	Sunny Boy 3.6	Sunny Boy 4.0	Sunny Boy 5.0
Entrada (CC)				
Potencia máx. del generador fotovoltaico	5500 Wp	5500 Wp	7500 Wp	7500 Wp
Tensión de entrada máx.	600 V			
Rango de tensión del MPP	De 110 V a 500 V	De 130 V a 500 V	De 140 V a 500 V	De 175 V a 500 V
Tensión asignada de entrada	365 V			
Tensión de entrada mín./de inicio	100 V/125 V			
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	15 A/15 A			
Corriente máx. de entrada por string, entradas: A / B	15 A/15 A			
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	2/A;2; B:2			
Salida (CA)				
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	3000 W	3680 W	4000 W	5000 W ¹⁾
Potencia máx. aparente de CA	3000 VA	3680 VA	4000 VA	5000 VA ¹⁾
Tensión nominal de CA/Rango	220 V, 230 V, 240 V/De 180 V a 280 V			
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz, 60 Hz/De -5 Hz a +5 Hz			
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/230 V			
Corriente máx. de salida	16 A	16 A	22 A ²⁾	22 A ²⁾
Factor de potencia a potencia asignada	1			
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo a 0,8 capacitivo			
Fases de inyección/conexión	1/1			
Rendimiento				
Rendimiento máx./europeo Rendimiento	97,0 %/96,4 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %	97,0 %/96,5 %
Dispositivos de protección				
Punto de desconexión en el lado de entrada	•			
Monitorización de toma a tierra/de red	• / •			
Protección contra polarización inversa de CC/Resistencia al cortocircuito de CA/	• / • / -			

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} , $f_{nom}/25^\circ\text{C}/\cos \varphi = 1$)	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
Coeficiente 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.

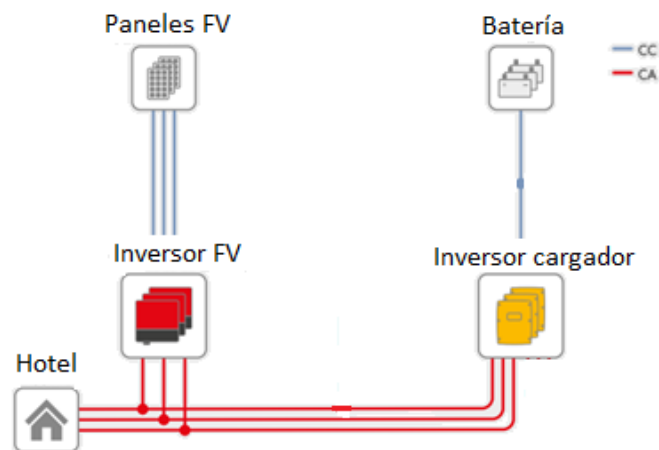


Figura 57. Esquema del sistema aislado FV-Baterías. Fuente: Propia.

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 < $I_{\text{máx_entrada}}$: 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:

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

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

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

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:

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

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.