



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Centro de Estudios de Postgrado

Trabajo Fin de Máster

ANÁLISIS DE SISTEMAS HÍBRIDOS EN LUGARES AISLADOS

Alumno/a: Salgado Redondo, Alberto

Tutor/a: Prof. D. Manuel Fuentes Conde
Prof. Dña. Marta Vivar García

Dpto: Tecnología Electrónica

Contenido

LISTA DE TÉRMINOS	2
1. INTRODUCCIÓN	5
2. OBJETIVOS	6
3. ANTECEDENTES	6
3.1 Factores de dimensionamiento de Sistemas Híbridos	7
3.1.1 Probabilidad de pérdida del suministro de potencia (LPSP)	7
3.1.2 Coste nivelado eléctrico (LCE)	7
3.1.3 Estado de carga y descarga de la batería (SOC)	8
3.1.4 Nivel de Autonomía (LA)	8
3.1.5 Energía esperada no suministrada (EENS)	8
3.1.6 Valor actual neto (VAN).....	8
3.1.7 Coste anualizado del sistema (CAS)	9
3.2 Metodologías de dimensionamiento de sistemas híbridos	9
3.2.1 Métodos probabilísticos.....	9
3.2.2 Métodos analíticos	18
3.2.3 Métodos iterativos	26
3.2.4 Métodos híbridos	34
3.3 Estudios puestos en práctica.....	38
3.4 Conclusiones.....	42
4. METODOLOGÍA.....	43
5. ELECCIÓN DEL LUGAR Y DEL PERFIL DE CARGA.....	44
5.1 Marco regulatorio	46
5.2 Perfil de carga.....	48
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	51
7. CONCLUSIONES	59
8. CONCLUSIONES PERSONALES DE LA CONFECCIÓN DEL TRABAJO	59
9. LÍNEAS DE AMPLIACIÓN PARA EL TRABAJO	60
10. REFERENCIAS	60
ANEXO I: Simulación.....	68

LISTA DE TÉRMINOS

AD: Depreciación acelerada

A_m : superficie total de generadores FV

AMT: año meteorológico tipo

ANN: redes neuronales artificiales

BLR: relación de carga de la batería

CA: Corriente Alterna

C_{acap} : coste de capital anualizado

C_{amain} : coste de mantenimiento anualizado

C_{arep} : coste de reposición

CAS: coste anualizado del sistema

CC: Corriente Continua

$C_{investment}$: coste inicial de la inversión

CO₂: dióxido de carbono

CPUA: coste por unidad autónoma

CRF: Factor de recuperación del capital

D: espacio del problema de diseño

d: tasa de descuento

DE: déficit de energía (t)

EENS: Energía esperada no suministrada

E_{tot} : Energía total anual entregada por el sistema

FV: fotovoltaico

GA: algoritmos genéticos

GBI: Incentivo basado en la generación

GEI: gases de efecto invernadero

G_t : irradiación solar sobre plano incidente en W/m^2

I_{bat} : Corriente de carga de la batería

I_{needed} : corriente requerida por la carga en una determinada hora t, en A

I_{supply} : corriente suministrada por las fuentes de energía en una determinada hora t, en A

JNNSM: Jawaharlal Nehru National Solar Mission

K: capital inicial

L: Carga eléctrica

LA: Nivel de autonomía

LCE: Costo nivelado eléctrico

LPSP: Probabilidad de pérdida del suministro de potencia

MOEA: algoritmos evolutivos multiobjetivos

MPPT: punto de máxima potencia

N: número de módulos

NPC_{OyM_k} : descuento por costes de operación y mantenimiento del componente k durante la vida útil del sistema

NPV_{end_k} : descuento de valores actuales de ingresos del valor residual del sistema al final de su vida útil.

NPV_{r_k} : coste actual descontado de los costes futuros para reemplazar componentes en la vida del sistema

NPV_{sale_k} : descuento de valores actuales de los ingresos de venta

OM: operación y mantenimiento anual

p: partícula

PEM: pila de combustible con membrana de intercambio de protones

PIB: Producto Interior Bruto

P_{load} : potencia de la carga (W)

P_{PV} : potencia generada por el sistema fotovoltaico

PSO: enjambre de partículas

P_w : potencia generada por el sistema eólico

RP: coste de reemplazo

SOC: Estado de carga y descarga de la batería

T: tiempo

TAC: Coste total anual

T_{ce} : Temperatura de funcionamiento de las células solares, K, determinada por la temperatura del aire ambiente, las características del módulo, aislamiento en el módulo y otras variables como la velocidad del viento.

v: velocidad del viento en m/s

V: Viento

VAN: Valor Actual Neto

v_c : velocidad de corte del viento en la entrada de la turbina en m/s

v_f : velocidad de corte del viento en la salida de la turbina en m/s

v_r : velocidad del viento en la turbina en m/s

X_i : posición de la partícula i

Δt : Intervalo de tiempo

μ : Rendimiento

σ : Índice de autodescarga del banco de baterías

1. INTRODUCCIÓN

El consumo de energía global aumenta actualmente tanto en países casi desarrollados como desarrollados (1% y 5% al año respectivamente) [1] ya que necesitamos permanentemente la energía para el desarrollo industrial y tecnológico que proporciona el confort residencial para el crecimiento de las poblaciones en general, donde se estima un consumo anual global de 16,9 TW [2] y se espera que continúe aumentando. La capacidad de carga debería duplicarse en los siguientes 40 años para cubrir las necesidades de energía.

La civilización moderna es altamente dependiente de fuentes de energía convencionales, como son la energía nuclear, combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, hasta tal punto de suponer un 80 % de la energía total producida [3] produciendo toneladas de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero GEI, como son el dióxido de carbono, dióxidos de azufre, óxidos nitrosos e hidrocarburos inquemados; que dañan a la atmósfera, al medio ambiente y provocan efectos dañinos en la salud de las poblaciones. Elevadas concentraciones de CO₂ en el ambiente han contribuido al fenómeno global del calentamiento climático [4] y a un aumento de 3 a 6 °C de la temperatura de la tierra se espera para el final de siglo [3]. Contra este cambio climático, se adoptó el protocolo de Kyoto en diciembre de 1997 donde los países industrializados se comprometieron a reducir la emisión de GEIS en un 5,2% entre los años 2008 y 2012 [5].

Hoy en día, alrededor de 1,4 billones de personas en lugares remotos del mundo están privados de un suministro de electricidad al no estar conectados a la red de suministro [6], debido a obstáculos geográficos, económicos y técnicos. La inversión para el suministro a estos lugares con bajos índices de población, así como los costes de mantenimiento serían tan elevados que los gobiernos no consideran esta solución. Sistemas de generación descentralizados basados en combustible diésel son los más habituales en estos pequeños núcleos de población debido a su fiabilidad y bajos costes de inversión [7]. Sin embargo, estos sistemas tienen un alto consumo de combustible, unos elevados costes de mantenimiento y una gran emisión de GEI y contaminantes a la atmósfera [8]. Además, para bajos niveles de carga, un 40-50% aproximadamente, el generador tiene problemas de funcionamiento lo que conlleva que el generador diésel pierda eficiencia con el tiempo y aumente sus costes de mantenimiento [9].

Las energías renovables son consideradas como una alternativa a este modelo centrado en las energías fósiles y podrían ayudar a mitigar los efectos dañinos de dichas energías en la atmósfera [10]. Estas energías están obteniendo un papel importante en el mundo para una gran cantidad de países a la hora de conseguir un desarrollo sostenible. El potencial de las energías renovables es suficiente para satisfacer la demanda de energía global, y están bien distribuidas por todo el planeta, al contrario que los recursos fósiles. Solamente con el recurso del viento, estimado en 72 TW se podría satisfacer el consumo eléctrico mundial [11]. Similarmente, la energía solar recibida anualmente se estima en 75000 GToe, que es equivalente a 0,9 billones de TWh de electricidad. Esta energía es 6000 veces la energía actualmente aprovechada del sol.

La generación de electricidad por energías renovables está estimada como un 17 % del mix total de la generación de electricidad [12]. La principal causa de esta baja aportación son los costes de inversión tan diferentes entre la energía generada por energías renovables y la generada por combustibles fósiles. Además, la aleatoriedad de la naturaleza de las energías renovables también es responsable de esto, debido a su diferencia con la demanda requerida

por la población. Una gran solución para esto es combinar sistemas de energía solar, o eólica por ejemplo, con baterías y sistemas basados en combustibles fósiles, para satisfacer la demanda en momentos en que el suministro de energía por parte de las fuentes renovables sea menor que la cantidad demandada. A esto se le conoce como sistemas híbridos de energía.

El uso de baterías puede elevar demasiado los costes de inversión, por lo que el apoyo de un generador diésel ayuda a disminuir estos costes [13]. La optimización de la combinación de elementos desde el punto de vista técnico, económico y ambiental proporciona una potencia continua y estable, reduciendo los costes de operación y mantenimiento de los generadores convencionales y controlando la contaminación. Estos sistemas se utilizan de forma distribuida en áreas y comunidades remotas por razones de salud.

El tamaño de estos sistemas híbridos depende en alta medida del diseño, el tipo de los componentes, la arquitectura y la elección de estrategia operativa que debe gestionar de manera efectiva [14]. La solución óptima a este dimensionamiento se basa en una solución técnica, económica y respetable medioambientalmente.

En este documento se estudiarán diversas metodologías de optimización de sistemas híbridos para áreas aisladas del suministro eléctrico.

2. OBJETIVOS

El objetivo de este estudio es la búsqueda de información y artículos científicos sobre el dimensionamiento óptimo de sistemas híbridos para lugares aislados de la red eléctrica, pudiendo establecer una o varias metodologías para realizar este diseño desde distintos puntos de vista, tales como económico, técnico o medioambiental. Tras esta búsqueda, se procederá a aplicar la metodología con un supuesto práctico para observar su resultado. Todo ello dentro del ámbito de estudio de la ingeniería, sin profundizar en aspectos matemáticos, físicos o probabilísticos.

3. ANTECEDENTES

Tras una investigación entre una variedad de artículos sobre sistemas híbridos para lugares aislados de la red eléctrica, he podido encontrar una clasificación de aquellas metodologías utilizadas para el dimensionamiento óptimo de tales sistemas.

Pero, en primer lugar, es necesario definir la morfología de los sistemas híbridos. Según R. Luna-Rubio [15] los sistemas híbridos son conocidos de esta forma ya que incluyen más de una fuente de energía para satisfacer la demanda eléctrica de una determinada carga (CA comúnmente pero también cargas CC) y presentan una estructura como la de la Figura 3.1.

Como se puede observar en la imagen, hay 3 tipos de elementos que van hacia la unidad de control, ya que las fuentes de un sistema híbrido pueden ser de 3 tipos: alternativas (por ejemplo, renovables), convencionales (generador diésel o red eléctrica por ejemplo) o componentes de almacenamiento energético (baterías o pilas de combustible). En el caso de los sistemas híbridos, las debilidades de estas fuentes energéticas se suelen suplir con las fortalezas de las otras. Esto se puede ilustrar con la aleatoriedad del sol o el viento, que se suplen con la ayuda de un grupo electrógeno [16]. Este comportamiento estocástico de las fuentes de

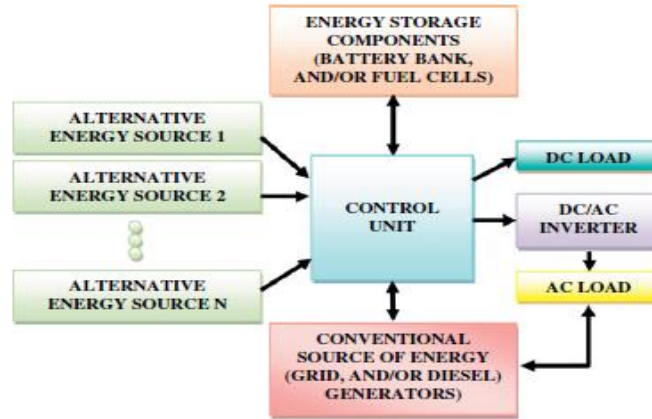


Figura 3. 1 Estructura general de un Sistema Híbrido [15]

energías renovables es tratado con más detalle por A.N. Celik [17]. El sistema híbrido presente en la Figura 3.1 solamente es válido para lugares aislados de la red eléctrica que se tratan en este documento; para sistemas conectados a la red no sería necesario un almacenamiento de energía. La unidad de control debe encontrar el balance entre las fuentes de energías utilizadas para suministrar energía a la carga.

Para realizar un dimensionamiento óptimo, diversos autores realizan simulaciones respecto a varios factores que optimizan el resultado. A continuación, voy a introducir todos estos factores utilizados, tanto económicos como técnicos.

3.1 Factores de dimensionamiento de Sistemas Híbridos

3.1.1 Probabilidad de pérdida del suministro de potencia (LPSP)

En el uso de energías renovables de carácter estocástico es necesario determinar la fiabilidad del sistema. Un parámetro que nos ayuda a esto es el LPSP [18,19] que puede definirse como la relación entre los déficits de energía en un determinado período con la potencia de la carga

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DE(t)}{\sum_{t=1}^T P_{load}(t) \Delta t} \quad (1)$$

Donde DE es el déficit de energía en un determinado tiempo t, y P_{load} la potencia de la carga (W).

3.1.2 Coste nivelado eléctrico (LCE)

Se puede definir como una evaluación económica de la energía generada por los sistemas híbridos que incluye todos los costes durante su vida útil [18,20]. Se calcula como el cociente entre el coste total anual (TAC) y la energía total anual entregada por el sistema:

$$LCE = \frac{TAC}{E_{tot}}, \quad (2)$$

Donde E_{tot} es la energía anual total entregada por el sistema. El TAC se calcula teniendo en cuenta el valor actual de los costes (pagos futuros, en una determinada fecha, sin tener en cuenta los cambios del valor del dinero con el tiempo; está compuesto por el coste inicial, el

coste de mantenimiento y el coste de reposición de unidades) y el factor de recuperación del capital (CRF) [21]. Este último se define como:

$$CRF = \frac{d(1+d)^t}{(1+d)^t - 1}, \quad (3)$$

Donde d es la tasa de descuento y t la vida útil del sistema.

3.1.3 Estado de carga y descarga de la batería (SOC)

Se puede expresar como [22]:

$$SOC(t+1) = SOC(t) \cdot \sigma + I_{bat}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta(I_{bat}(t)) \quad (4)$$

Donde σ es el índice de auto descarga del banco de baterías, I_{bat} es la corriente de carga, Δt el intervalo de tiempo y η el rendimiento aplicado a la corriente de carga. Este parámetro nos puede ayudar a elegir la capacidad de las baterías de almacenamiento de energía del sistema híbrido, asegurando las restricciones para tener fiabilidad del sistema [22,23].

3.1.4 Nivel de Autonomía (LA)

Se define como la diferencia entre 1 y el cociente entre las horas en que ocurren pérdidas de carga y el tiempo total de operación [24]:

$$LA = 1 - \frac{H_{LOL}}{H_{tot}}, \quad (5)$$

3.1.5 Energía esperada no suministrada (EENS)

Se trata de un índice de probabilidad utilizado en [25]. Mide la energía que se espera que no será suministrada debido a un exceso de la carga permitida por el sistema. EENS se puede calcular, de acuerdo a la carga eléctrica L y a la potencia generada por el sistema híbrido P_h , como:

$$EENS(L, P_h) = \begin{cases} L > P_{hmax} & L - \int_{P_{hmin}}^{P_{hmax}} P_h \cdot f_{P_h}(P_h) dP_h \\ P_{hmin} \leq L \leq P_{hmax} & \int_{P_{hmin}}^L (L - P_h) \cdot f_{P_h}(P_h) dP_h \\ L < P_{hmin} & 0 \end{cases} \quad (6)$$

Donde P_{hmax} es la potencia máxima generada por el sistema híbrido, P_{hmin} la mínima generada (supuesta 0) y f_{P_h} es la función de densidad de probabilidad de la potencia de salida del sistema.

3.1.6 Valor actual neto (VAN)

Término que se puede calcular agregando el descuento de los valores actuales de los ingresos y restando los costes actuales descontados a lo largo de la vida útil del sistema híbrido [26]. SE define como:

$$NPV = \sum NPV_{sale_k} + \sum NPV_{end_k} - C_{investment} - \sum NPC_{r_k} - \sum NPC_{O\&M_k}, \quad (7)$$

Donde NPV_{sale_k} es el descuento de los valores actuales de los ingresos de la venta k (por ejemplo, vender energía eléctrica a la red en caso de ser un sistema conectado a red), NPV_{end_k}

es el descuento de los valores actuales de ingresos del valor residual del sistema al final de su vida útil, $C_{investment}$ es el coste inicial de la inversión, $NPV_{r,k}$ es el coste actual descontado de los costes futuros para reemplazar componentes en la vida del sistema y $NPC_{OyM,k}$ es el descuento por los costes de operación y mantenimiento del componente k durante la vida del sistema.

3.1.7 Coste anualizado del sistema (CAS)

Se compone el coste de capital anualizado C_{acap} , el coste de reposición C_{arep} y el coste de mantenimiento anualizado C_{amain} .

$$ACS = C_{acap} + C_{arep} + C_{amain}; \quad (8)$$

Uno o varios de estos factores han sido utilizados para la optimización de sistemas híbridos tratados a continuación.

A continuación, he reunido varios estudios dedicados a la optimización de sistemas híbridos para zonas aisladas de la red, clasificados de forma general, en distintos tipos de metodologías utilizadas para el dimensionamiento: métodos probabilísticos, métodos analíticos, métodos iterativos y métodos híbridos.

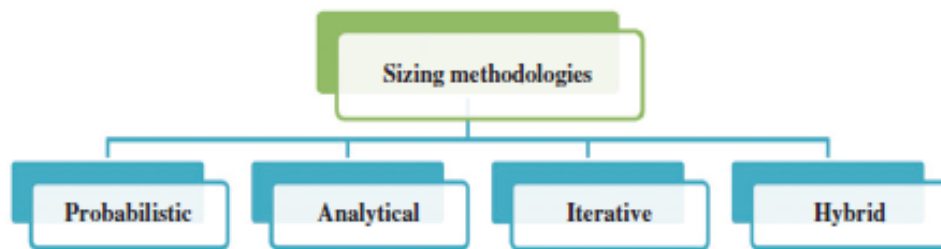


Figura 3. 2 Clasificación de las metodologías de dimensionamiento de sistemas híbridos [15]

3.2 Metodologías de dimensionamiento de sistemas híbridos

3.2.1 Métodos probabilísticos

Esta metodología puede resultar la más simple, por eso mismo los resultados obtenidos por estas técnicas a menudo no resultan adecuados para la mejor solución. Generalmente tienen en cuenta uno o dos resultados del sistema como indicadores, y estos se deben optimizar para dimensionar los componentes del sistema estudiado. Implican el desarrollo de modelos apropiados para la generación y/o carga seguidos por una combinación de ambos modelos para crear un modelo de riesgo.

- En el estudio realizado por H. X. Yang (2003) [22] se realiza un análisis probabilístico para sistemas de generación híbridos fotovoltaicos-eólicos en Hong Kong. Previamente a realizar este análisis, es necesario obtener los datos climáticos de la región de Hong Kong. Fueron tomados los datos como año meteorológico tipo 1989 [27], donde se observó la complementariedad de las fuentes solares y eólicas durante ese año como se observa en la Figura 3.3. Buena irradiancia solar y malas condiciones de viento en verano, y buena fuente

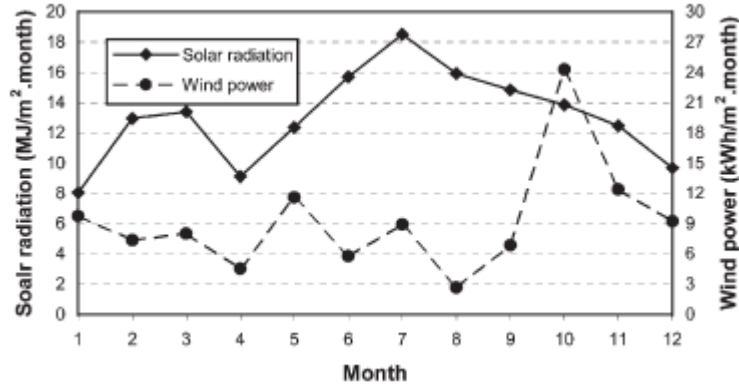


Figura 3. 3 Datos acumulados de viento y radiación solar en Hong Kong en 1989 [27]

de viento pero pobre radiación solar en invierno. Los períodos de alternancia duran generalmente 3-5 días, característica que hace que un sistema híbrido sea confiable, proporcionando un mejor factor de utilización de la energía disponible. La radiación solar máxima alcanzada en un día suele ser sobre las 13:00 y cumple con el perfil de carga y carga máxima durante el día. Respecto al viento se alcanzan los mayores valores de velocidad de septiembre a marzo.

Estos datos son obligatorios para calcular el rendimiento de un sistema híbrido, o para predecir la energía consumida y generada en la etapa del diseño. Se genera el año meteorológico típico (AMT) que proporciona un estándar para los datos por hora durante un año y representa las condiciones climáticas típicas para este período. Estudios previos de energía solar y construcción fueron requeridos para este documento [28-31], con ausencias de estudios sobre sistemas eólicos ya que han sido de muy pequeña escala.

El sistema diseñado se muestra en la Figura 3.4, y como se puede observar cumple la estructura planteada en la Figura 3.1. Se produce un suministro eléctrico a la carga y el exceso de energía se suministra a las baterías, encargadas de suministrar a la carga en caso de déficit.

A continuación, se utilizaron los modelos necesarios para la simulación que determinó el rendimiento del sistema híbrido. En el caso de la potencia de salida del sistema de energía

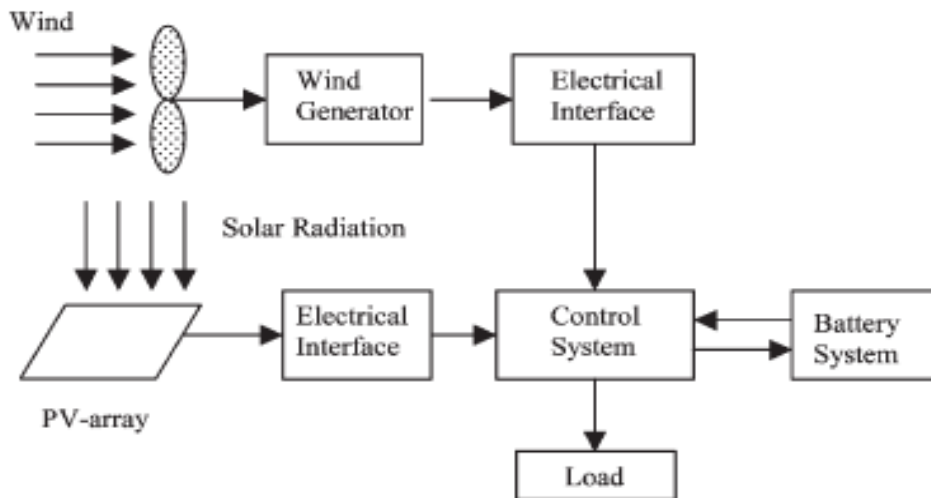


Figura 3. 4 Estructura del sistema híbrido dimensionado [22]

eólica, la velocidad del viento y el tipo de aerogenerador fueron los factores escogidos, siguiendo el siguiente modelo para generar o no potencia en función de la velocidad del viento:

$$P_w(v) = \begin{cases} \frac{P_r}{(v_r - v_c)}(v - v_c) & v_c \leq v \leq v_r \\ P_r & v_r \leq v \leq v_f \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (9)$$

Respecto a los módulos fotovoltaicos (FV) se utilizó el siguiente modelo para generación [32]:

$$I = C_1 + C_2 \cdot G - C_3 \times \left[\text{EXP}\left(\frac{V}{C_4 T_{ce}}\right) - 1 \right] - C_5 \cdot \left[\text{EXP}\left(\frac{V}{C_6 T_{ce}}\right) - 1 \right] - \frac{V}{C_7 T_{ce}} \quad (10)$$

$$P = VI \quad (11)$$

Estos términos desconocidos como C_1, C_2 , etc no son determinantes en el estudio, se remite a su referencia [32]. T_{ce} es la temperatura de celda.

Se plantearon módulos de silicio monocristalino con seguidor de punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima potencia disponible [32]. Las baterías se tomaron de plomo, de pequeño tamaño, tras un análisis completo de los requisitos de carga y descarga de la batería, rendimiento, temperatura de operación y eficiencia de carga. Se utilizó el factor SOC para la evaluación (4). I_{max} de la batería se tomó como un 20% del valor de la capacidad nominal, aconsejado por fabricantes.

El estudio se aplicó a un sistema de telecomunicaciones que operaba al 30% en emisiones, 70% en emisiones; y con un consumo de energía de 70 W de 7:00-19:00 y de 230 W de 19:00-7:00. Se consideró un 0,75 de eficiencia de carga, y una tasa de auto descarga de 0, ya que era muy próxima a este valor en una hora.

Se tomaron diversas restricciones para el rango de valores obtenidos durante los procesos de carga y descarga, respectivamente:

$$P_n(t) + P_{PF}(t) - L(t) \leq \frac{0.2SOC \cdot V_L}{\Delta t} \quad (12)$$

$$0.2SOC \leq SOC(t) \leq SOC$$

$$I_{needed}(t) = \frac{L(t) - P_n(t) - P_{PF}(t)}{V_L} \cdot \eta(I_{bat}(t))$$

$$I_{supply}(t) = \min\left(I_{max} = \frac{0.2SOC \cdot SOC(t) \cdot \sigma - SOC_{min}}{\Delta t}\right) \quad (13)$$

Siendo I_{needed} e I_{supply} las corrientes necesitadas por la carga y suministradas por las fuentes de energía respectivamente a una determinada hora t .

Para evitar una descarga profunda, la batería no se puede descargar al 20% o menos, por lo que el SOC mínimo es el 20% de la capacidad nominal de la batería elegida.

Estas restricciones se aplicaron a la fórmula de la LPSP (1) ya que fue el factor elegido para la evaluación del sistema:

$$LPSP = \frac{\sum_{i=1}^n \text{hours}(I_{supply}(t) < I_{needed}(t))}{n} \quad (14)$$

Tras establecer los modelos, se hicieron varias suposiciones económicas y técnicas para el estudio. La optimización del sistema FV comienza desde 30x50 módulos de 50 W colocados

en posición horizontal. El aerogenerador punto de partida es de 0,3 kW con intervalos de salto de 0,1 kW. El sistema de almacenamiento tiene una autonomía de 3 a 5 días con 450-750 Ah (tensión de 24 V) en caso de resultado favorable para sistema solar o de viento no híbrido; y 150, 450 y 750 Ah para el caso híbrido como comparación.

Realizada la simulación computacionalmente (no se describe algún software específico,

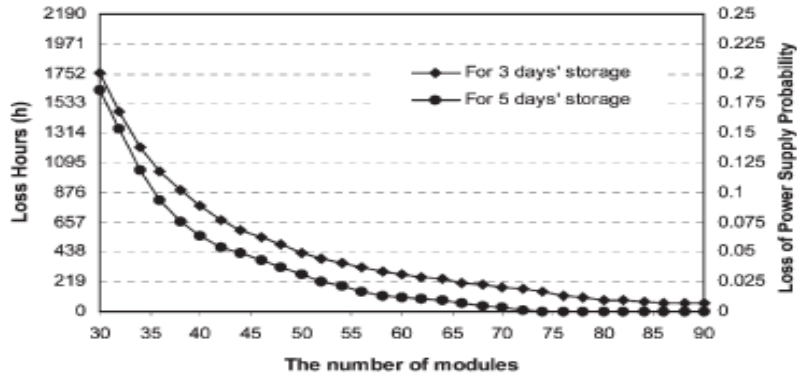


Figura 3. 5 Número de módulos FV según la LPSP [27]

el proceso ha debido de ser mediante alguna herramienta matemática), se obtuvieron resultados para 3 casos: sistema solamente fotovoltaico, sistema solamente basado en energía eólica, y sistema híbrido basado en las dos tecnologías.

Para el caso de solamente energía fotovoltaica, la capacidad requerida es demasiado grande Figura 3.4. Para valores muy bajos de LPSP el número de módulos es muy elevado (84

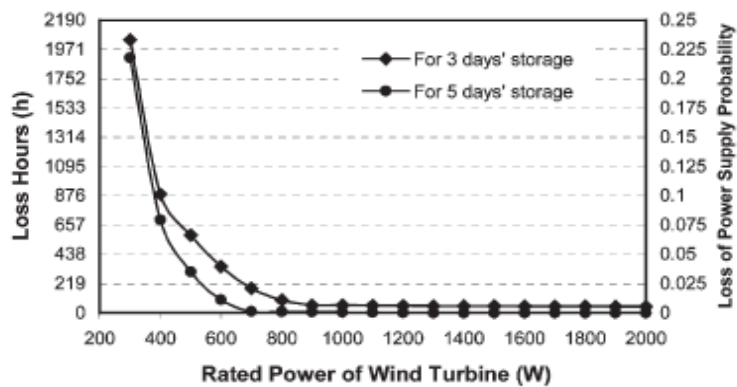


Figura 3. 6 Potencia del aerogenerador según la LPSP [27]

para 3 días de autonomía y 64 para 5 días), para 0% incluso no se puede cumplir con 3 días de autonomía (76 módulos para 5 días). El aumento del número de módulos disminuye la LPSP.

El sistema solamente eólico suele satisfacer muy bien la demanda debido a la buena velocidad del viento y a la coincidencia del perfil de carga con la densidad de potencia. 900W para 3 días de autonomía, y 700W para 5 días es lo necesario para una LPSP de 1%; mientras

que con 0% el sistema no puede cumplir el requisito para 3 días de almacenamiento, pero sí para 5 días (1400 W). La tendencia de la LPSP es la misma que para el sistema FV.

Por último, respecto al uso del sistema híbrido, en la Figura 3.7 se puede observar que la tendencia es muy similar tanto para 750 Ah como para 450 Ah. Para un LPSP muy pequeño.

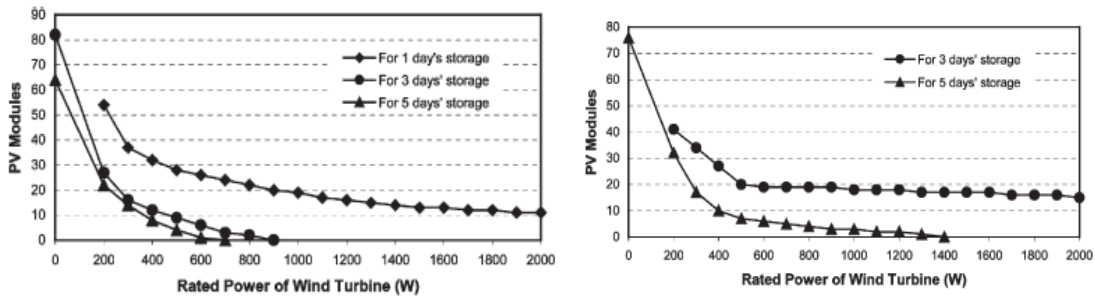


Figura 3. 7 Relación entre número de módulos y potencia del aerogenerador para los valores de 1% y 0% respectivamente de LPSP [27]

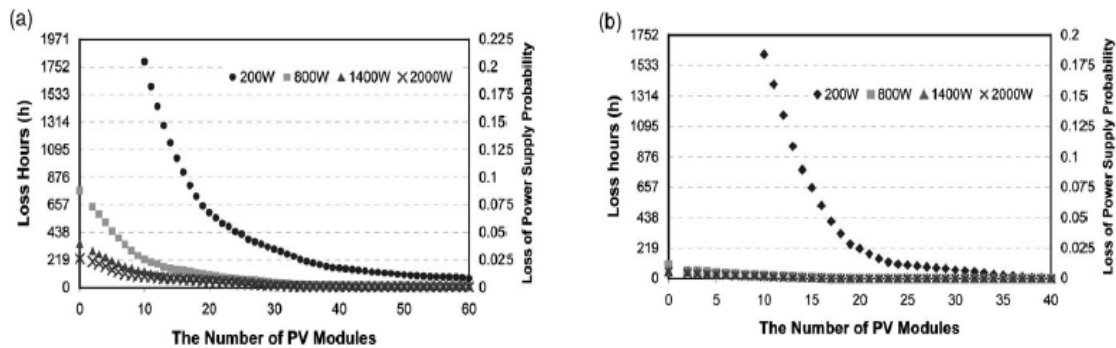


Figura 3. 8 Módulos FV según LPSP para baterías de 150 Ah (a) y 450 Ah (b) [27]

Para diferentes LPSP deseados, los resultados se muestran en la figura 3.8. Las áreas sobre las curvas son áreas que pueden asegurar la probabilidad requerida por un LPSP deseado del 1% muestra que el sistema híbrido con una batería de almacenamiento de 1 día también puede proporcionar alta fiabilidad, pero el sistema necesitaría un número elevado de módulos fotovoltaicos. Para el sistema con 3 días de almacenamiento y 5 días los resultados son muy similares, 3 días de autonomía cuando se requiera 1% de LPSP, y 3 o 5 días para 0% pueden satisfacer la necesidad.

Para finalizar el estudio, H.X. Yang concluye en que se crearon modelos de simulación aplicados al cálculo de la LPSP obteniendo combinaciones optimizadas de módulos FV, turbina eólica y banco de baterías para distintos valores de LPSP. Para el caso requerido, la simulación demostró que el sistema híbrido para 3 días de autonomía era óptimo para garantizar el 1% de LPSP mientras que el sistema híbrido de 5 días era óptimo para una LPSP de 0%.

- Otro estudio de método de probabilidad fue el realizado por Celik [24] en el que realizó un análisis técnico-económico de un sistema FV-Eólico híbrido. En tal documento se nos recuerda que además de FV-Viento [34] se pueden combinar muchos recursos para un sistema híbrido, como FV-Diésel [35], FV-Propano [36], FV-Queroseno [37], FV-Gasolina o Motor diésel [38], FV-Biogás [39]. Pero en este caso se ha escogido un sistema FV-Eólico. Este estudio se centró en el aspecto económico del dimensionamiento tan ignorado por estudios previos como

por ejemplo los estudios [40,41] donde se dimensionó para un nivel de autonomía del 99% sin incluir costes en el procedimiento.

Este estudio sigue a otros realizados previamente como el estudio donde Protogeropoulos [42] planteó dos escenarios, uno de ellos el método promedio mensual para los módulos FV y los aerogeneradores, calculando su número y distintas combinaciones de ellos asociando un perfil de demanda y datos meteorológicos para cada combinación; y un escenario 2 muy similar al primero pero centrado en los conocidos como “peores meses” que son los que requieren el mayor número de módulos y aerogenerador por área. Se obtuvo una autonomía de 70-85% en el primer escenario y de 85-93% en el segundo caso, obteniendo mejores resultados para el sistema FV solo, sin ser híbrido.

Aparte de estos 2 escenarios, un nuevo escenario, el escenario 3, fue planteado por Morgan [43]. Similar al escenario 2, pero en lugar de elegir los peores meses para FV y viento (V) por separado, se elige el mes más desfavorable entre los 2. Posteriormente el autor calculó el coste del sistema para cada combinación. El sistema tuvo lugar en Cardiff (Reino Unido). Como contraste al estudio anterior [42], el sistema FV solo resultó como el más costoso de todos los escenarios, que no quiere decir que no sea óptimo desde el punto de vista energético.

A pesar de estos estudios, aún no se había obtenido una solución óptima entre rendimiento y coste del sistema. Hay visión optimista, que resulta en un bajo coste a cambio de un bajo nivel de autonomía, o visión pesimista, que resulta en un coste alto pero muy fiable. Esta relación apenas se tuvo en cuenta en estudios previos y los conceptos necesarios para esta evaluación no existían. Para ello Celik confeccionó dicho artículo [24] para intentar solucionar las debilidades comentadas.

Fue necesario aclarar ciertas definiciones previas a este artículo. El balance de energía para condiciones ideales y no ideales detalla que no siempre la energía producida por el sistema es la energía requerida por la carga, la falta de correspondencia entre energía demandada y energía generada genera el término de autonomía, y la batería ayuda a los déficits y superávits producidos por la aleatoriedad de las fuentes de energía.

El área de panel fotovoltaico y generador eólico calculadas como la potencia total generada por el sistema híbrido entre la energía específica producida por m² por cada tecnología.

La fracción de FV o V, el % aportado por cada energía; la cobertura de carga, como la magnitud del desajuste entre oferta y demanda (relación entre energía entregada por el convertidor y la demanda de energía de la carga); y el nivel de autonomía (5).

Los datos tomados para realizar esta simulación son los mostrados en la Tabla 3.1 del año 1994, donde se incluyen las energías específicas por m² generadas por FV y V en las dos

	e_{PV} (kWh m ⁻²)	e_{WG} (kWh m ⁻²)	E_L (kWh)	A_{PV} (m ²)	A_{WG} (m ²)	A_{TOT} (m ²)
January	0.97	5.69	11.16	11.45	1.95	13.41
February	0.88	2.22	10.08	11.45	4.53	15.99
March	1.87	7.64	11.16	5.94	1.46	7.40
April	2.65	4.71	10.80	4.06	2.28	6.35
May	2.37	2.18	11.16	4.70	5.10	9.80
June	3.16	4.42	10.80	3.40	2.44	5.85
July	3.15	1.71	11.16	3.54	6.52	10.06
August	2.56	2.45	11.16	4.34	4.53	8.88
September	1.99	1.44	10.80	5.42	7.48	12.90
October	1.76	1.44	11.16	6.34	7.71	14.05
November	0.74	1.59	10.80	14.45	6.75	21.20
December	0.65	7.91	11.16	17.06	1.41	18.47
Average	1.90	3.62	10.95	5.76	3.02	8.78

Tabla 3. 1 Energías mensuales producidas por las energías FV y V en Cardiff [24]

primeras columnas, la energía total generada en la siguiente, y las áreas de generación de FV, V y totales en las 3 últimas columnas.

El escenario 1 propuesto anteriormente utiliza estas cifras para dimensionar el sistema para el peor mes, Diciembre (17,06 m²) para FV y Octubre (7,71 m²) para V. El escenario 2 también contempla estas figuras obteniendo peor mes donde se produce la mayor área combinada, Noviembre (21,2 m²).

En el escenario 1 la cobertura de carga previamente definida se toma como la unidad sobre una base mensual, lo que provoca que cuando es menor que 1 se produciría una escasez de energía para satisfacer la carga y el caso contrario al ser mayor que 1. Se obtienen los siguientes valores según los datos de la Tabla 3.1:

Cobertura de carga	<1		>1		Cercano a 1	
	FV	V	FV	V	FV	V
Escenario 1	4 meses	7 meses	5 meses	3 meses	3 meses	3 meses
Escenario 2	0 meses	0 meses	11 meses	8 meses	1 mes	4 meses
Escenario 3	1 mes	1 mes	8 meses	8 meses	3 meses	4 meses

Tabla 3. 2 Cobertura de carga en el escenario 1 [24]

La variación mensual es bastante sustancial en los Escenarios 2 y 3. En un sistema ideal el valor total de la cobertura de carga debería ser lo más cercano posible a la unidad para usar la energía de forma efectiva, por lo que la desviación estándar anual de los tamaños requeridos de FV y V será un parámetro de diseño importante en este nuevo método.

El nuevo método constará de las siguientes características. Para cada mes, se buscará el tamaño requerido de FV y V para cumplir una carga determinada, calculando el área promedio de 12 meses y las desviaciones estándar correspondientes. Se incrementarán las áreas calculadas por un factor de desviación estándar para que tal suma suministre suficiente autonomía y para tener estos 2 valores como punto de inflexión a partir del cual el coste aumenta bruscamente. Posteriormente se calcularán las unidades de FV y V dividiendo las áreas calculadas por 2 en el caso de FV y por el área unidad en el caso de V. Ejecutar un programa de simulación para diferentes fracciones de FV y V para diferentes relaciones de carga de la batería

(BLR) para calcular la autonomía del sistema. Por último, se calcula es coste total para cada fracción de diferentes BLR.

A continuación, se aplicó este método al caso estudiado en Cardiff. El nuevo método se conoce como Escenario 4, y se realiza una comparación final con los otros 3 escenarios.

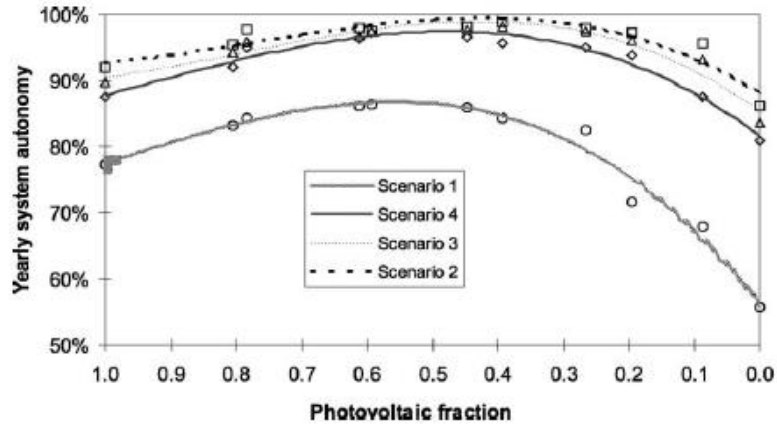


Figura 3. 9 Nivel de autonomía para distintos BLR en los cuatro escenarios [24]

Las áreas calculadas en el nuevo escenario son 10,85 y 5,78 m². Son mucho más bajas que los escenarios de los peores meses. El escenario 4 proporciona valores de cobertura de carga entre los escenarios 1 y 3, siendo más bajos que los escenarios 2 y 3, lo que indica que hay menos FV y que el área de V es necesaria para el sistema. El módulo FV y el aerogenerador son mayores

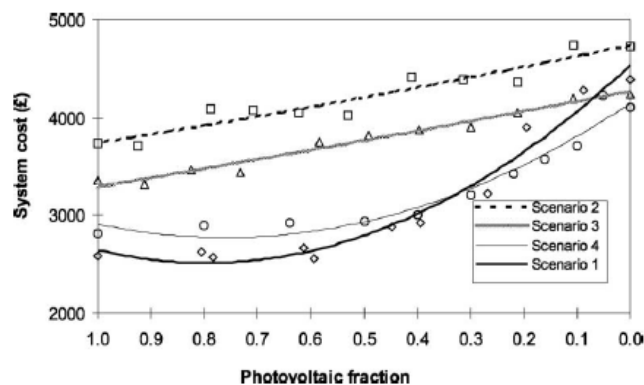


Figura 3. 10 Coste total del sistema para distintos BLR en los distintos escenarios [24]

que los calculados para el escenario 1.

Respecto a la autonomía, se ha utilizado el programa de simulación SEU-ARES [42,44]. Se han utilizado cuatro BLR diferentes.

Se observa que los sistemas de energía híbridos en su mayoría proporcionan mayores cifras de autonomía anual que los sistemas individuales, para un 0,4-0,6 aproximadamente de fracción de FV, el más alto en concreto. En general los sistemas diseñados por el escenario 1 devuelven las cifras de autonomía más bajas. El escenario 1 no es un correcto método de dimensionamiento. Los sistemas diseñados por el escenario 2 ofrecen los valores de autonomía más altos (casi el 96%). El promedio para el escenario 3 es de 94,6 % mientras que el del

escenario 4 es de 94,1%. Respecto a valores máximos, el escenario 4 ofrece un 1,5-1% menos de autonomía que los escenarios 2 y 3.

Por último, el aspecto en el que incide el artículo, el análisis del coste. Para el precio en libras inglesas en 2001, 58,78 libras corresponden al panel fotovoltaico escogido, 24 libras de coste unitario para batería ácida y 200 libras para el controlador del sistema. Se supone una vida útil de 20 años y un 5% del coste de operación y mantenimiento. Para que el valor de autonomía no interceda en el resultado del coste, se iguala la autonomía de todos los escenarios a la del escenario 2 (el más alto).

En la figura 3.10 se puede observar el coste total del sistema. El coste del sistema para todos los escenarios muestra una tendencia a un coste creciente del sistema desde el FV solo hasta el sistema con V solo. Mientras que el coste total de los escenarios 2 y 3 aumenta linealmente, el coste total de los sistemas de los escenarios 1 y 4 aumenta como una función de segundo orden de la fracción de FV debido a la gran necesidad de energía adicional para suministrar el déficit de energía a medida que el sistema se convierte a V solo. La línea de coste del escenario 1 se cruza con la del escenario 4 en un valor de fracción de FV de 0,35. Por debajo de este valor, el escenario 4 produce sistemas menos costosos que el escenario 1. Para una fracción de 0,1 también se cruzan el escenario 1 y el escenario 3, lo que indica que el sistema de V solo en el escenario 3 produce un sistema menos costoso que uno dimensionado por el escenario 1. Los sistemas del escenario 2 son los más costosos para todos los valores de fracción FV.

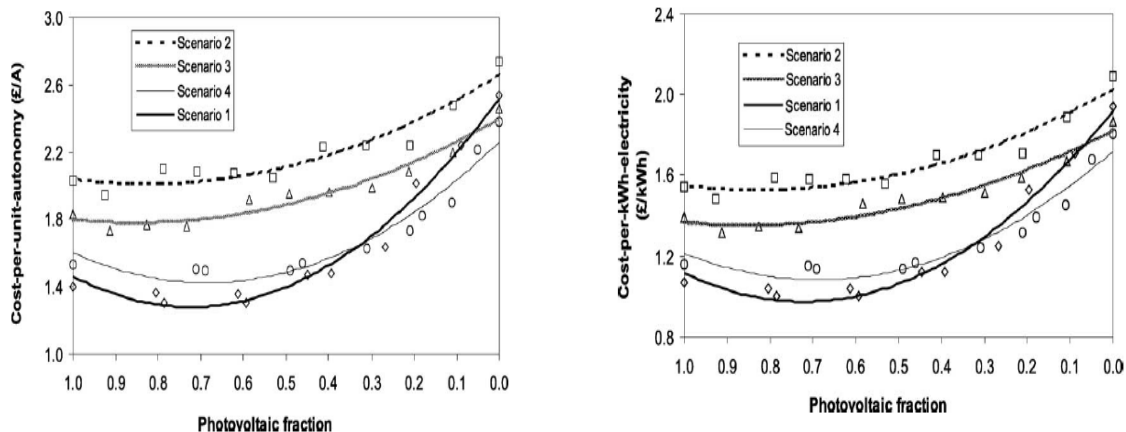


Figura 3. 11 Coste por unidad autónoma y coste por kWh respectivamente para distintos escenarios [24]

Otros 2 factores relacionados con el coste son el coste por unidad autónoma (CPUA) y el coste por kWh de electricidad (Figura 3.11). El primer término combina tanto el coste del sistema como la autonomía.

Las curvas de la figura 3.11 están dimensionadas para el BLR de 2. Los valores promedios para los escenarios 1, 2, 3 y 4 con de 1.65, 2.20, 1.97 y 1.75 libras respectivamente. Son curvas similares a las observadas anteriormente para los costes del sistema, la diferencia más notable es que los escenarios 1 y 2 están más cerca de una curva de segundo orden.

El tercer y más importante criterio es el coste por kWh de electricidad, en las curvas de la derecha. En general el coste unitario varía de 1 a 3,6 libras, dependiendo del escenario, la fracción FV y el BLR utilizado. La electricidad menos costosa es la suministrada por los sistemas híbridos, y no los individuales. El coste unitario es menor para el sistema FV que para el V en todos los sistemas. La curva del escenario 1 se cruza con la del escenario 4 en la fracción de FV

de 0,35 y se cruza con la del escenario 3 en 0,1. Esto quiere decir que mientras los sistemas del escenario 1 proporcionan sistemas menos costosos para los valores de fracción FV mayores a 0,35; mientras que el escenario 4 proporciona valores más bajos para valores de fracción de FV mayores de 0,35. Los sistemas dimensionados en el escenario 2 son más costosos para todos los valores de fracción de FV.

Este estudio aborda el tamaño óptimo de los sistemas autónomos híbridos de energía fotovoltaica con almacenamiento de batería, desarrollando una metodología de dimensionamiento general, alternativa a metodologías similares existentes. Muchos métodos previos se han basado en el escenario de los “peores meses”. Se mostró en el presente estudio que el escenario basado en el peor mes conduce a los sistemas menos óptimos en términos de tecno-economía, proporcionando un alto nivel de autonomía, pero un coste del sistema demasiado alto. Además, el uso de distintos escenarios a un mismo nivel de autonomía produce la necesidad de introducir una tercera energía (energía auxiliar). El escenario 4 ha resultado ser la técnica de dimensionamiento más óptima. Otra conclusión obtenida es la importancia del lugar del dimensionamiento, ya que se han comprobado los resultados con otros lugares con condiciones atmosféricas distintas, o incluso con el mismo lugar, Cardiff, en distintos años. Las distribuciones mensuales de radiación solar y velocidad del viento deben ser analizadas previamente al estudio.

- Un estudio centrado en métodos probabilísticos es el de Tina y Gagliano [45], en el cuál se centran primeramente en el estudio de datos meteorológicos del viento, abarcando dos tipos de investigación: la predicción de valores futuros exactos para un determinado tiempo [46], prediciendo una forma de onda, mientras que, en el segundo tipo, se genera la forma de onda de los datos meteorológicos [47]. Estos estudios previos tienen algoritmos centrados en detallados modelos físicos de viento, que se escapan a los conocimientos de este trabajo, y por lo que, no profundizaré en ellos. De este estudio se puede obtener un modelo computacional para generar escenarios sintéticos de velocidad de viento muy útiles para el análisis de sistemas híbridos. El modelo se basa en series de Fourier y modelos autorregresivos. Los datos sintéticos obtenidos (3000 escenarios) se usaron para analizar una configuración de sistema híbrido particular, orientado a la generación de grandes cantidades de energía para suministrar a la red eléctrica. El enfoque del trabajo es hacia sistemas más pequeños aislados de la red, por lo que no me extenderé más aquí, pero demuestra que las metodologías son válidas para otros tipos de sistemas.

3.2.2 Métodos analíticos

En este tipo de métodos, los sistemas híbridos se representan mediante modelos computacionales que describen el tamaño del sistema en función de su viabilidad. Por lo tanto, el rendimiento del sistema se evalúa para un conjunto de arquitectura posible y/o un tamaño particular de los componentes. Así, la mejor configuración de un sistema de energía híbrido se determina debido a uno o varios índices de rendimientos de los distintos tipos de sistemas analizados. Esta metodología permite simular el rendimiento de varias configuraciones, pero necesita, generalmente, series de variables climáticas (viento e irradiación solar) de un año para

las simulaciones. Se pueden llevar a cabo con modelos computacionales (herramientas software comerciales y/o aproximaciones numéricas de los componentes del sistema).

- Este tipo de metodologías es válido para otros tipos de sistemas también, como puede ser un sistema híbrido conectado a red, como se demuestra en una optimización económica de un sistema FV conectado a red por Mondol [48].

- Dufo-López [26], estudio nombrado anteriormente, también presenta una metodología analítica para un sistema híbrido conectado a red, sin embargo, este artículo posee un ingrediente muy interesante que lo diferencia los demás, es un sistema que integra la intermitente producción de hidrógeno.

Presenta 3 tipos de sistemas: FV-V, FV-V e hidrogeno para comercialización, y FV-V e hidrógeno para generación de electricidad. El análisis para estos tres tipos de sistemas se realiza para generar un diseño óptimo que garantice una superficie dada por el diseñador, y un coste inicial de la inversión igual o inferior al previsto; obteniendo los rendimientos más altos.

El análisis económico del sistema se produce respecto a los factores previamente nombrados de NPC, NPV y VAN.

Los resultados para el sistema fueron dados en 2007, en España, cuando la ley no era restrictiva frente a la generación por energías renovables, y el RD 3860/2007 favorecía instalaciones como ésta. El software utilizado para la simulación ha sido GRHYSO, desarrollado por la Universidad de Zaragoza y que permite la simulación de sistemas híbridos conectados a red con la función de producir hidrógeno y energía eléctrica [49].

- Un ejemplo ya muy claro del enfoque de este trabajo, es el análisis económico de un sistema híbrido aislado para agricultura sostenible en el desierto de Egipto, realizado por Kamel y Dahl [50].

Basado en estudios sobre los fundamentos de la arquitectura y diseño de sistemas híbridos de potencia [51], donde se presentan sistemas híbridos como enfoque óptimo para sistemas autónomos de suministro de energía para aplicaciones en áreas remotas donde la demanda de carga y los recursos de energía renovable disponibles están en línea con los requisitos básicos que un sistema híbrido necesita para ser funcional. Comenta que lo que realmente hace que un sistema híbrido sea económico son las reducciones de los costes de combustibles y de los costes de operación y mantenimiento. El factor clave es la reducción de horas de funcionamiento de los típicos generadores diésel usados en estas áreas remotas, gracias a una mayor dependencia de los recursos de energía renovable. También está basado el estudio en un artículo de Wichert [52] en el cuál se presentan las características técnicas y económicas de los sistemas híbridos y se describen direcciones futuras esperadas para su desarrollo. Incluye situaciones en las que el uso de generación con solo diésel se vuelve antieconómico. Por último [53], se presenta una cuenta detallada de las características operativas de los sistemas híbridos que comprenden aerogeneradores y generadores diésel, afirmando que una gran desventaja del uso de estos últimos son sus altos costes de mantenimiento. Hunter [53] presentó híbridos eólico-diésel como solución definitiva, aunque no profundizó en la falta de velocidad de viento presente en algunos lugares.

Este estudio se centra en las actividades agrícolas y ganaderas del desierto en Egipto reflejadas en un informe del Ministerio de Agricultura (2000), describiendo las actividades de la granja que podrían ser provistas mediante el uso de tecnologías renovables. Variables importantes a tener en cuenta son el área de la tierra, los patrones de cultivo y los animales. La región de East Owienat tiene un buen potencial debido a los fuertes vientos que prevalecen en

la zona. La energía generada por las turbinas eólicas podría usarse en bombeo de agua. Estos artículos base han guiado el estudio propuesto [50].

La zona objeto del estudio posee varios generadores diésel desplegados por el gobierno para suministrar energía a las bombas de agua, sistemas de irrigación y residencias de trabajadores. El tamaño de la demanda de carga no es el suficiente para justificar la conexión a la red nacional. El uso de generadores diésel está provocando graves emisiones nocivas. Y ya que requieren un 100% de disponibilidad, implica que trabajan bajo sus niveles de capacidad.

En primer lugar, para el diseño del sistema de suministro es necesario conocer los recursos solares y eólicos del lugar [54] presentados en la Figura 3.12.

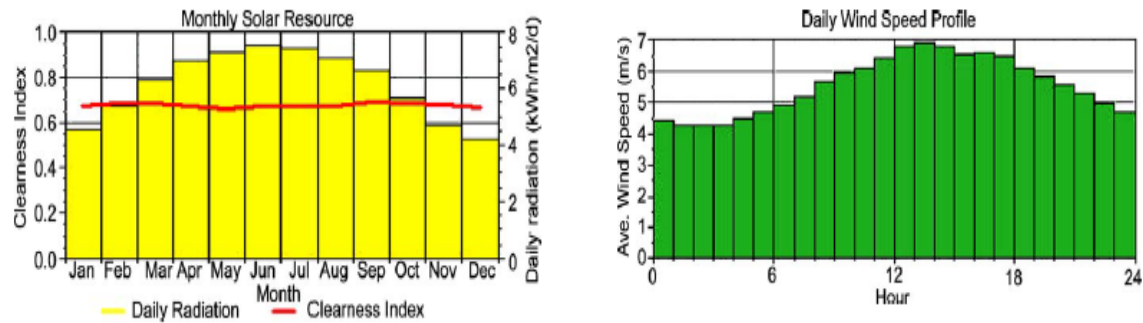


Figura 3. 12 Datos mensuales de radiación solar y velocidad de viento de izquierda a derecha [54]

Los datos de radiación solar son precisos, pero los datos del viento se basan en estimaciones realizadas por los planificadores de energía del gobierno egipcio. Se utiliza un promedio anual de 5,5 m/s de velocidad del viento.

Se identifican y pronostican dos tipos de carga: viviendas y trabajos agrícolas. Para el análisis se han estimado 50 trabajadores para cada 100 hectáreas con viviendas con electrodomésticos básicos. El bombeo representa la mayor parte de la demanda de carga total. Esta carga ofrece la ventaja de poder satisfacerse durante cualquier momento del día y no en horas específicas.

La estimación de carga se basó en varias suposiciones respecto a los cultivos como fueron el consumo de agua de 30 metros cúbicos diarios por hectárea usando riego por aspersión con un 80% de eficiencia. El tipo de cultivos (patatas y maíz) es importante para una previsión precisa de demanda. Las cargas se muestran en la Tabla 3.3.

	Total annual load served (kWh)	Annual average (kWh/day)	Annual peak (kW)
Primary load	36,683	100.3	9.6
Deferrable load ^a	582,973	1591	133

Tabla 3. 3 Demanda de carga para los cultivos [50]

En la Tabla 3.3, Primary load son las cargas domésticas, y deferrable load las cargas de actividades agrícolas; midiendo en las 3 columnas la carga total demandada, la media anual y el pico anual respectivamente.

En el análisis se utilizó el precio del momento en el mercado de combustible diésel en Egipto, a 0,09 dólares el litro, o 5,6 libras egipcias. El transporte es subsidiado por el gobierno.

La herramienta utilizada para la simulación es HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovables de los EE.UU. en Colorado, utilizado para identificar la minimización de costes para una

combinación de tecnologías de generación de energía que se adaptan a los perfiles de carga. El modelo seguido es:

$$\begin{aligned} \text{Minimize annualized cost} &= \sum_{i=1}^n (K_i + RP_i + OM_i) \\ \text{Subject to } \sum(\text{load} - \text{power output}) &\leq \text{max unserved load (\%)} * \text{Load} \end{aligned} \quad (15)$$

Donde K es el capital inicial, RP el coste de reemplazo de máquinas generadoras, y OM el coste de operación y mantenimiento anual. El coste de capital es el precio de mercado estimado del equipo en Egipto; el coste de reemplazo es el coste de capital de reemplazar un componente en el final de su vida (puede ser diferente al coste inicial de capital porque no todos los componentes pueden requerir un reemplazo al final de su vida útil); y por último el coste de OM es el coste de trabajo en Egipto. En este análisis el coste de capital anual se calcula distribuyendo uniformemente los costes de capitales iniciales y los costes de operación fijos de un componente durante una vida útil del proyecto. Además, el LCOE, NPC y las emisiones de carbono para el sistema híbrido también se calculan.

Varios tamaños de inversores, aerogeneradores, generadores diésel y baterías han sido requeridos para esta simulación. El número de unidades de cada elemento se presenta en la Tabla 3.4.

PV array (kW)	20 kW wind turbine (no. of units)	50 kW wind turbine (no. of units)	Diesel generator (kW)	Battery (kWh)	Inverter (kW)
1	1	1	50	30	5
5	2	2	100	40	10
10	3	3	120	50	15
15		4	200	60	20
20		5	250	70	30
		6		80	
		7			

Tabla 3. 4 Número de elementos posibles para las combinaciones del sistema híbrido [50]

El software mezcla y combina estos componentes para encontrar la combinación que satisface el requisito de carga para el área de planificación al menor VAN. Un objetivo clave es comparar el LCOE y las emisiones de carbono de la situación actual, solamente con generadores diésel con varios de los sistemas híbridos. HOMER da la oportunidad de diseñar un sistema de potencia de minimización de costes que proporcione una fuente de alimentación a medida para la demanda de carga específica. Además, también minimiza problemas de exceso de capacidad.

Los costes de cada elemento aparecen desglosados en la Tabla 3.5.

Rated capacity	Capital cost (\$)	Replacement cost (\$)	Operation and maintenance cost
1 kW PV	8000	6000	\$100/year
20 kW wind turbine	55,000	45,000	\$800/year
50 kW wind turbine	80,000	70,000	\$1200/year
8 kW diesel generator	7000	6000	\$0.25/h ^a
1 kWh battery	100	90	\$5/year
4.8 kW inverter	3500	3400	\$40/year

Tabla 3. 5 Costes unitarios de los elementos del sistema híbrido [50]

Basado en estas cifras de costes, los costes para unidades de mayor capacidad nominal, se extrapolan.

El software es el que decide si es necesario utilizar baterías o poner en marcha los generadores diésel, ya que el diésel es costoso de arrancar y funcionar a menos de su capacidad

máxima, solamente se debería ejecutar cuando el exceso de carga es lo suficientemente alto durante el tiempo suficiente para ser justificable. HOMER sigue 2 tipos de estrategias para esto: una estrategia de carga de ciclo que siempre ejecuta el generador diésel a plena capacidad y cualquier potencia extra se usa para cargar las baterías; y una estrategia de flujo de carga que ejecuta el generador diésel solo lo suficiente para satisfacer la carga excedente actual. En este caso se utiliza una estrategia mixta, que depende de los términos de coste de producción y para extender la vida útil de la batería, obteniendo mejores resultados.

HOMER identifica los 9 sistemas más baratos. Los 2 sistemas más baratos (denominados como sistemas II y III) Se comparan con el sistema I, el sistema inicial solamente con generadores diésel. El sistema II es diésel-V y el sistema III tiene un pequeño componente de FV. Se obtienen las siguientes recomendaciones. El sistema I ofrece el coste inicial de capital más bajo, pero tiene el VAN y LCOE más costosos debido a los costes de OM y del combustible diésel. Por otro lado, ambos sistemas híbridos II y III tienen costes iniciales de capital más altos, pero un VAN mucho más bajo. Los costes de combustible diésel y OM para generadores diésel son el mayor contribuyente al alto VAN en el sistema I; solamente el diésel sería la opción de combustible más barata si se utilizase una tasa de descuento real del 25 %. Incluso con el subsidio del transporte, el VAN y el LCOE de operar con un sistema I todavía es considerablemente más costoso que los otros sistemas. Sin embargo, los bajos costes iniciales han provocado que sea económicamente más atractivo, algo que es contrario a la realidad una vez se consideran los costes recurrentes a largo plazo.

Respecto a las emisiones de elementos nocivos para el medioambiente, se debería seleccionar el sistema III. Tiene un LCOE mucho más bajo que el sistema I, y es levemente más costoso que el sistema II. La arquitectura contribuye a una reducción de las horas de funcionamiento del diésel, aumenta la fracción de energías renovables y disminuyen las emisiones.

Aunque el sistema II resulta el más óptimo, el sistema III tiene una componente solar, y a pesar de ser un 10 % más elevado el coste de capital, reemplazo, y OM, tener una limitada penetración de FV puede sentar las bases y estimular una educación y concienciación hacia este tipo de tecnología.

El consumo de combustible diésel disminuye alrededor del 23 %.

En definitiva, se han estudiado 3 tipos de sistemas híbridos aislados de la red, para tareas agrícolas en Egipto, obteniéndose varios resultados evaluados en las anteriores conclusiones. Este estudio se abre a investigaciones futuras [55].

- Un estudio por parte de Kaldellis [56] optimiza un sistema FV aislado para dos islas, metodología analítica, algo más compleja que el caso anterior. A pesar de no ser híbrido es interesante su análisis para zonas aisladas. Se propone un sistema FV-Baterías para enfrentar los problemas de electrificación de numerosos consumidores en áreas remotas con considerable radiación solar. El controlador de carga del que dispone apaga la matriz FV cuando la batería está completamente cargada y cambia la carga antes de que la batería se agote por completo [57]. Los resultados reflejaron una contribución de la batería superior al 27% lo que refleja la

diferencia entre sistemas conectados a la red y autónomos. Incluso para zonas con elevada radiación solar, el uso de la batería es bastante alto.

- Diaf, en un artículo ya nombrado [18] presenta una metodología, bastante compleja, para un dimensionamiento óptimo en un sistema híbrido FV-V autónomo. La modelación es el paso esencial antes de cualquier fase de dimensionamiento. Para este estudio el sistema presenta los 3 subsistemas principales, el generador FV, la turbina eólica y el almacenamiento de la batería, como se muestra en la figura 3.13.

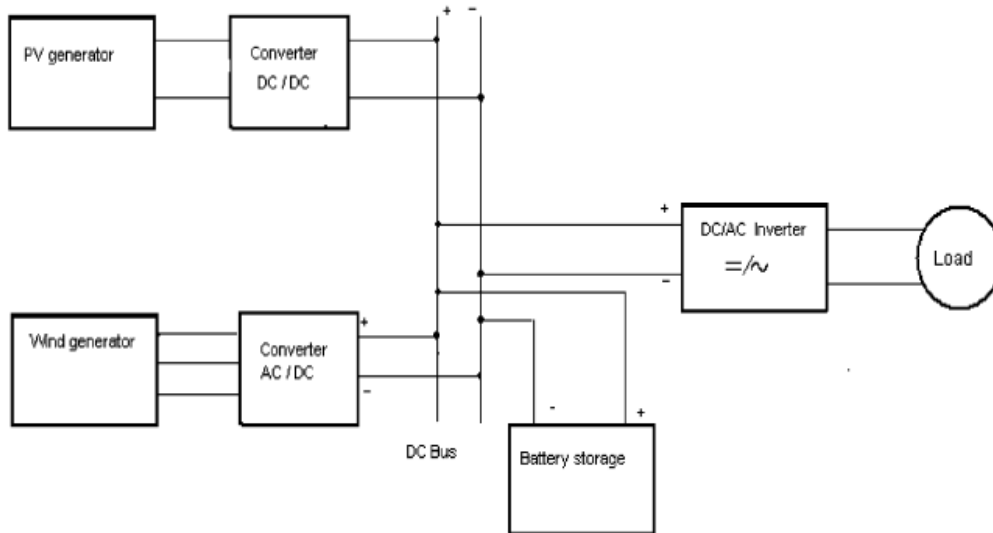


Figura 3. 13 Modelado de sistema híbrido autónomo [18]

Estos modelados se llevarían a cabo en programas computacionales como puede ser Matlab, y contienen un elevado contenido físico-matemático que no introduciré en este documento ya que está fuera del objeto de estudio y de los objetivos de este trabajo. Solamente comentaré algunas de las fórmulas más determinantes y necesarias. Para generar el modelo del generador fotovoltaico, los modelos que describen los comportamientos de salida son el modo más práctico para su evaluación. La potencia de salida del generador FV [57]:

$$P_{PV} = \eta_g \cdot N A_m G_t, \tag{16}$$

Siendo N el número de módulos, A_m el área total de generadores FV y G_t la irradiación global sobre plano incidente. Las pérdidas de energía en el generador FV se representan en su rendimiento, incluyéndolas pérdidas de conexión, pérdidas de cableado, eficiencia del seguidor de MPPT, eficiencia de la célula y pérdidas por temperatura.

El modelado del aerogenerador es distinto, la potencia de salida depende de las distintas curvas que poseen cada generador. En este caso la salida de potencia del generador de viento es estimada a través de la interpolación de los valores de los datos proporcionados por los

fabricantes. Como las curvas de potencia son bastante suaves, se pueden aproximar utilizando una interpolación cúbica spline [58].

El modelado de las baterías cambia según el proceso, ya sea durante el proceso de carga, cuando la producción de los sistemas FV-V es mayor que la carga demandada; y cuando la demanda de carga es mayor que la energía generada.

En este estudio, el modelo de dimensionamiento es desarrollado de acuerdo con el concepto de LPSP para evaluar la fiabilidad de los sistemas híbridos. En primer lugar, se calcula la potencia total, sumando la potencia generada por los sistemas de FV y V; y posteriormente se calcula la potencia de entrada al inversor como la potencia demandada por la carga entre el rendimiento del inversor. Tras esto pueden ocurrir varias cosas: que la potencia generada sea mayor que la demandada, por lo que el excedente se almacenará en las baterías y se calculará la nueva capacidad; que sea menor, cubierto el déficit por el almacenamiento, y calculando el nuevo almacenamiento; y que haya igualdad entre potencia generada y demandada, donde no

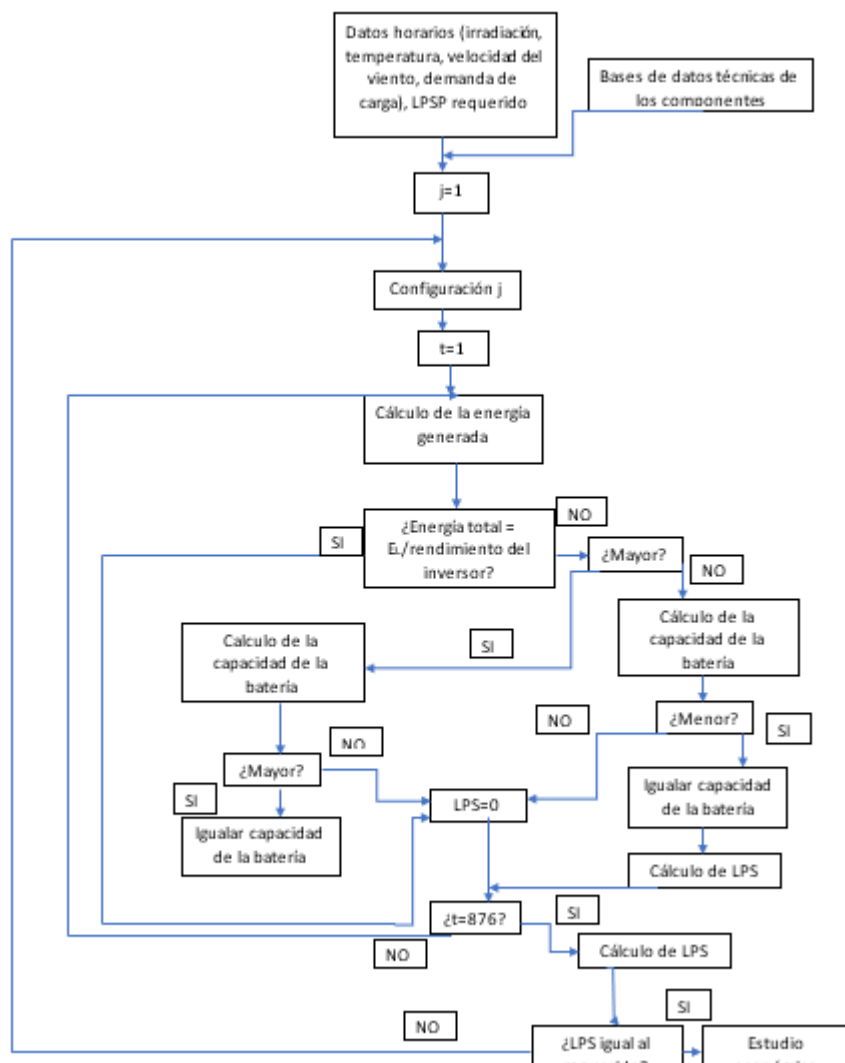


Figura 3.14 Algoritmo secuencial que muestra el proceso de fiabilidad de un sistema híbrido [18]

habrá cambios. Este proceso aparece detallado en un algoritmo secuencial, como se ve en la Figura 3.14.

En él se puede observar los pasos ya comentados, y como tras calcular la nueva capacidad de la batería en todos los casos, se procede al cálculo del LPSP para compararlo con el escogido, y cuando éste sea menor o igual, proceder al análisis económico.

Respecto al modelo económico utilizado es uno basado en el concepto del LCE (2). La configuración con el LCE más bajo se toma como la óptima desde el conjunto de configuraciones que garantizan el LPSP requerido. Se suponen unos 25 años de vida útil para los módulos, y 4 años para las baterías. El coste de mantenimiento actual se ha establecido como un 5% del coste de capital para la turbina eólica, 1 % del capital para el generador fotovoltaico y 0% para las baterías. La tasa de descuento anual se considera como un 8%.

La simulación se ha realizado para la isla de Córcega (Italia), utilizando el año 2001, con unos valores medios de velocidad del viento y temperatura presentes en la figura 3.15 y un perfil de carga horaria estimada en la figura 3.16.

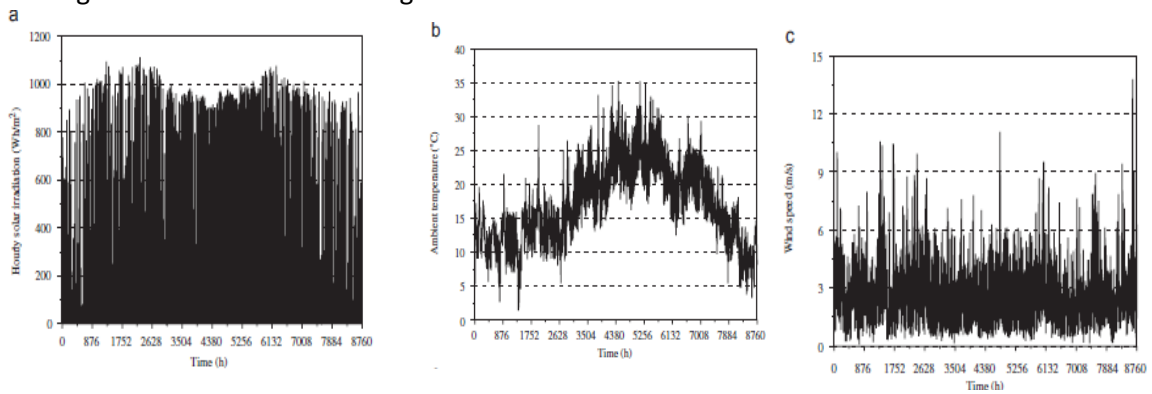


Figura 3. 14 Radiación solar, temperatura y velocidad del viento en Córcega 2001 [18]

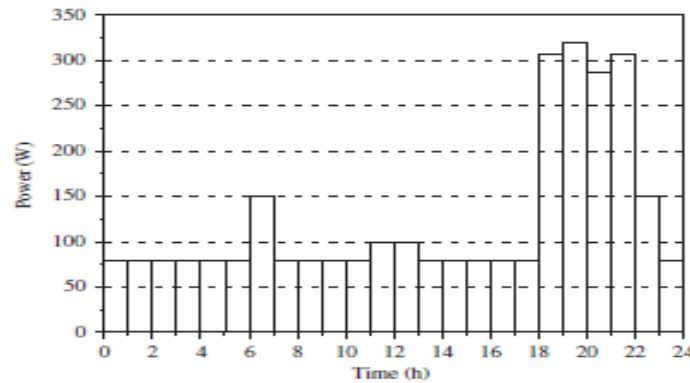


Fig. 4. Hourly load profile.

Figura 3. 15 Perfil de carga horaria estimada [18]

Desarrollado el modelo de fiabilidad del sistema teniendo en cuenta diferentes combinaciones para FV-V y almacenamiento.

Como conclusiones tras analizar multitud de combinaciones para distintos LPSP, se ha obtenido que para un LPSP de 0 y un perfil definido, más del 30% de la energía producida no se utiliza a menos que la capacidad de la batería sea muy grande. Por otro lado, mientras que en una contribución renovables del 85%, el porcentaje de exceso de energía disminuye a 5% para una configuración con un aerogenerador que ocupa el 15% de la potencia generada. Otra conclusión importante es que la elección de los dispositivos es un paso importante del

dimensionamiento, por ejemplo, el sistema de configuración con un aerogenerador de 600W, generador FV de 125 W y almacenamiento de 253 Ah se encuentra en el punto óptimo tanto técnico como económico. Además, para diferentes configuraciones con un 100% de fiabilidad, el LCE más bajo ocurre con la misma capacidad de la batería (750 Ah), correspondiente al doble de la capacidad diaria, y con un exceso de energía superior al 40%. El uso de una tercera fuente de energía (diésel) puede reducir este exceso de energía y traer beneficios al sistema.

3.2.3 Métodos iterativos

Esta evaluación iterativa del rendimiento de los sistemas híbridos se realiza mediante un proceso iterativo que se detiene al alcanzar la mejor configuración de acuerdo con las especificaciones del diseño. Los algoritmos genéticos (GA) son búsquedas globales y técnicas de optimización inspiradas en el proceso de evolución natural de las especies, que suelen encontrar fuertes soluciones óptimas en procesos de optimización. Algunos estudios de estos métodos son:

- [59] Hakimi realiza un estudio de optimización de sistemas híbridos utilizando una optimización de “enjambre de partículas” PSO. Se considera en primer lugar el dimensionamiento del sistema híbrido, y en segundo lugar el coste, presentado por una función objetivo. Luego se revisa el algoritmo PSO finalizando con algunos resultados de simulación presentados. El estudio es realizado para Kahnouj, al sureste de Corrí (India) con una población cercana a los 2000 habitantes, aislada de la red.

El sistema está compuesto por: un aerogenerador, una pila de combustible de membrana con intercambio de protones (PEM) para generar energía limpia combinando hidrógeno y oxígeno del aire para producir electricidad, un electrolizador para separar el hidrógeno y el oxígeno del agua (eficiencia del 90 %), un reactor anaeróbico [60] para producir metano de los desechos municipales, un reformador para producir hidrógeno a partir del metano usando altas temperaturas de vapor [61], un tanque de hidrógeno que almacena

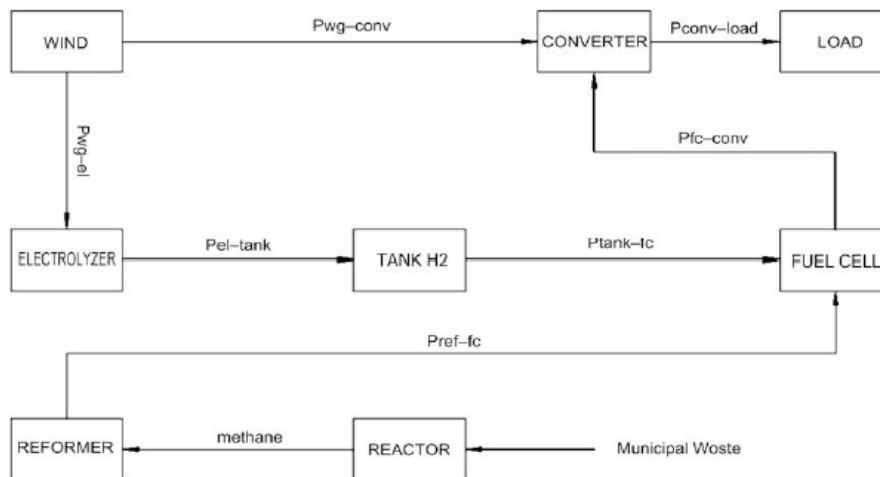


Figura 3. 16 Esquema del sistema híbrido [59]

hidruros metálicos, licuefacción y compresión a alta presión [62] para almacenar el metano, y por último un convertidor de CC a CA. El sistema se puede representar en el siguiente esquema (Figura 3.17).

Es deseable que el sistema cumpla con la demanda, minimizando los costes y optimizando los componentes. Se consideran tres situaciones para el sistema: generación igual

a demanda (A), mayor potencia generada que demandada (B) [63] y mayor demanda que potencia generada (C).

Respecto a la viabilidad económica, los costes de capital, de reemplazo y de OM deben combinarse de alguna manera para poder hacer una comparación con los costes respecto del punto de partida sin la aplicación del proyecto. Se ha escogido el VAN para el cálculo de costes [64].

La optimización del “enjambre de partículas” fue introducida por Kennedy y Eberhart [65]. Aunque la utilizada en este análisis ha sido adaptada a tipos específicos de problemas, y mejorada [66-68]. A continuación, se realiza una breve introducción al funcionamiento del algoritmo PSO. Se considera un enjambre de partículas p , con la posición de cada partícula que representa un posible punto de solución en el espacio del problema de diseño D . Para cada partícula i , se propuso que su posición X_i se actualizase de la siguiente forma:

$$X_{k+1}^i = X_k^i + V_{k+1}^i \tag{17}$$

Siendo V una pseudo-velocidad, calculada:

$$V_{k+1}^i = w_k V_k^i + c_1 r_1 (P_k^i - X_k^i) + c_2 r_2 (P_k^g - X_k^i) \tag{18}$$

Siendo k un incremento de pseudo-tiempo, representado P la mejor posición de la partícula i en el momento k . r_1 y r_2 representan números aleatorios uniformes entre 0 y 1, c_1 y c_2 parámetros de escalamiento cognitivo y social. El resultado de usar estos parámetros es que las partículas que sobrepasan el objetivo la mitad del tiempo, manteniendo la separación dentro del grupo y permitiendo un área más grande para buscar que si no se produjera un rebasamiento. Las partículas sacan más fuerza cuando c_1 y c_2 coexisten en buen equilibrio, mientras que las partículas se separan para valores muy distintos de ambos. Se suponen varios valores de c_1 y c_2 , se toma un tamaño de población de $p=60$ y un número de iteraciones $g=500$. El algoritmo PSO es más rápido y menos complicado que otros métodos como algoritmos genéticos o algoritmos de colonia de hormigas.

Los valores de entrada para el procedimiento de optimización son los costes de capital, de reemplazo, de OM, eficiencia y vida útil de los componentes y vida útil del proyecto, especificaciones de todos los componentes e información sobre la población del área y los desechos producidos. Se han considerado promedios semanales en los datos para simplicidad del estudio (en velocidad del viento y demanda horaria). El algoritmo PSO se inicializa con 2

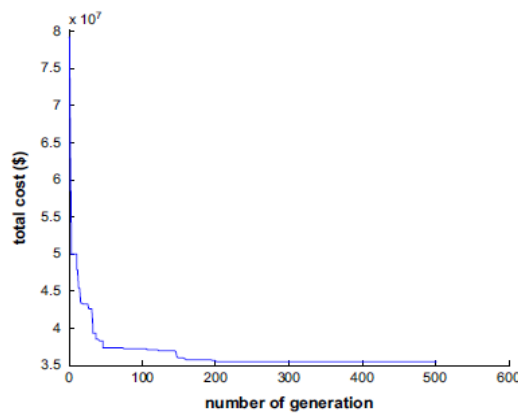


Figura 3. 17 Costes totales de cada iteración [59]

vectores aleatorios que son los tamaños del sistema. Se calcula la función objetivo en ambos vectores para todas las partículas en todas las iteraciones. Así se calcula la mejor posición para

cada partícula y la mejor posición del grupo es determinada por la comparación de las mejores posiciones de las partículas. La solución del problema es la mejor posición de grupo para la posición y pseudo-velocidad de las partículas. Este método no solo depende de los costes del sistema, también del rendimiento, por lo que, si los tamaños obtenidos no satisfacen las restricciones, no son seleccionados como tamaños óptimos.

En dicho estudio, se obtuvo como resultado por una parte la Figura 3.18 donde se muestra la estructura de costes para cada iteración. En la Figura 3.19 se muestran los resultados para los diferentes escenarios.

En ella se puede ver que el aumento de la tasa de interés hace que los costes del sistema se reduzcan. En realidad, al aumentar la tasa de interés se dará como resultado una reducción del coste de los pagos anuales. En consecuencia, el aumento de la tasa de interés resulta en una disminución en esas partes de los costes del sistema que incluyen pagos anuales o periódicos (costes de OM y costes de reemplazo), y el VAN del sistema disminuye.

También se puede observar en el diagrama que al aumentar la eficiencia de la celda de combustible y el electrolizador se produce una reducción de costes del sistema. Si la vida útil de la turbina eólica y la celda de combustible se reducen, los costes del sistema aumentan. Sin embargo, debido a una mayor cantidad de aerogeneradores, la sensibilidad de los costes del sistema a la vida útil del aerogenerador aumenta.

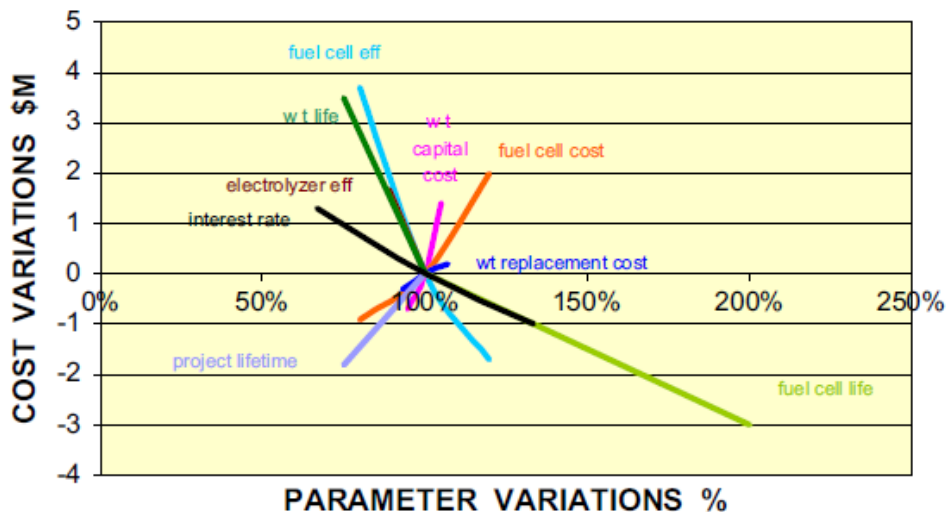


Figura 3. 18 Diagrama "araña" para la sensibilidad de escenarios [59]

- Otro estudio [69] realiza una optimización de dimensionamiento para un sistema híbrido FV-V con un sistema auxiliar de almacenamiento de baterías para varias condiciones de carga y energía auxiliar.

Basado en estudios como el de Borowy y Salameh [70] donde se ha desarrollado un algoritmo para optimizar una matriz de baterías para un sistema híbrido FV-V aislado. El modelo se basó en una irradiancia solar por hora a largo plazo y datos de demanda máxima del sitio escogido. El número de módulos fotovoltaicos en el sistema híbrido se calculó en el mismo algoritmo de optimización. Pero el coste de los sistemas no fue considerado para la optimización del sistema. Más tarde los mismos autores en otro estudio optimizaron un sistema similar teniendo en cuenta el coste de los módulos FV y del sistema de batería [71].

El tamaño óptimo de un sistema híbrido generalmente depende de la velocidad del viento y radiación solar en esa área. Por otro lado, también depende de la carga que suministrará

el sistema de energía híbrido y el coste unitario del proveedor de energía auxiliar, en caso de que no se aislado. En este estudio, el objetivo es ilustrar los efectos de diversas cargas y costes unitarios de energía auxiliar en la optimización del tamaño del sistema híbrido. En el estudio se proponen dos cargas diferentes, una para una vivienda y otra para una estación GSM para telefonía móvil. El procedimiento de simulación y optimización se completa con el software comercial ARENA 12.0 y una herramienta de búsqueda-optimización.

El sistema híbrido planteado se representa en la Figura 3.20. Las baterías se utilizan debido a las características estocásticas de las entradas del sistema, la radiación solar, la velocidad del viento y la electricidad consumida en el lugar. Los recursos energéticos potenciales tales como las fuentes de energía solar y eólica no son variables controlables y el

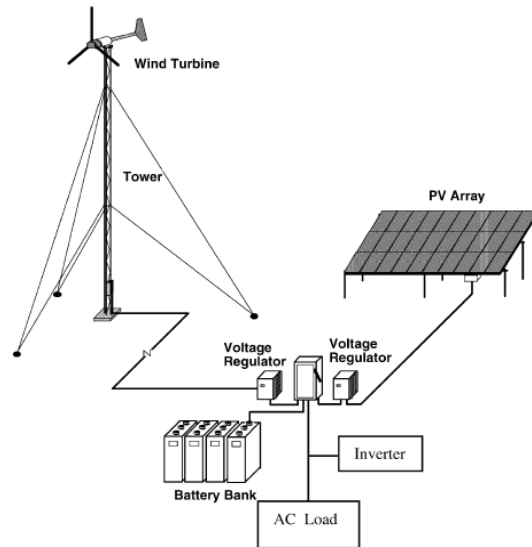


Figura 3. 19 Esquema del sistema híbrido propuesto [69]

comportamiento de estas variables no es determinista. Por lo tanto, las distribuciones de probabilidad se especifican para llevar a cabo la simulación de entrada. Las distribuciones teóricas de la radiación solar horaria y la velocidad del viento se ajustan a una distribución adecuada utilizando el analizador de entrada ARENA 12.0 basado en datos históricos [72]. Las variables de entrada se suponen que no cambian durante cada hora. La duración de cada simulación ejecutada se considera como 20 años (vida útil del proyecto) es decir 175200 h. El modelo de simulación consiste en una técnica de reducción de varianza popular y es útil para comparar dos o más configuraciones alternativas. Es necesario un análisis de estado estable para analizar un largo período de tiempo, conocido como período de calentamiento establecido en 17000 h [73]. Los datos de radiación solar media y velocidad del viento se toman para el período

de 2001-2003 registrados en una estación meteorológica donde el sistema híbrido sugerido debe establecerse [74].

Para la radiación solar, el software de simulación ARENA utiliza nueve distribuciones teóricas diferentes para ajustar los datos de una distribución teórica. Estas distribuciones son, exponencial, Gamma, Logarítmica, Normal, Triangular, Uniforme, Weibull, Distribuciones Erlang y Beta. Cada una de ellas tiene su propia probabilidad de características en la creación de variables aleatorias en un modelo estocástico. Un ejemplo de la simulación para los meses de junio, Julio y agosto en la distribución Beta aparece en la Tabla 3.6.

Hours	Months		
	June	July	August
00:00-01:00	0	0	0
01:00-02:00	0	0	0
02:00-03:00	0	0	0
03:00-04:00	0	0	0
04:00-05:00	0	0	0
05:00-06:00	0	0	0
06:00-07:00	$-0.001 + 37 * \text{BETA}(0.0269, 0.0857)$	0	0
07:00-08:00	$48 + 123 * \text{BETA}(2.71, 0.787)$	NORM(113, 12.9)	$18 + 80 * \text{BETA}(2.22, 1.22)$
08:00-09:00	NORM(313, 16.6)	TRIA(240, 278, 305)	$80 + 189 * \text{BETA}(3.49, 1.22)$
09:00-10:00	NORM(482, 19.9)	$270 + 209 * \text{BETA}(3.26, 0.724)$	$183 + 246 * \text{BETA}(1.57, 0.542)$
10:00-11:00	$481 + 173 * \text{BETA}(2.39, 0.602)$	NORM(602, 17.2)	NORM(545, 55.8)
11:00-12:00	$558 + 206 * \text{BETA}(2.51, 0.601)$	NORM(714, 28.1)	$265 + 457 * \text{BETA}(2.76, 0.465)$
12:00-13:00	$538 + 297 * \text{BETA}(1.34, 0.431)$	$517 + 337 * \text{BETA}(3.95, 1.11)$	$221 + 617 * \text{BETA}(3.05, 0.62)$
13:00-14:00	$472 + 399 * \text{BETA}(1.5, 0.42)$	$672 + 187 * \text{BETA}(3.27, 0.858)$	$145 + 704 * \text{BETA}(2.09, 0.385)$
14:00-15:00	$229 + 617 * \text{BETA}(1.13, 0.313)$	$400 + 436 * \text{BETA}(1.32, 0.415)$	$144 + 655 * \text{BETA}(0.978, 0.366)$
15:00-16:00	$359 + 411 * \text{BETA}(1.02, 0.402)$	$453 + 311 * \text{BETA}(0.931, 0.405)$	$334 + 393 * \text{BETA}(1.45, 0.507)$
16:00-17:00	$198 + 450 * \text{BETA}(1.09, 0.303)$	$174 + 481 * \text{BETA}(1.34, 0.407)$	$193 + 464 * \text{BETA}(2.78, 1.04)$
17:00-18:00	$178 + 326 * \text{BETA}(1.28, 0.418)$	$46 + 452 * \text{BETA}(1.16, 0.347)$	$76 + 371 * \text{BETA}(1.47, 0.483)$
19:00-20:00	$103 + 233 * \text{BETA}(1.55, 0.387)$	$69 + 258 * \text{BETA}(2.46, 0.527)$	TRIA(78, 266, 278)
20:00-21:00	$63 + 91 * \text{BETA}(1.54, 0.604)$	$-0.001 + 148 * \text{BETA}(3.43, 1.02)$	$-0.001 + 101 * \text{BETA}(0.974, 1.13)$
22:00-23:00	0	0	0
23:00-00:00	0	0	0

Tabla 3. 6 Simulación de la radiación solar para los meses de junio, Julio y Agosto [74]

En la Figura 3.21 se muestra el resultado de la simulación de las distribuciones para la radiación solar total promedio por hora en superficie horizontal. Los valores simulados se obtienen por 20 años económicos (vida útil del sistema).

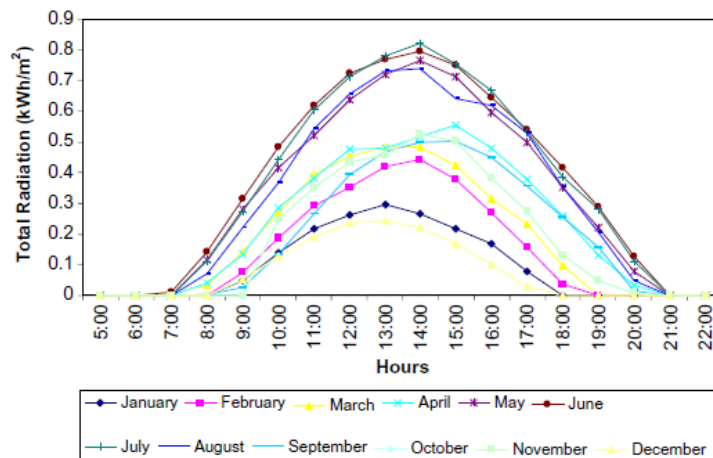


Figura 3. 20 Radiación solar total promedio por hora en superficie horizontal (simulación) [59]

Para medir la velocidad del viento y la dirección predominante del viento, se utiliza un anemómetro de tres “tazas” y una veleta. La medida es para 10 metros de altura para todos los meses del año. Se realiza un modelo de simulación similar al de la radiación solar, y se obtiene

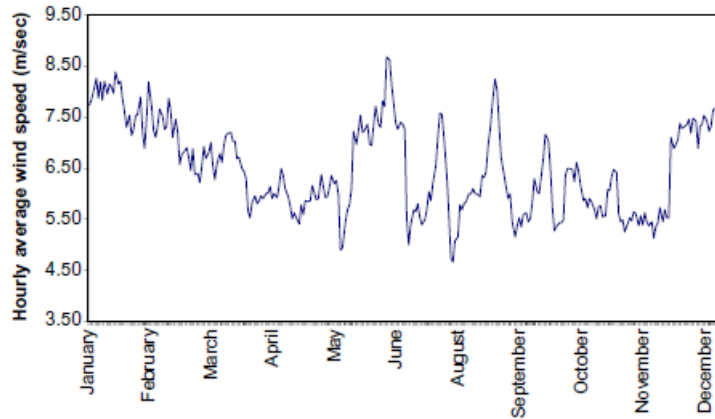


Figura 3. 21 Velocidad del viento media horaria (simulación) [59]

la Figura 3.22 para los 20 años de vida útil. Estas simulaciones se han realizado con 5 repeticiones.

El tercer dato estocástico es el consumo eléctrico de la casa y de la estación de comunicación. En el estudio se analiza la energía potencial de la misma región para cumplir con los consumos de electricidad de los dos lugares. Para los consumos de electricidad, dos distribuciones diferentes están definidas, una en la que se distribuye exponencialmente con una medida de 2 kWh y otra en la que la distribución es uniforme para la misma media. La distribución exponencial corresponde al consumo de la estación de comunicación GSM y la carga distribuida uniformemente es para el consumo eléctrico de la vivienda.

La distribución exponencial es una clase de distribución continua de probabilidad continua. Los tiempos entre eventos se describen con un proceso Poisson, en el cual los eventos ocurren continuamente e independientemente a una tasa promedio constante. La distribución uniforme es también una familia de distribuciones de probabilidad tal que, para cada miembro de la familia, todos los intervalos de la misma longitud en la distribución tienen la misma probabilidad. La distribución está definida para los dos parámetros a y b , que son sus valores mínimo y máximo. La varianza de los datos distribuidos exponencialmente es más grande que los datos uniformemente distribuidos. Las dos distribuciones se obtienen ajustando los datos de consumo de 100 horas recolectados a una distribución adecuada utilizando el software ARENA (Figura 3.23)

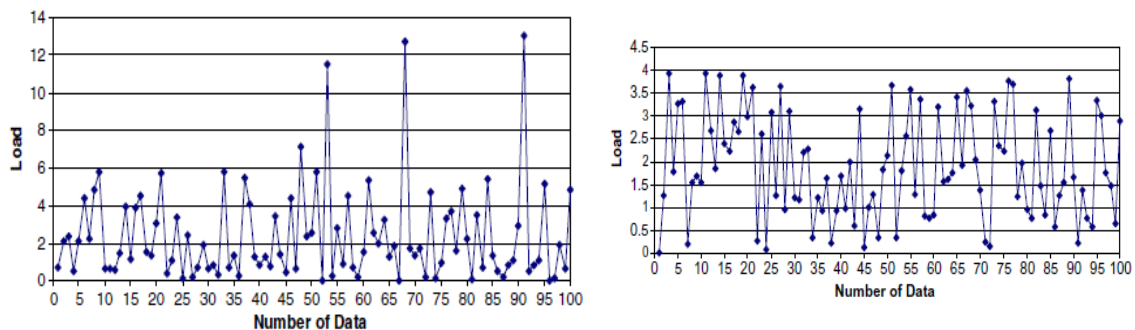


Figura 3. 22 Consumo horario para la estación GSM y la vivienda respectivamente [59]

El grado de fiabilidad para el sistema FV-V necesario para suministrar potencia a una carga particular puede ser proporcionado por una combinación de tamaño adecuado de turbina eólica, fotovoltaica, unidades de almacenamiento y una fuente de energía auxiliar. En la mayoría

de los climas, se necesita energía auxiliar para proporcionar una alta fiabilidad y evite un sobredimensionamiento del sistema FV-V. En un sistema híbrido con energía auxiliar, el tamaño óptimo del sistema depende del coste unitario de esa energía auxiliar [75]. Este sistema auxiliar puede ser un generador diésel, pero en este estudio no se ha especificado, se han establecido unos costes unitarios (0.5,1,2,3,4,5,6,7,8,9 y 10 dólares por kWh). El coste mínimo se ha decidido tal que es el doble del coste unitario promedio de la electricidad producida por el modelo de simulación. De lo contrario, si el coste unitario del auxiliar era menor que el de la electricidad, provocaría que no fuese necesario la utilidad del sistema híbrido (sin tener en cuenta otros factores como los costes de OM, o emisiones nocivas). Se supone que los costes unitarios de la energía auxiliar no varían con la carga.

Tras estas definiciones, se modelan las fórmulas necesarias para la simulación, cuya complejidad no es objeto de este estudio [59].

A continuación, se utiliza la herramienta OptQuest, que trata el modelo de simulación observando solamente la entrada y la salida del modelo de simulación [76]. Es una herramienta de optimización que combina redes neuronales y búsquedas de dispersión en una única búsqueda heurística. En esta simulación se selecciona la minimización del coste del sistema híbrido como objetivo. La herramienta permite al usuario definir explícitamente las restricciones enteras y lineales, aunque en este caso no se ha definido ninguna. A continuación, se muestran los resultados obtenidos por la simulación en las figuras 3.24-28.

Según estas figuras, los costes óptimos para la estación GSM son siempre más altos que los costes óptimos de la casa. La razón de eso puede explicarse por la alta variabilidad de la carga

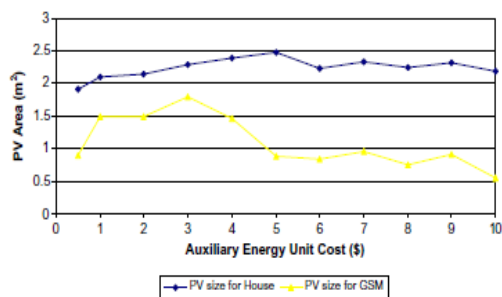


Figura 3. 24 Área de FV óptima según los costes unitarios de energía auxiliar [59]

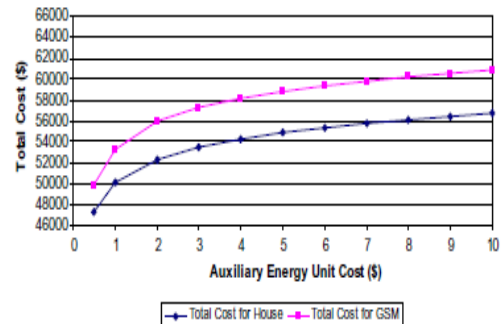


Figura 3. 23 Costes óptimos según el coste unitario de la energía auxiliar [59]

de la estación GSM. El sistema amortigua el efecto negativo de esta varianza al aumentar los tamaños del sistema y por lo tanto el coste total del sistema aumenta. En general, cuando aumenta el coste de la unidad de energía auxiliar el coste total óptimo también aumenta; sin embargo, la proporción de este aumento disminuye cuando aumentan los costes unitarios de

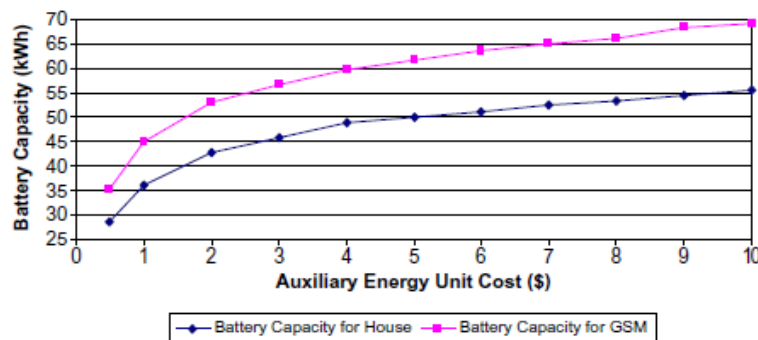


Figura 3. 26 Optimización de la capacidad de las baterías según el coste unitario de la energía auxiliar [59]

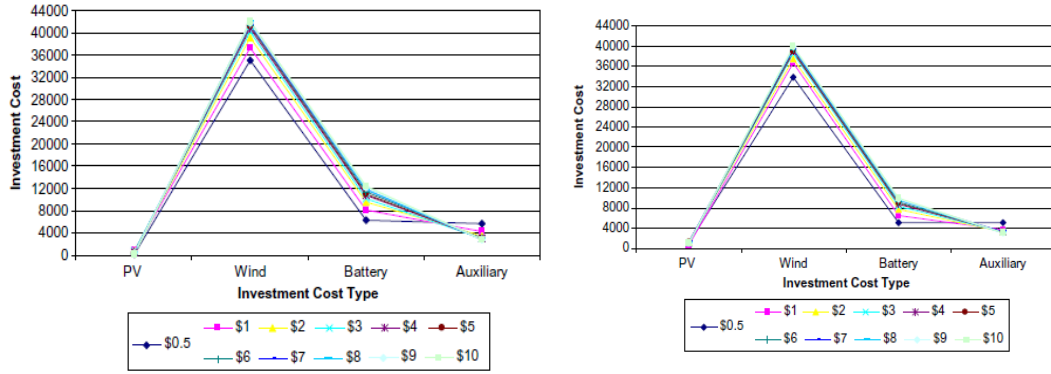


Figura 3. 24 Coste total para cada tecnología en la estación de comunicación y la vivienda (respectivamente de izquierda a derecha) [59]

energía auxiliar. Esto es debido probablemente porque el sistema híbrido comienza a comportarse como un sistema independiente sin considerar una fuente de energía auxiliar, por lo que el coste del sistema no se verá tan afectado por el aumento del coste unitario de la energía auxiliar. Los resultados para tamaños de FV óptimos para la casa son siempre mayores que para la estación. Esto se debe al alto coste unitario de los módulos fotovoltaicos, en relación con otros componentes. Los tamaños óptimos del rotor del aerogenerador y la capacidad de las baterías son siempre mayores en la estación que en la casa. La capacidad de la batería juega un papel importante porque la brecha entre los dos tipos de curvas de carga es mayor, debido al bajo coste de las baterías en comparación con el coste de la turbina eólica. Por lo tanto, se puede decir que el sistema que tiene una alta varianza de carga tiende a aumentar la capacidad de la batería para amortiguar el efecto negativo que esta varianza produce. Cuando la energía auxiliar aumenta de coste, los tamaños óptimos también aumentan, ya que, para poder minimizar el coste total, el sistema usa la fuente de energía auxiliar, aunque se aumentan los tamaños de los otros componentes. Sin embargo, después de cierto punto, este aumento disminuye porque el sistema comienza a comportarse como un sistema independiente y no usa la fuente de energía auxiliar. Después de un coste unitario de alrededor de 6 dólares, el cambio óptimo del tamaño del rotor del aerogenerador es menor que el cambio en el tamaño de la batería. Entonces el sistema tiene a aumentar el tamaño de la batería en lugar de otros componentes.

La metodología descrita en este estudio proporciona un enfoque sistemático para el diseño y análisis de sistemas híbridos. Esto es especialmente útil si hay varias fuentes de energía auxiliares o cargas, analizando todos los tamaños posibles por simulación. El modelo de

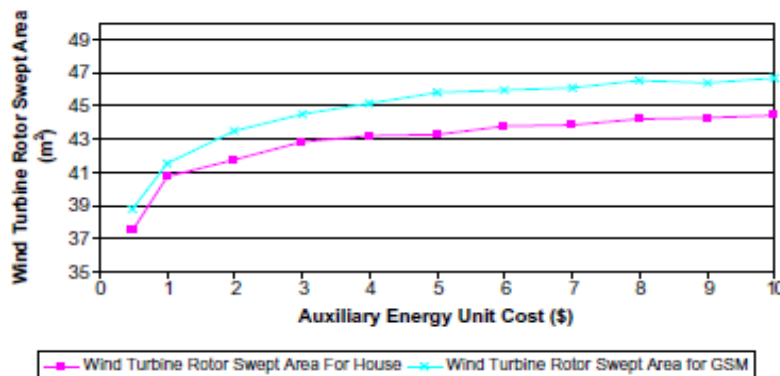


Figura 3. 25 Área de aerogeneradores según el coste unitario de energía auxiliar [59]

simulación de este estudio puede extenderse teniendo en cuenta la tasa de inflación en el coste unitario de la energía auxiliar y otros componentes.

3.2.4 Métodos híbridos

La naturaleza multidimensional de un problema de optimización para un sistema híbrido provoca que una metodología adecuada para enfrentar este problema sea una capaz de resolver la optimización multiobjetivo basada en métodos como los ya nombrados GA o también redes neuronales. Sin embargo, estos resultados pueden mejorarse mediante la combinación de técnicas de optimización. Al ser combinaciones de las otras metodologías, no incidiré mucho en los estudios realizados, que además son escasos. El artículo más completo que ejemplifica esta metodología es un análisis realizado por Bernal-Agustín [77] para el diseño de sistemas híbridos aislados minimizando costes y emisiones. Los métodos de diseño multiobjetivo se han aplicado con éxito en varios campos de la ingeniería y varias técnicas matemáticas existen para este propósito [78]. Dada la complejidad de este tipo de problemas, debido a la gran cantidad de variables que generalmente se consideran y de los modelos matemáticos aplicados, la optimización clásica de estas técnicas pueden consumir un excesivo tiempo de CPU, o incluso ser incapaz de desarrollarlo. Debido a esto se han aplicado diversos estudios a la búsqueda de una solución [79]. Los algoritmos evolutivos multiobjetivos MOEA. En este estudio se aplica, por primera vez, uno de estos algoritmos, conocido como el algoritmo SPEA.

En primer lugar, es necesario establecer el modelo matemático. El empleado en este estudio es un trabajo previo de los autores [80], en el que se aplica un algoritmo genético para el diseño y control óptimo para los sistemas FV-diésel. El sistema híbrido modulado es el de la Figura 3.29.

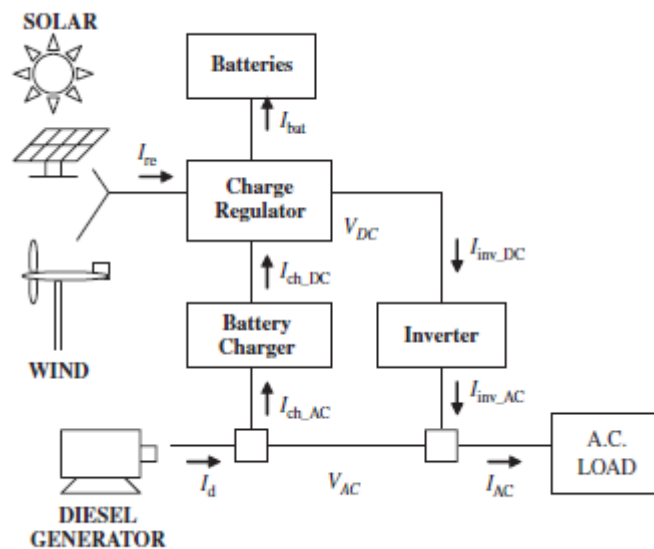


Figura 3. 26 Sistema híbrido propuesto [77]

Se considera un horizonte temporal de un año, durante el cual las variables involucradas son constantes en intervalos de 1 h por lo que habrá 8760 valores para cada variable.

Para la carga se consideran dos perfiles diferentes de carga diaria (40,9 kWh en 1 día, y 120 kWh en 1 día). Para los cálculos de la corriente generada por la turbina eólica, se usan las

curvas de potencia suministradas por el fabricante; además hay que conocer los valores horarios del viento. Las corrientes serán calculadas por el software HOMER.

Para el cálculo de las corrientes del sistema, se generarán diferentes situaciones: el suministro de corriente por parte del generador diésel o por parte de las baterías, según el estado de carga de la batería, funcionando el generador diésel cuando la batería esté descargada. Si la estrategia requiere que el generador diésel funcione a máxima potencia, las baterías se cargarán con la corriente restante. Si la carga excede la capacidad nominal del generador diésel, éste funcionará a plena potencia y las baterías intentarán aportar la diferencia.

A continuación, se definen las funciones objetivo, que en este estudio son los costes y las emisiones. La función objetivo de costes es el VAN, que incluye los costes de las inversiones más los valores actuales descontados de todos los costes futuros durante toda la vida útil de la instalación. Los costes desglosados son: los costes de inversión de los paneles FV, el aerogenerador, las baterías, el inversor, el regulador de carga y el generador diésel; los costes de reemplazar las baterías durante toda la vida útil del sistema; los costes de OM de los módulos FV, la turbina eólica y las baterías; los costes de OM del generador diésel; y los costes de combustible consumido durante toda la vida útil del sistema.

Para las emisiones se ha considerado el kg de CO₂ para medir las emisiones contaminantes [81]. El algoritmo desarrollado tiene como datos de entrada la cantidad de kg de CO₂ producido por litro de combustible consumido por el generador diésel. Este valor depende de las características del generador diésel y del combustible.

Al usar el programa desarrollado, un sistema ubicado en Zaragoza (España) ha sido diseñado y optimizado siguiendo dos perfiles de carga diferentes:

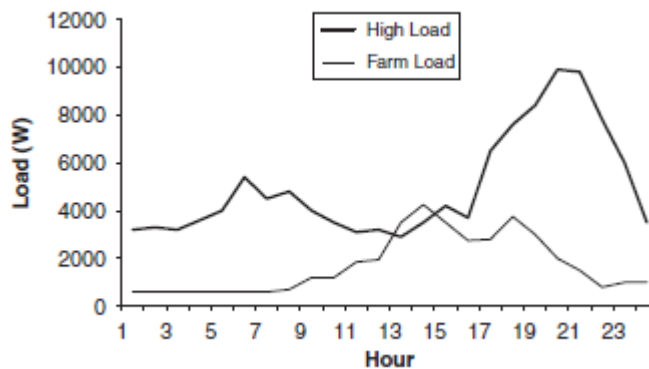


Figura 3. 27 Perfiles de carga utilizados para el diseño [77]

Se han realizado varias ejecuciones del programa de diseño, determinando los mejores valores de los parámetros, evaluando la convergencia y el tiempo computacional para el algoritmo genético. En el estudio [77] se exploran la gran cantidad de parámetros, entre los que se incluye por ejemplo el número máximo de baterías en paralelo de 15, número máximo de

aerogeneradores de 10, 50 generaciones o población de 76. Los costes de los elementos respecto a su factor característico aparecen en las Tablas 3.7-3.10.

Investment costs of 12 V PV panels

Peak power (Wp)	55	75	90	110	130
Cost (€)	413	525	676	812	894

Tabla 3. 7 Costes de inversión por potencia pico de los paneles FV [77]

Investment costs of 12 V batteries

Nominal capacity (Ah)	64	96	144	200	308
Cost (€)	202	258	273	433	843

Tabla 3. 8 Coste de inversión por capacidad nominal de las baterías [77]

Investment costs of wind turbines

	Type 1	Type 2	Type 3	Type 4	Type 5
Max. power	280 W at 14m/s	650 W at 14m/s	1800 W at 14m/s	3500 W at 14m/s	6500 W at 14m/s
Cost (€)	2273	3013	4414	6525	10018

Tabla 3. 9 Costes de la turbina eólica según su potencia máxima [77]

Average daily irradiation

Month	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Wh/m ²	2108	2688	4150	4931	6318	6941	6644	5593	4830	3456	2555	2138

Tabla 3. 10 Irradiación media diaria para cada mes del año [77]

Las conclusiones a este estudio se plantearon en las Tablas, cada una para los 2 perfiles de carga seleccionados previamente. En ellas se presentan los valores obtenidos para los parámetros presentados en cada una de las 5 soluciones, desde la que tiene unos costes más bajo y unas emisiones más altas, hasta la solución con mayor coste y menores emisiones.

Como conclusión, en este análisis han establecido que la mejor herramienta disponible para el objetivo requerido es HOMER, con un diseño que solo minimiza el coste del sistema, obligando a evaluar económicamente el coste de las emisiones para integrarlas en el proceso de diseño mediante metodología iterativa. Los resultados logrados han establecido el valor práctico

que el método tiene para el diseñador, lo que permite seleccionar cualquiera de las soluciones obtenidas por el algoritmo como resultado.

Resultados para Carga de la granja, VDC = 48 V					
	Solución 1. Coste más bajo y emisiones más altas	Solución 2	Solución 3	Solución 4	Solución 5. Costes más altos y emisiones más bajas
Potencia pico de los paneles PV (kW)	0	1,56 (3x4 paneles de 130 W, 12 V)	2,6 (5x4 paneles de 130 W, 12 V)	3,64 (7x4 paneles de 130 W, 12 V)	5,2 (10x4 paneles de 130 W, 12 V)
Capacidad nominal de las baterías (kWh)	76,03 (11x4 baterías de 144 Ah, 12 V)	76,03 (11x4 baterías de 144 Ah, 12 V)	89,85 (13x4 baterías de 144 Ah, 12 V)	89,85 (13x4 baterías de 144 Ah, 12 V)	134,4 (14x4 baterías de 200 Ah, 12 V)
Ratio de capacidad del generador diésel (kW)	6	6	6	6	0
Tipo de aerogenerador	5	5	5	5	5
Numero de turbinas eólicas	3	3	3	3	3
Estrategia de envío	Combinada. SOC set point 3%	Combinada. SOC set point 3%	Carga de batería. SOC punto de set 0%	Carga de batería. SOC punto de set 6%	Carga de batería. SOC punto de set 3%
Energía anual de la carga (kWh/año)	14,927	14,927	14,927	14,927	14,927
Exceso anual de energía (kWh/año)	5324	6611	7512	8722	2134
Coste total de diésel (€)	9750	5134	2320	1144	0
Coste total OM del diésel (€)	1417	738	292	144	0
Horas anuales de operación del generador diésel	283	148	58	29	0
Coste anual de diésel (€/año)	390	205	93	5,8	0
Ciclo de reemplazo del generador diésel (años)	24,7	<25	<25	<25	-
VAN total del sistema (€)	99,877	101,625	105,186	108,826	120,024
Emisiones (kg CO ₂)	1554	818	370	182	0

Tabla 3. 11 Conclusiones a todos los factores determinantes en el estudio para la carga de la granja [77]

Resultados para Carga Alta, VDC = 48 V					
	Solución 1. Coste más bajo y emisiones más altas	Solución 2	Solución 3	Solución 4	Solución 5. Costes más altos y emisiones más bajas
Potencia pico de los paneles PV (kW)	0	0	1,56 (3x4 paneles de 130 W, 12 V)	3 (10x4 paneles de 75 W, 12 V)	7,28 (14x4 paneles de 130 W, 12 V)
Capacidad nominal de las baterías (kWh)	103,68 (15x4 baterías de 144 Ah, 12 V)	144 (15x4 baterías de 200 Ah, 12 V)	144 (15x4 baterías de 200 Ah, 12 V)	144 (15x4 baterías de 200 Ah, 12 V)	144 (15x4 baterías de 200 Ah, 12 V)
Ratio de capacidad del generador diésel (kW)	10	10	10	10	10
Tipo de aerogenerador	5	5	5	5	5
Numero de turbinas eólicas	8	10	10	10	10
Estrategia de envío	Seguimiento de carga	Seguimiento de carga	Seguimiento de carga	Carga de batería. SOC punto de set 0%	Carga de batería. SOC punto de set 0%
Energía anual de la carga (kWh/año)	43800	43800	43800	43800	43800
Exceso anual de energía (kWh/año)	14590	25098	24794	26319	30286
Coste total de diésel (€)	62035	40769	33303	28309	20471
Coste total OM del diésel (€)	7606	4369	4178	2143	1550
Horas anuales de operación del generador diésel	1521	874	836	429	310
Coste anual de diésel (€/año)	2481	1631	1332	1132	819
Ciclo de reemplazo del generador diésel (años)	4,6	8	8,4	16,3	22,6
VAN total del sistema (€)	290,546	299,46	314,058	325,237	344,256
Emisiones (kg CO2)	9886	6497	5307	4511	3262

Tabla 3. 12 Conclusiones a todos los factores determinantes en el estudio para la carga alta [77]

3.3 Estudios puestos en práctica

Todos los estudios previamente comentados se centran exclusivamente en simulaciones para el dimensionamiento de los sistemas híbridos, sin embargo, ninguno de ellos refleja que el estudio se lleve a cabo en la realidad, o resultados reales. De hecho, los artículos científicos presentes en bases de datos como Science Direct o Scopus solamente se centran en simulaciones, relegando prácticamente a 3 de cada 100 artículos aproximadamente dedicados

a aplicaciones reales. Algunos de los pocos artículos centrados en la puesta en marcha de algún sistema híbrido aislado en marcha, son los siguientes:

- [82] El sistema híbrido se describe como una unidad de potencia combinada de fuente FV y otras fuentes de energía mixtas con energías convencionales. El sistema es portátil, y normalmente ha sido utilizado para áreas remotas que requieren menos de 30 kW. Está diseñado típicamente para usar energía solar para el suministro principal. El sistema almacenará el excedente de energía de la batería solar para la noche y si la batería no es capaz de suministrar energía, entonces el generador se acciona para suministrar energía al sistema y cargar la batería al mismo tiempo. El generador se detendrá cuando la batería esté llena y la batería se encargará de suministrar la energía. Durante el día, la energía solar o del viento suministrará al sistema y cargará la batería al mismo tiempo. La batería necesita un inversor bidireccional para el flujo de

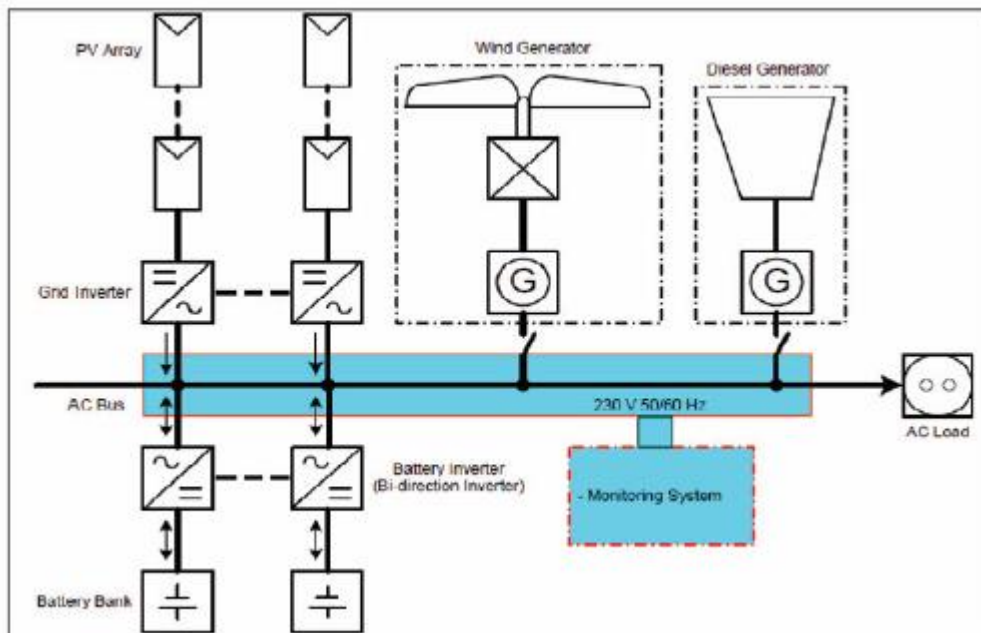


Figura 3. 28 Sistema híbrido utilizado [82]

potencia al sistema de bus de CA tal y como se muestra en la Figura 3.31.

Durante la noche, el sistema híbrido usará energía de las baterías para la carga, y si el aerogenerador puede producir energía, se utilizará esta. Si la batería no puede suministrar energía a la carga, la unidad de control encenderá el generador inmediatamente para suministrar energía a la carga y a las baterías.

El diseño principal de este sistema híbrido se centra en la estabilidad de la energía de suministro. El sistema de monitoreo en tiempo real también se incluye para el análisis de datos.

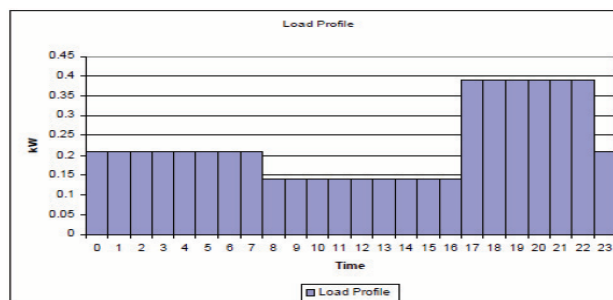


Figura 3. 32 Perfil de carga utilizado [82]

Para el estudio, se seleccionó un ejemplo de perfil de carga típico en áreas remotas, que tiene la carga máxima por la tarde (Figura 3.32).

Mediante el modelo matemático de los factores físicos del sistema se obtuvieron los siguientes resultados.

Tras obtener los componentes gracias a esta simulación, todos se instalan en una unidad de contenedor y todos los componentes deben comunicarse con la unidad de control para su funcionamiento. El contenedor está dividido en dos secciones, una para los inversores, la unidad de control y de supervisión; y otro para la batería y el generador. El sistema se utilizó en Rajamangala (Tailandia) para la Universidad de Tecnología de Thanyaburri (RMUTT).

En la Figura 3.34 se pueden observar fotografías del prototipo.

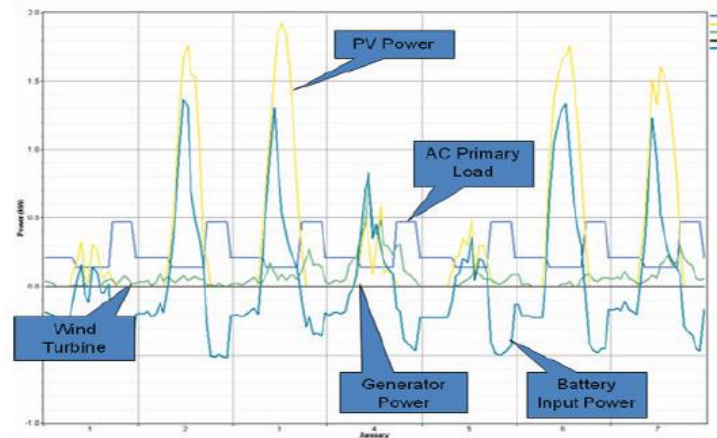


Figura 3. 33 Resultados de la simulación [82]

El sistema incluye, además, sistemas de medición para análisis tales como el medidor de radiación, sensor de temperatura y anemómetro. Para el análisis de rendimiento del sistema, se configura el experimento mediante una carga de simulación conectada al sistema. Los resultados mostraron que el sistema híbrido puede suministrar la energía eléctrica real para cargar tal como fue diseñada. El sistema funciona de manera estable y puede entregar el poder



Figura 3. 34 Fotografías del prototipo del sistema híbrido portátil [82]

a la carga sin escasez de energía, y, además, el sistema tiene suficiente potencia de FV, por lo que el generador no se inició durante todo el experimento.

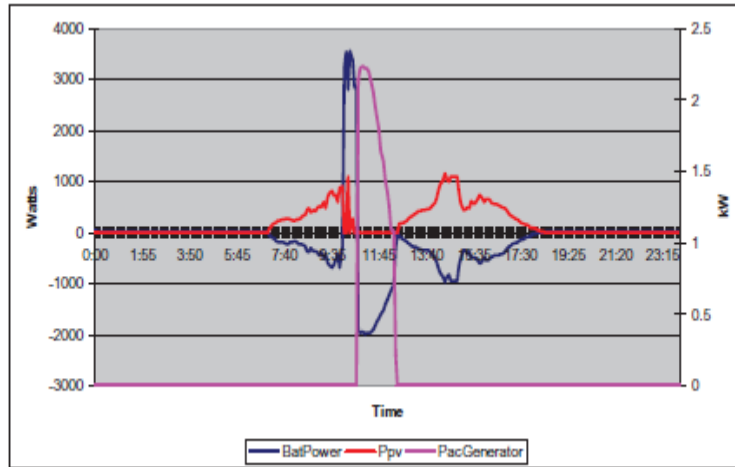


Figura 3. 35 Resultados del experimento con el sistema híbrido portátil [82]

El cálculo del sistema fue realizado mediante el software HOMER.

- Una explotación de sistema híbrido, desarrollada para electrificación rural [83] en Brasil. El objetivo de este estudio fue demostrar la compensación y la eficiencia de producción de la energía eléctrica en sistemas híbridos FV-W para las zonas rurales. El modelado del sistema se realizó mediante herramientas matemáticas, simulando las potencias de ambos sistemas mediante datos meteorológicos tomados en la zona que fueron los siguientes:

Los resultados obtenidos de potencia generada por el sistema fueron los siguientes:

Period	Monthly Average Wind Speed(ms^{-1})	Solar Irradiance Monthly Average (W)
P1	3,30	408,84
P2	3,76	381,18
P3	3,25	388,71
P4	3,09	387,92
P5	3,27	350,67
P6	3,25	457,87
P7	2,99	461,10
P8	2,61	509,98
P9	2,39	480,23
P10	2,77	473,16
P11	2,92	514,77
P12	3,52	471,28

Tabla 3. 11 Datos meteorológicos de la zona de estudio [83]

La energía solar generada por el sistema FV alcanzó valores mucho más altos que la energía eólica disponible y que la energía generada por el aerogenerador. Los sistemas de generación fotovoltaica y el viento mostraron complementariedad en la generación de energía respecto a las distintas estaciones. Así, se convierte en una forma viable de producir energía en lugares de difícil acceso, y especialmente en áreas rurales, y el acceso difícil de redes de alta tensión que es algo costoso. El rendimiento del aerogenerador se mantuvo en buenos niveles

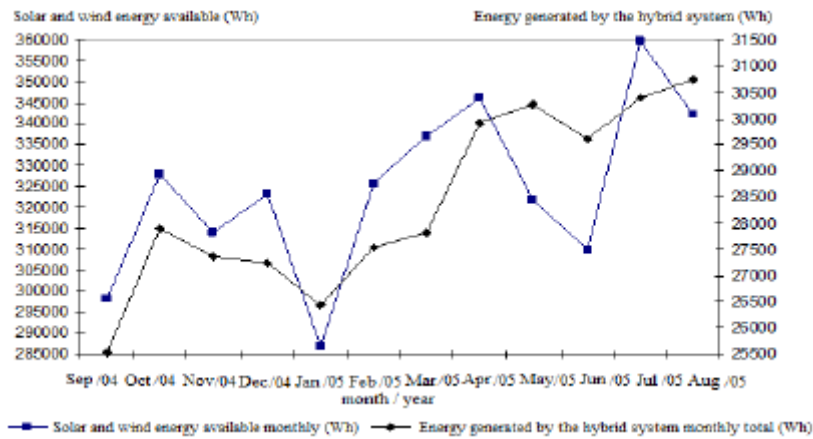


Figura 3.36 Comparación entre la energía disponible de sol y viento y la energía generada por el sistema híbrido [83]

durante todos los períodos de observación, en el rango del 20% y presentó una dependencia estacional. El panel fotovoltaico mostró un rendimiento de alrededor del 8% de conversión de energía solar en electricidad. El rendimiento del sistema híbrido fue ligeramente más alto que el rendimiento de solamente paneles fotovoltaicos, por lo que dependía casi exclusivamente de la energía solar global.

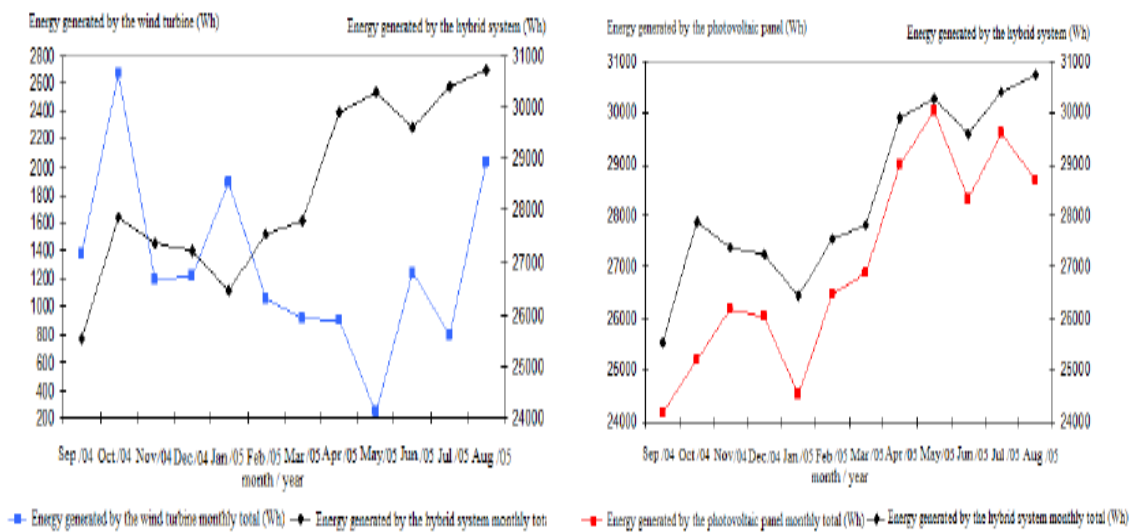


Figura 3.37 Comparación entre la energía disponible de viento (izquierda) y radiación solar (derecha) con la generada por el sistema híbrido [83]

3.4 Conclusiones

Las metodologías de dimensionamiento basadas en valores promedio (por ejemplo, la radiación solar mensual) o los peores escenarios (por ejemplo, el mes con menor disponibilidad solar o eólica) presentan una tendencia a sobredimensionar los componentes del sistema,

debido a que el peor caso tiene una baja probabilidad de ocurrir o que el valor promedio no es un valor constante durante todo el tiempo.

Algunos métodos probabilísticos implican el desarrollo de modelos de carga y generación para, combinados, crear un modelo de riesgo y evaluar el rendimiento a largo plazo del sistema híbrido de energía. Pero estos modelos, según la cantidad de datos meteorológicos considerados pueden resultar en datos poco precisos.

Los métodos analíticos, los resultados obtenidos son más precisos, siempre y cuando no haya que resolver la función multiobjetivo, caso en el cual habría que recurrir a métodos iterativos.

Metodologías presentadas anteriormente con inspiración biológica pueden requerir un procesamiento informático considerable, pero pueden lidiar con el comportamiento no lineal de los componentes del sistema y con la variabilidad de la energía solar o eólica. Ayudan con la falta de información en los registros de datos de las variables climáticas, ajustándolas a un tiempo determinado, y pueden funcionar sin ninguna información de las relaciones entre las variables de las fuentes estudiadas.

Los métodos híbridos, la mayoría de veces han sido propuestos para combinar dos o más metodologías, para mejorar los sistemas y su optimización. Estas metodologías se caracterizan por su flexibilidad y dinamismo durante el proceso de optimización. Por todo esto es la metodología más fiable, a pesar de la complejidad que conlleva el uso de metodologías iterativas.

Casi en todos los sistemas revisados que incluyen más de una fuente de energía alternativa y otra convencional como el generador diésel, se presenta un mejor rendimiento que los sistemas que incluyen solamente fuentes de energías alternativas. Para ser fiable, factible y respetable con el medio ambiente, el desarrollo de metodologías de dimensionamiento multiobjetivo tiene una tendencia creciente, para así garantizar la evaluación de diferentes puntos de vista del rendimiento del sistema híbrido.

4. METODOLOGÍA

Una vez finalizado el análisis de referencias para diseño y optimización de sistemas híbridos para lugares aislados de la red eléctrica, y conocidos los cuatro tipos de metodologías para ello, se va a elegir una metodología de estas para realizar una simulación para un supuesto práctico.

La metodología escogida es una metodología analítica, que como ya se describió con anterioridad, se basa en modelos computacionales para describir el tamaño del sistema en función de su viabilidad. En este caso, el software utilizado que contiene estos modelos, es HOMER.

Se ha escogido esta metodología, debido a la accesibilidad de herramientas prácticas para su ejecución, su precisión a la hora de obtener resultados y la facilidad de comprensión de sus modelos, sin necesidad de entrar en otras ramas de conocimiento como son las matemáticas, física y probabilidad. La metodología probabilística se ha rechazado debido a su falta de precisión respecto a la metodología analítica. Métodos iterativos (se puede incluir aquí

también la metodología híbrida) necesitan herramientas matemáticas de cálculo avanzado, como podría ser Matlab, con un incremento de complejidad tanto en los modelos requeridos para la simulación, como en herramientas de software necesarias. Para este tipo de aplicación práctica, considero que la mejor elección es una metodología analítica.

El software HOMER [84] (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources, Optimización Híbrida de Múltiples Fuentes de Energía), distribuido por HOMER Energy LLC, empresa de Boulder, Colorado, constituida en 2009 por comercialización de este software, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), una división del Departamento de Energía de EE. UU. El enfoque principal de HOMER Energy es el desarrollo continuo, la distribución y el apoyo de HOMER.



Figura 4. 1 Logo del software HOMER

El software posee varios modelos para su utilización, utilizándose en este caso el HOMER Pro, en su versión de prueba de 23 días. HOMER intenta simular un sistema viable para todas las combinaciones posibles de equipo que se desee considerar. Dependiendo de cómo se configure el problema, HOMER puede simular una gran cantidad de sistemas. Simula el funcionamiento de una microrred híbrida durante todo un año, en pasos de tiempo de un minuto a una hora. Examina todas las combinaciones posibles de tipos de sistemas en una ejecución, ordenando los sistemas de acuerdo con la variable de optimización escogida. El algoritmo de optimización simplifica el proceso de diseño para identificar las opciones de menor coste para microrredes u otros sistemas de energía eléctrica de generación distribuida. HOMER puede personalizar distintos tipos de módulos individuales para satisfacer las necesidades específicas: biomasa, hidráulica, calor combinado con electricidad, redes avanzadas, hidrógeno, solar fotovoltaica, eólica, etc.

5. ELECCIÓN DEL LUGAR Y DEL PERFIL DE CARGA

Para realizar la simulación propuesta, en primer lugar, ha sido necesario escoger alguna zona aislada de la red eléctrica en la que simular la instalación para poder analizar los resultados. Se ha elegido un país del continente asiático que actualmente está contando con un desarrollo tecnológico muy importante, India. En concreto la localidad de Jangaon [85], en el estado de Telangana.

India es un país que está en una tendencia de crecimiento enorme [86], su PIB crece más del 7% al año y se prevé que para 2018 podría convertirse en el país más poblado de la tierra. Las exigencias energéticas de la población han provocado que el Gobierno apueste por multiplicar la producción energética desde fuentes renovables. En 2015, la inversión en este

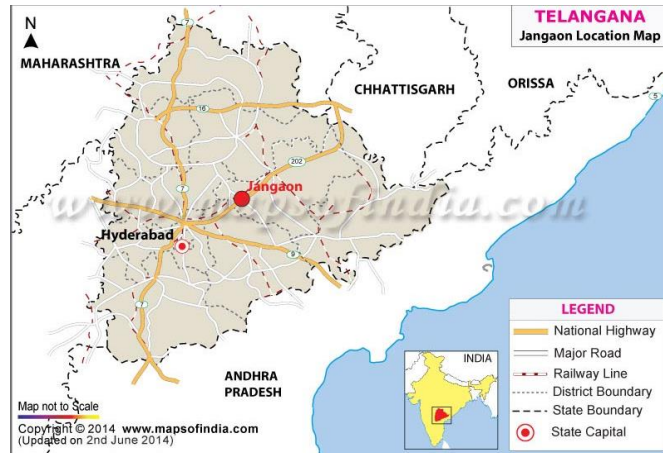


Figura 5. 2 Mapa de la localización de Jangaon [87]

campo aumentó un 22% respecto a años anteriores. A pesar de este desarrollo, 300 millones de personas (22% de la población) no están conectados a la red eléctrica. La capacidad instalada necesitaría crecer un 7,3% anualmente en los próximos 20 años para poder atender a la población y a la industria. La producción actual se centra en un 72% en centrales térmicas poco eficientes y muy contaminantes alimentadas por el carbón local. La meta propuesta por el gobierno local es llegar a generar el 40% con energía de combustibles no fósiles para 2032.



Figura 5. 1 Ciudad de Jangaon [86]

La ciudad de Jangaon, contaba con aproximadamente 55000 habitantes en 2011 con el último censo registrado de la zona, pudiendo contar en la actualidad con hasta 70000 habitantes, según su tendencia de crecimiento demográfico. Es una ciudad cuya principal actividad económica es la artesanía y ligeramente el turismo. Gran parte de la población vive en viviendas sin suministro eléctrico, siendo un sistema híbrido una buena solución para ello.

El clima en Jangaon es principalmente tropical. Es un área propensa a la sequía, según estudios geológicos. Experimenta veranos muy calurosos, inviernos moderados y menos lluvias que las precipitaciones promedio para un clima tropical. La temperatura media anual es de 27,3°C con un pico mensual medio de 33,9 °C en mayo, y un mínimo medio mensual en

diciembre de 22 °C. Los datos climáticos necesarios para el diseño los proporcionará la propia herramienta HOMER directamente desde internet.

5.1 Marco regulatorio

El marco regulatorio de la India respecto a las energías renovables está ampliamente detallado en un informe del Centro de Investigaciones Políticas de la India en 2016 [88] del cual he cogido toda la información de forma muy resumida para realizar este apartado y tener clara la situación política con las energías renovables presente en la India.

La electricidad es un tema concurrente en la India, bajo la Lista III de la Constitución, pudiendo legislar sobre ella tanto el poder legislativo del Centro como de los Estados. Los asuntos relacionados con las transacciones interestatales están en dominio del Centro, mientras que los estados son responsables de la venta, compra, distribución y suministro de electricidad dentro del estado. Sin embargo, la jurisdicción concurrente impide que el Centro ordene a los estados a tomar medidas específicas.

El impulso del Gobierno central al desarrollo de las energías renovables es evidente, pero el marco constitucional impide que el Centro pueda realizar su visión sin el apoyo de los estados. A pesar de esto, el Centro puede facilitar e incentivar a los estados a alcanzar objetivos de energía renovable, sin sobrepasar los límites de la jurisdicción concurrente para implementar o penalizar el incumplimiento por parte de los estados. Los estados a menudo han utilizado esta autoridad constitucional para hacer retroceder las reformas encabezadas por el Centro. La mayoría de estos han sido particularmente lentos en implementar energías renovables según lo establecido en la Ley de Electricidad.

La promulgación de la Ley de Electricidad marcó un cambio de paradigma dentro del sector eléctrico, hacia un modelo globalmente competitivo, con énfasis en la energía renovable. La Sección 86 de dicha Ley incluyó específicamente la promoción y cogeneración de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y el establecimiento de objetivos. El objetivo de la ley era hacer que el sector de distribución de energía fuera más transparente y responsable desglosando las juntas estatales de electricidad, lo que resultó en la formación de compañías independientes con cuentas financieras separadas para la generación, transmisión y distribución de energía. Sin embargo, los problemas en el sector persisten y las entidades corporativas continúan funcionando como empresas públicas. Discoms es el mayor comprador de energía renovable, y se encuentra en una condición financiera adversa que afecta a su solvencia, debido a una deuda acumulada por los aranceles comercialmente inviables y a pérdidas derivadas de robos, ineficiencias de transmisión y facturación.

Gracias a la promulgación de la Ley de Electricidad, la energía renovable encontró más mención en los instrumentos de política a nivel nacional como la Política Nacional de Electricidad (2005). La última versión de Política Tarifaria Nacional en 2016 cita la promoción de la energía renovable como un objetivo clave de la política.

En 2008, el Plan de Acción Nacional sobre Cambio Climático identificó 8 misiones nacionales básicas hasta 2017. Una de las misiones requiere que se establezca un estándar mínimo de compra renovable, que se incrementa cada año hasta que se alcanza un límite predefinido.

Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) tiene como objetivo promover el desarrollo de la energía solar para la generación de energía conectada a la red y aislada. El objetivo principal es hacer que la energía solar sea competitiva con la energía convencional para

2020-2022. La capacidad de puesta en marcha de las plantas de energía solar conectadas a la red en India a marzo de 2016 es de 5834 MW. JNNSM ya ha llevado a una disminución en los aranceles y los costes totales del proyecto. Existe una expectativa creciente de que los objetivos de la JNNSM y la correspondiente obligación de compra de energía estatal fomentarán el desarrollo de capacidades de fabricación doméstica en tecnología y equipos solares. El crecimiento del techo solar ha generado preocupaciones, ya que los hogares cambian a energía solar, reduciendo el uso de electricidad de la red eléctrica. En consecuencia, la base de clientes requerida para cubrir los costes fijos de Dicoms se reduce, lo que lleva a un aumento en las tarifas. El aumento de las tarifas hace que más clientes se cambien a la energía solar para reducir sus facturas, lo que hace que la energía solar sea más competitiva y la electricidad de la red eléctrica una opción cada vez menos atractiva. Dicoms debe desarrollar un plan de acción que calcule las pérdidas probables en caso de que los usuarios industriales y comerciales de alto valor abandonen la red a favor de establecer sus propias plantas solares en la azotea.

Respecto a la energía eólica en India, la capacidad instalada actual (2016) es de casi 26,7 GW, lo que representa alrededor del 9% de la capacidad total instalada. El potencial de energía eólica, evaluado por el Instituto Nacional de Energía Eólica (NIWE) a 100 metros sobre el nivel del suelo, se estima en más de 302 GW. La mayor parte de este potencial existe en 8 estados de India. También está en proyecto una Misión Nacional de Vientos, similar a JNNSM. Ha habido varios esquemas e incentivos introducidos para promover el desarrollo de la energía eólica:

Depreciación acelerada (AD) e Incentivo basado en la generación (GBI). El esquema AD fue una de las primeras iniciativas del gobierno para promover la energía renovable. Aumenta la depreciación de los activos durante los primeros años de la vida útil del activo, lo que permite que el desarrollador amortice más el valor del activo durante los primeros años de propiedad, reduciendo así la mayor proporción de los ingresos. En el presupuesto de 2016, el límite del beneficio fiscal AD para proyectos eólicos se ha revisado del 80% al 40%, aplicable a partir de 2017. El esquema GBI fue propuesto en 2009 para proyectos de energía eólica en los que no se hace uso del beneficio AD para un ratio de Rs 0,5 por unidad de potencia alimentada a la red, por un período no menor a 4 años y un período máximo de 10 años, sujeto al techo de un ratio Rs de 1 por MW. Ambos beneficios fueron retirados en 2012 debido a que alentaron esquemas fraudulentos en los que las inversiones de energía eólica se mantuvieron en el papel mientras que los desarrolladores se beneficiaron de concesiones impositivas. Esos parques eólicos tras la finalización del plazo de los incentivos, no se pudieron mantener o se abandonaron por completo. Tras la retirada de estos incentivos la generación eólica bajó en 1500 MW en 2012-13 en comparación con el año anterior. Para reactivar el sector, GBI se reintrodujo en 2013, seguido de AD en 2014.

National Offshore Wind Energy Policy, 2015. Con más de 7600 km de costa, el potencial eólico marino de la India es significativo. Todos los incentivos extendidos a proyectos en tierra como GBI y AD también serán aplicables a proyectos offshore.

Esquema para la configuración de la utilidad de transmisión central de 1000 MW (CTU Conected Wind Power Projects, 2016). En su medida más reciente hacia el logro de 60 GW de energía eólica para 2022, se aprobó el Esquema para la creación de proyectos de energía eólica conectados a CTU de 1000 MW, el 14 de junio de 2016. El objetivo principal del esquema es entregar energía a Discoms con recursos eólicos pobres dentro del estado, a un precio descubierto a través de una licitación competitiva. El borrador de las directrices establece que la capacidad puede aumentarse más allá de los 1000 MW en caso de que exista una demanda de Discoms en estados sin viento.

Como conclusión a esto, se puede decir que el sector eléctrico de la India se encuentra en medio de un cambio sísmico, con el objetivo del 40% de fuentes renovables en la combinación energética para el año 2030. Estos ambiciosos objetivos se ven reforzados por intervenciones legislativas, normativas y políticas a nivel nacional y estatal. Esto también está en línea con las tendencias mundiales que favorecen la política industrial verde para una forma limpia y sostenible de crecimiento económico. En lugar de controlar el mercado, el énfasis se ha desplazado ahora al compromiso con el mercado a través de la creación de un entorno normativo propicio. Sin embargo, si bien hay claridad a nivel central sobre la conducción de la reforma de la energía renovable, existe una obvia inquietud en el nivel estatal. La función de Discoms es fundamental para el éxito de cualquier política de energía renovable. El entorno actual en el que opera Discoms está lejos de ser ideal y está nublado por la política estatal. Los cambios a nivel central, como la segregación del contenido y el transporte, son necesarios para desestabilizar las estructuras de poder existentes y trazar un camino factible hacia el crecimiento verde. Hay necesidad de pensar más atentamente sobre la naturaleza a largo plazo del proceso de reforma. Si bien un cambio de política puede no necesariamente ser capaz de dar cuenta de los intereses de todos los interesados, sin duda debe reconocerlo. Esto no podría ser más cierto para el sector energético indio, ya que un mecanismo participativo no solo es recomendable sino necesario, dada la división de poderes en virtud de la Constitución. Si bien, el camino hacia la energía renovable puede no ser adoptado por todos los estados, el Centro también debe examinar de cerca las realidades específicas del estado y abordar las ineficiencias institucionales existentes antes de avanzar con su agenda de reformas.

5.2 Perfil de carga

El perfil de carga seleccionado será generado por el software HOMER como un perfil genérico residencial, obteniendo valores medios horarios para cada día del mes, y variando la curva para los fines de semana. La energía eléctrica suministrada a la carga provendrá de una turbina eólica y un generador fotovoltaico. En caso de ausencia de estas fuentes de energía, la energía será suministrada por una batería que se habrá cargado con el excedente de la turbina eólica y los módulos FV. En caso de descarga de la batería y falta de recursos renovables, se pondrá en marcha un generador diésel, que suministrará energía a la carga residencial y cargará la batería; desconectándose cuando el banco de baterías tenga carga suficiente para poder satisfacer la demanda.

El perfil seleccionado por HOMER para las coordenadas introducidas es el que aparece en la Figura 5.3. Sin embargo, es necesario comprobar si este perfil corresponde y es válido para un perfil en una zona urbana de la India, ya que la ciudad elegida es de 70000 habitantes aproximadamente, y se puede considerar como territorio urbano. Según un estudio de Chitaranjan Phurailatpama [90], al analizar tres tipos de carga residencial para la India, las cuales son para una residencia rural, un edificio de bloques urbano y un establecimiento comercial en área urbana, al analizar el edificio de bloques, se llegó a la conclusión de que las cargas más habituales en el país para ese tipo de viviendas eran las que aparecen en la Tabla 5.1, obteniéndose un perfil horario de carga como el que aparece en la Figura 5.4.

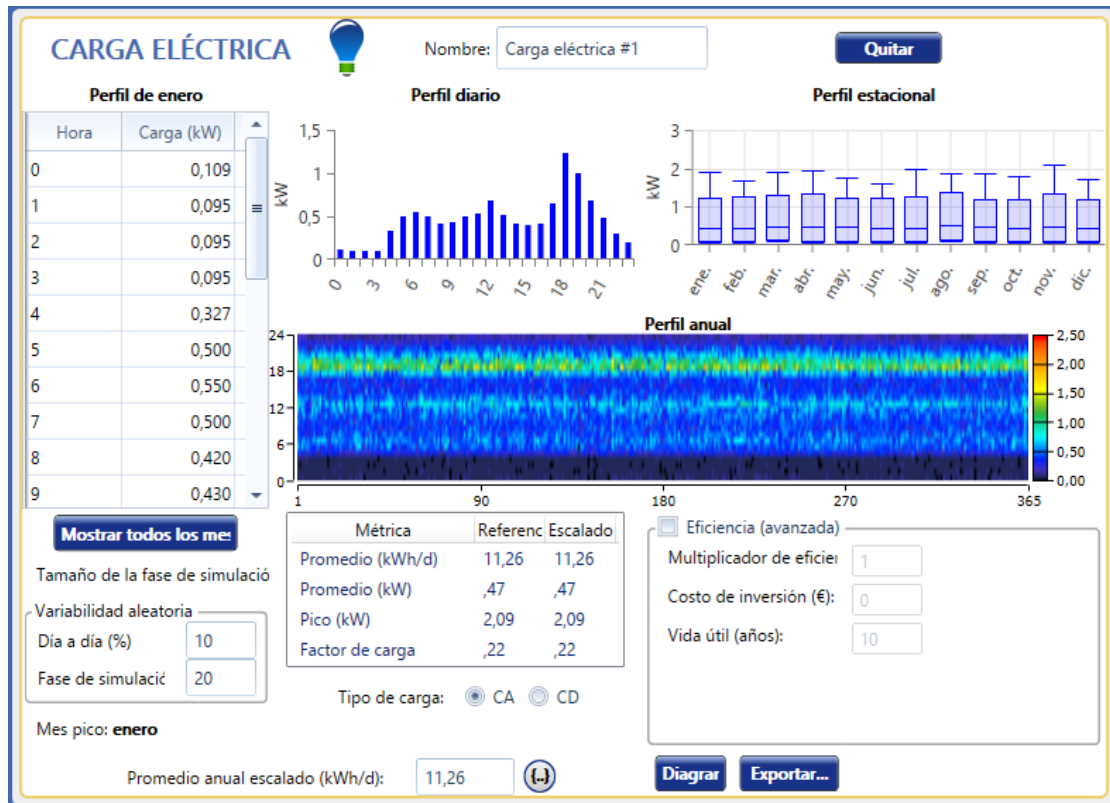


Figura 5. 3 Perfil de carga eléctrica generado por HOMER [Anexo II]

Different electrical loads for an urban building / housing complex.

Sl No	Type	No	Power (W)	h/day	Wh/day
1	Low energy CFL	12	20	6	1440
2	Ceiling fans	3	30	12	1080
3	Electronic items (Television, computer, mobile phones etc.)	350		6	2100
4	Electrical appliances (Fridge, washing machine etc.)	350		6	2100
5	Air conditioning	1	1000	4	4000
Total household consumption for 1 apartment					8620
Total load for 40 apartments					334.8 kW h/day
Building ancillary services (Lift, pump etc.)					24 kW h/day
Average total building demand per day					358.8 kW h/day

Tabla 5.1 Cargas habituales en una vivienda urbana en la India [90]

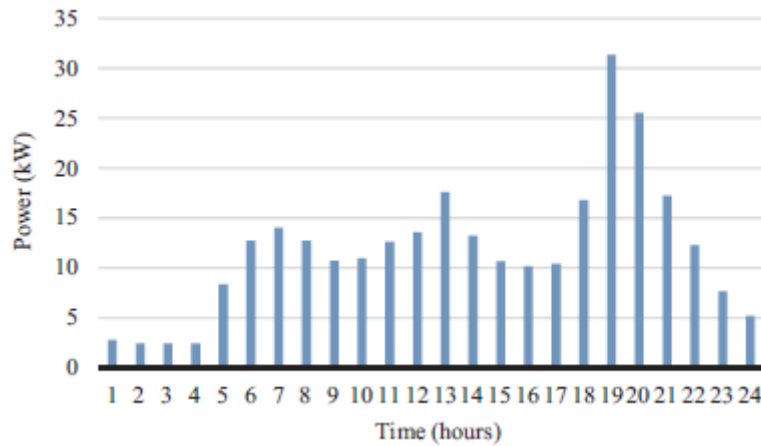


Figura 5. 4 Perfil de carga diario para una vivienda urbana en la India [90]

El edificio estudiado contiene 10 pisos con cuatro apartamentos en cada piso, de 2-3 habitaciones, por lo tanto, los valores obtenidos tanto en la Tabla 5.1 como en la Figura 5.4 deben dividirse entre 40 para obtener aproximadamente la carga unitaria de un apartamento de 3 habitaciones. La vivienda propuesta para la simulación de este proyecto es una vivienda unifamiliar con 4 habitaciones para una familia de 5 miembros, por lo que se puede identificar el supuesto con el caso abordado en [90]. Comparando la Figura 5.4 con el perfil generado por HOMER en la Figura 5.3 se puede observar que las gráficas son prácticamente idénticas en forma, distinguiéndose solo en valores, ya que en el caso del artículo se refiere a un edificio completo. Las bases de datos consultadas por HOMER y por el artículo [90] deben ser las mismas para obtener este resultado por lo tanto será el perfil utilizado para la simulación. Dividiendo esos valores entre 40, se pueden obtener unos valores ligeramente inferiores a los generados por HOMER, pero como la vivienda supuesta es de 4 habitaciones mientras que las presentes en el bloque del artículo son de 3 habitaciones esta diferencia puede ser factible debido a la habitación de más (considerada como un dormitorio con un consumo de luminarias, varias tomas de corriente y un aparato acondicionador).

Se ha observado que el perfil diario de carga es identificable con una vivienda urbana en la India, pero es necesario consultar el perfil mensual. En el artículo estudiado, la Figura 5.5 presenta el perfil mensual.

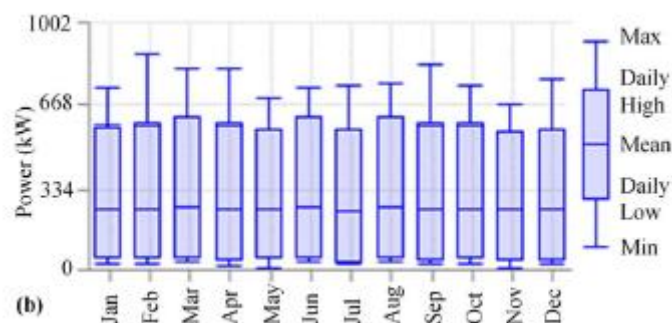


Figura 5. 5 Perfil mensual para un bloque de viviendas en la India [90]

Con este perfil si se pueden observar muchas diferencias respecto al generado por HOMER en la Figura 5.3, siendo éste mucho más variable, con máximo de demanda en febrero, mientras que el perfil generado tiene una menor variación con pico máximo en diciembre, e incluso uno de sus valores más bajos de demanda es en febrero. Por lo tanto, respecto al perfil mensual es

necesaria más información para poder determinar cuál es el aceptable. El perfil estudiado en el artículo es para la ciudad de Hyderabad, que se encuentra muy cercana a la ciudad planteada para este caso, Jangaon, como se puede observar en la Figura 5.6. Por lo tanto, con climas y forma de vida tan parecidos, la carga demandada mensual no puede ser tan diferente. Por lo tanto, se considerará para la simulación un perfil mensual similar al presentado en el artículo [90] (dividiendo los valores entre 40 ya que lo presenta para el bloque de 40 apartamentos).



Figura 5. 6 Distancia entre Hyderabad y Jangaon

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez realizada la simulación en HOMER, el informe del reporte es el siguiente:

Como se puede observar en la Figura 6,1 12298 combinaciones factibles fueron analizadas, de las cuales se escogió la óptima para las siguientes configuraciones: FV-V-diésel-baterías, FV-V-diésel, FV-V-baterías, FV-diésel-baterías, V-diésel-baterías, FV-baterías, V-baterías y diésel-baterías.

A continuación, se van a comparar los resultados para los distintos parámetros estudiados.

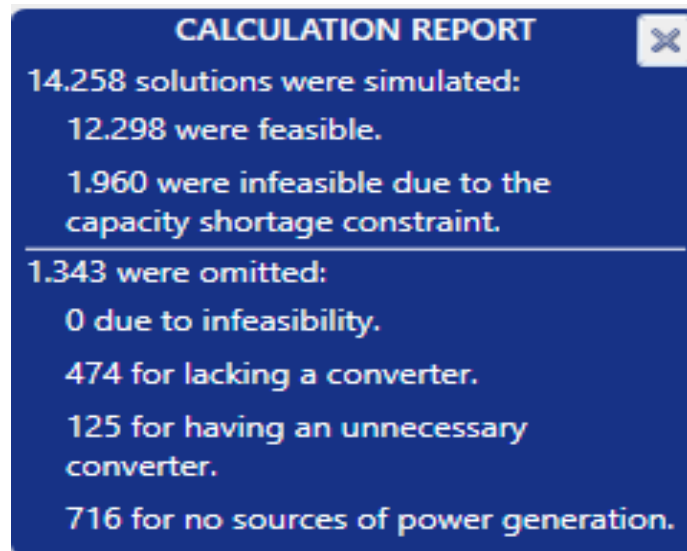


Figura 6. 1 Informe de los resultados en HOMER

- VAN, LCE y costes de operación:

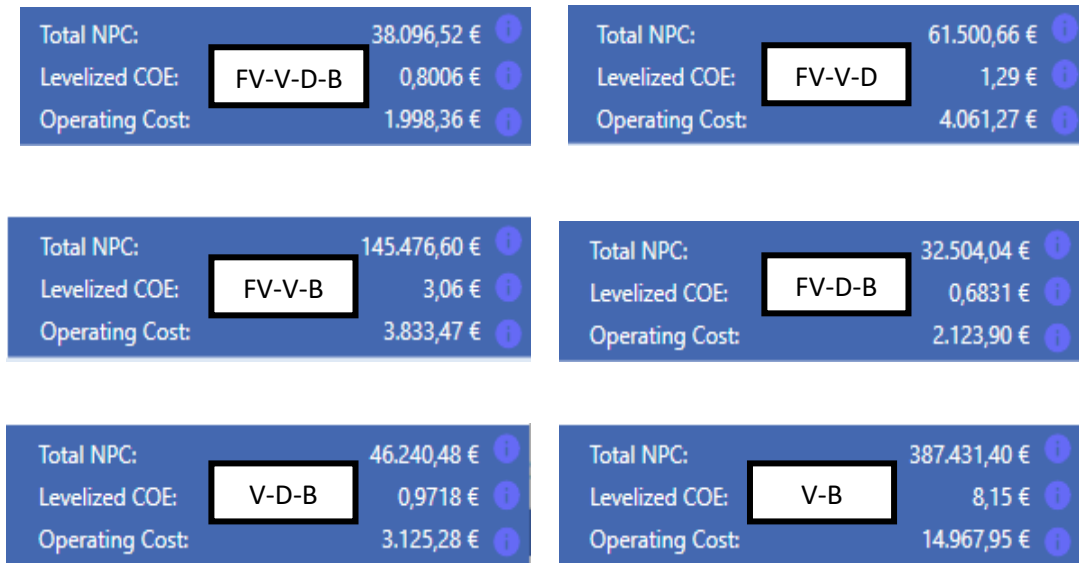


Figura 6. 2 Comparación entre combinaciones de VAN, LCE y Costes de Operación

En primer lugar, las opciones FV-Baterías y Diésel-Baterías no aparecen ya que el software no las considera factibles, ya sea desde el punto de vista económico o técnico.

Desde el punto de vista del VAN (NPC en la Figura 6.2) el sistema con mayor rentabilidad, y con mucha diferencia es el constituido por V-Baterías, es decir, no sería necesario utilizar tecnología fotovoltaica y el sistema no sería híbrido, sería solamente eólico. Esto seguramente sea debido a que la turbina eólica recomendada por el software este sobredimensionada. El siguiente dato, el LCE es demasiado alto para V-Baterías, es decir que generar electricidad ha tenido un coste muy alto, también observado en los costes de operación. Estos valores tan altos demuestran, que, a pesar de ser altamente rentable, se ha invertido demasiado para generar la electricidad, para una vivienda esto no resulta óptimo. Entre las demás combinaciones destaca FV-V-Baterías, sin generación por combustibles fósiles. A pesar de tener un LCE alto, indicándonos que la inversión inicial es muy alta respecto a la energía generada, los costes de operación son similares a las otras, obteniéndose una rentabilidad (VAN) que prácticamente triplica el resto de combinaciones. En este caso, respecto al VAN, LCE y Costes operacionales, la solución FV-V-Baterías es la óptima. El resto de combinaciones son también buena solución, aunque con menor rentabilidad, siendo curiosamente, la combinación con todas las tecnologías, la menos rentable. La solución sin baterías es mejor no adoptarla, a pesar de que indique rentabilidad, provocaría que el generador diésel se activase y desactivase demasiadas veces debido a la aleatoriedad del viento y de la radiación solar, provocando deterioros graves en el generador por su uso discontinuo.

- Inversión inicial, costes por reemplazo y costes OM (Tabla 6.1)

Combinación	Inversión inicial (€)	Costes por reemplazos (€)	Costes de OM (€)	Costes de combustible (€)
PV-W-D-B	14.955,00 €	7.949,43 €	6.780,60 €	8.979,70 €
PV-W-B	101.083,97 €	31.515,77 €	12.876,83 €	- €
PV-D-B	7.908,71 €	8.207,24 €	6.565,92 €	10.068,00 €
W-D-B	10.048,92 €	11.106,08 €	10.303,28 €	15.271,11 €

Tabla 6. 1 Inversión inicial, costes por reemplazo y costes OM de la simulación

La solución V-Baterías tiene unos costes demasiado altos para una vivienda genérica en India como se puede observar en la tabla, por lo que a partir de ahora será descartada. Respecto a las otras combinaciones, la solución escogida como la óptima tiene unos costes demasiado altos respecto a las otras combinaciones, por lo tanto, a pesar de su anteriormente nombrada rentabilidad, sería una excesiva inversión para una familia modesta. De las otras 3 combinaciones, la solución óptima es FV-D-B.

- *Recuperación de la inversión:* el sistema FV-V-D-B recupera la inversión inicial al 85,2% de la vida útil del proyecto, el sistema FV-D-B al 71,7% y el sistema V-D-B al 89,7%. En este caso destaca el sistema FV-D-B recuperando antes la inversión.
- *Generación de cada tecnología:* en las gráficas, el término FV corresponde al generador fotovoltaico, el término Gen es el generador diésel, y el término G1 corresponde a la turbina eólica.

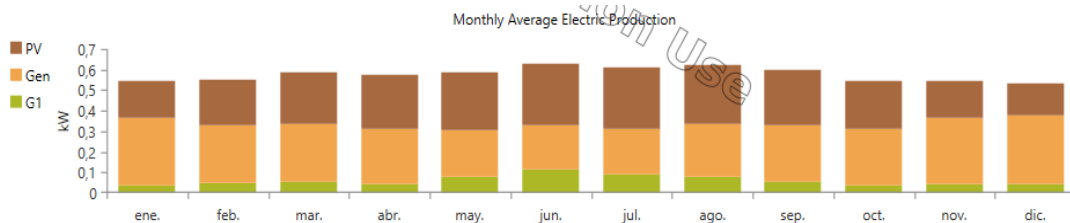


Figura 6. 3 Generación eléctrica del sistema FV-V-D-B

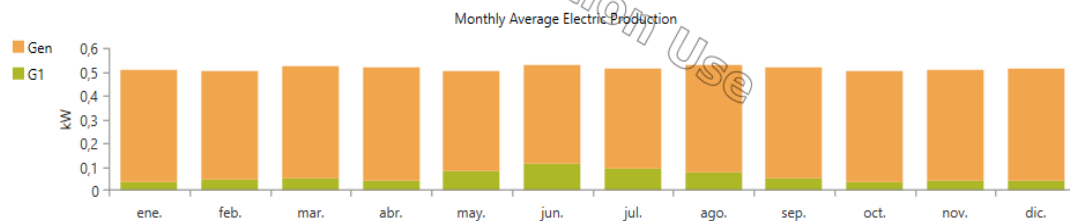


Figura 6. 4 Generación eléctrica para el sistema V-D-B

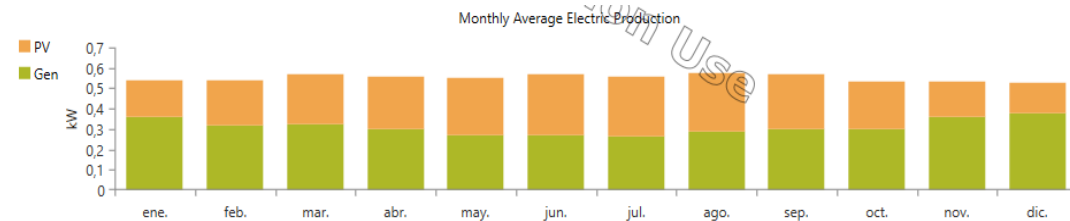


Figura 6. 5 Generación eléctrica para el sistema FV-D-B

Como se puede observar en estas 3 gráficas, la generación de energía por parte de la turbina eólica es prácticamente testimonial en cualquiera de los sistemas donde aparece. Por lo tanto, realizar una inversión inicial elevada para una generación tan pequeña no es un resultado óptimo, por lo tanto, el recurso eólico en la zona se puede despreciar para aprovechamiento doméstico. El sistema óptimo sería el FV-Diésel-Baterías, aunque el uso del generador diésel es demasiado elevado, sobre todo en enero

y diciembre, se podrían redimensionar los dos sistemas para encontrar una combinación mejor.

- *Funcionamiento del generador diésel y consumo de combustible*

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	2.627	hrs/yr
Number of Starts	870	starts/yr
Operational Life	5,71	yr
Capacity Factor	12,0	%
Fixed Generation Cost	0,296	€/hr
Marqinal Generation Cost	0,264	€/kWh

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	982	L
Specific Fuel Consumption	0,408	L/kWh
Fuel Energy Input	9.659	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	24,9	%

Tabla 6. 2 Funcionamiento y consumo del generador diésel en el sistema FV-V-D-B

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	4.666	hrs/yr
Number of Starts	1.104	starts/yr
Operational Life	3,21	yr
Capacity Factor	19,8	%
Fixed Generation Cost	0,296	€/hr
Marqinal Generation Cost	0,264	€/kWh

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	1.669	L
Specific Fuel Consumption	0,419	L/kWh
Fuel Energy Input	16.426	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	24,2	%

Tabla 6. 3 Funcionamiento y consumo del generador diésel en el sistema V-D-B

Quantity	Value	Units
Hours of Operation	2.925	hrs/yr
Number of Starts	917	starts/yr
Operational Life	5,13	yr
Capacity Factor	13,5	%
Fixed Generation Cost	0,296	€/hr
Marqinal Generation Cost	0,264	€/kWh

Quantity	Value	Units
Fuel Consumption	1.101	L
Specific Fuel Consumption	0,406	L/kWh
Fuel Energy Input	10.829	kWh/yr
Mean Electrical Efficiency	25,0	%

Tabla 6. 4 Funcionamiento y consumo en el generador diésel en el sistema FV-D-B

El generador diésel funciona en el sistema híbrido FV-V-D-B un menor número de horas y tiene menor consumo de combustible evidentemente, aunque ya ha sido comentado antes que la ventaja de este sistema es el bajo uso de tecnología eólica.

- *Funcionamiento del generador FV*

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1,63	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	0,243	kW	Maximum Output	1,00	kW
Mean Output	5,83	kWh/d	PV Penetration	51,8	%
Capacity Factor	14,9	%	Hours of Operation	4.391	hrs/yr
Total Production	2.127	kWh/yr	Levelized Cost	0,206	€/kWh

Tabla 6. 4 Funcionamiento del generador FV en el sistema FV-V-D-B

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated Capacity	1,62	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	0,241	kW	Maximum Output	1,00	kW
Mean Output	5,80	kWh/d	PV Penetration	51,5	%
Capacity Factor	15,0	%	Hours of Operation	4.391	hrs/yr
Total Production	2.115	kWh/yr	Levelized Cost	0,205	€/kWh

Tabla 6. 5 Funcionamiento del generador FV en el sistema FV-D-B

En ambos sistemas se puede observar que tienen una penetración prácticamente similar, ya que como se ha comentado antes, el uso de la potencia eólica es prácticamente despreciable en la zona. Esto provoca que los valores obtenidos de horas de generación, producción total de energía, factor de capacidad, etc sean prácticamente iguales ya que la penetración de tecnología FV solamente difiere en 0,3%.

- *Funcionamiento de la turbina eólica*

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	1,00	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	0,0589	kW	Maximum Output	0,899	kW
Capacity Factor	5,89	%	Wind Penetration	12,6	%
Total Production	516	kWh/yr	Hours of Operation	5.815	hrs/yr
			Levelized Cost	1,31	€/kWh

Tabla 6. 6 Funcionamiento del sistema V en FV-V-D-B

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	1,00	kW	Minimum Output	0	kW
Mean Output	0,0589	kW	Maximum Output	0,899	kW
Capacity Factor	5,89	%	Wind Penetration	12,6	%
Total Production	516	kWh/yr	Hours of Operation	5.815	hrs/yr
			Levelized Cost	1,31	€/kWh

Tabla 6. 7 Funcionamiento del sistema V en V-D-B

Quantity	Value	Units
Total Rated Capacity	5,00	kW
Mean Output	0,294	kW
Capacity Factor	5,89	%
Total Production	2.579	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum Output	0	kW
Maximum Output	4,50	kW
Wind Penetration	62,8	%
Hours of Operation	5.815	hrs/yr
Levelized Cost	1,31	€/kWh

Tabla 6. 8 Funcionamiento del sistema V en FV-V-B

En las tablas se puede observar su papel secundario siempre que se utiliza en presencia de un generador diésel, delegando a una penetración del 12,6% a una producción y un factor de capacidad muy bajos, a pesar de sus elevadas horas de operatividad de 5815 horas al año al año. La velocidad del viento en la zona no es lo suficientemente alta para permitir un aprovechamiento rentable. Cuando opera sin presencia de un generador diésel, tiene una penetración mucho mayor, del 62,8% multiplicando por 5 su producción anual. Sin embargo en su valor de LCE se ve que el coste por generar electricidad es de 1,31 €/kWh, mientras que el valor del LCE para el sistema FV, como se ve en el punto anterior, oscila en los 0,2 €/kWh, siendo mucho más barato producir electricidad mediante el uso del sistema FV para este supuesto.

- *Baterías*

Quantity	Value	Units
Batteries	3,00	qty.
String Size	1,00	batteries
Strings in Parallel	3,00	strings
Bus Voltage	12,0	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	3,84	hr
Storage Wear Cost	0,839	€/kWh
Nominal Capacity	3,00	kWh
Usable Nominal Capacity	1,80	kWh
Lifetime Throughput	2.400	kWh
Expected Life	3,16	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0,188	€/kWh
Energy In	847	kWh/yr
Energy Out	679	kWh/yr
Storage Depletion	1,45	kWh/yr
Losses	170	kWh/yr
Annual Throughput	759	kWh/yr

Tabla 6. 9 Características de las baterías para el sistema FV-W-D-B

Quantity	Value	Units
Batteries	3,00	qty.
String Size	1,00	batteries
Strings in Parallel	3,00	strings
Bus Voltage	12,0	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	3,84	hr
Storage Wear Cost	0,839	€/kWh
Nominal Capacity	3,00	kWh
Usable Nominal Capacity	1,80	kWh
Lifetime Throughput	2.400	kWh
Expected Life	2,62	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0,258	€/kWh
Energy In	1.025	kWh/yr
Energy Out	821	kWh/yr
Storage Depletion	0,738	kWh/yr
Losses	205	kWh/yr
Annual Throughput	917	kWh/yr

Tabla 6. 10 Características de las baterías para el sistema V-D-B

Quantity	Value	Units
Batteries	3,00	qty.
String Size	1,00	batteries
Strings in Parallel	3,00	strings
Bus Voltage	12,0	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	3,84	hr
Storage Wear Cost	0,839	€/kWh
Nominal Capacity	3,00	kWh
Usable Nominal Capacity	1,80	kWh
Lifetime Throughput	2.400	kWh
Expected Life	3,01	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0,205	€/kWh
Energy In	889	kWh/yr
Energy Out	712	kWh/yr
Storage Depletion	0,805	kWh/yr
Losses	178	kWh/yr
Annual Throughput	796	kWh/yr

Tabla 6. 11 Características de las baterías para el sistema FV-D-B

Quantity	Value	Units
Batteries	30,0	qty.
String Size	1,00	batteries
Strings in Parallel	30,0	strings
Bus Voltage	12,0	V

Quantity	Value	Units
Autonomy	38,4	hr
Storage Wear Cost	0,839	€/kWh
Nominal Capacity	30,0	kWh
Usable Nominal Capacity	18,0	kWh
Lifetime Throughput	8.634	kWh
Expected Life	5,00	yr

Quantity	Value	Units
Average Energy Cost	0	€/kWh
Energy In	1.919	kWh/yr
Energy Out	1.545	kWh/yr
Storage Depletion	10,7	kWh/yr
Losses	385	kWh/yr
Annual Throughput	1.727	kWh/yr

Tabla 6. 12 Características de las baterías para el sistema FV-V-B

Este apartado suele ser crítico para todo tipo de sistema que utilice energías renovables para generación de energía eléctrica. En primer lugar, se puede observar que el banco de baterías necesario, siempre que haya generador diésel, es de 3 baterías en paralelo. Sin embargo, en el sistema FV-V-B, el dimensionamiento de baterías se dispara hasta las 30 baterías en paralelo, lo que eleva demasiado el coste del sistema. Además, el uso de las baterías es poco óptimo en estos sistemas, como se observa la energía que entra en un año para los sistemas con diésel es solamente de 1kWh, es decir que las baterías apenas se usan en estos sistemas, siempre que no se dispone de recurso renovable el generador diésel se ponen en marcha. Las baterías genéricas de la base de datos de HOMER no son aceptables para una vivienda en estas condiciones y este lugar, sería necesario utilizar la versión HOMER Pro e introducir nuevas baterías comerciales buscando en catálogos de distribuidoras para encontrar una mejor solución.

- *Emissiones de GEI*

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	2.569	kg/yr
Carbon Monoxide	16,2	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0,707	kg/yr
Particulate Matter	0,0982	kg/yr
Sulfur Dioxide	6,29	kg/yr
Nitrogen Oxides	15,2	kg/yr

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	4.369	kg/yr
Carbon Monoxide	27,5	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	1,20	kg/yr
Particulate Matter	0,167	kg/yr
Sulfur Dioxide	10,7	kg/yr
Nitrogen Oxides	25,9	kg/yr

Quantity	Value	Units
Carbon Dioxide	2.881	kg/yr
Carbon Monoxide	18,2	kg/yr
Unburned Hydrocarbons	0,792	kg/yr
Particulate Matter	0,110	kg/yr
Sulfur Dioxide	7,05	kg/yr
Nitrogen Oxides	17,1	kg/yr

Figura 5. 2 Emisiones de GEI para los sistemas FV-V-D-B, V-D-B y FV-D-B respectivamente

Las emisiones de GEI son similares para los sistemas FV-V-D-B y FV-D-B ya que disponen de sistema FV y como la radiación de la zona es muy buena, ayuda a disminuir el tiempo de operación del generador diésel. Sin embargo, las emisiones se doblan en el sistema V-D-B ya que el generador eólico no tiene un buen aprovechamiento de la velocidad del viento disponible lo que provoca un mayor tiempo de operación del generador diésel, provocando estas mayores emisiones. Respecto a los valores, es difícil compararlos con los regulados como límites ya que estos se establecen para ciudades no para viviendas individuales. Por ejemplo, según la Decisión 2000/479/CE conocida como decisión EPER para ciertos estados europeos, el valor de CO₂ límite anual es de 100.000 toneladas al año. Como la ciudad donde se ha supuesto la vivienda es de 70000 habitantes aproximadamente, suponiendo que se dividen en viviendas similares a la estudiada, serían unas 17.500 viviendas, a aproximadamente 3000 kg de CO₂ emitido al

año por cada vivienda, se alcanzarían unos 52500000 kg al año, es decir 52500 toneladas al año, que es prácticamente la mitad del límite establecido en Europa. Esto depende mucho de la zona también, hay zonas muy contaminadas donde los límites son menores, y la India, con su progreso tecnológico actual tiene varias ciudades con récords mundiales de contaminación.

Como conclusión, en este caso de Jangaon en India, para una vivienda genérica, el sistema híbrido con más ventajas es el sistema FV-D-B. La presencia de recurso eólico para aprovechamiento eléctrico es insignificante en la zona. Un redimensionamiento de los elementos iniciales recomendados por el software HOMER podría reducir las horas de uso del generador diésel, disminuyendo las emisiones nocivas y el coste de operación y mantenimiento, por lo tanto, los costes del sistema, mejorando su rentabilidad.

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado una búsqueda de metodologías para el diseño y la optimización de sistemas híbridos en zonas aisladas de la red eléctricas. Se ha podido clasificar estas metodologías en 4: probabilísticas, analíticas, iterativas e híbridas.

La metodología probabilística es la que menos precisión tiene de todas y necesita de herramientas matemáticas. La metodología analítica es la más práctica y la que cuenta con mayor número de herramientas dedicadas especialmente al diseño y simulación de sistemas híbridos. Métodos iterativos se utilizan con herramientas complejas de simulación matemática y requieren algoritmos complejos para su ejecución. Por último, la metodología híbrida combina 2 de las anteriores, habitualmente analíticas e iterativas, mejorando en gran cantidad la precisión del diseño y optimización.

Esto demuestra que a la hora de diseñar y optimizar un sistema híbrido hay un amplio abanico de posibilidades e información dedicada a ello, habiéndose puesto en este documento un ejemplo sencillo, práctico y visual utilizando una herramienta comercial en su período de prueba para optimizar un sistema híbrido en una vivienda aislada de la red eléctrica de una pequeña ciudad de la India. Los datos proporcionados por la simulación como son el VAN, el uso de cada componente del sistema o el coste de la inversión, son muy ilustrativos para llegar a la conclusión del mejor sistema híbrido (con generación fotovoltaica y apoyo de baterías de plomo y generador diésel en este caso).

8. CONCLUSIONES PERSONALES DE LA CONFECCIÓN DEL TRABAJO

La confección de este trabajo ha sido muy interesante, sobre todo desde el punto de vista económico de sistemas híbridos. He utilizado todas las herramientas, de bastante utilidad, aprendidas durante la realización del Máster de Energías Renovables para la búsqueda de información en artículos científicos y bases de datos. He encontrado una gran cantidad de información, alguna muy práctica y otra muy compleja, sobre todo en los métodos iterativos e híbridos acrecentado por la limitación del idioma, ya que todos los artículos están escritos en

lengua inglesa. Se han omitido muchos artículos debido a la repetitiva información o a la elevada complejidad de estos. Una carencia detectada es la tremenda escasez de artículos en información para sistemas híbridos ya puestos en práctica en la realidad siendo estos un porcentaje muy pequeño, inferior a 1%, de todos los artículos buscados.

9. LÍNEAS DE AMPLIACIÓN PARA EL TRABAJO

En este documento se ha realizado una simulación para determinar un sistema híbrido óptimo mediante los datos genéricos ofrecidos por el sistema HOMER. Este trabajo se podría ampliar realizando un diseño específico de cada sistema, previamente al análisis en HOMER, por ejemplo, realizar los cálculos para la parte fotovoltaica en PVSYS u otra herramienta de dimensionamiento fotovoltaico; así como dimensionar el aerogenerador en otro software, etc.

Otro camino sería el uso de otra herramienta para el diseño y la optimización, por ejemplo, Matlab, una potente herramienta matemática y su función Simulink, donde se pueden simular por bloques todas las fórmulas necesarias para el proceso, como puede ser el VAN, la autonomía de las baterías, etc.

10. REFERENCIAS

- [1] Boudghene Stambouli A, Koinuma H. A primary study on a long-term vision and strategy for the realization and the development of the Sahara Solar Breeder project in Algeria. *Renew Sustain Energy Rev* 2012; 16 (1):591–8.
- [2] de Castro C, Mediavilla M, Miguel LJ, Frechoso F. Global solar electric potential: a review of their technical and sustainable limits. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 28:824–35.
- [3] Agudelo A, Valero A, Usónb S. The fossil trace of CO₂ emissions in multi-fuel energy systems. *Energy* 2013; 58:236–46.
- [4] Leggett LMW, Ball DA. The implication for climate change and peak fossil fuel of the continuation of the current trend in wind and solar energy production. *Energy Policy* 2012; 4:610–7.
- [5] Höhne N, Wartmannb S, Heroldc A, Freibauer A. The rules for land use, land use change and forestry under the Kyoto Protocol – lessons learned for the future climate negotiations. *Environ Sci Policy* 2007; 10(4):353–69.
- [6] Ghasemi A, Asrari A, Zarif A, Abdelwahed S. Techno-economic analysis of stand-alone hybrid photovoltaic–diesel–battery systems for rural electrification in eastern part of Iran – a step toward sustainable rural development. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 28:456–62.
- [7] Ahlborg H, Hammar L. Drivers and barriers to rural electrification in Tanzania and Mozambique grid extension, off-grid, and renewable energy technologies. *Renew Energy* 2014; 61:117–24.

- [8] Lahimer A A, Alghoul M A, Yousif F, Razykov T M, Amin N, Sopian K. Research and development aspects on decentralized electrification options for rural household. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 24:314–24.
- [9] Panapakidis I P, Sarafianos D N, Alexiadis M C. Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation systems for a residential load. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16(1):551–63.
- [10] Pao H-T, Li Y-Y, Fu H-C. Clean energy, non-clean energy, and economic growth in the MIST countries. *Energy Policy* 2014; 67:932–42.
- [11] Sahu B K, Hiloidhari M, Baruah D C. Global trend in wind power with special focus on the top five wind power producing countries. *Renew Sustain Energy Rev* 2013; 19:348–59.
- [12] Pazheri F R, Othman M F, Malik N H. A review on global renewable electricity scenario. *Renew Sustain Energy Rev* 2014; 31:835–45.
- [13] Tsai J-H, Chen S-J, Huang K-L, Lin W-Y, Lee W-J, Lin C-C, et al. Emissions from a generator fuel ed by blends of diesel, biodiesel, acetone, and isopropylalcohol: analyses of emitted PM, particulate carbon, and PAHs. *Sci Total Environ* 2014;466–467:195–202.
- [14] Deshmukh MK, Deshmukh S S. Modeling of hybrid renewable energy systems. *RenewSustainEnergyRev*2008;12(1):235–49.
- [15] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vázquez, G.J. Ríos-Moreno, 2012. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Solar Energy* 86 (2012) 1077–1088
- [16] Tina, G., Gagliano, S., 2010. Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system. *International Journal of Energy Research* 35 (3), 221–232.
- [17] Celik, A.N., 2003. Techno-economic analysis of autonomous PV–wind hybrid systems using different sizing methods. *Energy Conversion and Management* 44 (12), 1951–1968.
- [18] Diaf, S. et al., 2008. Design and techno-economical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Applied Energy* 85 (10), 968–987.
- [19] Yang, H., Zhou, W., Lou, C., 2009. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Applied Energy* 86 (2), 163–169.
- [20] Yang, H., Lu, L., Zhou, W., 2007. A novel optimization sizing model for hybrid solar–wind power generation system. *Solar Energy* 81 (1), 76–84.
- [21] Lazou, A.A., Papatsoris, A.D., 2000. The economics of photovoltaic stand-alone residential households: a case study for various European and Mediterranean locations. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 62 (4), 411–427.
- [22] Yang, H.X., Lu, L., Burnett, J., 2003. Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic-wind power generation systems in Hong Kong. *Renewable Energy* 28 (11), 1813–1824.
- [23] Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., 2005. Design and control strategies of PV–diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 79 (1), 33–46.

- [24] Celik, A.N., 2003. Techno-economic analysis of autonomous PV–wind hybrid systems using different sizing methods. *Energy Conversion and Management* 44 (12), 1951–1968.
- [25] Tina, G., 2006. Hybrid solar/wind power system probabilistic model for long-term performance assessment. *Solar Energy* 80 (5), 578–588.
- [26] Dufo-López, R., Bernal-Agustín, J.L., Mendoza, F., 2009. Design and economical analysis of hybrid PV–wind systems connected to the grid for the intermittent production of hydrogen. *Energy Policy* 37 (8), 3082–3095.
- [27] Wong WL, Ngan KH. Selection of an ‘example weather year’ for Hong Kong. *Energy and Buildings* 1993; 19:313–6.
- [28] Petrakis M, Kambezidis HD, Lykoudis S, Adamopoulos AD, Kassomenos P, Michaelisdes IM, Kalogirou SA, Roditis G, Chrysis I, Hadjigianni A. Generation of a ‘typical meteorological year’ for Nicosia, Cyprus. *Renewable Energy* 1998;13(3):381–8.
- [29] Argiriou A, Lykoudis S, Kontoyiannidis S, Balaras CA, Asimakopoulos D, Petrakis M, Kassomenos P. Comparisons of methodologies for TMY generation using 20 years data for Athens, Greece. *Solar Energy* 1999;66(1):33–45.
- [30] Lam JC, Hui SCM, Chan ALS. A statistical approach to the development of a typical meteorological year for Hong Kong. *Architectural Science Review* 1996; 39:201–9.
- [31] Chow WK, Fong SK. Simulation of energy use in a building with three weather files of Hong Kong. *Energy Engineering* 1996;93(2):30–54.
- [32] Yang HX. Validated design methods for thermal regulation of photovoltaic wall structures. SERC Projects Report, University of Wales College of Cardiff, 1995.
- [34] Elhadidy MA, Shaahid SM. Optimal sizing of battery for hybrid (wind+Diesel) power systems. *Renewable Energy* 1999; 18:77–86.
- [35] Ashari M, Nayar CV. An optimum dispatch strategy using set points for a PV (PV)–diesel–battery hybrid power system. *Solar Energy* 1999;66(1):1–9.
- [36] Peterson AJ, Perez R, Bailey B, Elsholz K. Operational experience of a residential PV hybrid system. *Solar Energy* 1999;65(4):227–35.
- [37] Kattakayam TA, Srinivasan K. Uninterrupted power supply for autonomous small refrigerators. *Solar Energy* 1998;39(1–2):21–6.
- [38] Muselli M, Notton G, Louche A. Design of hybrid-PV power generator, with optimisation of energy management. *Solar Energy* 1999;65(3):143–57.
- [39] Rana S, Chandra R, Singh SP, Sodha M. Optimal mix of renewable energy resources to meet the electrical energy demand in villages of Madhya Pradesh. *Energy Convers Mgnt* 1998;39(3–4):203–16.

[40] Klein SA, Beckman WA. Loss-of-load probabilities for stand-alone PV systems. *Solar Energy* 1987;39(6):499–511.

[41] Chapman RN. Development of sizing nomographs for stand-alone PV/storage systems. *Solar Energy* 1989;43(2):71–6.

[42] Protogeropoulos C, Brinkworth BJ, Marshall R. Sizing and techno-economical optimization for hybrid solar PV/wind power systems with battery storage. *Int J Energy Res* 1997; 21:1–15.

[43] Morgan TR. The performance and optimisation of autonomous renewable energy systems. PhD Thesis, University of Wales, Division of Mechanical Engineering and Energy Studies, Cardiff, 1996 [chapter 5].

[44] Celik AN. The system performance and sizing of autonomous PV, wind and the hybrid energy systems. PhD Thesis, University of Wales, Cardiff, Division of Mechanical Engineering and Energy Studies, 1998. p. 19–51 [chapter 2].

[45] Tina, G., Gagliano, S., 2010. Probabilistic analysis of weather data for a hybrid solar/wind energy system. *International Journal of Energy Research* 35 (3), 221–232.

[46] Lei M, Shiyan L, Chuanwen J, Hongling L, Yan Z. A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renew Sustain Energy Rev* 2009;13(4): 915e20.

[47] Pinson P, Girard R. Evaluating the quality of scenarios of short-term wind power generation. *Appl Energy* 2012; 96:12e20.

[48] Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B., 2009. Optimising the economic viability grid-connected photovoltaic systems. *Applied Energy* 86 (7–8), 985–999.

[49] Web del software GRHYSO: <https://grhyso.es.tl/>

[50] Kamel, S., Dahl, C., 2005. The economics of hybrid power systems for sustainable desert agriculture in Egypt. *Energy* 30 (8), 1271–1281.

[51] Baring-Gould I. Hybrid systems architecture and control. Handbook on hybrid power systems. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory; March, 1998.

[52] Wichert B, et al. Development of a test facility for photovoltaic-diesel hybrid energy systems. *Renew Energy* 2001;22(1):311–9.

[53] Hunter R, Elliot G. Wind-diesel system options: A guide to the technology. Wind-diesel systems. Cambridge: Cambridge University Press; 1998.

[54] Sorenson B. Renewable energy. New York: Academic Press; 2000 pages 213 and 240.

[55] Kamel S. An optimization approach to hybrid power systems for remote area applications in Egypt. PhD thesis, Division of Economics and Business, Golden, CO, USA: Colorado School of Mines, 2003;136–71.

[56] Kaldellis, J.K., Zafirakis, D., Kondili, E., 2009. Optimum autonomous stand-alone photovoltaic system design on the basis of energy payback analysis. *Energy* 34 (9), 1187–1198.

[57] Markvard, T., 2000. *Solar Electricity*, second ed. Wiley, USA.

[58] Akai, T.J., 1994. *Applied Numerical Methods for Engineers*, second ed. Wiley, New York.

[59] Hakimi, S.M., Moghaddas-Tafreshi, S.M., 2009. Optimal sizing of a stand-alone hybrid power system via particle swarm optimization for Kahnouj area in south-east of Iran. *Renewable Energy* 34 (7), 1855–1862.

[60] A new biomass energy conversion technology yields methane for power generation, office of weatherization and intergovernmental program energy efficiency and renewable energy. U.S. Department of Energy; October 2002.

[61] Committee on Alternatives and Strategies for Future Hydrogen Production and Use, National Research Council. *The hydrogen economy: opportunities, cost, barriers and R&D needs*. National Academies Press; 2004.

[62] Ntziachristos L, et al. A wind-power fuel-cell hybrid system study on the non-interconnected Aegean island grid. *Renewable Energy* 2005; 30:1471–87.

[63] Hakimi SM, Moghaddas-Tafreshi SM. Unit sizing of a stand-alone hybrid power system using model-free optimization. Silicon Valley, USA: IEEE GRC, in press.

[64] <www.mahler-ags.com>.

[65] Kennedy J, Eberhart RC. Particle swarm optimization. In: *Proceedings of the 1995 IEEE international conference on neural networks*, Perth, Australia, vol. 4. Piscataway, NJ: IEEE Service Center; 1995. p. 1942–8.

[66] Fourie PC, Groenwold AA. Particle swarms in algorithm in topology optimization. In: *Proceedings of fourth world congress of structural and multidisciplinary optimization*, Dalian, China; May 2001. p. 52–3.

[67] Carlisle A, Dozier G. Adapting particle swarm optimization to dynamic environments. In: *International conference on artificial intelligence*, vol. I, Las Vegas, NV; 2000. 429–34.

[68] Kennedy J, Eberhart RC. A discrete binary version of the particle swarm algorithm. In: *Proceedings of the 1997 conference on systems, man and cybernetics*. Piscataway, NJ: IEEE Service Center; 1997. p. 4104–9.

[69] Ekren, B.Y., Ekren, O., 2009. Simulation based size optimization of a PV/ wind hybrid energy conversion system with battery storage under various load and auxiliary energy conditions. *Applied Energy* 86 (9), 1387–1394.

[70] Borowy BS, Salameh ZM. Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind– PV system. *IEEE Trans Energy Convers* 1994;9(3):482–8.

[71] Borowy BS, Salameh ZM. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind–PV hybrid system. *IEEE Trans Energy Convers* 1996;11(2):367–75.

[72] Kelton WD, Sadowski RP, Sturrock DT. *Simulation with Arena*. 3rd ed. New York: McGrawHill; 2004.

[73] Kleijnen JPC. *Statistical tools for simulation practitioners*. 1st ed. New York: Marcel Dekker Inc.; 1987.

[74] Ekren O. Optimization of a hybrid combination of a photovoltaic system and a wind energy conversion system. M.S. thesis, Department of Mechanical Engineering. Izmir Institute of Technology, Turkey, 2003.

[75] Celik AN. Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods. *Energy Convers Manage* 2003;44(12):1951–68.

[76] Kleijnen JPC, Wan J. Optimization of simulated systems: OptQuest and alternatives. *Simulat Modell Pract Theory* 2007;15(3):354–62.

[77] Bernal-Agustín, J.L., Rodolfo, Dufo-López., Rivas-Ascaso, D., 2006. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. *Renewable Energy* 31 (14), 2227–2244.

[78] Collette Y, Siarry P. *Multiobjective optimization: principles and case studies*, 1st ed. Berlin: Springer; 2004.

[79] Michalewicz Z, Fogel DB. *How to solve it: modern heuristics*, 2nd ed. Berlin: Springer; 2004.

[80] Dufo-López R, Bernal-Agustín JL. Design and control strategies of PV–diesel systems using genetic algorithms. *Sol Energy* 2005;79(1):33–46.

[81] Sonntag RE, Borgnakke C, Wylen GJV. *Fundamentals of thermodynamics*, 6th ed. New York: Wiley; 2002.

[82] Krisada Prompinit, Boonyang Plangklang, Somchai Hiranvarodom. Design and Construction of a Mobile PV Hybrid System Prototype for Isolated Electrification. 2nd International Science, Social-Science, Engineering and Energy Conference 2010: Engineering Science and Management.

[83] Odivaldo J. Seraphima, Jair A. C. Siqueirab, Fernando F. Puttia, Luís R. A. Gabriel Filhoc, Camila P. Cremascod, Rodrigo S. Daltina. ENERGETIC EXPLOITATION FROM A HYBRID PVWIND POWER MICRO-GENERATION RURAL ELECTRIFICATION. 2013 ISES Solar World Congress.

[84] <https://www.homerenergy.com/index.html>

[85] <https://en.wikipedia.org/wiki/Jangaon>

[86] https://elpais.com/economia/2016/04/02/actualidad/1459626360_009543.html (Abril, 2016).

[87] <http://www.mapsofindia.com/india/where-is-jangaon.html>

[88] Megha Kaladharan. Renewable Energy in India: An Analysis of the Regulatory Environment and Evolving Policy Trends. Mapping Power: Actors and Alliances in India's Electricity Sector. Centre for Policy Research.

[89] http://es.globalpetrolprices.com/India/diesel_prices/

[90] Chitaranjan Phurailatpama, Bharat Singh Rajpurohita, Lingfeng Wangb. Planning and optimization of autonomous DC microgrids for rural and urban applications in India. Renewable and Sustainable Energy Reviews 82 (2018) 194–204.

ANEXOS

ANEXO I: Simulación

En este apartado se describirá paso por paso la simulación realizada en el software HOMER con apoyo de imágenes sobre la herramienta.

Una vez iniciado el software HOMER Pro, la primera pantalla que vemos es la que aparece en la Figura 1.

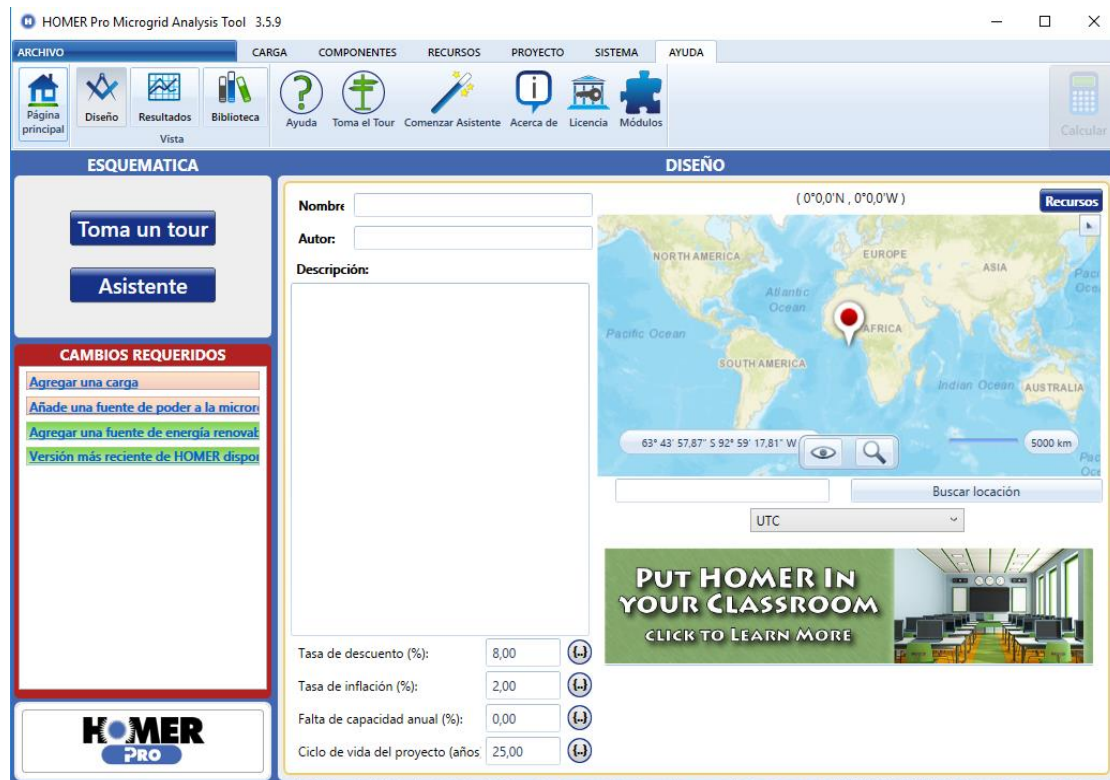


Figura 1 Página principal de HOMER

En esta pantalla podemos ponerle un nombre al proyecto, el autor y una breve descripción sobre él. En este caso no es necesario.

Lo primero es introducir las coordenadas del lugar a estudiar. En este caso las coordenadas de Jangaon son $17,43^{\circ}$ N y $79,9^{\circ}$ E. La propia interfaz de HOMER nos permite buscar el lugar por su nombre, y posteriormente, en el botón "Recursos" situado en la esquina superior derecha del mapa, nos permite descargar directamente los datos meteorológicos de temperatura, radiación solar y velocidad del viento, para la simulación de nuestro sistema. Los valores de temperatura y velocidad del viento se obtienen de la base de datos de NASA, mientras que la radiación solar proviene del Laboratorio de Energías Renovables Nacional.

En la misma pantalla nos aparecen otros 4 factores: Tasa de descuento, que se dejará en un 8%; tasa de inflación de un 2%; falta de capacidad anual, que se establecerá un 5%; y finalmente 20 años de vida útil del proyecto. Estos datos utilizados son completamente genéricos, y pueden ser modificados al final de la simulación para observar las diferencias.

Para observar los datos meteorológicos descargados, en las pestañas de la parte superior de la ventana aparece la pestaña "Recursos" dejando ver los siguientes iconos de la Figura 2.



Figura 2 Pestaña Recursos

Pulsando en Solar RGH y Viento podemos ver los datos obtenidos de las bases de datos consultadas por HOMER.

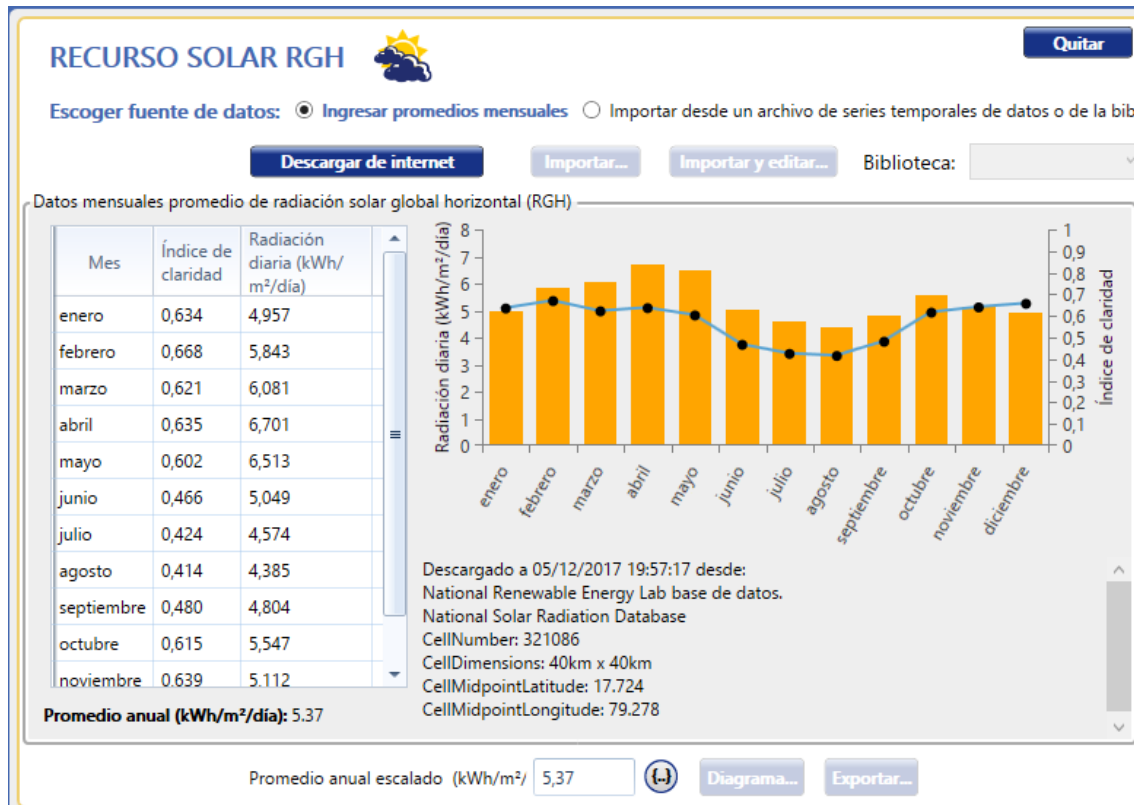


Figura 3 Recurso solar RGH para el caso escogido

A continuación, a la izquierda de la ventana podemos ver que se nos exige añadir una carga, que será la carga alimentada por el sistema híbrido. En la pestaña “Carga” se añade una carga eléctrica que el programa creará de forma sintética ya que no disponemos de ninguna serie de datos de una vivienda tipo para poder importar. El mes pico de demanda es una opción que te permite establecer si hay más demanda en enero o junio. En este caso no se va a especificar, ya que el clima tropical de la zona puede modificar el mes pico. Sin embargo, el propio software selecciona enero como mes de demanda pico ya que la zona se encuentra en el hemisferio norte. El perfil escogido será residencial. El perfil de carga generado se muestra en la figura 5. Solamente muestra numéricamente los valores de carga para el mes de enero, pero al pulsar en el botón “Mostrar todos los meses”, nos aparece una tabla con la carga media de todas las horas de todos los días para todos los meses del año, incluso realiza un perfil de carga distinto para los días de fin de semana, que la curva de demanda cambia significativamente.

Estando la carga establecida, es momento de colocar las fuentes de energía, situadas en la pestaña superior Componentes (Figura 6). Entre la gran variedad de generadores, se van a

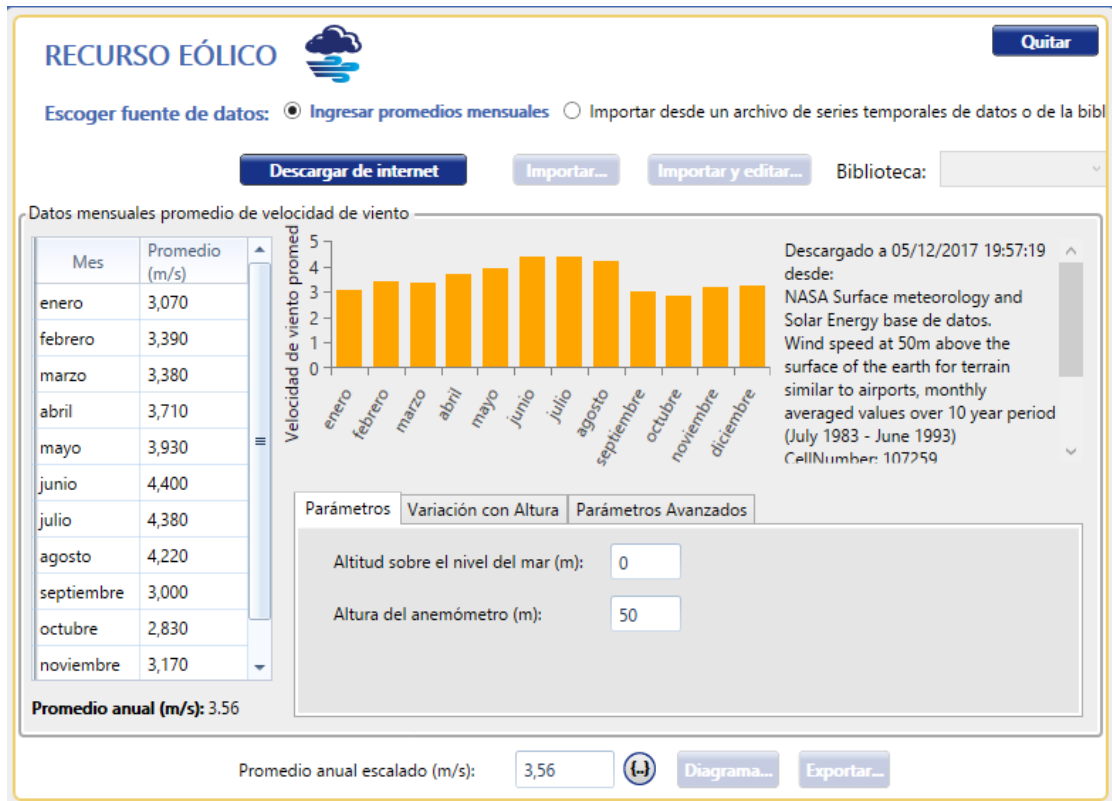


Figura 4 Velocidades del viento para el caso escogido

utilizar generador fotovoltaico, turbina eólica, batería, convertidor (para pasar la corriente generada DC a la corriente AC que demanda la carga residencial), y un generador convencional (grupo electrógeno diésel).

Para simular las fuentes de energía, se van a utilizar los elementos genéricos contenidos en la biblioteca y la base de datos de HOMER.

El modelo simulado de generador FV es el que se encuentra en la Figura 7. Se ha escogido una potencia de 1kW para comparar después con una turbina eólica de la misma potencia. Con un coste de inversión de 3000 € y unos costes de OM de 10 € al año. Los efectos de la temperatura

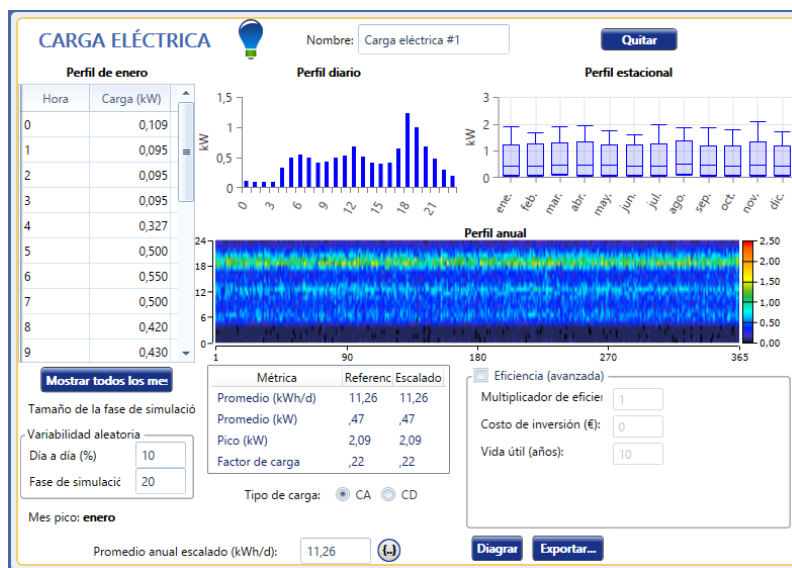


Figura 6 Perfil de carga generado por HOMER



Figura 7 Pestaña componentes

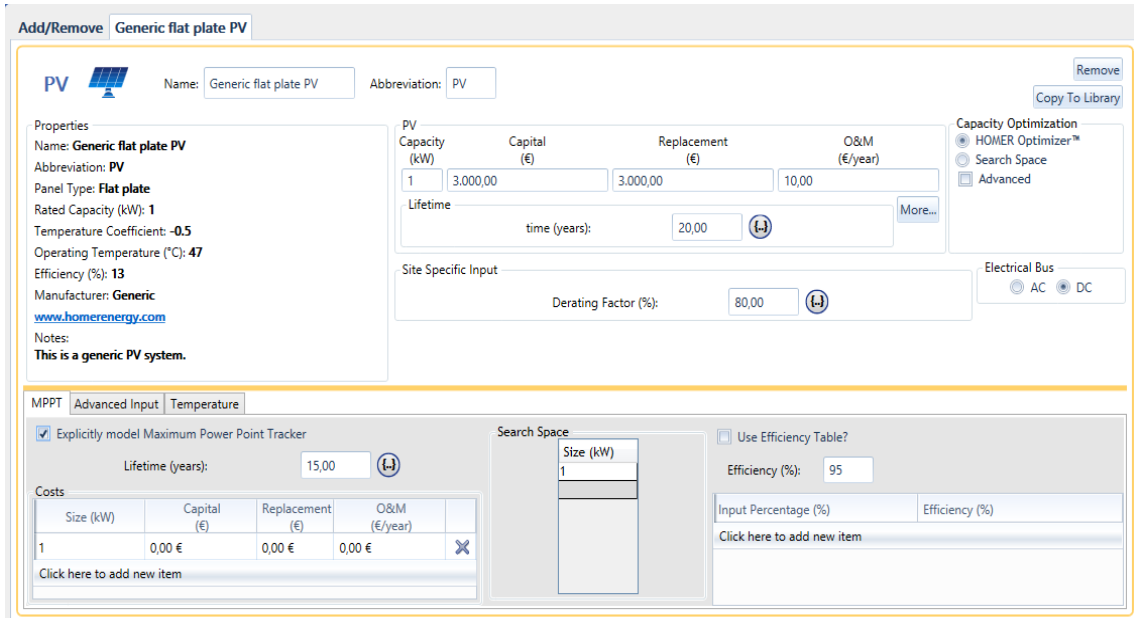


Figura 8 Datos de simulación del generador PV

también han sido simulados, ya que las temperaturas en la zona son muy altas, teniendo un 0,5% de pérdidas por cada °C. La temperatura de operación de la célula es de 47°C y la eficiencia del módulo es del 13% de conversión energética. Además, se ha considerado un seguidor del punto de máxima potencia MPPT con una eficiencia del 95% lo que encarece el coste.

Las opciones del convertidor (Figura 8) son más limitadas, y en este caso se ha utilizado uno de los convertidores de la biblioteca de HOMER, el Leonics S-219Cp de 5 kW con un coste de 600€, con una eficiencia de 94% en la entrada y un 96% en la salida.

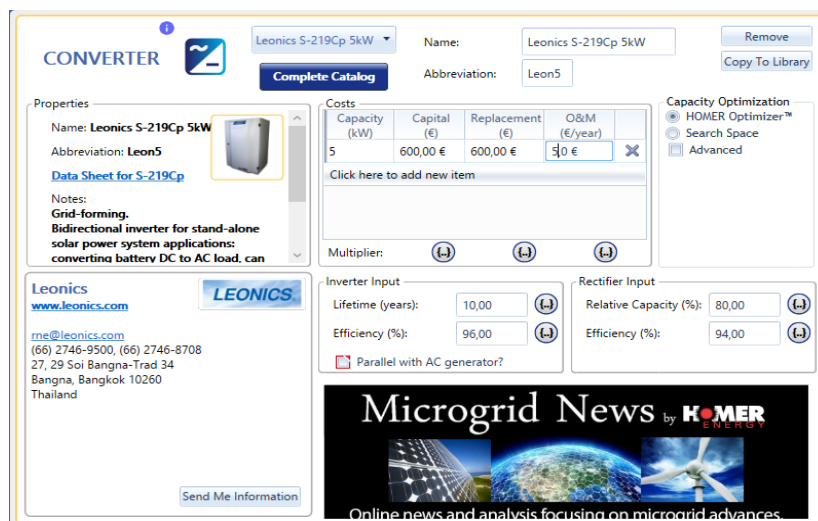


Figura 9 Datos de simulación del convertidor

La batería utilizada es una batería genérica de plomo-ácido de 1kWh de capacidad como se muestra en la Figura 9. El estado inicial de descarga es del 100 %, y el punto mínimo de descarga es del 40%. Además, se ha marcado la opción del reemplazo de las baterías a los 5 años. Su coste es de 600€ (también de reemplazo) con 20€ de coste de OM al año.

En la Figura 10 se muestran los datos de simulación para la turbina eólica genérica de 1 kW de la biblioteca de HOMER. Se ha seleccionado pérdidas debidas a temperatura, y en la turbina del 5%. El coste es de 7000€ y los costes de OM son de 70€ al año.

Finalmente, el generador diésel recomendado por el software es el presentado en la Figura 11 con un coste de 500 € y unos costes de OM de 0,03 € por hora. El precio del diésel en India es de 0,79 €/L [89] (04/12/2017) tras pasar la equivalencia con 60,56 rupias indias.

The screenshot shows the configuration window for a 'Generic 1kWh Lead Acid' battery. The interface includes a 'Properties' section with technical specifications, a 'Batteries' table, 'Lifetime' settings, and 'Site Specific Input' parameters.

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	600,00	600,00	20,00

Lifetime
 time (years): 5,00
 throughput (kWh): 800,00

Site Specific Input
 String Size: 1 Voltage: 12 V
 Initial State of Charge (%): 100,00
 Minimum State of Charge (%): 40,00
 Minimum storage life (yrs): 5,00

Figura 10 Datos de simulación de las baterías

The screenshot shows the configuration window for a 'Generic 1 kW' wind turbine. It includes a 'Properties' section, a 'Costs' table, 'Site Specific Input' parameters, and a 'Power Curve' section with a table and a graph.

Quantity	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€/year)
1	7.000,00 €	7.000,00 €	70,00 €

Site Specific Input
 Lifetime (years): 20,00
 Hub Height (m): 17,00
 Consider ambient temperature effects?

Power Curve

Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
0	0
3	0
4	0,02
5	0,04
6	0,09

The graph shows Power Output (kW) on the y-axis (0 to 1.2) and Wind Speed (m/s) on the x-axis (0 to 30). The curve shows a peak power output of approximately 1.0 kW between 10 and 15 m/s.

Figura 11 Datos de simulación de la turbina eólica

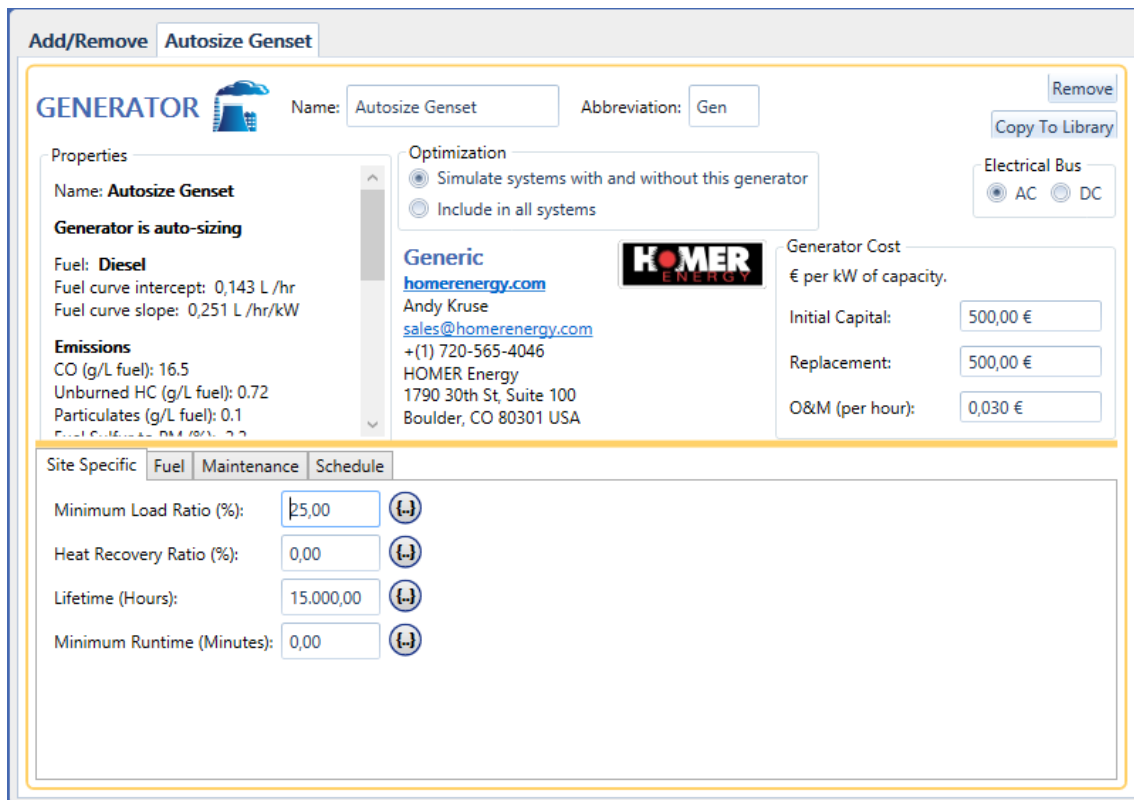


Figura 12 Datos de simulación del generador diésel

El esquema resultante debe ser el de la figura 12.

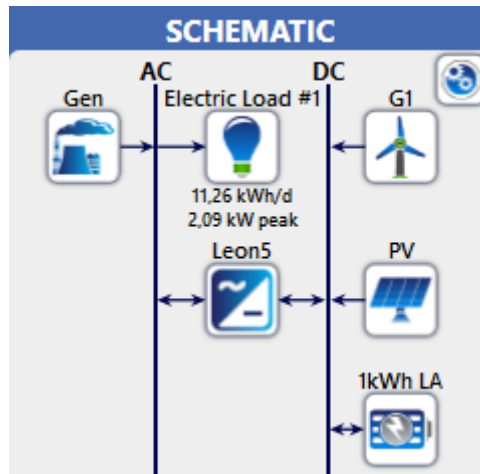


Figura 13 Esquema del sistema híbrido planteado

En la pestaña proyecto se pueden modificar más datos determinantes para la optimización. Algunas de estas opciones son muy interesantes, pero están deshabilitadas en la versión de prueba utilizada, como es la opción Multi-Year donde se permite una variación anual del precio del diésel o de la electricidad por ejemplo, o la opción de Sensibilidad, donde se permite introducir variables para comprobar su sensibilidad respecto a las variaciones del proyecto. La única opción modificada es Emisiones, donde se puede introducir las penalizaciones por cada elemento nocivo emitido. La pestaña Optimización permite seleccionar el número de combinaciones comprobadas por ejemplo. En emisiones se ha utilizado un valor de 100€/tonelada de emisiones (valor genérico, no hay un valor regulado para la India).

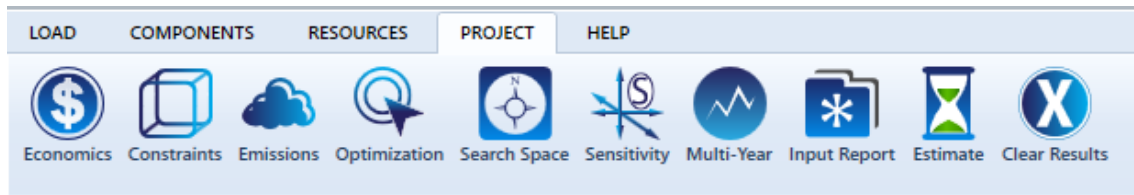


Figura 14 Pestaña Proyecto

Una vez finalizada la edición de datos, la resolución y cálculo del sistema se realiza pulsando el botón Calcular de gran tamaño que aparece en la esquina superior derecha.

El análisis de los datos obtenidos se obtienen en el apartado “Análisis de los resultados de simulación”.