

# **CAPÍTULO 4:**

# **DISEÑO DE LA**

# **INSTALACIÓN**

## **4.1. Especificaciones**

Se diseñará un sistema fotovoltaico híbrido con generador diesel para alimentar torres de telecomunicaciones electrónicas de la empresa de telefonía móvil Bharti-Airtel en India, proyecto que lleva a cabo SunEnergy Europe S.L., empresa con la cual se colabora.

Un sistema híbrido proporciona energía mediante dos fuentes. En este caso, por un lado se suministrará electricidad mediante un sistema fotovoltaico aislado basado en paneles y baterías, y por el otro, mediante un grupo electrógeno diesel.

Existen dos tipos de cargas. Las cargas serán estaciones base o *Base Transceiver Station* (BTS) de dos dimensiones distintas: 2/2/2 y 4/4/4:

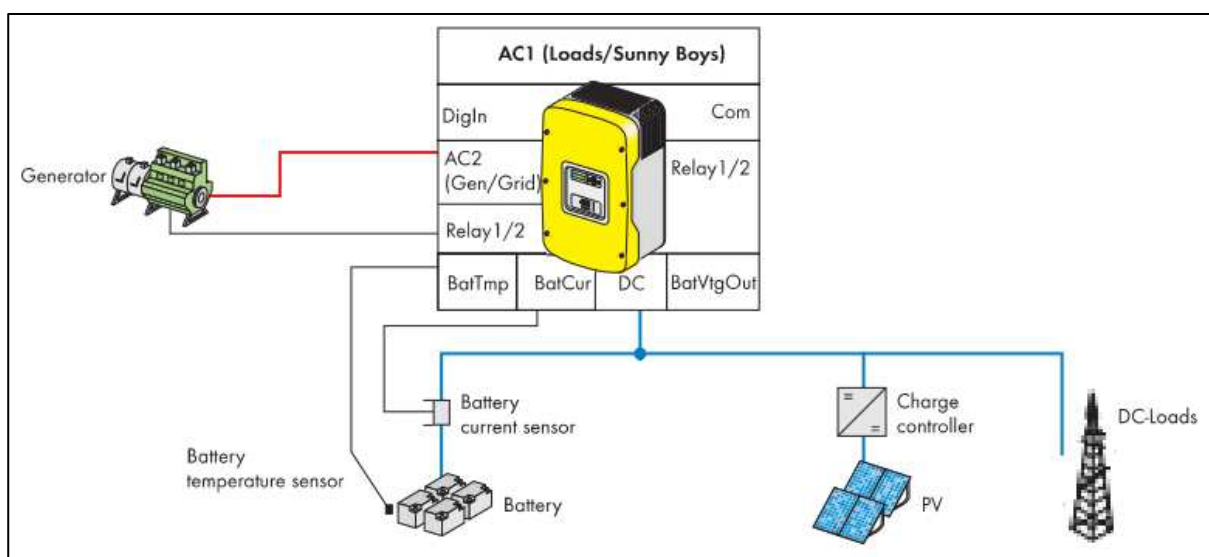
**Tabla 6.** Tipos de cargas de la instalación. [Información proporcionada por SunEnergy Europe S.L.]

Tipo	BTS 2/2/2	BTS 4/4/4
Potencia	0,5-0,8 kW	1-1,4 kW
Horas de trabajo	18h @ 0,5kW 6h @ 0,8kW	18h @ 1kW 6h @ 1,4kW
Energía consumida	13,8 kWh/día	26,4 kWh/día

Los números 4/4/4 y 2/2/2 hacen referencia al número de transmisores (TRX) hay en cada uno de los sectores de la estación base. Por ejemplo, 4/4/4 significa que esta estación tiene 3 sectores o multiplexores, y cada sector 4 salidas de transmisión, por lo que puede usar 12 TRX a la vez.

Los dos tipos de cargas trabajan en continua con tensiones de trabajo de 24V a 48V.

La instalación se realizará mayormente con componentes de la empresa SMA Solar Technology AG, fabricante de productos y distribuidor de SunEnergy Europe S.L.. En la siguiente imagen puede observarse el esquema de la instalación basado en el dispositivo de SMA Sunny Island 5048.



**Ilustración 32.** Esquema de la instalación basado en el dispositivo SI 5048.

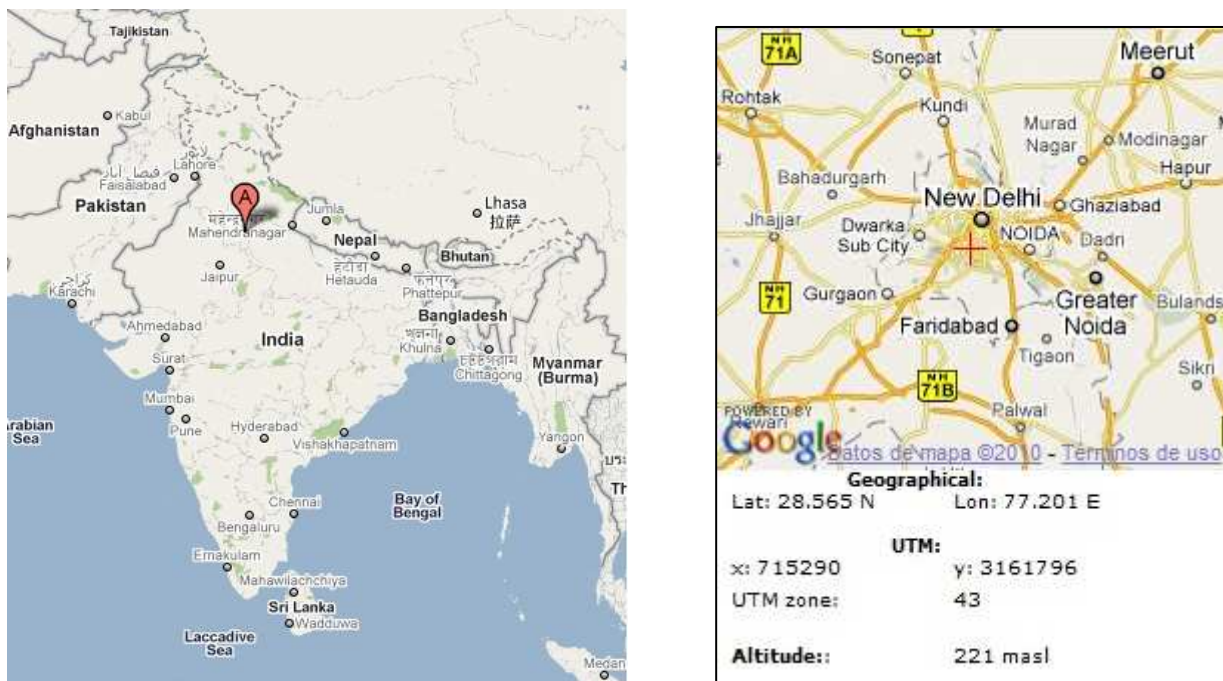
El componente inversor SI 5048 controlará la operación del generador diesel, dependiendo del estado de carga de las baterías y de la potencia generada por los paneles fotovoltaicos, y convertirá la corriente alterna generada en corriente

continúa para que pueda ser utilizada por la carga. Además, supervisará el banco de baterías y permitirá la monitorización remota de la instalación, con la misión de que la estación base nunca se quede sin alimentación.

El objeto de este apartado será buscar la mejor configuración del sistema híbrido para los dos tipos de cargas, poniendo especial atención en la rentabilidad. Para ello, y ya que la empresa Bharti-Airtel posee diversas torres de comunicaciones por toda India, se elegirá la ciudad de Nueva Delhi como localización de una BTS 2/2/2 y una BTS 4/4/4, no necesariamente juntas, para realizar el diseño.

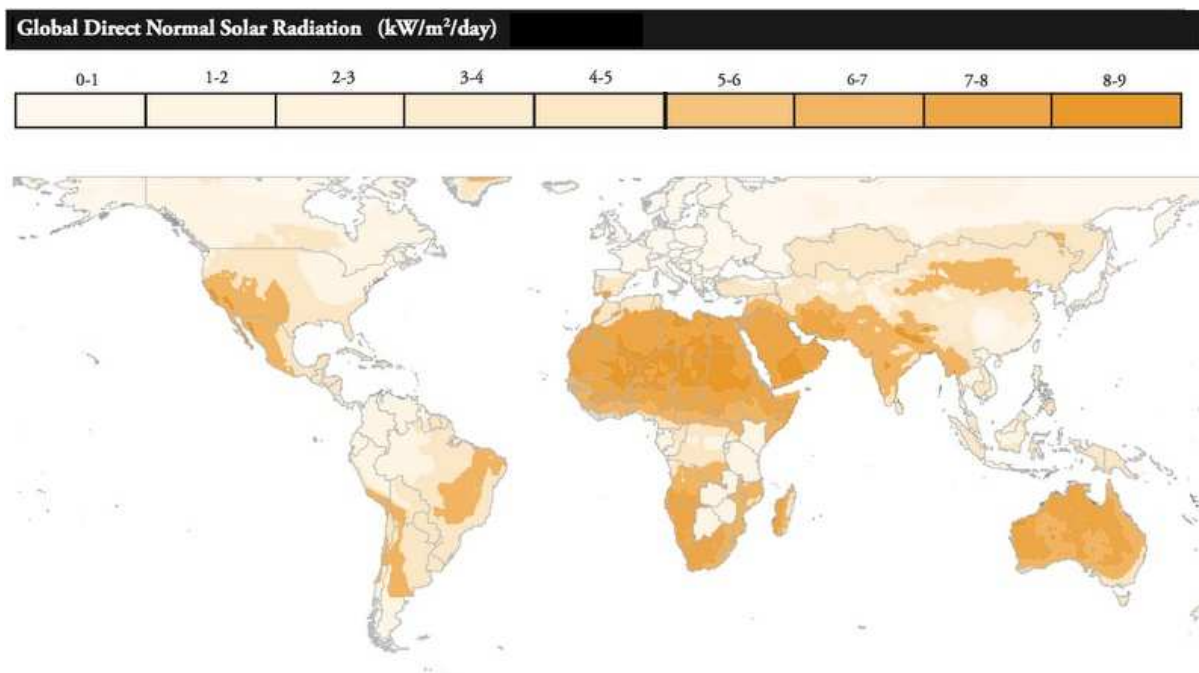
## 4.2. Estudio energético

La ciudad de Nueva Delhi se encuentra al norte de India, con coordenadas geográficas de 28,5° N y 77,2° E.

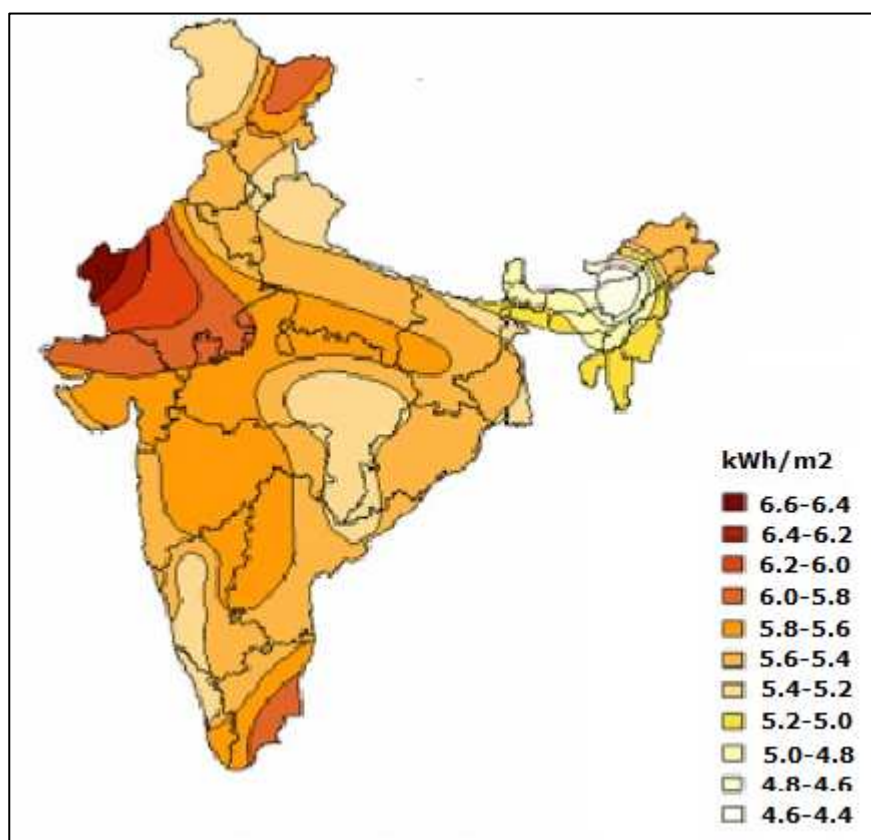


**Ilustración 33.** Localización de la ciudad Nueva Delhi.[Google Maps, Oct. 2010]

Para poder dimensionar la instalación, se necesitan saber los datos de irradiación solar en la zona. India es un país al que llega una radiación solar media-alta comparado con otros países como puede observarse en los siguientes mapas:



**Ilustración 34.** Radiación solar directa normal en  $\text{kW/m}^2/\text{día}$  en el planeta. [World Resources Institute, Oct. 2010]



**Ilustración 35.** Radiación solar media diaria en India en  $\text{kWh/m}^2$ . [The Energy and Resources Institute, Oct. 2010]

Los datos meteorológicos y de radiación se han obtenido del software PVSYST, utilizando los datos de Meteonorm. Este software está reconocido a nivel mundial y es utilizado por empresas para realizar los cálculos de las instalaciones fotovoltaicas. En este caso, solo se utilizará como referencia y como fuente de datos de radiación de Nueva Delhi.

Introduciendo las coordenadas de la ciudad deseada, se obtiene una tabla con los datos de irradiación global diaria, la radiación difusa recibida, la temperatura y la velocidad del viento. También es posible obtener la trayectoria del sol a lo largo del año.

**Tabla 7.** Datos obtenidos mediante el software de diseño PVSYST.

Geographical Coordinates

Monthly meteo

Site

Delhi (India)

Data source

Meteonorm '97

	Global Irrad. kWh/m <sup>2</sup> .day	Diffuse kWh/m <sup>2</sup> .day	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	3.81	1.26	14.7	3.10
February	4.89	1.43	17.3	3.60
March	6.06	1.65	22.7	3.60
April	6.90	1.93	28.8	3.60
May	7.16	2.16	32.5	3.60
June	6.57	2.40	32.9	3.60
July	5.39	2.48	30.3	2.10
August	5.16	2.32	29.9	2.10
September	5.70	1.93	29.5	3.10
October	5.32	1.45	26.2	2.10
November	4.30	1.23	20.9	2.10
December	3.71	1.13	16.0	2.60
Year	5.40	1.78	25.1	2.9

Required Data

☒ Horizontal global irradiation

☒ Average Ext. Temperature

Extra data

☒ Horizontal diffuse irradiation

☒ Wind velocity

Irradiation units

☒ kWh/m<sup>2</sup>.day

☐ kWh/m<sup>2</sup>.mth

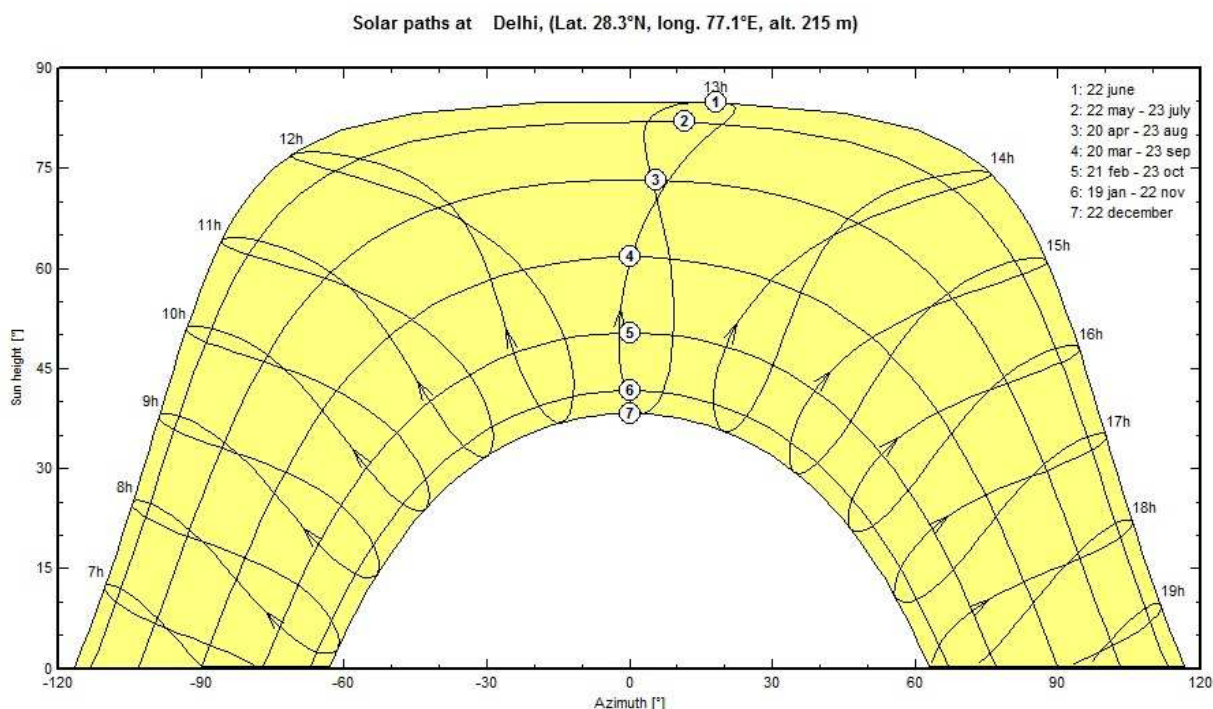
☐ MJ/m<sup>2</sup>.day

☐ MJ/m<sup>2</sup>.mth

☐ W/m<sup>2</sup>

☐ Clearness Index Kt





**Ilustración 36.** Trayectoria solar anual. Datos obtenidos de PVSYST.

Por norma general, los paneles fotovoltaicos se orientan según el hemisferio en el que se encuentran debido a la trayectoria solar. En el hemisferio norte, los módulos se orientan hacia el sur. En el hemisferio sur, hacia el norte.

Para conseguir la mejor incidencia de la radiación solar, deberán colocarse los paneles a una inclinación óptima. Al tratarse de una instalación fija, deberá buscarse la inclinación que ofrezca una potencia media anual elevada. Para ello, deben tenerse en cuenta los meses que menos radiación hay (invierno) y en los que más hay (verano), y buscar un equilibrio para conseguir una buena producción media en todos los meses. Este es un punto importante para las instalaciones fotovoltaicas. En la instalación que se está tratando, al tener un generador diesel de apoyo, significaría un consumo extra de combustible.

Para buscar el ángulo de inclinación óptimo de la instalación, se estudiará el factor de transposición existente. El factor de transposición (FT) es la relación entre la radiación solar media en superficie horizontal y la radiación solar media en superficie inclinada.

$$FT = \text{Radiación Superficie Inclinada} / \text{Radiación Plano Horizontal} \quad (12)$$

Este factor indica cuánto mejora o empeora el rendimiento a un determinado ángulo de inclinación. Para obtener una elevada potencia anual en el generador fotovoltaico, este factor debe ser elevado en los meses de peor radiación solar, pero sin disminuir demasiado el rendimiento en los meses de mayor radiación.

En la siguiente tabla obtenida en PVSYST puede verse el FT para diversos ángulos de inclinación a diferentes ángulos azimut:

**Tabla 8.** Factor de transposición medio anual en Nueva Delhi. Datos obtenidos de PVSYST.

Transposition Factors for Delhi (India)													
Period : Whole year --- Horizontal Global Irrad. = 2056 kWh/m <sup>2</sup>													
Azimuth	-90°	-75°	-60°	-45°	-30°	-15°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°
Tilt													
90°	0.57	0.62	0.65	0.66	0.66	0.65	0.65	0.65	0.66	0.65	0.64	0.60	0.56
80°	0.64	0.70	0.73	0.76	0.77	0.77	0.77	0.77	0.76	0.75	0.72	0.68	0.63
70°	0.71	0.77	0.81	0.85	0.87	0.88	0.88	0.88	0.86	0.84	0.80	0.76	0.70
60°	0.77	0.84	0.89	0.92	0.95	0.97	0.97	0.96	0.95	0.92	0.88	0.82	0.76
50°	0.83	0.90	0.95	0.99	1.02	1.03	1.04	1.03	1.01	0.98	0.94	0.89	0.82
40°	0.89	0.94	0.99	1.03	1.06	1.08	1.08	1.08	1.06	1.02	0.98	0.93	0.88
30°	0.93	0.98	1.02	1.06	1.08	1.10	1.10	1.10	1.08	1.05	1.01	0.97	0.92
20°	0.97	1.00	1.03	1.06	1.08	1.09	1.10	1.09	1.08	1.05	1.03	1.00	0.96
10°	0.99	1.01	1.03	1.04	1.05	1.06	1.06	1.06	1.05	1.04	1.02	1.01	0.99
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

El azimut de los paneles será de 0°, ya que, al tratarse de una instalación fija, es la mejor opción para obtener una radiación mayor.

Puede verse en la tabla como los ángulos de 20° y 30° consiguen aumentar el rendimiento en un 10% con respecto a la irradiación en el plano horizontal. Para ver los efectos en los peores y mejores meses, se estudia la tabla obtenida a continuación:

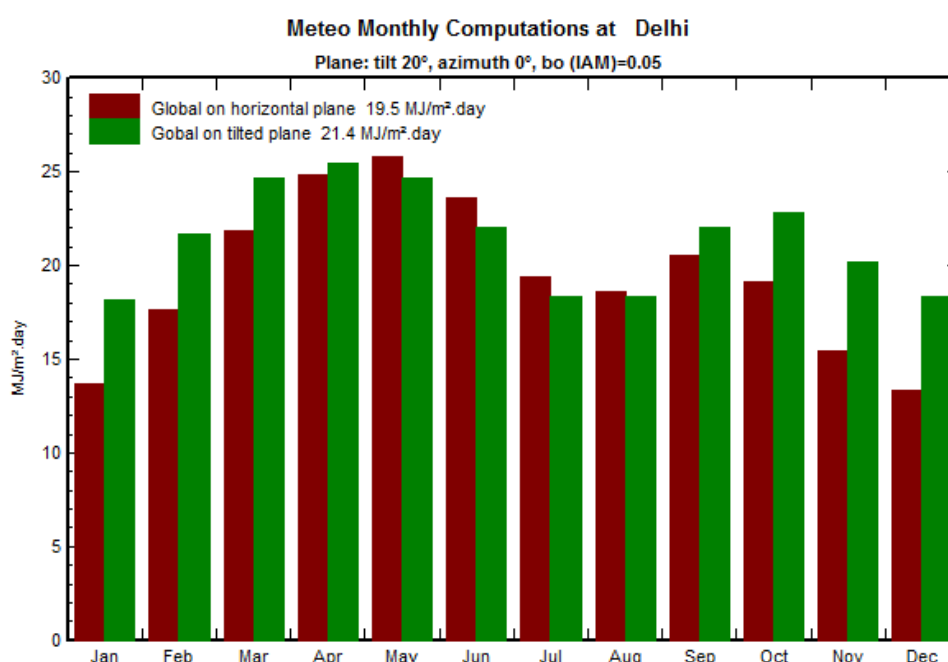
**Tabla 9.** Factor de transposición mensual en Nueva Delhi. Datos obtenidos de PVSYST.

Transposition Factors for Delhi (India)														
Tilt	Azimuth	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0°	+/- 0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
15°	+/- 0°	1.25	1.19	1.10	1.03	0.97	0.95	0.97	1.00	1.06	1.16	1.25	1.28	1.08
15°	+/- 30°	1.22	1.16	1.09	1.02	0.98	0.96	0.97	1.00	1.05	1.13	1.21	1.24	1.07
15°	+/- 60°	1.11	1.08	1.04	1.00	0.98	0.97	0.98	0.99	1.02	1.07	1.12	1.13	1.03
15°	+/- 90°	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
30°	+/- 0°	1.44	1.31	1.15	1.00	0.90	0.86	0.89	0.95	1.06	1.24	1.43	1.49	1.10
30°	+/- 30°	1.36	1.25	1.12	0.99	0.91	0.88	0.90	0.95	1.05	1.20	1.36	1.41	1.08
30°	+/- 60°	1.18	1.12	1.04	0.97	0.92	0.90	0.92	0.94	1.00	1.09	1.17	1.21	1.02
30°	+/- 90°	0.94	0.93	0.93	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.93	0.94	0.94	0.93
45°	+/- 0°	1.54	1.35	1.12	0.91	0.77	0.73	0.78	0.86	1.01	1.26	1.52	1.62	1.07
45°	+/- 30°	1.43	1.27	1.09	0.91	0.80	0.76	0.80	0.86	0.99	1.20	1.42	1.50	1.04
45°	+/- 60°	1.18	1.10	1.00	0.89	0.83	0.81	0.83	0.86	0.94	1.06	1.18	1.22	0.97
45°	+/- 90°	0.88	0.87	0.87	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.87	0.89	0.88	0.86
60°	+/- 0°	1.54	1.31	1.03	0.78	0.62	0.57	0.64	0.73	0.90	1.20	1.52	1.64	0.97
60°	+/- 30°	1.42	1.22	1.00	0.79	0.66	0.62	0.67	0.75	0.89	1.13	1.40	1.50	0.95
60°	+/- 60°	1.14	1.03	0.92	0.80	0.72	0.70	0.72	0.76	0.85	0.99	1.13	1.18	0.88
60°	+/- 90°	0.81	0.78	0.78	0.75	0.74	0.75	0.74	0.74	0.76	0.79	0.82	0.81	0.77
90°	+/- 0°	1.29	1.01	0.69	0.41	0.26	0.24	0.32	0.40	0.56	0.89	1.25	1.41	0.65
90°	+/- 30°	1.15	0.92	0.69	0.49	0.37	0.34	0.39	0.47	0.59	0.83	1.12	1.25	0.66
90°	+/- 60°	0.90	0.78	0.68	0.55	0.49	0.47	0.49	0.53	0.61	0.74	0.89	0.94	0.64
90°	+/- 90°	0.62	0.59	0.58	0.54	0.53	0.54	0.53	0.53	0.56	0.59	0.62	0.62	0.56
Tracking	2-axis	1.88	1.72	1.56	1.41	1.35	1.33	1.22	1.23	1.40	1.65	1.90	1.95	1.51
Tracking	Axis=latit.	1.77	1.67	1.56	1.39	1.29	1.24	1.15	1.20	1.40	1.63	1.81	1.81	1.46

Para un ángulo de 20° de inclinación y 0° azimut puede deducirse que se obtendrá un FT menor en los meses de invierno y mayor en los meses de verano que con un ángulo de 30° de inclinación. Si se aumenta el ángulo, el FT en los meses de invierno aumenta, pero en los meses de verano disminuye significativamente. La media anual más alta que proporciona la mayor producción se encuentra entre los 20° y los 30° como ya se ha comentado. Teniendo en cuenta que los meses de verano se verán más afectados por las pérdidas de temperatura (calculado más adelante), con el ángulo de 20° se tendrá un equilibrio en todos los meses.



En la gráfica siguiente puede apreciarse la mejora en los peores meses:



**Ilustración 37.** Gráfica de comparación de superficie horizontal (rojo) y superficie inclinada 30° (verde). Datos obtenidos de PVSYST.

Tomando 20° como ángulo de inclinación de los paneles y 0° como ángulo azimut, PVSYST muestra, mediante los datos de Meteonorm, la siguiente radiación:

**Tabla 10.** Radiación media mensual en MJ/m²/día. Datos obtenidos de PVSYST.

**Monthly meteo at Delhi, (Lat. 28.3°N, long. 77.1°E, alt. 215 m)**

**Plane: tilt 20°, azimuth 0°, bo (IAM)=0.05**

	Horiz. Glob MJ/m².day	Tilted Glob MJ/m².day	Tilt GF
January	13.70	18.15	1.325
February	17.61	21.68	1.231
March	21.83	24.63	1.128
April	24.83	25.49	1.026
May	25.77	24.69	0.958
June	23.63	22.01	0.931
July	19.39	18.36	0.947
August	18.57	18.36	0.988
September	20.52	22.03	1.073
October	19.16	22.82	1.191
November	15.47	20.22	1.307
December	13.34	18.32	1.372
Year	19.49	21.38	1.097

Legends: Horiz. Glob      Global on horizontal plane  
 Tilted Glob      Gobal on tilted plane  
 Tilt GF      Tilt Factor (global)

**Tabla 11.** Radiación media mensual en kWh/m<sup>2</sup>/día. Datos obtenidos de PVSYST.

**Monthly meteo at Delhi, (Lat. 28.3°N, long. 77.1°E, alt. 215 m)**

**Plane: tilt 20°, azimuth 0°, bo (IAM)=0.05**

	Horiz. Glob kWh/m <sup>2</sup> .day	Tilted Glob kWh/m <sup>2</sup> .day	Tilt GF
January	3.81	5.04	1.325
February	4.89	6.02	1.231
March	6.06	6.84	1.128
April	6.90	7.08	1.026
May	7.16	6.86	0.958
June	6.56	6.11	0.931
July	5.39	5.10	0.947
August	5.16	5.10	0.988
September	5.70	6.12	1.073
October	5.32	6.34	1.191
November	4.30	5.62	1.307
December	3.71	5.09	1.372
Year	5.41	5.94	1.097

Legends: Horiz. Glob Global on horizontal plane  
Tilted Glob Global on tilted plane  
Tilt GF Tilt Factor (global)

Para terminar el estudio energético, se recoge en la tabla siguiente un resumen con los datos más importantes, utilizados posteriormente para el dimensionado de la instalación.

**Tabla 12.** Tabla resumen de los datos de radiación en Nueva Delhi.

Mes\Dato	Radiación solar media en superficie horizontal [MJ/m <sup>2</sup> /día]	Radiación solar media en superficie horizontal [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Factor de transposición
<b>Ene</b>	13,70	3,81	1,325
<b>Feb</b>	17,61	4,89	1,231
<b>Mar</b>	21,83	6,06	1,128
<b>Abr</b>	24,83	6,90	1,026
<b>May</b>	25,77	7,16	0,958
<b>Jun</b>	23,63	6,56	0,931
<b>Jul</b>	19,39	5,39	0,947
<b>Ago</b>	18,57	5,16	0,988
<b>Sep</b>	20,52	5,70	1,073
<b>Oct</b>	19,16	5,32	1,191
<b>Nov</b>	15,47	4,30	1,307
<b>Dic</b>	13,34	3,71	1,372
<b>Media</b>	19,49	5,41	1,097

### 4.3. Componentes de la instalación

A la hora de escoger cada componente, se valoran principalmente factores como el precio, los años de vida y los costes de mantenimiento y transporte. Para que estos últimos, sobre todo el coste de transporte y reposición, sean económicos, se trabaja con fabricantes que exportan o venden productos a India. Partiendo de la base de la rentabilidad a largo plazo, se elegirá después el que ofrezca mejores prestaciones.

#### 4.3.1. Paneles fotovoltaicos

El panel elegido para el proyecto será de silicio policristalino, que actualmente ofrecen la mejor relación calidad-precio en el mercado. La eficiencia del panel solo será un problema si tenemos poco espacio para instalarlos, pero el lugar destinado para el proyecto carece de ese inconveniente.

El principal factor a la hora de escoger uno u otro será el precio, pero deberán compararse también los años de vida del producto.

Hay que tener en cuenta que los datos ofrecidos por los fabricantes son datos obtenidos mediante condiciones de test estándar (STC). Estas condiciones se dan en todos los paneles fotovoltaicos y corresponden a una irradiación ambiente de  $1000\text{W/m}^2$ , una distribución espectral (frecuencia de la radiación) AM 1,5 y una temperatura del módulo de  $25^\circ\text{C}$ .

SunEnergy facilita la información de los principales fabricantes que ofrecen la posibilidad de venta a India, y por lo tanto, menos gasto de distribución:

- **ASEC:**

- *ASEC-2XXG6M*: paneles policristalinos de 60 células en serie. Rendimiento del 14,20%. Garantía de 12 años al 90% de la potencia y 25 años al 80%.

- **SunEnergy Europe:**

- *SEE SW1-SERIES [200W-230W]*: panel policristalino de 60 células en serie. Rendimiento del 14%. Garantía de 25 años en la potencia de salida.

- **Hyundai:**

- *Serie SF*: panel policristalino o monocristalino de 54 células serie. Rendimiento alrededor del 14% en los dos tipos. 10 años de garantía al 90% de la potencia y 25 años al 80%.

- **MoserBaer (fabricante Indio):**

- *MBPV CAAP*: paneles policristalinos de 60 células en matriz. 25 años de garantía.

- **NexPower:**

- *NT-135AX*: panel de lámina delgada con mayor eficiencia de conversión. Actualmente solo está disponible la versión 135 W de potencia de pico.

- **Sharp:**

- *NA-Serie:* paneles micro-amorfos de rendimiento 8,5%. Apto para techos de edificios y aplicaciones más pequeñas.
- *ND-Serie:* paneles policristalinos de rendimiento 12,8%. 10 años de garantía al 90% de la potencia y 20 años al 80%.
- *NU-Serie:* paneles monocristalinos de rendimiento 14,3%. Garantía de 10 años al 90% de la potencia de salida y 25 años al 80%.

En la siguiente tabla se recogen los coeficientes de temperatura de cada modelo. El lugar donde irá la instalación presenta un clima muy cálido y debe procurarse que los paneles no pierdan mucho rendimiento. Los fabricantes que venden paneles en India, sin embargo, ya tienen en cuenta este factor y procuran adecuar sus productos a las exigencias del entorno. En cualquier caso, un descenso de la potencia de salida podría solucionarse colocando otro panel, pero sería un coste añadido. Puede verse como los paneles con menor coeficiente de temperatura son los de tecnologías de láminas finas, aunque tienen menos densidad de potencia.

**Tabla 13.** *Tabla de coeficientes de temperatura.*

Empresa\Coeficiente	Pmax (%/°C)	Voc (%/°C)	Isc (%/°C)
ASEC	-0,5133	-0,3246	+0,02818
SunEnergy Europe	-0,46	-0,35	+0,05
Hyundai	-0,43	-0,32	+0,056
MoserBaer	-0,43	-0,344	+0,11
NetPower	-0,28	-0,32	+0,07
Sharp-Modelo NA	-0,24	-0,30	+0,07
Sharp-Modelo ND	-0,485	-0,36	+0,053
Sharp-Modelo NU	-0,485	-0,36	+0,053

La mejor elección en cuanto a variaciones de temperatura sería el producto de NetPower, además la tecnología utilizada es más barata que la de silicio. Pero esto supone un mayor número de módulos, lo que conlleva a más costes de transporte, cableado, estructura e instalación. Entre los policristalinos, el más idóneo para las altas temperaturas es el modelo de Hyundai.

En cualquier caso, las variaciones en los factores de temperatura suelen ser mínimas y deberá compararse con el precio del producto.

Casi todos los módulos fotovoltaicos comerciales tienen una durabilidad aproximada de 20 a 25 años. A partir de entonces es mejor cambiarlos por otros debido a su pérdida de rendimiento causada por el paso del tiempo y las adversidades del entorno.

Para el proyecto se utilizará finalmente el modelo HiS-MXXX de la serie SF de Hyundai, ya que es módulo muy utilizado por SunEnergy y se conoce que tendrá óptimos resultados y durabilidad.

Las características principales de estos módulos son:

- Rendimiento de la célula del 15%.
- Gran densidad de potencia: 206Wp por módulo.
- Garantía por defectos en el producto: 5 años.
- Garantía en la potencia suministrada: 90% durante 10 años, 80% durante 25 años.
- Vida del producto aproximada: 20 años.

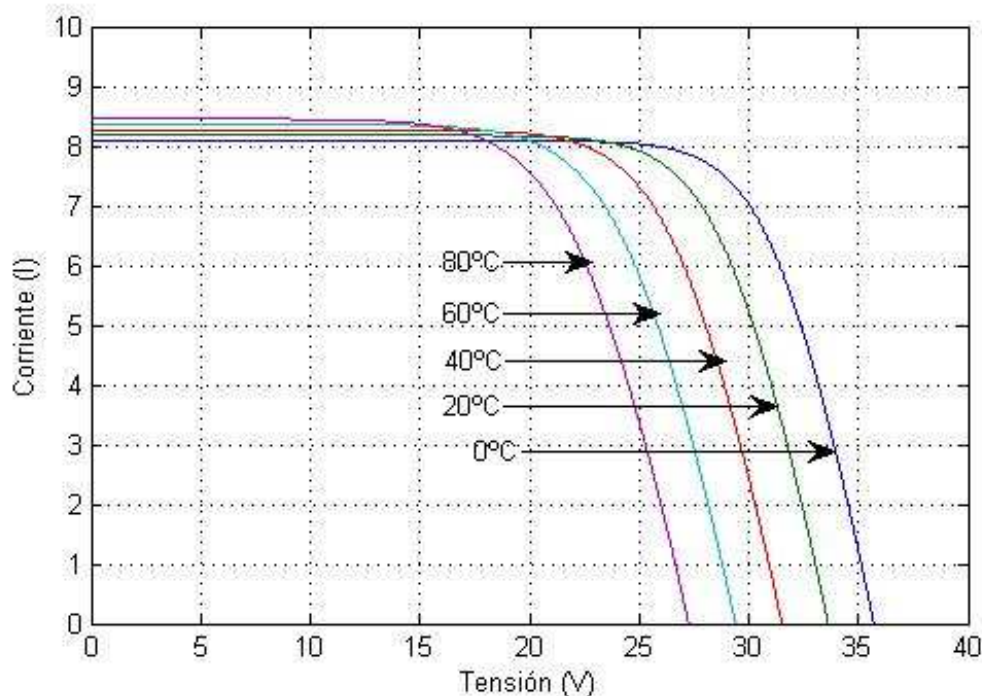
**Tabla 14.** Características eléctricas del módulo HiS-M200SF de Hyundai de 200W<sub>p</sub>. Datos en condiciones de test estándar (STC).

<b>Potencia nominal de salida (P<sub>mpp</sub>)</b>	W	200
<b>Potencia mínima garantizada</b>	W	194,0
<b>Tensión a P<sub>max</sub></b>	V	26,4
<b>Corriente a P<sub>max</sub></b>	A	7,6
<b>Tensión de circuito abierto (V<sub>oc</sub>)</b>	V	33,1
<b>Corriente de cortocircuito (I<sub>sc</sub>)</b>	A	8,2
<b>Tolerancia en la salida</b>	%	±3
<b>Nº células</b>	-	54 en serie
<b>Tipo de célula</b>	-	Silicio multi-cristalino 6"
<b>Rendimiento del módulo</b>	%	13,8
<b>Coef. de temperatura de P<sub>mpp</sub></b>	%/K	-0,43
<b>Coef. de temperatura de V<sub>oc</sub></b>	%/K	-0,32
<b>Coef. de temperatura de I<sub>sc</sub></b>	%/K	0,056

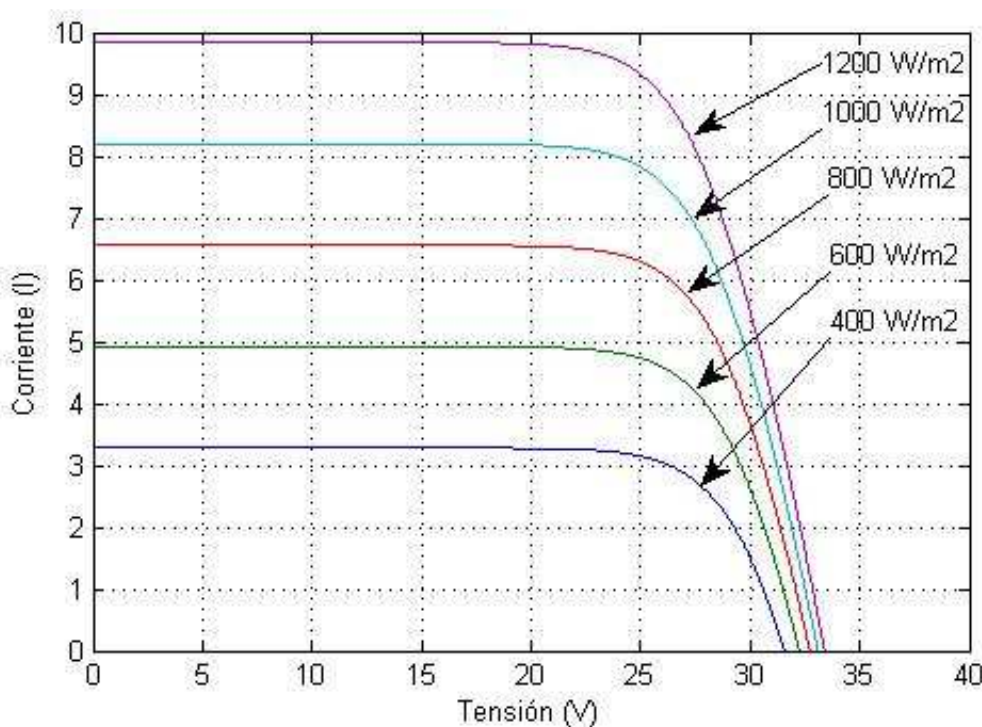


A continuación se simulan las características del panel mediante el software Matlab. Con esto se desea mostrar su comportamiento bajo diferentes condiciones.

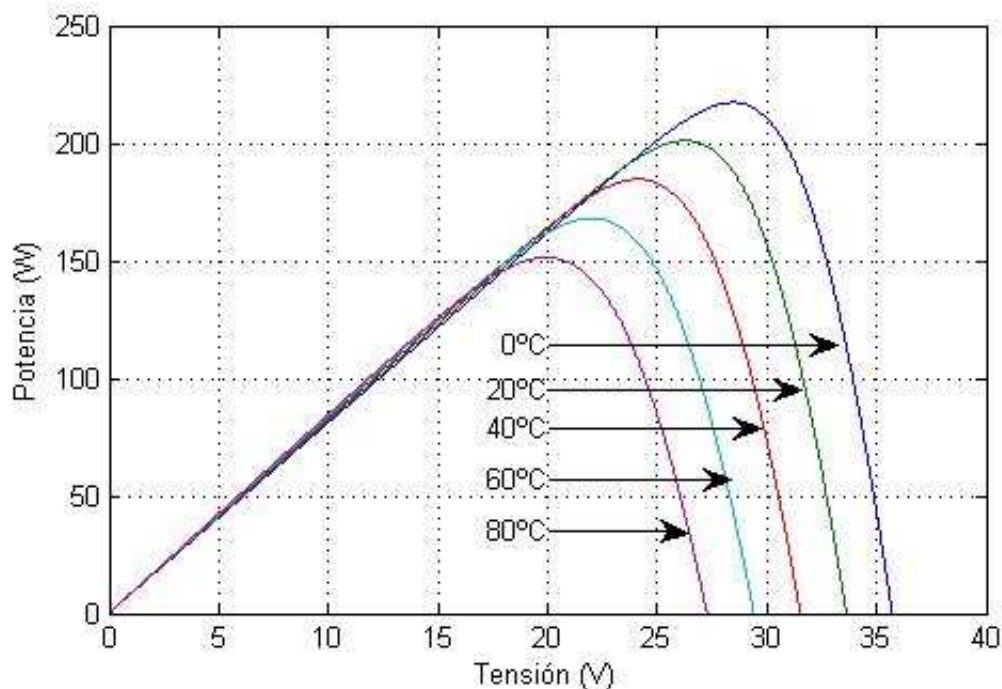
El código fuente del programa y el datasheet del módulo fotovoltaico se pueden encontrar en los anexos del proyecto.



**Ilustración 38.** Aproximación gráfica V/I del panel Hyundai HiS-M 200Wp con 1000W/m<sup>2</sup> de irradiancia a diferentes temperaturas.



**Ilustración 39.** Aproximación gráfica V/I del panel Hyundai HiS-M 200 Wp a 25°C de temperatura constante y con irradiancia variable.



**Ilustración 40.** Aproximación gráfica V/P del panel Hyundai HiS-M 200Wp con irradiancia  $1000\text{W/m}^2$  y temperatura variable.

#### 4.3.2. Baterías

Los requisitos del sistema que se han de conocer para escoger un tipo de batería u otro son los siguientes:

1. Tipo de batería: Batería secundaria, recargable. Necesita aguantar mucho trabajo, y descargas profundas y diarias.
2. Sistema electroquímico: El que se ajuste mejor a las necesidades del sistema según la temperatura soportada. La tensión de trabajo no influirá en este apartado. Deberá tener una profundidad de descarga máxima diaria del 30% al 50%. Es necesario un sistema con vida de entre 12 y 15 años, sin embargo, será prioritario el coste de vida y no la vida en sí de la batería.
3. Tensión: La tensión no es un factor necesario para la selección. El sistema necesita una tensión de 24 a 48V, pero conectando varias celdas en serie, se puede conseguir el valor deseado de tensión nominal en la batería.
4. Perfil de la carga: La carga necesita  $26,4\text{kWh/día}$ , la energía necesaria se calculará más adelante. La corriente de descarga de la batería estará regulada por un controlador para evitar la descarga total de la batería. La capacidad de la batería tampoco será necesaria para la selección, ya que la conexión en paralelo de celdas conseguirá alcanzar el valor de ampere-hora deseado.

5. Requisitos físicos: No hay ningún requisito físico, es un factor menor para una instalación como la tratada.
6. Requisitos de temperatura: La batería deberá trabajar a temperaturas en torno a los 50 grados Celsius. Este es un factor muy importante a la hora de escoger un tipo u otro, ya que no todas presentan esta característica.
7. Ciclo de carga-descarga: El ciclo de carga/descarga será entre 8 a 20 horas aproximadamente. Se desea una garantía de vida de unos 10 años o más.
8. Condiciones del entorno: La condición principal es que pueda trabajar a temperaturas elevadas.
9. Seguridad y fiabilidad: La liberación de gases no será un factor decisivo ya que la instalación se encuentra en una zona aislada. Debe tener un rango de tolerancia de fallos muy bajo, ya que la aplicación lo requiere.
10. Condiciones de trabajo estrictas o inusuales: Hay que poner especial atención a la variación de las características de la batería a temperaturas elevadas y debe ser capaz de operar durante periodos largos.
11. Mantenimiento y resuministro: Se debe tener en cuenta que la batería necesitará un mantenimiento. Una batería con poco mantenimiento será más adecuada que otra que necesite una revisión constante. Es muy importante también el coste de mantenimiento y resuministro.
12. Coste: Un factor clave será el coste de vida del producto y su rentabilidad. Si una batería dura la mitad que otra pero su coste es tres veces menor, será una opción más conveniente siempre que sus características sean similares. Debe tenerse en cuenta el coste de mantenimiento en los costes totales de sistema.

Las baterías más aconsejables en cuanto a temperatura son las de ácido-plomo y níquel-cadmio. Las baterías de sodio-sulfuro también trabajan correctamente a altas temperaturas pero es una tecnología aún en desarrollo y más orientadas a aplicaciones mayores.

Hay que tener en cuenta que algunos fabricantes de baterías pueden diseñar modelos específicos según las zonas a las que están destinadas. Es decir, una batería con destino europeo estará menos preparada a altas temperaturas que una diseñada especialmente para el sur de Asia.

Las principales características y las aplicaciones a las cuales están destinadas las baterías según su composición son las siguientes:

**Tabla 1.** Características y aplicaciones de las baterías más utilizadas en sistemas fotovoltaicos. [Linden y Reddy, 2002, p.22.7]

Sistema	Características	Algunas aplicaciones
ácido-plomo, sistema estacionario	Diseñado para aplicaciones aisladas, larga duración, diseños VRLA libres de mantenimiento.	Almacenamiento de energía, telefonía, sistemas de alimentación ininterrumpida.
Níquel-cadmio, sistema industrial o portátil	Excelente ciclo de vida, buen rendimiento, diseño libre de mantenimiento con baterías selladas.	Equipos de comunicaciones, aplicaciones de potencia.
Níquel-metal hidruro	Selladas, libre de mantenimiento, gran capacidad	Equipos electrónicos de consumo, aplicaciones portátiles.
Níquel-hierro	Construcción robusta, larga duración, baja energía específica.	Aplicaciones estacionarias, vehículos.
Litio-ion	Alta energía específica y densidad de energía, largo ciclo de vida.	Equipos portátiles y de electrónica de consumo, vehículos eléctricos y aplicaciones espaciales.

De entre las más utilizadas, las de ácido-plomo, las de níquel-cadmio y las de metal hidruro ofrecen mejores prestaciones para sistemas fotovoltaicos aislados y son más económicas. Las baterías de níquel-hierro han quedado obsoletas y presentan una baja densidad de energía y las de litio-ion no tienen un buen rendimiento a temperaturas altas.

Algunos de los fabricantes que pueden interesar para el proyecto, según el producto que venden, son los siguientes:

### 1) Baterías de ácido-plomo

- *Exide Technologies:*
  - **A600 SOLAR:** VRLA libre de mantenimiento, ideal para instalaciones solares y eólicas y para aplicaciones de

telecomunicaciones. La temperatura de trabajo no debe exceder los 45°C.

- *Intact:*

- **Solar-Power:** Baterías de ácido-plomo ideales para sistemas fotovoltaicos. Tiene una gran fiabilidad y trabaja de -20°C hasta 45°C.
- **Gel-Power:** Baterías de gel de bajo nivel de autodescarga, buen rendimiento en circunstancias climáticas difíciles y diseñadas para aplicaciones que requieran una gran descarga.

- *Rolls:*

- **Solar 5000 Series:** Tiene una reserva de líquido incrementada, tiene una garantía de 10 años y puede llegar a durar 15 años, y requiere poco mantenimiento. Para una descarga del 50%, soporta hasta 3200 ciclos. La temperatura de la batería no puede exceder de los 52°C o deberá reemplazarse.
- **FC-420 CALCIUM:** Batería VRLA con calcio para reducir la autodescarga. Tiene 7 años de garantía, entre 12 y 15 años de vida y 800 ciclos.

- *Hoppecke:*

- **GroE:** Excelente para aplicaciones que requieran altas corrientes. Puede incorporar un sistema de agua que lo vuelve libre de mantenimiento. El margen de temperatura de trabajo termina en 40°C.
- **OPzV:** Baterías con un gran rango de capacidad a elegir. El fabricante anuncia una vida del producto de más de 15 años y tiene una autodescarga menor que las anteriores. Se trata de un modelo con VRLA, libre de mantenimiento.
- **Power.com SB:** Baterías VRLA adecuadas para unidades de telecomunicaciones y aplicaciones industriales. Alta longevidad y estabilidad en los ciclos de trabajo.

## 2) Baterías de níquel-cadmio

- *Hoppecke*: Fabricante de baterías níquel-cadmio ventiladas con diversos modelos.
  - **FNC**: Ideal para instalaciones de telecomunicaciones. Permite más de 2000 ciclos. Puede trabajar de -40°C hasta 50°C.

## 3) Baterías de níquel-metal hidruro

Debido a su coste y a que son muy similares a las de cadmio, se desechará este tipo de batería para la aplicación. Muy pocos fabricantes se dedican hoy día a esta tecnología para aplicaciones fotovoltaicas.

Las baterías de ácido-plomo y las de níquel-cadmio son las mejores tecnologías para la aplicación de la torre de comunicaciones dada su duración, su rendimiento a altas temperaturas y sus características aptas para este tipo de aplicación.

Hay que tener en cuenta que la vida, rentabilidad y mantenimiento son factores clave a la hora de tomar una decisión. Se escogerá la batería con menor coste anual, incluyendo mantenimiento. Este precio corresponderá al importe total inicial entre los años de vida esperados del producto más el mantenimiento anual. Un valor a tener en cuenta también es el coste de distribución: no será igual si la empresa tiene una sucursal en la zona o si debe traerse el producto directamente desde Europa.

Debido al último punto mencionado, se han escogido las empresas que permiten la compra de productos destinados al sur de Asia, en especial la India.

Las baterías de níquel-cadmio tienen un coste mayor y necesitan más control a la hora de ser cargadas. Esto aumentaría notablemente el coste anual. En cambio, las baterías de ácido-plomo, a pesar de ser peores en ciertos aspectos, presentan un precio muy competitivo, tanto en las VRLA como en las ventiladas.

Para poder elegir entre una VRLA o no, se debe estudiar el precio que correspondería al mantenimiento anual de las baterías ventiladas.



A continuación se recoge una lista de precios de los productos más interesantes, facilitada por SunEnergy:

**Tabla 2.** Lista de precios de baterías. [Facilitado por SunEnergy Europe S.L.]

Fabricante	Modelo	Tipo	Precio (€)	Tensión (V)	Capacidad (Ah@C100)	Años esperados
<b>Rolls</b>	Serie 4000 T12 250	Vent.	281,60	12	250	10
<b>Rolls</b>	Serie 5000 12 CS 11P	Vent.	725,60	12	503	15
<b>Exide</b>	A600 Solar Series 4OPzV 240	VRLA	151,90	2	240	10
<b>Intact</b>	GelPower 300-06	VRLA	317,50	6	330	10*
<b>Intact</b>	SolarPower 250 TV	Vent.	195,50	12	250	10*
<b>Hoppecke</b>	5 OPzV 250	VRLA	144,40	2	309	15
<b>Hoppecke</b>	7 OPzV 490	VRLA	217,40	2	618	15

\*Este dato no ha sido encontrado. Se eligen 10 años ya que suele ser la vida media de las baterías.

Debido a las características eléctricas presentadas y teniendo en cuenta que se trabajará con 48V, las SolarPower de Intact y la Serie 4000 de Rolls son las más económicas.

Se desechan las baterías VRLA ya que son mucho más caras y el mantenimiento de las ventiladas puede efectuarse a la vez que el mantenimiento del generador diesel.

Las baterías Rolls tienen más ciclos de vida que las Intact, lo que supone un coste menor en transporte y distribución. Además las baterías Rolls presentan mejores prestaciones y ofrecen más años de garantía en su producto.

Puede verse el datasheet de la batería en el anexo.

#### 4.3.3. Gestor de redes y regulador de carga

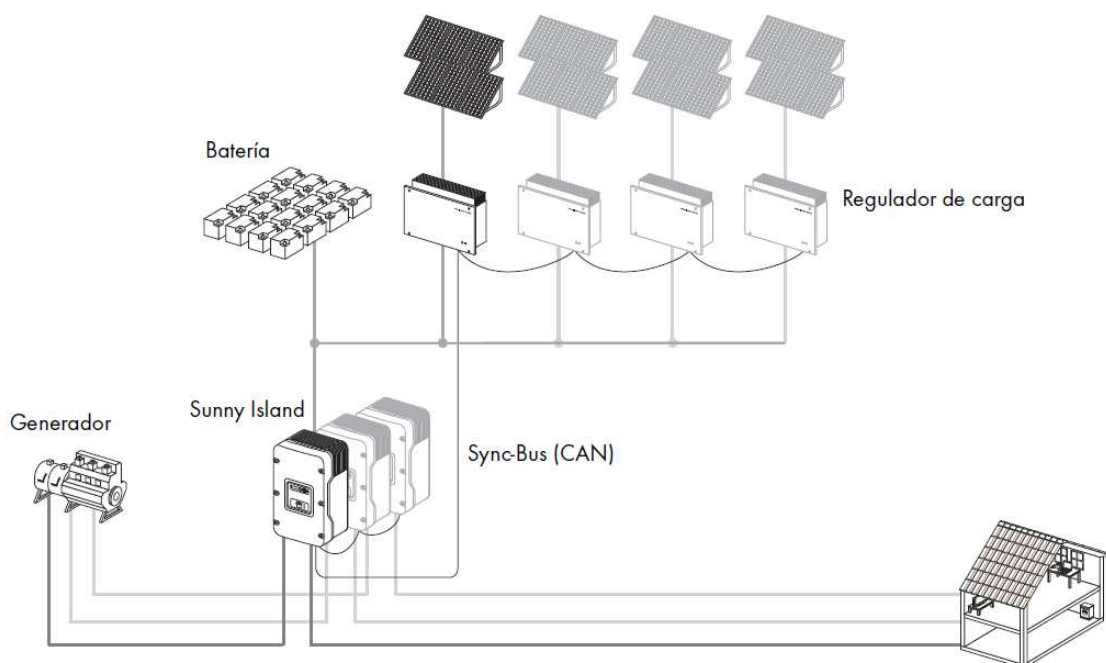
La unidad central (el inversor) y el regulador de carga serán suministrados por la empresa SMA Solar Technology.

El regulador de carga será el Sunny Island Charger 40. Las características eléctricas principales son las siguientes:

**Tabla 3.** Características eléctricas del SIC40.

<b><math>U_{PV \max}</math></b>	140 V <sub>CC</sub>
<b><math>I_{PV \max}</math></b>	40 A
<b><math>P_{nom}</math></b>	600 W @12 V <sub>CC</sub> U <sub>Bat nom</sub>
	1200 W @24 V <sub>CC</sub> U <sub>Bat nom</sub>
	2000 W @48 V <sub>CC</sub> U <sub>Bat nom</sub>
<b><math>U_{Bat \text{ nom}}</math></b>	12 / 24 / 48 V <sub>CC</sub>
<b><math>I_{Bat \text{ nom}}</math></b>	50 / 50 / 40 A

Se trata de un producto flexible, modular y ampliable, y permite la conexión en paralelo de hasta cuatro equipos con el gestor de redes. Además, permite ser controlado desde la unidad central. Incorpora seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), lo que aumenta su rendimiento por encima del 98%.



**Ilustración 41.** Ejemplo de conexión de los reguladores de carga con un gestor de redes Sunny Island.

Se trata de un convertidor DC/DC reductor. Necesita una tensión de entrada mínimo 5V por encima de la tensión de las baterías.

El gestor de redes aisladas Sunny Island 5048 será el encargado de transformar la CA del generador diesel a CC y controlar todo el funcionamiento de la instalación.

Se trata también de un dispositivo modular y flexible, permitiendo la conexión en paralelo monofásica o trifásica. Una característica importante es que ofrece una alta gestión de las baterías para que puedan durar el máximo de años posibles y permite a carga de estas mediante el generador diesel.

Algunas de las características eléctricas pueden verse en la siguiente tabla:

**Tabla 4.** Características eléctricas del SI5048. El asterisco (\*) significa que el valor puede ser ajustado por el usuario.

<b>DC</b>	<b>Tensión máxima</b>	63V*	<b>AC</b>	<b>Tensión nominal</b>	230V*
<b>DC</b>	<b>Rango de tensión</b>	41...63V*	<b>AC</b>	<b>Rango de tensión</b>	202...253V*
<b>DC</b>	<b>Tensión nominal de salida</b>	48V*	<b>AC</b>	<b>Frecuencia nominal</b>	50Hz*
<b>DC</b>	<b>Rango de tensión de carga</b>	41...63V*	<b>AC</b>	<b>Rango de frecuencias</b>	45...65Hz*
<b>DC</b>	<b>Corriente máxima de trabajo</b>	200A	<b>AC</b>	<b>Corriente constante máxima</b>	21,7A
<b>Rango de temperatura</b>		-25...+50°C	<b>AC</b>	<b>Corriente de entrada máxima</b>	56A
<b>Grado de protección del equipo</b>		IP40	<b>AC</b>	<b>Corriente máxima de defecto</b>	100A
<b>Fecha de fabricación</b>		3Q/2006	<b>AC</b>	<b>Potencia de salida máxima</b>	5000W/25°C 4000W/45°C

Es capaz de monitorizar constantemente la temperatura de la batería por medio de un sensor de temperatura incluido y cuenta con un cálculo interno del estado de carga. Este cálculo se basa en un balance de Ampere-hora, sumando todas las corrientes que entran o salen.

Los procedimientos de carga de baterías del Sunny Island pueden ser automáticos si se elige en sus parámetros, y son tres:

- Carga rápida: Procedimiento estándar, utiliza una alta tensión de carga y un corto tiempo de carga. La carga desde un 85% hasta un 90%.

- Carga completa: Se realiza cada 14 días o cada 8 cargas nominales. Carga la batería hasta el 95% mínimo para solucionar posibles problemas por carga deficiente.
- Carga de compensación: Se realiza cada 180 días o cada 30 cargas nominales. Las celdas de la batería suelen tener un comportamiento distinto y provocar una diversificación en los estados de carga. Este procedimiento realiza una sobrecarga específica para cargar completamente todas las celdas. Esto consigue prolongar la vida de las baterías notablemente.

El Sunny Island también es capaz de controlar el grupo electrógeno, encendiéndolo y apagándolo cuando se necesite de forma automática. Dentro del modo automático, puede programarse el arranque en función del consumo de la carga para que trabaje como generador de apoyo. Mientras el generador está funcionando, puede elegirse aumentar la corriente para cargar las baterías y una vez cargadas volver a reducir la corriente mediante los parámetros de limitación y regulación de potencia, que ajustan los límites de tensión y frecuencia del generador.

Los tiempos de funcionamiento llevados a cabo para controlar el generador son los siguientes:

1. El generador es arrancado y comienza una fase de calentamiento (el tiempo puede ser definido por el operario). Si se detecta una violación de la tensión o la frecuencia, el calentamiento empezará de nuevo.
2. Termina el tiempo de calentamiento y se conecta el generador. Comienza un tiempo mínimo de operación que deberá cumplirse (puede ser definido por el operario).
3. El tiempo mínimo de operación concluye, si no se sigue solicitando su funcionamiento, se desconecta y pasa a un estado de inercia.
4. El generador se apaga.

Una última característica a destacar del Sunny Island es que posee diversos relés que pueden configurarse para distintas tareas. Es posible, por ejemplo, el uso de la red eléctrica y un generador diesel en un mismo sistema o temporizar los relés para cargas diferentes.

En el anexo del proyecto pueden encontrarse los datasheets correspondientes a los dos dispositivos.

#### 4.4. Procedimiento seguido para el dimensionado de la instalación

Para dimensionar la instalación, se realizará un análisis económico con el fin de encontrar la configuración más apropiada para el sistema híbrido.

El objetivo principal es reducir al máximo el consumo diesel para que la instalación sea lo más rentable posible a largo plazo. Para ello se partirá de una configuración inicial y se realizará el dimensionado. Una vez establecido el método y los cálculos que se llevarán a cabo, se procederá al análisis económico. Cuando se elija finalmente la configuración que se crea más oportuna, se terminará el diseño con las conexiones eléctricas y los planos correspondientes.

La configuración inicial de la cual se partirá será la siguiente:

- Generador diesel:  $1/3$  de la energía requerida.
- Generador fotovoltaico:  $2/3$  de la energía requerida.
- Banco de baterías:  $2/3 \cdot 1/2$  de la energía requerida.

La alimentación del sistema se realizará principalmente por el generador fotovoltaico y el generador diesel. Cuando el generador fotovoltaico no pueda producir energía suficiente (horas de noche), la energía almacenada por las baterías se utilizará, juntamente con el generador diesel, para alimentar la carga. Cuando el generador fotovoltaico pueda producir energía, la potencia pico restante será almacenada en el banco de baterías para cuando haga falta.

Hay que tener en cuenta que la parte que no pueda cumplir el banco de baterías la cumplirá el generador diesel, por lo tanto, nunca se quedará la instalación sin energía.

Como los cálculos para los dos tipos de BTS serán similares, se procederá al cálculo de la torre BTS 4/4/4.

**Tabla 5.** Configuración inicial de la instalación.

Energía requerida = 26,4 kWh/día		
Generador diesel (DG)	1/3	8,8 kWh/día
Generador fotovoltaico (PV)	2/3	17,6 kWh/día
Baterías (Bat)	$2/3 \cdot 1/2$	8,8 kWh/día

#### 4.4.1. Dimensionado de los paneles fotovoltaicos

Existen muchos tipos de cálculos para dimensionar una instalación fotovoltaica. En este proyecto se llevará a cabo el empleado por un libro de la Sociedad de Energía Alemana (DGS), reconocido en muchos países europeos.

La energía ideal producida se puede calcular mediante la potencia nominal del generador fotovoltaico por el producto de los siguientes factores:

- $Z_2$ : radiación global diaria en promedio mensual sobre superficie horizontal (kWh/m<sup>2</sup>/día).
- $Z_3$ : derivación respecto al plano horizontal o factor de transposición.
- $Z_4$ : derivación de la temperatura de la célula solar.

$$E_{ideal} = P_{PV} \cdot Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4 \quad (13)$$

Con esta fórmula podría calcularse de forma aproximada la potencia requerida por los paneles fotovoltaicos, pero en el sistema intervienen otros factores como son las pérdidas eléctricas de los cables, las pérdidas por conversión de energía en las baterías, las pérdidas por *mismatch* o las pérdidas por sombreado.

Al dimensionar los cables, debe tenerse en cuenta la caída de tensión existente en estos. Según el reglamento español de baja tensión, estas pérdidas deben ser menores al 3%, pero en la práctica, se aconseja un valor inferior. Para esta instalación, se aceptarán un total de un 1% en el tramo del generador fotovoltaico al regulador de carga y un 1% del tramo de las baterías al gestor de redes.

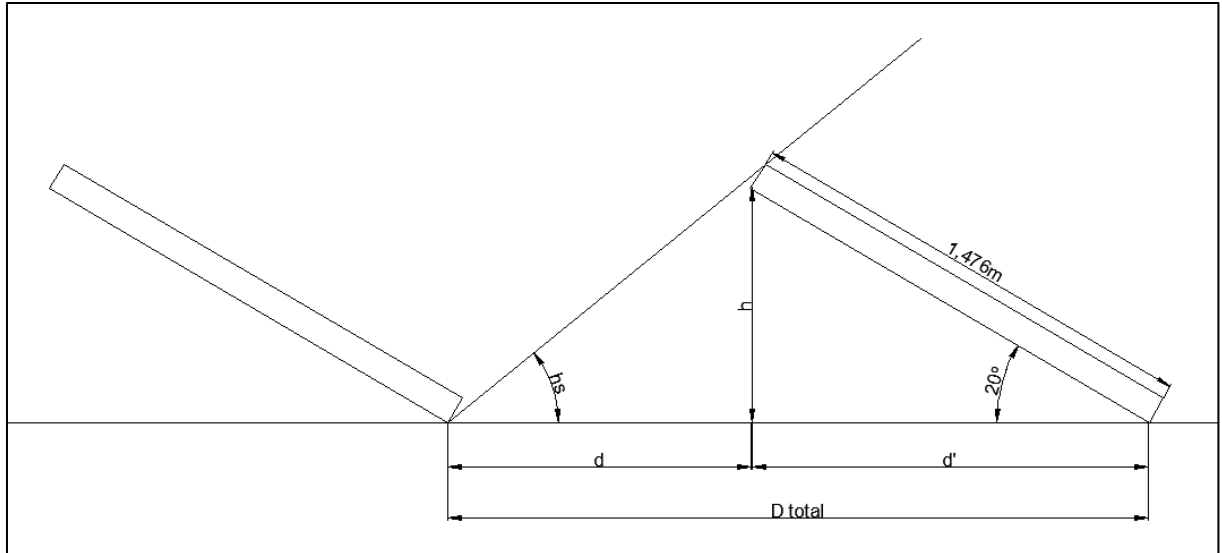
La conversión de energía en el interior de las baterías también supone diversas pérdidas, además de intervenir otros factores como son la temperatura, la profundidad de descarga o los defectos de fábrica entre otros. Según DGS, un 10% de pérdidas es un valor aceptable en este caso.

Por último, las pérdidas por *mismatch* son pérdidas energéticas que se originan al conectar diversos módulos fotovoltaicos con potencias ligeramente distintas para formar el generador fotovoltaico. De este modo, los paneles con corrientes ligeramente menores suelen superponerse a los de corrientes mayores. Este efecto puede reducirse colocando los paneles ordenados en potencia (o según las corrientes en el punto de máxima potencia) o mediante el uso de diodos bypass. Por norma general, las pérdidas por *mismatch* rondan entre el 1% y el 3%, pero debido a que estas se ven aumentadas por la presencia de polvo y suciedad, se aplica un 5% de pérdidas totales.

Las pérdidas por sombreado son las que, por no cumplir con una distancia mínima, los paneles se cubren unos a otros. Estas pérdidas se considerarán nulas. Al disponer de un amplio espacio abierto, puede evitarse la sombra de la torre de comunicaciones y la de los paneles fácilmente. Para evitar el sombreado entre paneles hay dos opciones. La primera es utilizar un soporte para paneles de 3x3, de manera que solo hará falta un soporte cada 9 paneles y se podrán colocar todos en fila. La segunda es colocar los paneles en soportes de un panel



por fila y respetar las distancias mínimas entre ellos. La distancia mínima requerida viene condicionada por la latitud del lugar. Para obtenerla, es posible hacerlo mediante trigonometría o mediante un software de dimensionado fotovoltaico.



**Ilustración 42.** Cálculo de la distancia mínima entre paneles.

Para calcular la distancia mínima entre paneles se ha seguido el método utilizado por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas de IDAE. En él se explica que la distancia mínima  $d$  para no obstaculizarse, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos de altura  $h$  deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  deberá ser superior al valor obtenido.

La altura solar mínima en el solsticio de invierno al mediodía se define en la ecuación siguiente:

$$h_s = 61^\circ - \text{latitud} \rightarrow h_s = 61^\circ - 28^\circ = 33^\circ \quad (14)$$

Y mediante la siguiente expresión se obtiene la distancia mínima:

(15)

$$\begin{aligned} d &= h / \tan(h_s) \\ h &= 1,476m \cdot \sin(20^\circ) = 0,505m \\ d &= \frac{0,505m}{\tan(33^\circ)} = 0,777m \\ D &= (d + d') \cdot 1,2 = (0,777m + 1,476m \cdot \cos(20^\circ)) \cdot 1,2 = 2,60m \rightarrow 3m \end{aligned}$$

A la distancia mínima total entre paneles fotovoltaicos se ha añadido un margen del 20% y se ha redondeado al alza. Con esto se consigue menos sombras en las primeras y últimas horas de sol.

Con los tres primeros factores, puede obtenerse la potencia fotovoltaica necesaria en el sistema mediante la siguiente fórmula:

$$P_{PV} = \frac{E}{Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4 \cdot V} \quad (16)$$

Donde  $V$  es el resultado del producto de los tres factores de pérdidas antes mencionadas:

$$V = V_L \cdot V_a \cdot V_u \quad (17)$$

- $V_L$ : pérdidas eléctricas del cable.
- $V_a$ : pérdidas en batería.
- $V_u$ : pérdidas por *mismatch*.

**Tabla 20.** Cálculo de pérdidas eléctricas.

$V_L$	$V_a$	$V_u$	$V$
0,98	0,9	0,95	0,83

Así pues, la energía real producida por el generador fotovoltaico será:

$$E_{real} = E_{ideal} \cdot V \quad (18)$$

Para proceder al cálculo de la potencia necesaria, falta por saber el factor  $Z_4$ , derivación de la temperatura de la célula. Este factor da a conocer la pérdida de rendimiento al aumentarse la temperatura de trabajo en los paneles fotovoltaicos. Se utiliza la siguiente fórmula, obtenida del pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas de IDAE, para obtener la temperatura de trabajo del módulo:

((19))

Donde:

$$T_c = T_{amb} + \frac{G \cdot (T_{ONC} - 20^\circ C)}{800}$$

- $T_c$ : Temperatura de trabajo mensual del módulo ( $^\circ C$ ).

- $T_{amb}$ : Promedio de la temperatura ambiente mensual de la zona ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_{ONC}$ : Temperatura de operación nominal de la célula a  $20^{\circ}\text{C}$ ,  $800\text{W}/\text{m}^2$  y velocidad del viento de  $1\text{m}/\text{s}$  ( $^{\circ}\text{C}$ ).
- $G$ : Irradiancia media mensual ( $\text{W}/\text{h}$ ).

La temperatura de operación nominal de la célula es la temperatura que recogen los fabricantes durante los ensayos y puede encontrarse en el datasheet del módulo fotovoltaico. Para el HiS-M200SF de Hyundai, el fabricante dice que  $T_{ONC}$  es  $46^{\circ}\text{C}$ .

Para conseguir los datos de irradiancia puede utilizarse algún software de diseño de instalaciones fotovoltaicas o recurrir a una página web de meteorología que lo ofrezca. En este caso, se ha utilizado el software PVSYST. PVSYST da como resultado la irradiancia media de un día soleado. Se debe realizar, entonces, la media mensual. Una vez terminado, y con los datos de temperatura ambiente de la tabla 2 de este capítulo, se recogen los datos y se calcula  $T_c$ :

**Tabla 21.** Cálculo de la temperatura de trabajo del módulo fotovoltaico.

Mes	G	$T_{amb}$	$T_c$
Ene	667	14,7	36,38
Feb	774	17,3	42,46
Mar	904	22,7	52,08
Abr	998	28,8	61,24
May	1031	32,5	66,01
Jun	1029	32,9	66,34
Jul	1020	30,3	63,45
Ago	1002	29,9	62,47
Sep	950	29,5	60,38
Oct	845	26,2	53,66
Nov	718	20,9	44,24
Dic	639	16	36,77
<b>Media</b>	881	25,1	53,79

Para obtener la derivación de temperatura ( $Z_4$ ) se divide la temperatura de trabajo nominal  $46^{\circ}\text{C}$  por la temperatura de trabajo mensual:

**Tabla 22.** Cálculo del factor  $Z_4$ .

Mes	Tc	$Z_4$	Mes	Tc	$Z_4$
<b>Ene</b>	36,38	1,26	<b>Jul</b>	63,45	0,72
<b>Feb</b>	42,46	1,08	<b>Ago</b>	62,47	0,74
<b>Mar</b>	52,08	0,88	<b>Sep</b>	60,38	0,76
<b>Abr</b>	61,24	0,75	<b>Oct</b>	53,66	0,86
<b>May</b>	66,01	0,70	<b>Nov</b>	44,24	1,04
<b>Jun</b>	66,34	0,69	<b>Dic</b>	36,77	1,25

Una vez se tiene  $Z_2$ ,  $Z_3$  y  $Z_4$ , deben elegirse los valores correspondientes al peor caso. El peor caso será el mes con un resultado menor en el producto de los factores  $Z$ .

**Tabla 23.** Elección del peor caso según los factores  $Z$ .

	$Z_2(\text{kWh/m}^2/\text{día})$	$Z_3$	$Z_4$	$Z_2 \cdot Z_3 \cdot Z_4$
<b>Ene</b>	3,81	1,325	1,26	6,36
<b>Feb</b>	4,89	1,231	1,08	6,50
<b>Mar</b>	6,06	1,128	0,88	6,02
<b>Abr</b>	6,9	1,026	0,75	5,31
<b>May</b>	7,16	0,958	0,70	4,80
<b>Jun</b>	6,56	0,931	0,69	4,21
<b>Jul</b>	5,39	0,947	0,72	3,68
<b>Ago</b>	5,16	0,988	0,74	3,77
<b>Sep</b>	5,7	1,073	0,76	4,65
<b>Oct</b>	5,32	1,191	0,86	5,45
<b>Nov</b>	4,3	1,307	1,04	5,84
<b>Dic</b>	3,71	1,372	1,25	6,36

El peor mes debido a las pérdidas por inclinación y temperatura resulta ser el mes de Julio:

**Tabla 24.** Cálculo de la potencia necesaria en el generador fotovoltaico.

E (kWh/día)	Z <sub>2</sub> (kWh/m <sup>2</sup> /día)	Z <sub>3</sub>	Z <sub>4</sub>	V	P <sub>PV</sub> (kW <sub>P</sub> )
17,6	5,39	0,95	0,72	0,83	5,75

El resultado final es aproximadamente 5,8kW<sub>P</sub> que, utilizando los paneles HiS-M200SF de Hyundai de 200W<sub>P</sub>, corresponde a 29 módulos fotovoltaicos. Puede redondearse a 30 módulos y así aumentar la producción FV.

#### 4.4.2. Dimensionado de las baterías

Como ya se ha mencionado, la energía suministrada por las baterías en esta configuración será igual a la mitad de la generada por los paneles fotovoltaicos, es decir, 8,8kWh/día.

Para calcular la capacidad del banco de baterías necesaria se utiliza la siguiente ecuación:

$$C = \frac{E \cdot N}{V_n \cdot u} \quad (20)$$

Donde:

- E: Energía almacenada por el banco de baterías (kWh/día)
- N: Número de días de autonomía.
- V<sub>n</sub>: Tensión de salida del banco de baterías.
- u: Máxima profundidad de descarga permitida.

El banco de baterías, en todas las configuraciones que se probarán en la instalación, solo tendrá un día de autonomía. Al tratarse de un sistema híbrido, si hubiera más de un día sin radiación solar, el generador diesel se encargaría de alimentar el sistema.

La batería elegida, Serie 4000 de Rolls con 250Ah@C100 y 12V, tiene según fabricante una capacidad de 200Ah@C20, es decir, a una descarga de 20h. Este será el valor de capacidad utilizado durante el dimensionado.

Es aconsejable que la máxima profundidad de descarga permitida se encuentre entre el 30% y el 70% para alargar la vida de las baterías lo máximo posible. Al tener como apoyo el generador diesel, se utilizará una descarga máxima del 30% para que suponga un coste menor a largo plazo en cuanto a reemplazos.

Con estas puntualizaciones, se calcula la capacidad del banco de baterías:

**Tabla 6.** Cálculo de la capacidad necesaria en el banco de baterías.

E (kWh/día)	N	V <sub>n</sub> (V)	u	C (kAh)
8,80	1	48	0,3	0,61

Como resultado se obtiene una capacidad aproximada de 600Ah. Para el modelo utilizado, corresponde a 12 baterías en total.

#### 4.4.3. Dimensionado de los componentes de regulación y control

En las características técnicas del regulador de carga, indica que la tensión en vacío del generador fotovoltaico no puede superar nunca la tensión máxima de entrada del regulador, 140V. que la tensión del generador fotovoltaico debe ser siempre como mínimo 5V mayor que la tensión del banco de baterías (48V) y la corriente máxima de entrada es de 40A.

Con estos datos se puede dimensionar fácilmente la parte de los reguladores de carga. La mejor forma de hacerlo es utilizando la corriente de corto circuito de los paneles fotovoltaicos y aplicando un margen de seguridad del 25%.

$$I_{reg} \geq I_{sc_{pv}} \times n^{\circ} \text{ paneles}_{\text{ paralelo}} \times 1,25 \quad (21)$$

Donde  $I_{reg}$  es 40A y  $I_{sc}$  es 8,2A:

$$n^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{ paralelo}} \leq \frac{40A}{8,2A \cdot 1,25}$$

$$n^{\circ} \text{ Paneles}_{\text{ paralelo}} \leq 3,9$$

Debido al margen de seguridad, no podemos poner más de 3 paneles fotovoltaicos en paralelo por cada regulador de carga.

Para calcular los paneles en serie permitidos se utilizará su tensión de circuito abierto,  $V_{OC} = 33,1 \text{ V}$ , que no deberá de superar nunca los 140V máximos del regulador.

$$\frac{140V}{33,1V} = 4,22$$



El número máximo de paneles en serie que se pueden conectar al regulador son 4. Para añadir un margen de seguridad a los reguladores, se utilizarán 3 paneles en serie. De esta forma, se utilizarán generadores fotovoltaicos de 3x3 módulos conectados a 3 reguladores de carga y uno de 3x1 conectado al último:

$$\frac{30 \text{ paneles}}{3 \times 3} = 3,33 = 4 \text{ reguladores}$$

**(22)**

El gestor de redes Sunny Island 5048 está preparado para trabajar con hasta 4 Sunny Island Charger 40 en paralelo, por lo tanto, solo será necesario uno en este caso.

## 4.5. Análisis económico

Para elegir la configuración híbrida más económica y por lo tanto, más deseable para el cliente, se realiza un análisis económico.

Se calcula el coste de la instalación según distintas configuraciones y se estudia la relación entre la inversión inicial y el ahorro de fuel una vez terminada dicha inversión.

A continuación se recogen 2 tablas de ejemplo para BTS 4/4/4 y una para BTS 2/2/2:

- Configuración inicial (BTS 4/4/4): 33% [DG] + 66% [PV] + 33% [Bat]
- Ejemplo 1 (BTS 4/4/4): 80% [DG] + 20% [PV] + 10% [Bat]
- Ejemplo 2 (BTS 2/2/2): 50% [DG] + 50% [PV] + 25% [Bat]

Cada tabla se divide en diversos apartados, explicados a continuación:

### 1. Filas:

- a. FV: Parte correspondiente a la instalación fotovoltaica. En este apartado se incluyen los paneles, las baterías, los reguladores de carga, el gestor de redes, el cableado y las protecciones y otros costes relacionados.
- b. DG: Parte correspondiente al generador diesel. Incluye el mantenimiento y el consumo de fuel.
- c. Financiación: incluye los intereses, el seguro y la contingencia. Los proyectos en general están financiados por préstamo bancario. Los intereses que se han de pagar al banco en la India para este tipo de proyectos es de un 10% [SunEnergy Europe S.L.]. El seguro es una

cuota periódica mensual proporcional al valor del proyecto y los riesgos. La contingencia son los imprevistos que puedan surgir.

2. Columnas:

- a. Precio unidad: Coste unitario del componente o factor.
- b. Subtotal opex: gastos operativos.
- c. Subtotal capex: gastos de capital.
- d. Años de vida: Vida estimada del producto.
- e. Subtotal mensual: Coste mensual durante 15 años para pagar la inversión inicial entre otros.

Las baterías duran menos que los módulos fotovoltaicos, porque están expuestos a más factores de desgaste. Se estima una media de 10 años como vida de las baterías, por lo que se deberá incluir un reemplazo en el presupuesto.

**Tabla 26. Configuración inicial (BTS 4/4/4): 33% [DG] + 66% [PV] + 33% [Bat]**

Comp.	Nombre	Caract.	Unidad	Cant.	precio la unidad [€]	Subtotal capex [€]	Subtotal mensual opex [€/mes]	Años de vida	Subtotal mensual [€]	Subtotal mensual [Rs]
FV	Modulo FV	Hyundai HIS-200M	200Wp	pc.	30	280,00	8.400,00	20	46,67	2.800,00
	Estructura y montaje		pc.	1	1.250,00	1.250,00			6,94	416,67
	Baterias	Rolls Serie 4000	200Ah - 12V, incluye reemplazo	pc.	12	281,60	6.758,40	10	37,55	2.252,80
	Mantenimiento	Incluido en mantenimiento DG	h/año	0	0,16				0,00	0,00
	Regulador de carga	SIC-40	Configuracion 3x3 paneles	pc.	4	680,00	2.720,00	20	15,11	906,67
	Gestor de redes	SI 5048	uno por cada cuatro SI-C40	pc.	1	2.190,00	2.190,00	20	12,17	730,00
	Cableado y protecciones			pc.	1	840,00	840,00	20	4,67	280,00
	Transporte			pc.	1	1.500,00	1.500,00		8,33	500,00
	Vallado de seguridad			pc.	1	670,00	670,00		3,72	223,33
	Margen		Otros componentes	%	20%		4.865,68		27,03	1.621,89
DG	Generador Diesel	5,5kVA - DC	pc.	0	0,00	0,00		-	0,00	0,00
	Mantenimiento		h/mes	178,2	0,16		28,51		28,51	1.710,72
	Fuel		kWh/mes	261,36	0,29		75,14		75,14	4.508,46
Financiación	Seguro	A todo el capital	%	1%			24,33		24,33	1.459,70
	Intereses	Al 70% de la inversión inicial	%	10%			243,28		243,28	14.597,04
	Contingencia	A todo el capital	%	2%			48,66		48,66	2.919,41
Inversión inicial FV						29.194,08 €	Total mensual FV		162,19	9.731,36
							Total mensual DG		103,65	6.219,18
							Total mensual financiación		316,27	18.976,15
							Total mensual		582,11	
							Ahorro en fuel		157,11	

\*Cambio €/Rs = 60

**Tabla 27. Ejemplo 1 (BTS 4/4/4): 80% [DG] + 20% [PV] + 10%[Bat]**

Comp.	Nombre	Caract.	Unidad	Cant.	precio la unidad [€]	Subtotal capex [€]	Subtotal mensual opex [€/mes]	Años de vida	Subtotal mensual [€]	Subtotal mensual [Rs]
FV	Modulo FV	Hyundai HIS-200M	200Wp	pc.	9	280,00	2.520,00	20	14,00	840,00
		Estructura y montaje		pc.	1	1.250,00	1.250,00		6,94	416,67
	Baterias	Rolls Serie 4000	200Ah - 12V, incluye reemplazo	pc.	4	281,60	2.252,80	10	12,52	750,93
		Mantenimiento	Incluido en mantenimiento DG	h/año	0	0,16			0,00	0,00
	Regulador de carga	SIC-40	Configuracion 3x3 paneles	pc.	1	680,00	680,00	20	3,78	226,67
	Gestor de redes	SI 5048	uno por cada cuatro SI-C40	pc.	1	2.190,00	2.190,00	20	12,17	730,00
	Cableado y protecciones			pc.	1	840,00	840,00	20	4,67	280,00
	Transporte			pc.	1	1.500,00	1.500,00		8,33	500,00
	Vallado de seguridad			pc.	1	670,00	670,00		3,72	223,33
	Margen		Otros componentes	%	20%		2.380,56		13,23	793,52
DG	Generador Diesel		5,5kVA - DC	pc.	0	0,00	0,00	-	0,00	0,00
		Mantenimiento		h/mes	432	0,16	69,12		69,12	4.147,20
		Fuel		kWh/mes	633,6	0,29	182,16		182,16	10.929,60
Financiación	Seguro	A todo el capital		%	1%		11,90		11,90	714,17
	Intereses	Al 70% de la inversión inicial		%	10%		119,03		119,03	7.141,68
	Contingencia	A todo el capital		%	2%		23,81		23,81	1.428,34
Inversión inicial FV						14.283,36 €	Total mensual FV	79,35	4.761,12	
							Total mensual DG	251,28	15.076,80	
							Total mensual financiación	154,74	9.284,18	
							Total mensual	485,37		
							Ahorro en fuel	45,54		

\*Cambio €/Rs = 60

**Tabla 28. Ejemplo 2 (BTS 2/2/2): 50%[DG] + 50%[PV] + 25% [Bat]**

Comp.	Nombre	Caract.	Unidad	Cant.	precio la unidad [€]	Subtotal capex [€]	Subtotal mensual opex [€/mes]	Años de vida	Subtotal mensual [€]	Subtotal mensual [Rs]
FV	Modulo FV	Hyundai HiS-200M	200Wp	pc.	12	280,00	3.360,00	20	18,67	1.120,00
	Estructura y montaje		pc.	1	1.250,00	1.250,00			6,94	416,67
	Baterias	Rolls Serie 4000	200Ah - 12V, incluye reemplazo	pc.	4	281,60	2.252,80	10	12,52	750,93
	Mantenimiento	Incluido en mantenimiento DG	h/año	0	0,16				0,00	0,00
	Regulador de carga	SIC-40	Configuracion 3x3 paneles	pc.	2	680,00	1.360,00	20	7,56	453,33
	Gestor de redes	SI 5048	uno por cada cuatro SI-C40	pc.	1	2.190,00	2.190,00	20	12,17	730,00
	Cableado y protecciones			pc.	1	840,00	840,00	20	4,67	280,00
	Transporte			pc.	1	1.500,00	1.500,00		8,33	500,00
	Vallado de seguridad			pc.	1	670,00	670,00		3,72	223,33
	Margen		Otros componentes	%	20%		2.684,56		14,91	894,85
DG	Generador Diesel	5,5kVA - DC	pc.	0	0,00	0,00	-		0,00	0,00
	Mantenimiento		h/mes	270	0,16		43,20		43,20	2.592,00
	Fuel		kWh/mes	207	0,29		59,51		59,51	3.570,75
Financiación	Seguro	A todo el capital	%	1%			13,42		13,42	805,37
	Intereses	Al 70% de la inversión inicial	%	10%			134,23		134,23	8.053,68
	Contingencia	A todo el capital	%	2%			26,85		26,85	1.610,74
Inversión inicial FV						16.107,36 €	Total mensual FV	89,49	5.369,12	
							Total mensual DG	102,71	6.162,75	
							Total mensual financiación	174,50	10.469,78	
							Total mensual	366,69		
							Ahorro en fuel	59,51		

\*Cambio €/Rs = 60

Para comparar la rentabilidad de las distintas configuraciones, se elabora una tabla hasta los 20 años de vida de la instalación. Debe tenerse en cuenta la subida del coste de fuel. Para este estudio se ha considerado una subida anual del 1%.

**Tabla 29.** *Subida del precio del fuel en un 1% anual.*

	<b>Coste del fuel [€]</b>
<b>1º año</b>	0,28750
<b>2º</b>	0,29038
<b>3º</b>	0,29328
<b>4º</b>	0,29621
<b>5º</b>	0,29917
<b>6º</b>	0,30217
<b>7º</b>	0,30519
<b>8º</b>	0,30824
<b>9º</b>	0,31132
<b>10º</b>	0,31443
<b>11º</b>	0,31758
<b>12º</b>	0,32075
<b>13º</b>	0,32396
<b>14º</b>	0,32720
<b>15º</b>	0,33047
<b>16º</b>	0,33378
<b>17º</b>	0,33712
<b>18º</b>	0,34049
<b>19º</b>	0,34389
<b>20º</b>	0,34733

La inversión inicial de la instalación será amortizada en 15 años idealmente, por lo tanto, a partir de entonces, el coste mensual a pagar será prácticamente el mantenimiento y el fuel, más los recambios puntuales de componentes cuando hiciera falta.

Se incluye la subida del fuel en el total de los primeros 10, 15 y 20 años. El total mensual mostrado corresponde al primer mes, al mes siguiente deberá añadirse la subida del fuel.

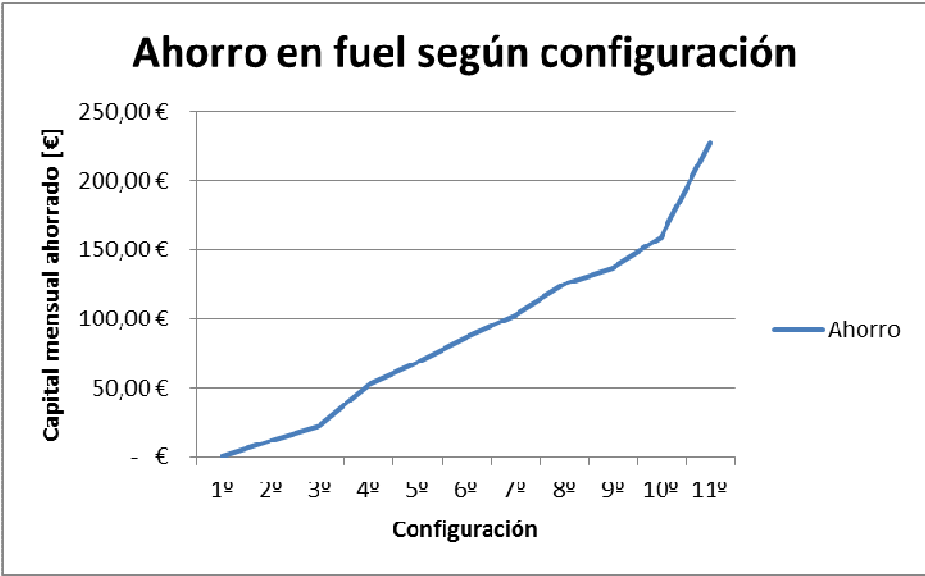
**Tabla 30.** Estudio de la rentabilidad de una torre BTS 4/4/4 según el tipo de configuración. (\*) Las baterías seleccionadas no son lo suficientemente pequeñas para esta configuración, se diseña el sistema sin baterías aumentando el consumo de diesel. (\*\*) Se dimensiona el banco de baterías para 4 días de autonomía.

	Configuración	Inversión inicial FV	Total mensual FV	Total mensual DG (primer año)	Total mensual financiación	Total mensual (primer mes)
1º	100% DG	- €	- €	314,10 €	- €	314,10 €
2º	90% DG + 10% FV (*)	10.236,00 €	56,87 €	298,40 €	110,89 €	466,15 €
3º	80% DG + 20% FV (*)	11.580,00 €	64,33 €	282,69 €	125,45 €	472,47 €
4º	70% DG + 30% FV(1/2 Bat)	16.443,36 €	91,35 €	241,86 €	178,14 €	511,35 €
5º	60% DG + 40% FV(1/2 Bat)	18.123,35 €	100,69 €	219,87 €	196,34 €	516,89 €
6º	50% DG + 50% FV(1/2 Bat)	22.986,72 €	127,70 €	194,74 €	249,02 €	571,47 €
7º	40% DG + 60% FV(1/2 Bat)	24.330,72 €	135,17 €	172,76 €	263,58 €	571,51 €
8º	30% DG + 70% FV(1/2 Bat)	29.530,08 €	164,06 €	141,35 €	319,91 €	625,31 €
9º	20% DG + 80% FV(1/2 Bat)	30.874,08 €	171,52 €	125,64 €	334,47 €	631,63 €
10º	10% DG + 90% FV(1/2 Bat)	38.365,44 €	213,14 €	94,23 €	415,63 €	723,00 €
11º	100% FV (**)	126.552,96 €	703,07 €	- €	1.370,99 €	2.074,06 €

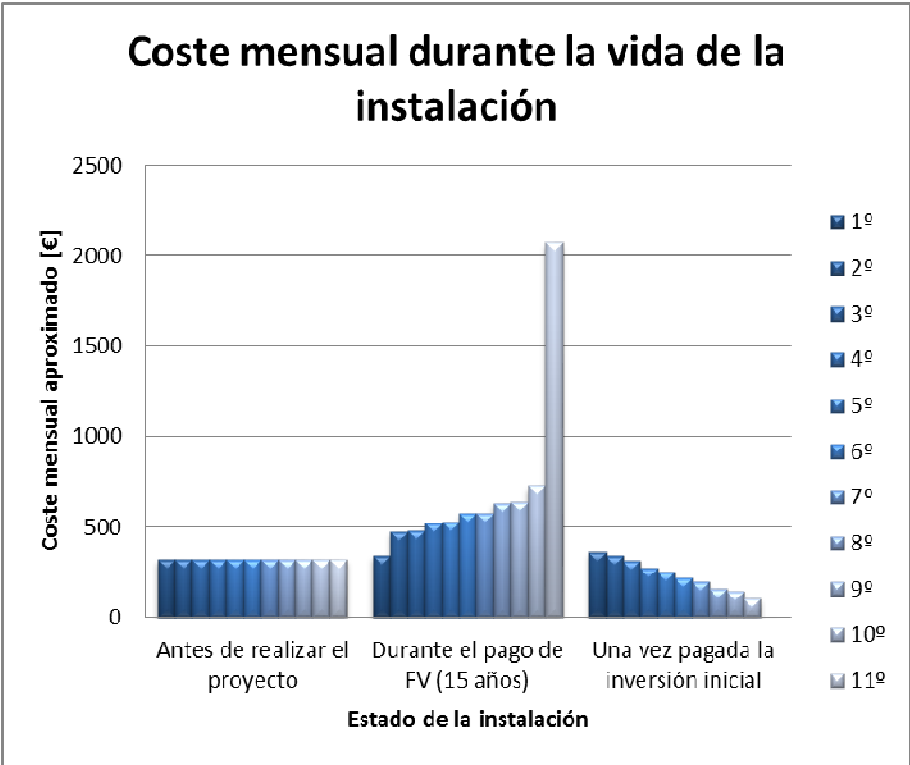
  

	Ahorro en fuel al mes	Coste 10 primeros años	Coste 5 siguientes años	Coste 5 siguientes años
1º	- €	38.954,95 €	20.580,21 €	21.365,57 €
2º	11,39 €	57.138,40 €	29.619,80 €	20.297,29 €
3º	22,77 €	57.833,05 €	29.908,99 €	18.710,61 €
4º	52,37 €	62.334,35 €	32.016,28 €	16.451,61 €
5º	68,31 €	62.912,06 €	32.227,95 €	14.955,90 €
6º	86,53 €	69.358,71 €	35.363,05 €	13.246,77 €
7º	102,47 €	69.275,22 €	35.244,12 €	11.751,06 €
8º	125,24 €	75.604,93 €	38.299,29 €	9.614,52 €
9º	136,62 €	76.300,78 €	38.591,48 €	8.546,23 €
10º	159,39 €	87.138,88 €	43.900,27 €	6.409,67 €
11º	227,70 €	248.887,20 €	124.443,60 €	≈ 0

**Tabla 31a.** Ahorro mensual aproximado en fuel según la configuración elegida. (BTS 4/4/4)



**Tabla 31b.** Coste mensual antes de realizar el proyecto, durante el pago del coste de la instalación y una vez terminado de pagar, según la configuración elegida. (BTS 4/4/4)





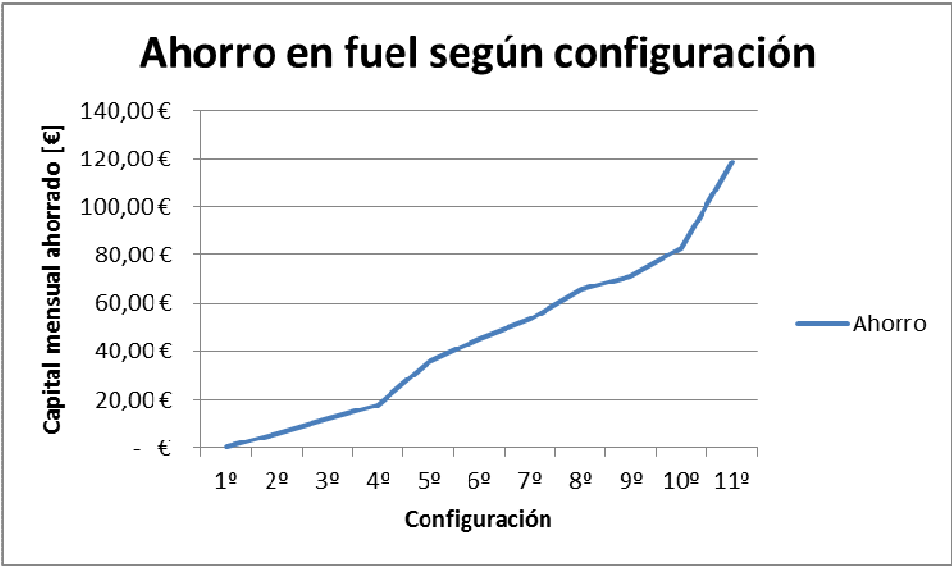
**Tabla 32.** Estudio de la rentabilidad de una torre BTS 2/2/2 según el tipo de configuración. (\*) Las baterías seleccionadas no son lo suficientemente pequeñas para esta configuración, se diseña el sistema sin baterías aumentando el consumo de diesel. (\*\*) Se dimensiona el banco de baterías para 4 días de autonomía.

	Configuración	Inversión inicial FV	Total mensual FV	Total mensual DG (primer año)	Total mensual financiación	Total mensual (Primer mes)
1º	100% DG	- €	- €	205,43 €	- €	205,43 €
2º	90% DG + 10% FV (*)	9.564,00 €	53,13 €	195,15 €	103,61 €	351,90 €
3º	80% DG + 20% FV (*)	10.236,00 €	56,87 €	184,88 €	110,89 €	352,64 €
4º	70% DG + 30% FV (*)	10.980,00 €	60,60 €	174,61 €	118,17 €	353,38 €
5º	60% DG + 40% FV (1/2 Bat)	15.435,36 €	85,75 €	143,80 €	167,22 €	396,77 €
6º	50% DG + 50% FV (1/2 Bat)	16.107,36 €	89,49 €	127,36 €	174,50 €	391,35 €
7º	40% DG + 60% FV (1/2 Bat)	16.779,36 €	93,22 €	112,89 €	181,78 €	387,98 €
8º	30% DG + 70% FV (1/2 Bat)	17.451,36 €	96,95 €	92,44 €	189,06 €	378,45 €
9º	20% DG + 80% FV (1/2 Bat)	19.275,36 €	107,09 €	82,17 €	208,82 €	398,07 €
10º	10% DG + 90% FV (1/2 Bat)	22.650,72 €	125,84 €	61,63 €	245,38 €	432,85 €
11º	100% FV (**)	69.279,84 €	384,89 €	- €	750,53 €	1.135,42 €

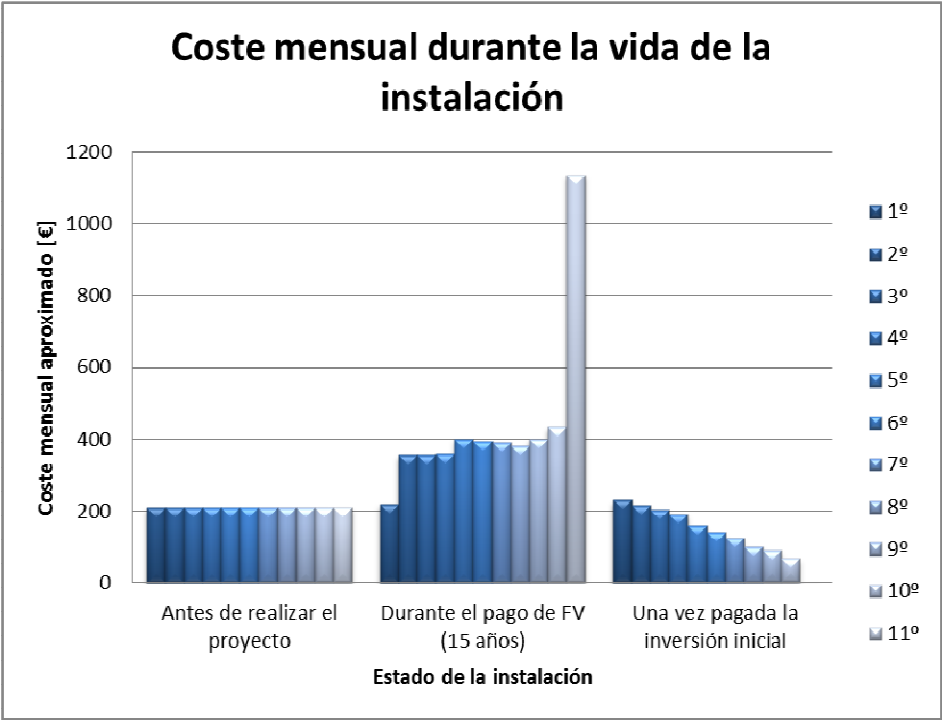
  

	Ahorro en fuel al mes	Coste 10 primeros años	Coste 5 siguientes años	Coste 5 siguientes años
1º	- €	25.311,18 €	13.232,02 €	13.642,54 €
2º	5,95 €	42.854,42 €	21.974,82 €	12.960,42 €
3º	11,90 €	42.911,26 €	21.974,42 €	12.278,29 €
4º	17,85 €	42.966,90 €	21.973,42 €	11.596,16 €
5º	35,71 €	48.074,22 €	24.440,52 €	9.549,78 €
6º	45,23 €	47.371,97 €	24.043,37 €	8.458,50 €
7º	53,56 €	46.921,15 €	23.777,61 €	7.503,40 €
8º	65,46 €	45.711,23 €	23.115,01 €	6.139,14 €
9º	71,42 €	48.033,67 €	24.247,41 €	5.457,02 €
10º	83,32 €	52.139,75 €	26.242,81 €	4.092,76 €
11º	119,03 €	136.250,40 €	68.125,20 €	≈ 0

**Tabla 33a.** Ahorro mensual aproximado en fuel según la configuración elegida. (BTS 2/2/2)



**Tabla 33b.** Coste mensual antes de realizar el proyecto, durante el pago del coste de la instalación y una vez terminado de pagar, según la configuración elegida. (BTS 2/2/2)



#### 4.5.1. Conclusión para las torres de dimensión 4/4/4

Para conseguir un notable cambio en el consumo del fuel, deberá elegirse una configuración entre la 7º y la 10º (de 40%DG – 60%PV a 10%DG – 90%PV). El cliente no quiere arriesgarse todavía a una instalación fotovoltaica completa, por lo tanto, la última configuración (11º) queda descartada de momento.

Para las torres de dimensión 4/4/4, la configuración 40%DG y 60%PV podría ser la adecuada en un principio (7º), con posibilidad de ampliación más adelante. Es la más barata con diferencia dentro del rango descrito y ofrece una reducción del fuel de un 50%.

**Tabla 34.** Dimensionado final para las torres BTS 4/4/4.

Energía producida	26,4 kWh/día
Energía FV	15,84 kWh/día (60%)
Energía DG	10,56 kWh/día ( $\approx 40\%$ )
Energía Baterías	7,92 kWh/día ( $60\% \cdot 1/2$ )

Para aproximarse al coste de real, hay que tener en cuenta que el generador diesel consumirá más cuando los generadores fotovoltaicos no produzcan energía. Además, una parte de la potencia de pico generada por los paneles irá a parar al banco de baterías, no será lineal la repartición.

Para conseguir unos valores más aproximados, la parte correspondiente al generador diesel se incrementa una media de un 15%.

Es aconsejable también aumentar la potencia de pico producida por los generadores fotovoltaicos, para dar un margen mayor a esta producción.

**Tabla 35.** Análisis económico del dimensionado final de las torres BTS 4/4/4.

Comp.	Nombre	Caract.	Unidad	Cant.	precio la unidad [€]	Subtotal capex [€]	Subtotal mensual opex [€/mes]	Años de vida	Subtotal mensual [€]	Subtotal mensual [Rs]
FV	Modulo FV	Hyundai HiS-200M	200Wp	pc.	27	280,00	7.560,00	20	42,00	2.520,00
		Estructura y montaje		pc.	1	1.250,00	1.250,00		6,94	416,67
	Baterias	Rolls Serie 4000	200Ah - 12V, incluye reemplazo	pc.	12	281,60	6.758,40	10	37,55	2.252,80
		Mantenimiento	Incluido en mantenimiento DG	h/año	0	0,16			0,00	0,00
	Regulador de carga	SIC-40	Configuracion 3x3 paneles	pc.	3	680,00	2.040,00	20	11,33	680,00
	Gestor de redes	SI 5048	uno por cada cuatro SI-C40	pc.	1	2.190,00	2.190,00	20	12,17	730,00
	Cableado y protecciones			pc.	1	840,00	840,00	20	4,67	280,00
	Transporte			pc.	1	1.500,00	1.500,00		8,33	500,00
	Vallado de seguridad			pc.	1	670,00	670,00		3,72	223,33
	Margen		Otros componentes	%	20%		4.561,68		25,34	1.520,56
DG	Generador Diesel		5,5kVA - DC	pc.	0	0,00	0,00	-	0,00	0,00
		Mantenimiento		h/mes	297	0,16	47,52		47,52	2.851,20
		Fuel		kWh/mes	435,6	0,29	125,24		125,24	7.514,10
Financiación	Seguro	A todo el capital		%	1%		22,81		22,81	1.368,50
	Intereses	Al 70% de la inversión inicial		%	10%		228,08		228,08	13.685,04
	Contingencia	A todo el capital		%	2%		45,62		45,62	2.737,01
Inversión inicial FV						27.370,08 €	Total mensual FV	152,06	9.123,36	
							Total mensual DG	172,76	10.365,30	
							Total mensual financiación	296,51	17.790,55	
							Total mensual	621,32		
							Ahorro en fuel	113,85		

\*Cambio €/Rs = 60

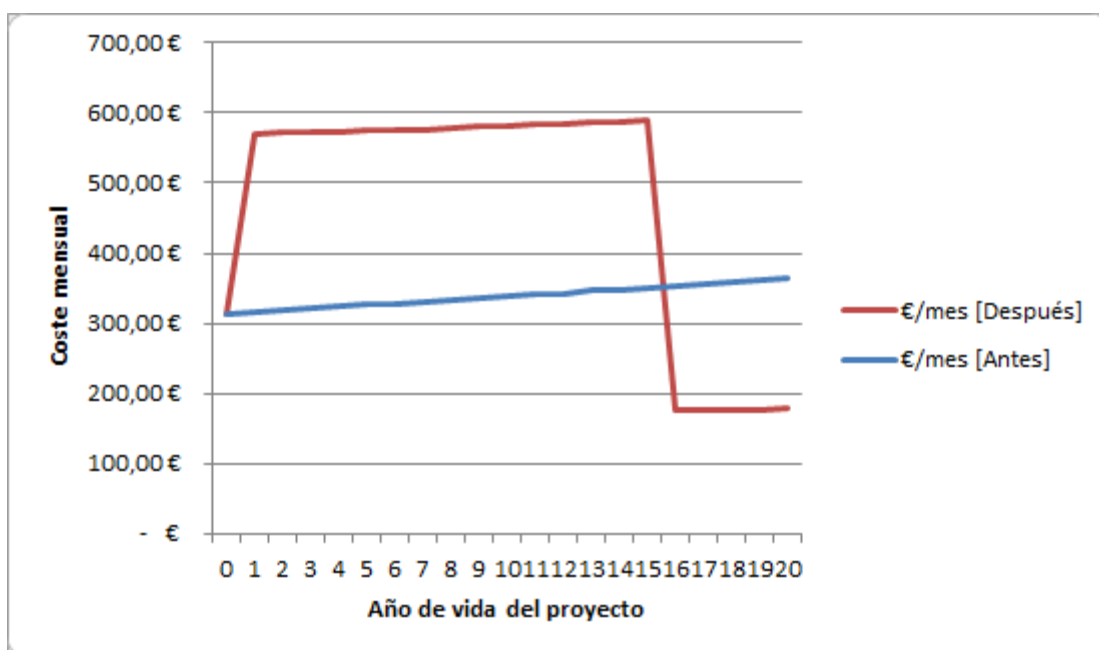
$$P_{PV} = 5,4 \text{ kW}_p$$

$$C_{BAT} = 0,60 \text{ kAh}$$

Para el dimensionado elegido anteriormente, la potencia producida corresponde a 26 paneles. Se ha aumentado en uno el número de módulos solares para incrementar en 200W<sub>p</sub> la potencia producida. Se consigue así que la distribución posterior del número de paneles por generador fotovoltaico sea 9-9-9.

Se ha obtenido 0,55kAh al dimensionar las baterías. Se redondea al alza para no disminuir demasiado la capacidad y poder reducir ligeramente el consumo de diesel.

En la práctica, el consumo de fuel será mayor al analizado, pero continuará siendo un gran ahorro respecto a la instalación existente actual de únicamente generador diesel.



**Ilustración 42.** Coste mensual durante los primeros 20 años de vida de la instalación.

En la gráfica 11 puede observarse la rentabilidad del proyecto con la configuración elegida. Del coste mensual actual, de aproximadamente 320€, se pasa a pagar la inversión inicial de la nueva instalación híbrida a cerca de 600€ mensuales durante 15 años y, finalmente, se termina pagando un poco más de la mitad de la instalación antigua, lo que ofrece al cliente la posibilidad de conseguir más ganancias y en un futuro poder cambiar la instalación por una 100% fotovoltaica.

#### 4.5.2. Conclusión para las torres de dimensión 2/2/2

De la misma manera que con el otro tipo de torre, la mejor elección se encuentra a partir de la configuración de 50%-50% para poder conseguir una notable rentabilidad.

En este caso, la energía a producir es menor, y los componentes necesarios son menos. Se pueden utilizar únicamente 4 baterías y 2 reguladores desde la 5ª hasta la 8ª configuración, lo que ofrece una mayor rentabilidad para esta última.

La configuración más rentable es la 8ª (30%DG y 70%PV), ya que ofrece una muy buena reducción de fuel a un coste menor que las tres anteriores.

**Tabla 36.** Dimensionado final para las torres BTS 2/2/2

Energía producida	13,8 kWh/día
Energía FV	9,66 kWh/día (70%)
Energía DG	4,14 kWh/día ( $\approx 30\%$ )
Energía Baterías	4,83 kWh/día ( $70\% \cdot 1/2$ )

Para aproximarse al coste real, se incrementa la parte del generador diesel una media de un 15%.

**Tabla 37.** *Análisis económico del dimensionado final de las torres BTS 2/2/2*

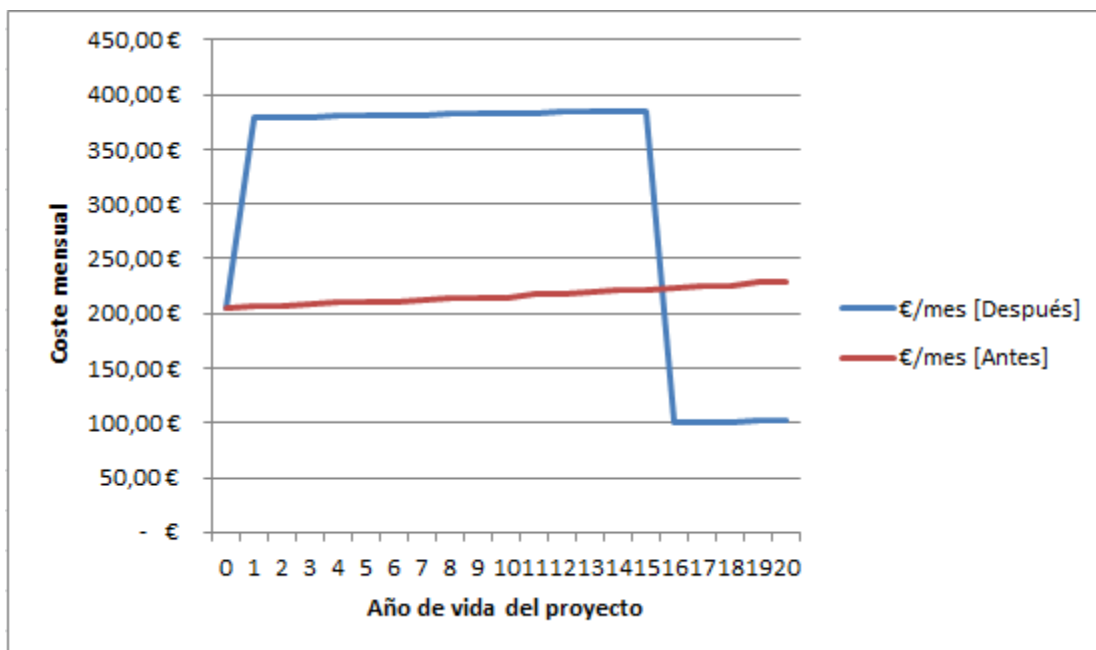
Comp.	Nombre	Caract.	Unidad	Cant.	precio la unidad [€]	Subtotal capex [€]	Subtotal mensual opex [€/mes]	Años de vida	Subtotal mensual [€]	Subtotal mensual [Rs]
FV	Modulo FV	Hyundai HiS-200M	200Wp	pc.	18	280,00	5.040,00	20	28,00	1.680,00
		Estructura y montaje		pc.	1	1.250,00	1.250,00		6,94	416,67
	Baterías	Rolls Serie 4000	200Ah - 12V, incluye reemplazo	pc.	4	281,60	2.252,80	10	12,52	750,93
		Mantenimiento	Incluido en mantenimiento DG	h/año	0	0,16			0,00	0,00
	Regulador de carga	SIC-40	Configuracion 3x3 paneles	pc.	2	680,00	1.360,00	20	7,56	453,33
	Gestor de redes	SI 5048	uno por cada cuatro SI-C40	pc.	1	2.190,00	2.190,00	20	12,17	730,00
	Cableado y protecciones			pc.	1	840,00	840,00	20	4,67	280,00
	Transporte			pc.	1	1.500,00	1.500,00		8,33	500,00
	Vallado de seguridad			pc.	1	670,00	670,00		3,72	223,33
DG	Margen		Otros componentes	%	20%		3.020,56		16,78	1.006,85
	Generador Diesel		5,5kVA - DC	pc.	0	0,00	0,00	-	0,00	0,00
		Mantenimiento		h/mes	243	0,16	38,88		38,88	2.332,80
Financiación		Fuel		kWh/mes	186,3	0,29	53,56		53,56	3.213,68
	Seguro	A todo el capital		%	1%		15,10		15,10	906,17
	Intereses	Al 70% de la inversión inicial		%	10%		151,03		151,03	9.061,68
	Contingencia	A todo el capital		%	2%		30,21		30,21	1.812,34
						Inversión inicial FV	18.123,36 €	Total mensual FV	100,69	6.041,12
								Total mensual DG	92,44	5.546,48
								Total mensual financiación	196,34	11.780,18
								Total mensual	389,46	
								Ahorro en fuel	65,46	

\*Cambio €/Rs = 60

$$P_{PV} = 3,6 \text{ kW}_P$$

$$C_{BAT} = 0,200 \text{ kAh}$$

Con el dimensionado de la torre BTS 2/2/2 se obtiene 3,2kW<sub>p</sub> y 330Ah. Se ha reducido la capacidad de las baterías a 200Ah para utilizar 4 unidades en lugar de 8, ya que al ser una instalación más pequeña, el precio de 4 baterías afectaría demasiado, y se ha aumentado en 400W<sub>p</sub> el generador fotovoltaico para darle más margen de producción.



**Ilustración 43.** Coste mensual durante los primeros 20 años de la instalación.

En esta gráfica puede observarse como, en este caso, la inversión inicial corresponde a pagar 180€ más cada mes, pero después se consigue una reducción del 50% en los costes de la instalación antigua.