



GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE UN SISTEMA HÍBRIDO HIDRÁULICO- FOTOVOLTAICO AISLADO DE LA RED PARA UNA PEQUEÑA POBLACIÓN RURAL

MEMORIA

Autor: Daniel Visiga Delgado

Director: Miguel Villarubia

Convocatoria: 2º Semestre Primavera



**Màster Interuniversitari UB-UPC
d'Enginyeria en Energia**

Resumen

El objeto del proyecto es el diseño de un sistema, factible tecnológicamente, híbrido hidráulico-fotovoltaico, aislado de la red para una pequeña población rural. Este sistema está dimensionado a partir de un río tipo y recibe el apoyo de un sistema fotovoltaico y un tanque de baterías.

Por otro lado, el proyecto tiene la finalidad de crear una demanda escalable unitaria base para una vivienda rural tipo y, a partir de la cual, obtener la demanda de la población.

Tabla de contenidos

BIBLIOGRAFÍA	8
1 INTRODUCCIÓN	12
2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA	13
2.1 PREDICCIÓN DE DEMANDA CON CURVAS ESTANDARIZADAS	13
3 EVALUACIÓN DEL RECURSO	19
3.1 RECURSO HIDRÁULICO	19
3.1.1 <i>Evaluación del recurso hidráulico</i>	19
3.1.2 <i>Caudal</i>	20
3.1.3 <i>Salto</i>	23
3.1.4 <i>Emplazamientos de instalaciones hidráulicas</i>	24
3.1.5 <i>Tipos de turbina</i>	27
3.1.5.1 <i>Acción</i>	27
3.1.5.2 <i>Reacción</i>	29
3.1.6 <i>Potencia y energía eléctrica</i>	31
3.2 RECURSO SOLAR	33
3.2.1 <i>Distribución de la energía solar</i>	33
3.2.2 <i>Tecnologías</i>	37
3.2.3 <i>Tecnologías más comunes de paneles fotovoltaicos</i>	39
3.2.3.1 <i>Módulos de Silicio cristalino</i>	39
3.2.3.2 <i>Módulos de silicio amorfo</i>	40
3.2.3.3 <i>Módulos de “Copper indium diselenide” (CIS)</i>	41
3.2.3.4 <i>Módulos de “Cadmium telluride” (CdTe)</i>	42
3.2.3.5 <i>Módulos “Heterojunction with intrinsic thin layer” (HIT)</i>	43
3.2.4 <i>Comparativas de los paneles fotovoltaicos</i>	43
3.2.5 <i>Circuito eléctrico equivalente</i>	45
3.2.6 <i>Parámetros de las células fotovoltaicas y curvas características</i>	46
4 INGENIERÍA DE CONCEPCIÓN	54
4.1 LOCALIZACIÓN	55
4.2 DISEÑO	56
4.3 GENERACIÓN ELÉCTRICA HIDRÁULICA	57
4.3.1 <i>Descripción de la instalación</i>	58
4.3.2 <i>Selección de la turbina</i>	58
4.3.3 <i>Potencia nominal</i>	60
4.3.4 <i>Equipamiento eléctrico</i>	63
4.3.5 <i>Obra civil</i>	64
4.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA	64

4.4.1	<i>Descripción de la instalación</i>	65
4.4.2	<i>Dimensionado</i>	66
4.4.3	<i>Paneles fotovoltaicos</i>	71
4.5	BATERÍAS	73
4.5.1	<i>Funcionamiento de una batería de plomo y ácido</i>	73
4.5.2	<i>Características de la batería</i>	74
4.5.3	<i>Criterios de selección</i>	75
4.5.4	<i>Dimensionado de la batería</i>	76
4.5.5	<i>Controlador de carga</i>	77
4.6	ELECTRÓNICA DE POTENCIA	78
4.6.1	<i>Inversor</i>	79
4.6.2	<i>Convertidor</i>	80
4.7	COMPROBACIONES DE LA INSTALACIÓN	80
5	CONCLUSIONES	86

Tabla de ilustraciones

fig 1 Demanda corregida anual por unidad base de 1MWh/año. Elaboración: propia. Fuente: [I1]	15
fig 2 Demanda día tipo medio de invierno laboral para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1].....	16
fig 3 Demanda día tipo medio de invierno festivo para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1]	16
fig 4 Demanda día tipo medio de verano laboral para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1]	17
fig 5 Demanda día tipo medio de verano festivo para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1].....	17
fig 6 Hidrograma río tipo mensual. Elaboración: propia. Fuente: propia	21
fig 7 Hidrograma río tipo diario. Elaboración: propia. Fuente: propia	22
fig 8 Curva de caudales disponibles. Elaboración: propia. Fuente: propia.....	23
fig 9 Curva de caudales disponibles.. Fuente: [I2]	24
fig 10 Instalación esquemática con canal de derivación, cámara de carga, tubería forzada y turbina. Fuente [I3].....	25
fig 11 Instalación esquemática cámara de carga, tubería forzada y turbina. Fuente [I3]	25
fig 12 Instalación esquemática con canal de derivación y turbina. Fuente [I3].....	26
fig 13 Instalación esquemática con presa regulable y turbina. Fuente [I3].....	26
fig 14 Representación de una turbina Pelton. Fuente: [I3]	28
fig 15 Representación de una turbina Turgo. Fuente: [I3].....	28
fig 16 Representación de una turbina de flujo cruzado. Fuente: [I3]	29
fig 17 Representación de una turbina Kaplan de de eje horizontal. Fuente: [I3].....	30
fig 18 Representación de una turbina Francis, alimentada por canal abierto. Fuente: [I3]	30
fig 19 Representación esquemática de los rendimientos de una instalación hidráulica. Fuente: [I4].....	31
fig 20 Representación esquemática de los rayos solares en la atmosfera terrestre. Fuente: [I5]	34
fig 21 Representación del espectro solar. Fuente: [I6].....	34
fig 22 Representación de varias altura solar al mediodía en el Cairo y sus respectivos factores de masa. Fuente: [I7]	35
fig 23 Distribución anual irradiación solar en kWh/m2 en el mundo. Fuente: [I8].....	35
fig 24 Representación de la media mensual de la radiación incidente y el índice de claridad en la superficie terrestre plana. Localización: 27°45' N 111° 11' E Elaboración: propia. Fuente: [I9].....	37
fig 25 Esquema de las actuales tecnologías solares. Elaboración: propia. Fuente: [I10].....	38
fig 26 Esquema de un panel fotovoltaico. Fuente: [I11]	39
fig 27 Célula monocristalina. Fuente: [I6]	40
fig 28 Célula policristalina. Fuente: [I6].....	40
fig 29 Esquema de una célula de silicio amorfo. Fuente: [I6]	41
fig 30 Esquema de una célula e imagen de un panel fotovoltaico CIS . Fuente: [I6]	42
fig 31 Esquema de una célula e imagen de un panel fotovoltaico CdTe . Fuente: [I6].....	42
fig 32 Esquema de una célula HIT . Fuente: [I6]	43
fig 33 Sensibilidad espectral para diferentes tipos de célula solar. Fuente: [I6].....	44
fig 34 Sensibilidad espectral de una célula de triple unión de silicio amorfo y sus uniones individuales. Fuente: [I6]	44
fig 35 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica Fuente: [I11]	45
fig 36 Característica I-V y P-V de una célula fotovoltaica Fuente: [I12].....	47
fig 37 Factor de llenado de una célula fotovoltaica Fuente: [I6]	49
fig 38 Dependencia de la temperatura y de la irradiación en una célula fotovoltaica Fuente: [I12].....	50
fig 39 Efecto del ángulo de inclinación de una célula fotovoltaica Fuente: [I11].....	50
fig 40 Conexión en serie de células fotovoltaicas. Fuente: [I6]	51
fig 41 Efecto del diodo bypass en la células fotovoltaicas conectadas en serie. Fuente: [I6]	52
fig 42 Conexión en paralelo de células fotovoltaicas. Fuente: [I6]	52
fig 43 Conexión en serie y paralelo de células fotovoltaicas. Fuente: [I13].....	53

fig 44 Localización de la instalación. Fuente: [I14].....	55
fig 45 Esquema básico de la instalación. Fuente: [I15].....	56
fig 46 Comparativa de la generación eléctrica hidráulica y el consumo eléctrico de la población . Fuente: Propia	57
fig 47 Comparativa de rango de usos de turbinas. Fuente: [I16].....	58
fig 48 Comparativa rendimiento de diferentes turbinas . Fuente: [I3].....	59
fig 49 Caudales medios disponibles mensuales . Fuente: Propia	62
fig 50 Localización de la instalación hidráulica indicando el canal de derivación. Fuente: [I15].....	64
fig 51 Localización de la instalación fotovoltaica. Fuente: [I15].....	65
fig 52 Estado del tanque de baterías a lo largo del año. Fuente: Propia.....	68
fig 53 Esquema de las distancias entre paneles fotovoltaicos. Fuente: [I17].	72
fig 54 Esquema de un controlador serie. Fuente: [I18].....	78
fig 55 Balance energético neto anual por meses. Fuente: Propia.....	81
fig 56 Balance energético neto durante el mes de agosto. Fuente: Propia.....	82
fig 57 Aportaciones por tecnología y mes. Fuente: Propia.....	84
fig 58 Aportaciones anuales por tecnología. Fuente: Propia.....	84

BIBLIOGRAFÍA

▪ **Caracterización de la demanda**

[1].**Power System Engineering.** Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment. J. Schlabbach and K. Rofalski. Ed: *Wiley-VCH* - 2008 ISBN: 978-3-527-40759-0

[2].**Simulation of off-grid generation options for remote villages in Cameroon.** E.M. Nfaha, J.M. Ngundamb, M. Vandenberghe, J. Schmid Ed: *Elsevier* 2007

[3].**Sizing aspects of a small scale grid connected PV system.** S. Bartha, I. Farkas, D.I. Teodoreanu, I. Seres, M. Teodoreanu, C. Negreanu. Ed: *Proceedings of ISES Solar World Congress 2007: Solar Energy and Human Settlement.*

[4]. **Renewable Energy in China,** Brightness Rural Electrification Program, *NREL*

▪ **Instalación hidráulica**

[5].**Minihidráulica en el País Vasco.** Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A. Ed: *Ente Vasco de la Energía (EVE)* 1º edición. 1995 I.S.B.N.: 84-8129-032-7

[6].**A Guide to UK Mini-Hydro Developments.** *The British Hydropower Association Version 1.2* January 2005.

[7].**Energía minihidráulica.** Apuntes del master en Ingeniería en Energía. Energía minihidráulica. Miguel Villarrubia. Universidad de Barcelona. 2007

[8].**Minicentrales hidroeléctricas.** IDAE y APIA, Ed: IDAE, 2006.

[9].**Assessment of pico hydro as an option for off-grid electrification in Kenya.** P. Maher, N.P.A. Smith, A.A. Williams. Ed: *PERGAMON* October 2002

[10].**II Curso internacional de especialización en micro y minicentrales hidroeléctricas.** Ariel R. Marchegiani.

[11].**Centrales hidráulicas.** Ismael Seuscún Monsalve

[12].**Reflexiones para una ingeniería sostenible.** Modulo III Ed: *CICCP* 2007

- **Instalación Solar**

[13]. **Reflexiones para una ingeniería sostenible.** Modulo II *Ed: CICCOP 2007*

[14]. **Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.** PCT-A-REV -febrero 2009. *Ed: IDEA*

[15]. **IEEE Guide for Array and Battery Sizing in Stand-Alone Photovoltaic (PV) Systems.** IEEE Standards Coordinating Committee 21. *IEEE Std 1562™-2007.*

[16]. **Inverter Power Sizing Considerations in Grid-Connected PV Systems.** Guillermo Velasco, Francesc Guinjoan, Robert Piqué, Alfonso Conesa and J.J. Negroni *Ed: IEEE Xplore*

[17]. **A Methodology for Optimizing Stand-Alone PV-System Size Using Parallel-Connected DC/DC Converters.** Manuel Jesús Vasallo Vázquez, José Manuel Andújar Márquez, and Francisca Segura Manzano. *ED: IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, VOL. 55, NO. 7, JULY 2008*

[18]. **Simulation model for sizing of stand-alone solar PV system with interconnected array.** N.D. Kaushika, Nalin K. Gautam, Kshitiz Kaushik. *Ed: Elsevier, August 2004.*

[19]. **Wind and Solar Power Systems** Patel. *Ed: CRC Press 1999*

[20]. **Planning and Installing Photovoltaic Systems.** A guide for installers, architects and engineers 2nd edition. The German Energy Society. *Ed: Earthscan 2008. ISBN-13: 978-1-84407-442-6*

[21]. **Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications.** Markvart and Castañer. *Ed: Elsevier 2003.*

[22]. **Photovoltaic Solar Energy Generation.** Goetzberger, V.U. Hoffmann. *Ed: Springer Berlin Heidelberg New York 2005, ISBN: 3-540-23676-7.*

- **Instalación Híbrida**

[23]. **Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods.** Ali Naci Celik. *Ed: PERGAMON 2002.*

[24]. **Feasibility of pico-hydro and photovoltaic hybrid power systems for remote villages in Cameroon.** E.M. Nfah, J.M. Ngundam, *Ed: Renewable Energy 34 (2009) 1445–1450 ELSEVIER*

[25]. **Energy analysis of a Hydro-PV-Diesel hybrid system in north Greece.** Papakonstandis Sp., Zafiridis D., Santis K., Kavadias K., Kaldellis J.K.

- **Electrónica de Potencia**

[26]. **Power Electronics Converts, Applications and Design.** N. Mohan, T. M. Undeland, W. P. Robbins. *Ed: John Wiley & Sons Inc. Second Edition. ISBN: 0-471-58408-8*

- **Costes**

[27]. **Plan de energías renovables en España. 2005-2010.** IDAE agosto del 2005

- **Programa de electrificación rural en china**

[28]. **Renewable Energy in China.** Township Electrification Program. NREL

[29]. **Efficient System Design and Sustainable Finance for China's Village Electrification Program.** S. Ma, D.M. Kline and H. Yin *Conference Paper NREL/CP-710-39588 July 2006*

[30]. **Rural Energy Policy in China.** ZHENG YISHENG, YANG MINYING, & SHAO ZHEN

- **Ilustraciones**

[11]. **Power System Engineering.** Planning, Design, and Operation of Power Systems and Equipment. J. Schlabbach and K. Rofalski. *Ed: Wiley-VCH - 2008 ISBN: 978-3-527-40759-0*

[12]. **Minihidráulica en el País Vasco.** Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A. *Ed: Ente Vasco de la Energía (EVE) 1º edición. 1995 I.S.B.N.: 84-8129-032-7*

[13]. **A Guide to UK Mini-Hydro Developments.** *The British Hydropower Association Version 1.2 January 2005.*

[14]. **Energía minihidráulica.** Apuntes del master en Ingeniería en Energía. Energía minihidráulica. Miguel Villarrubia. Universidad de Barcelona. 2007

[15]. <http://www.pce-iberica.es/>

[16]. **Planning and Installing Photovoltaic Systems**. A guide for installers, architects and engineers
2nd edition. The German Energy Society. Ed: *Earthscan 2008*. **ISBN-13: 978-1-84407-442-6**

[17]. **Cálculo de sistemas solares**. Apuntes del master en Ingeniería en Energía. José Miguel Asensi.
Universidad de Barcelona. 2008

[18]. <http://www.meteonorm.com>

[19]. <http://eosweb.larc.nasa.gov/>

[110]. **Producción, Transporte y distribución de Electricidad**. Apuntes del master en Ingeniería en
Energía. 2008.

[111]. **Wind and Solar Power Systems** Patel. Ed: *CRC Press 1999*

[112]. **Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications**. Markvart and Castañer.
Ed: *Elsevier 2003*.

[113]. **Photovoltaic Systems Engineering**, Messenger and Ventre. Ed: *CRC Press 2005 2nd Ed*

[114]. **Software. Goggle Earth**. Coordenadas 27°45' N 111°10' E

[115]. **Google imágenes**. <http://www.google.es/imghp?hl=es&tab=wi>

Buscado: paneles fotovoltaicos, Batería, Turbina y bombilla.

[116]. **Minicentrales hidroeléctricas**. IDAE y APIA, Ed: IDAE, 2006.

[117]. **Photovoltaic Solar Energy Generation**. Goetzberger, V.U. Hoffmann. Ed: *Springer Berlin
Heidelberg New York 2005*, **ISBN: 3-540-23676-7**.

1 INTRODUCCIÓN

Las energías renovables son cruciales para un desarrollo sostenible, abarcando tanto el punto de vista económico como el ambiental y el social. Actualmente las zonas aisladas eléctricamente, aquellas donde no llega la red eléctrica o no están conectadas a las grandes redes de los países desarrollados, pueden beneficiarse de los sistemas descentralizados que utilizan energías renovables. En este caso en particular, el uso de la energía hidráulica y solar fotovoltaica puede considerarse como una opción para la generación de electricidad en zonas remotas sin emisiones contaminantes y sin dependencia externa. Desde los últimos años los costes de producción, especialmente en cuanto a paneles fotovoltaicos, se ha visto reducido notablemente debido a la producción en gran escala de paneles fotovoltaicos, de tal modo que se han conseguido reducir los costes un 7,5% por año, aumentando la producción un 18% por año. A pesar de esto los rendimientos siguen siendo bajos y los costes relativamente elevados. Por otro lado, las tecnologías utilizadas para el almacenamiento de energía también están evolucionando rápidamente, de tal modo que sus precios disminuyen y la capacidad de almacenaje aumenta. Estos datos son importante para el futuro papel de la energía renovable tanto en sistemas aislados como no.

En este documento se quiere caracterizar un sistema renovable aislado de la red para una pequeña población rural, situada en la provincia de Hunan en China y con una población aproximada de 1250 habitantes. El diseño del sistema está basado en el caudal de un tipo y en la creación de una demanda unitaria por vivienda. Esta demanda es escalable, de tal manera que pueda representar toda la población o incluso otras poblaciones de características similares. A partir de aquí, el sistema propuesto debe asegurar electricidad mediante una base de tecnología hidráulica y el complemento de energía solar fotovoltaica con el uso de baterías.

El principal problema tecnológico de la mayoría de instalaciones renovables es la predicción de la electricidad generable. En este caso, la predicción del caudal del río es complicada ya que está bajo la influencia de los regímenes pluviales, de la localización, de la estación anual e incluso del tipo año, variando desde muy húmedo hasta muy seco. En el caso de la predicción de la radiación solar, es más sencilla, y de manera resumida depende de las coordenadas y la altura del emplazamiento, aunque presenta problemas como la presencia de nubes y la limitación de las horas solares. Debido a estos factores y otros, como pueden ser las paradas de mantenimiento de las instalaciones generadoras, el uso de sistemas de almacenamiento es generalmente imprescindible en los sistemas aislados de la red.

2 CARACTERIZACIÓN DE LA DEMANDA

La estimación de la demanda energética debe ser lo más exacta posible ya que, a pesar de la existencia de sofisticados modelos matemáticos, ésta siempre es incierta. La incertidumbre que genera aumenta con el periodo de la predicción. Así, existen diferentes métodos de predicción de la demanda, algunos de los cuales se muestran a continuación:

- Predicción de demanda con valores crecientes.
- Predicción de demanda basada en datos económicos.
- Predicción de demanda con valores estimados.
- Predicción de demanda basada en valores de carga específicos y extensión de la red.
- Predicción de demanda con curvas estandarizadas.

La precisión de estos modelos no es exacta y por ello se suele proceder a su combinación. Sin embargo, la predicción será llevada a cabo mediante el último método.

2.1 Predicción de demanda con curvas estandarizadas.

La predicción, mediante curvas estandarizadas, está basada en la determinación de la demanda del sistema energético anual del consumo individual o del consumo por grupos. La demanda puede estar dividida en los siguientes grupos:

- Consumo en viviendas.
- Consumo en el sector primario (granjas, bombeo de agua...).
- Consumo sector secundario y terciario-servicios (comercios, fábricas, producción).

Los perfiles de consumo varían durante el día pero también con el tipo de día -laboral o festivo-, grupos de consumo y la estación del año. Este proyecto está enfocado en una unidad base con un consumo de 1MWh/año por vivienda en dicho grupo; ello significa una demanda media diaria de 2,74KWh/día. Este valor es bastante pequeño para una vivienda del mundo occidental, pero en una situación rural y en un país en desarrollo, el consumo eléctrico es menor y únicamente cubre las necesidades básicas, como podrían ser las siguientes en un día de invierno laboral:

Tipo de carga	Unidades	Potencia	Consumo medio (h)	Factor de simultaneidad	Energía total (kWh)
Lámpara fluorescente compacta	4	20	6	0,6	72
Nevera pequeña	1	130	8	1	1040
Lavadora semiautomática	1	280	1	0,3	84
Radiador eléctrico pequeño con termostato	1	1000	2	1	2000
TV a color de 14"	1	50	4	0,8	160
Radio / Radiocasete	1	15	2	0,6	18
Energía total en un día tipo					3374

Esta tabla es únicamente a modo indicativo y la demanda utilizada es calculada mediante curvas estandarizadas como se ve en este apartado. La tabla solamente se ha incluido para tener una pequeña idea del tamaño de la demanda, que lógicamente es superior en invierno que en verano, ver anexo I. De este modo es realmente sencillo ver como se puede superar la demanda media en los meses de invierno, con simplemente utilizar un pequeño radiador durante varias horas. Los datos de las potencias horas de uso y factor de simultaneidad han sido obtenidas principalmente de la fuente [4].

La variación de la demanda eléctrica en el sector viviendas, aparte de los factores anteriores, depende principalmente de la localización de la población. Como ejemplo de este hecho, una población situada en el norte con un clima continental tendrá un alto consumo eléctrico en invierno debido a la falta de horas solares y al uso de la calefacción o, por lo contrario, la misma población en una localización desarrollada con un clima tropical tendrá un elevado consumo eléctrico en verano debido al uso de los sistemas de climatización. Además de esto, se ha considerado seis meses de invierno y seis de verano. Cómo se aproximan el consumo según temporadas se muestra a continuación.

Debido a todos estos factores, y para tener una mayor capacidad de predicción, se debe aproximar la demanda según el día. En este caso y al considerar una latitud norte, se ha utilizado la siguiente ecuación de corrección del consumo energético:

$$F_d = -3.92 \times 10^{-10} d^4 + 3.2 \times 10^{-7} d^3 - 7.02 \times 10^{-5} d^2 + 2.1 \times 10^{-3} d + 1.24$$

Donde d es el día del año, considerando el uno de enero como $d=1$ para cada año, e incrementándolo para cada día del año, siendo el resultado el siguiente:

DEMANDA CORREGIDA POR UNIDAD BASE ANUAL

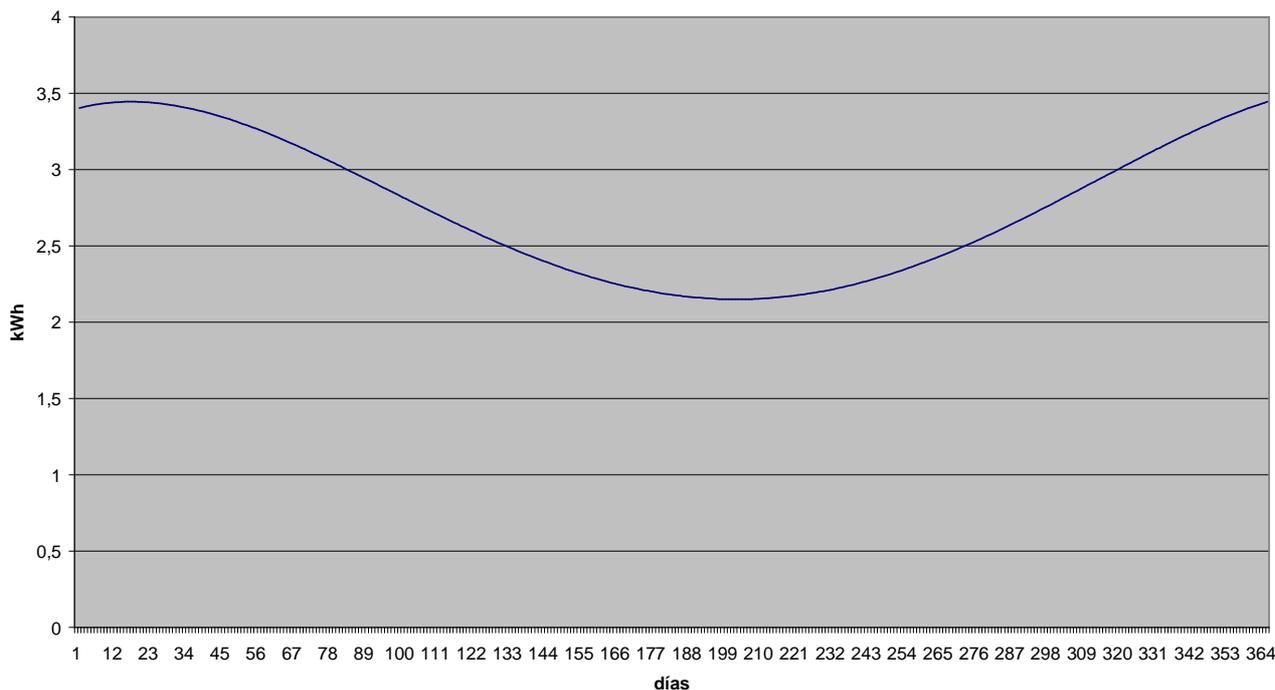


fig 1 Demanda corregida anual por unidad base de 1MWh/año. Elaboración: propia. Fuente: [11]

Se puede apreciar la variación de la demanda eléctrica donde hay un mayor consumo en los meses de invierno. Se ha considerado un medio rural, de clima subtropical con temperaturas suaves a lo largo del año, en las coordenadas 27° 45'N y 111° 10'E situado en Hunan provincia de China. Esta población está compuesta por 500 viviendas incluyendo una escuela, una pequeña consulta médica y varios comercios, de los cuales se ha tomado como referencia un consumo tipo vivienda debido a su bajo global impacto en la demanda.

Para el caso de la demanda horaria se utilizarán las curvas estandarizadas por vivienda, con una potencia demanda sobre base de consumo anual de 1MWh/año. Se han generado cuatro curvas estandarizadas para la unidad base. Fundamentalmente, estas curvas muestran los consumos medios de la una unidad base, se diferencia cuatro curvas para invierno-laboral, invierno-festivo, verano-laboral y verano-festivo. Los valores de estas curvas están basado en el consumo anual, considerando que los fines de semana la demanda es un 20% mayor que en los días laborables, para ver la metodología de cálculo con más detalle ver anexo I. Las curvas estandarizadas son las siguientes:

DEMANDA TIPO PARA UN DÍA MEDIO DE INVIERNO LABORAL

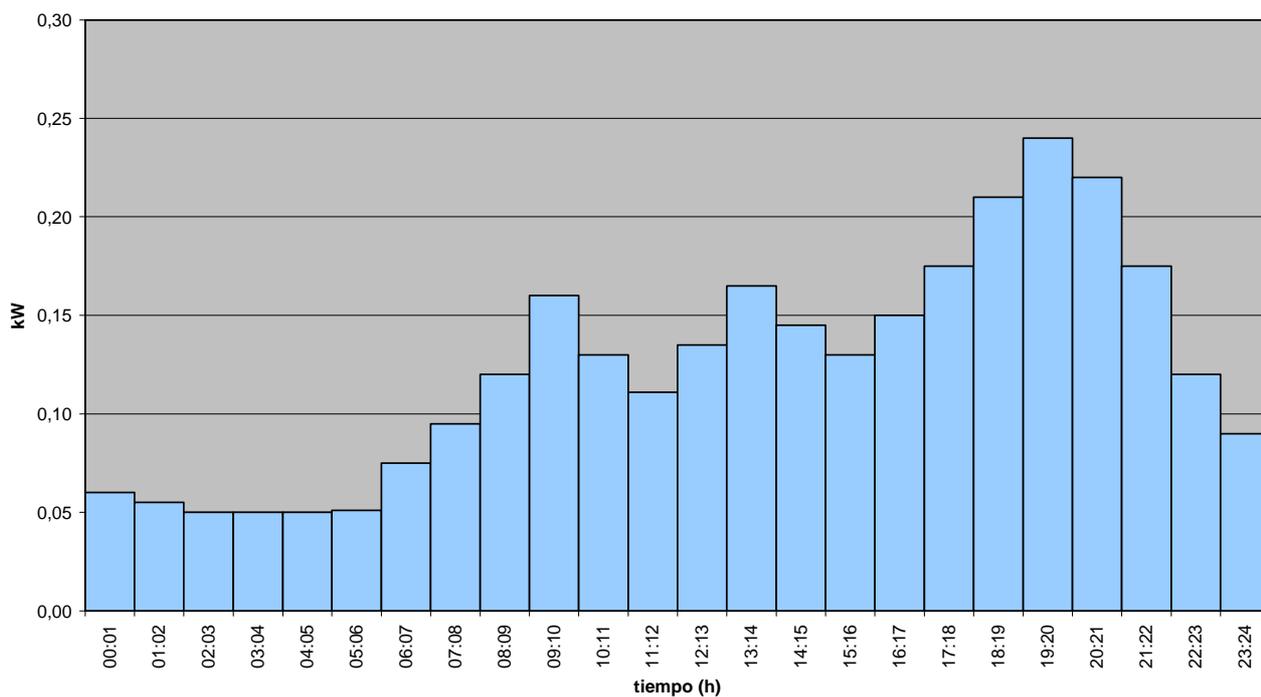


fig 2 Demanda día tipo medio de invierno laboral para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [11]

DEMANDA TIPO PARA UN DÍA MEDIO DE INVIERNO FESTIVO

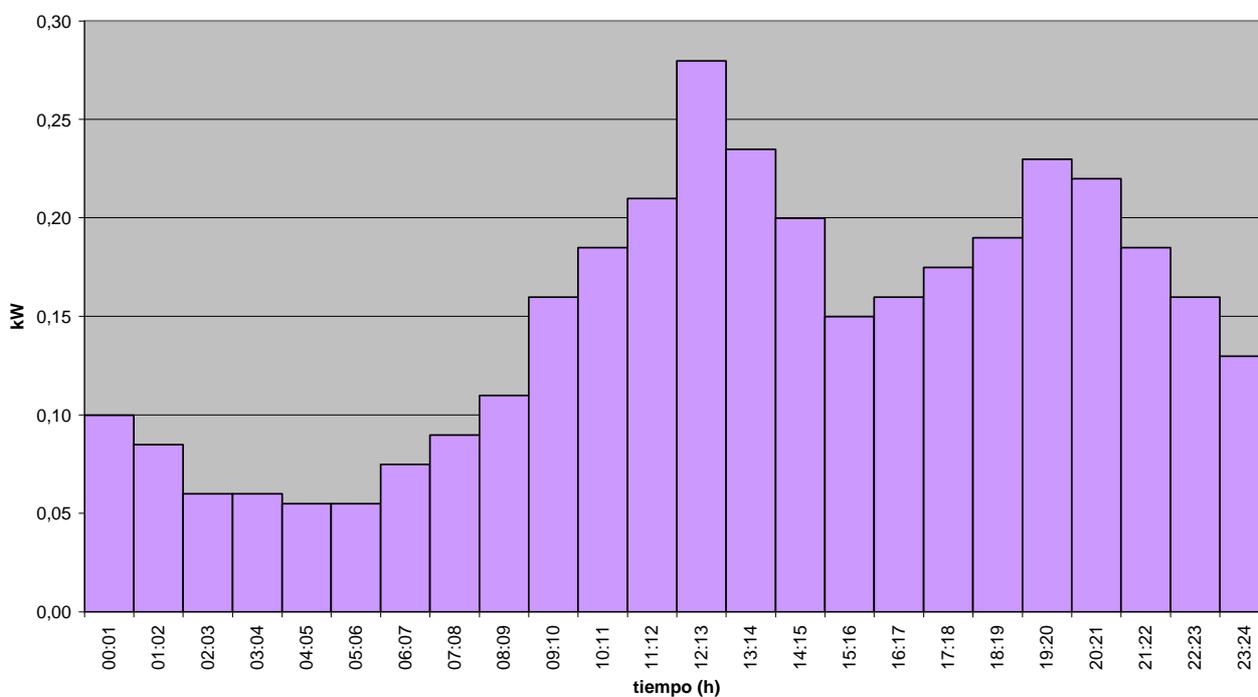


fig 3 Demanda día tipo medio de invierno festivo para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [11]

DEMANDA TIPO PARA UN DÍA MEDIO DE VERANO LABORAL

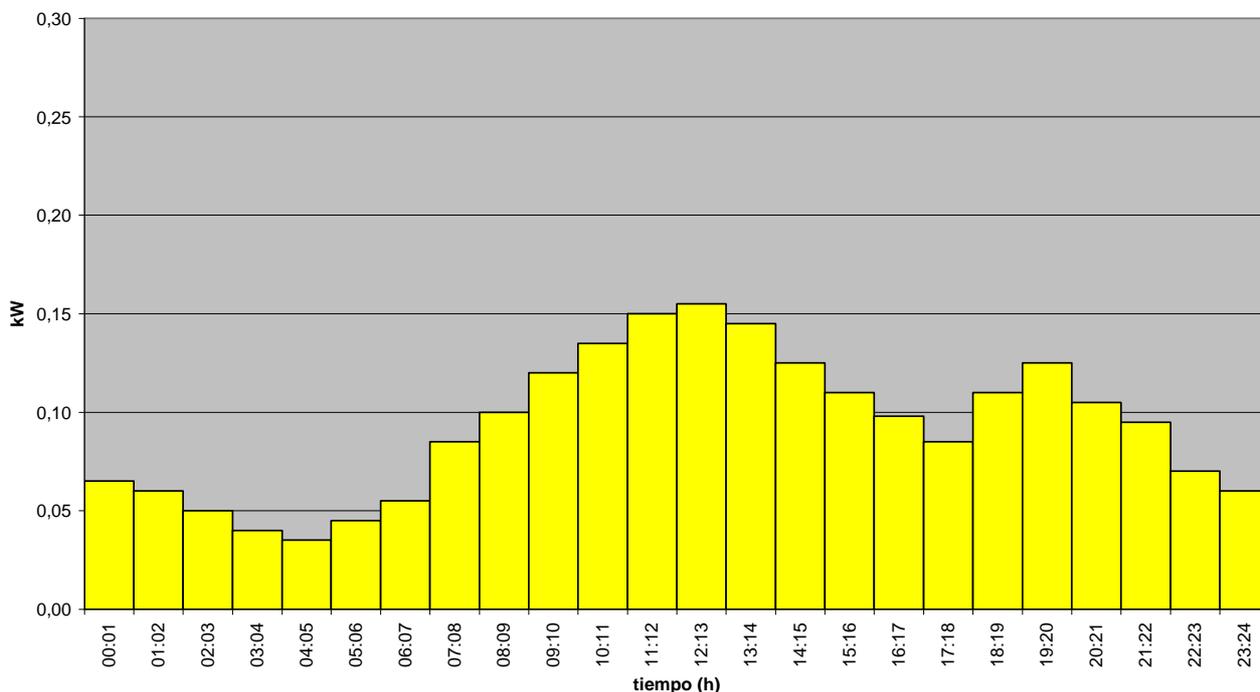


fig 4 Demanda día tipo medio de verano laboral para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1]

DEMANDA TIPO PARA UN DÍA MEDIO DE VERANO FESTIVO

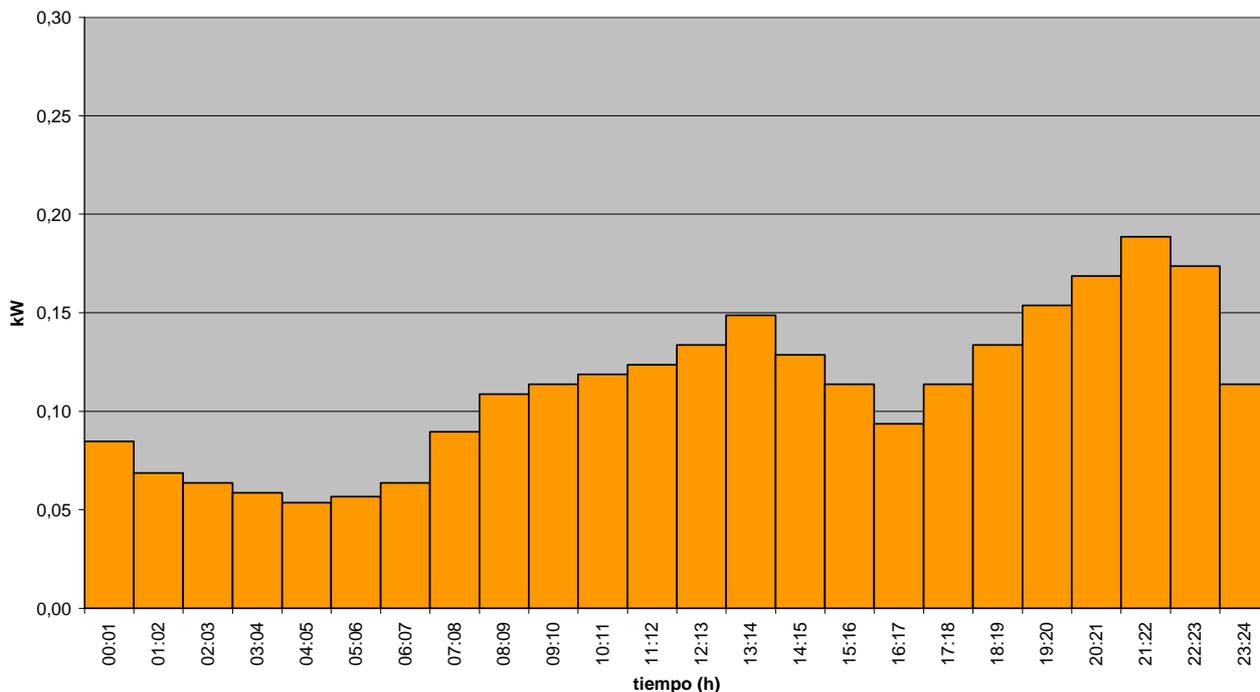


fig 5 Demanda día tipo medio de verano festivo para una unidad base. Elaboración: propia. Fuente: [I1]

Debido a las variaciones de la demanda energética en función del día del año, la curva de demanda individual se puede ajustar dinámicamente mediante el factor de corrección F_d , comentado anteriormente. Los valores numéricos para todos los días del año están el en anexo I.

3 EVALUACIÓN DEL RECURSO

La correcta evaluación de los recursos es especialmente importante en este caso, debido a que el sistema es aislado y por tanto no recibe soporte de la red. Los recursos naturales o la climatología son muy variables, por ello su predicción suele ser complicada y se han de tomar un gran número de muestras para poder aproximar la cantidad de energía primaria que puede ser convertida en electricidad. En consecuencia, generalmente se recurre a técnicas estadísticas que controlan datos como el caudal de un río o la radiación solar en una superficie durante años, generalmente diez, que posteriormente se promedian. En este caso se han considerado un recurso hidráulico tipo y un recurso solar que serán explicados a continuación.

3.1 Recurso hidráulico

Las centrales de aprovechamiento de energía hidráulica pueden definirse como instalaciones mediante las cuales se obtiene la energía contenida en una masa de agua a una cierta altura, convirtiéndola en electricidad mediante el uso de turbinas. Según el emplazamiento se puede diferenciar dos grandes tipos de central hidráulica. Por un lado se encuentran las centrales de tipo fluyente en las que el salto es sensiblemente constante y puede considerarse como tal -como es este caso-. Por otro lado se habla de las centrales con presa donde existe una mayor variación del salto a lo largo del tiempo, dependiendo el salto de la cantidad de agua almacenada. Además de esta clasificación, se debe destacar para este caso la clasificación según potencias. Existen cuatro grupos, graduados de menor a mayor potencia instalada: las centrales microhidráulicas con una potencia inferior a 1 MW; las centrales minihidráulicas, que incluyen a las anteriores y son las centrales con una potencia inferior a 10MW; las centrales de media potencia, comprendidas entre los 10 MW y los 50 MW instalados; y para finalizar, las centrales de gran potencia, con potencias superiores a 50MW.

Principalmente las instalaciones hidráulicas dependen de dos factores: la altura del salto y el caudal turbinable, considerando, en este caso, la evolución temporal de ésta última, ya que el caudal se considera constate. Además se han de considerar las pérdidas por rendimiento de la instalación. Estos parámetros definirán los costes, beneficios y viabilidad, así como el tipo de tecnología a emplear.

3.1.1 Evaluación del recurso hidráulico

El primer paso consiste en la evaluación del recurso hidráulico que se lleva a cabo en dos etapas. En la primera, llamada de prospección, se obtienen los datos hidrológicos del punto o puntos seleccionados para la instalación hidráulica, y así se analizan sus condiciones y características. La segunda etapa es conocida como evaluación y define las condiciones de la instalación como son el

salto bruto y el caudal disponible. A partir de ellas se podría estimar los dos factores elementales de la instalación. Para obtener el potencial energético se consideran dos factores principales: la potencia a instalar y la energía anual producible. Ambos factores dependen del salto, del caudal y de la evolución de éstos al largo de un año. En resumen, en ambas partes se debe tener presente:

- La disponibilidad y variabilidad del recurso hidráulico.
- El tipo de obra civil, requisitos y costes.
- El importe total de la inversión y su viabilidad.
- Los impactos medioambientales.

3.1.2 Caudal

El caudal del río es el factor más variable de toda la instalación y es el resultado de diversos factores tales como la pluviometría de la cuenca y la escorrentía misma. El caudal se define como la cantidad de fluido que pasa por un punto de un río en un tiempo determinado.

Generalmente, se han de tener en cuenta los siguientes caudales.

- Caudal del río (Q_{rio})
- Caudales ecológico (Q_{eco})
- Caudales disponible (Q_{dis})
- Caudal mínimo técnico (Q_{mint})
- Caudal nominal (Q_n)
- Caudal máximo (Q_{max})

Como no se puede turbinar todo el caudal del río porque causaría problemas medioambientales, es obligatorio dejar un Caudal Ecológico (Q_{eco}), que es el mínimo que preserva la vida de la flora y fauna del río y que está generalmente dado para cada río por la Administración competente.

El caudal disponible (Q_{dis}) está definido como la diferencia entre el caudal total del río y el caudal ecológico. Además, es éste el que se considera en los cálculos, así como en este proyecto.

El caudal mínimo técnico (Q_{mint}) indica el caudal mínimo a partir del cual la turbina no puede trabajar de forma efectiva y se para. Este caudal depende de cada tipo de turbina.

El caudal nominal (Q_n) es el caudal de diseño de la instalación y para valores mayores de caudal la turbina no es capaz de admitirlo y lo vierte directamente al río, de modo que su selección es muy importante para conseguir el máximo rendimiento de la instalación, así como una buena relación

coste-rendimiento o beneficio. En el caso de utilizar más de una turbina, se puede conseguir un mayor rendimiento ya que se puede trabajar con diferentes rangos de caudales. Por otro lado, el caudal máximo (Q_{max}) es el valor más elevado registrado; generalmente, no es rentable que sea igual al caudal nominal.

La medición del caudal de un río se realiza en las estaciones de aforo y se calculan los mínimos, máximos y medios diarios y se agrupan y elaboran series temporales por años hidrológicos. Los adecuados tratamientos estadísticos de estas series históricas deben ser lo más largas posibles, considerándose un histórico válido de unos 30 o 40 años, y pudiéndose utilizar como mínimo históricos de 10 años, en este caso ver anexo II, ya que históricos de menor duración no reflejan con garantías el caudal del río. Los aforos se dividen en dos grupos: directo e indirecto. El primero, más común para caudales pequeños, contempla los métodos de medición directa utilizando algún aparato como podría ser un molinete. El segundo en cambio, se utiliza para medir grandes caudales cogiendo el nivel superficial del agua del río para obtener el caudal, usando un limnómetro. Hay que destacar que en todas las siguientes representaciones se ha realizado a partir de caudales disponibles.

A partir del tratamiento de los datos de caudales disponibles utilizados, se debe destacar el hidrograma que representa la variación del caudal –disponible- a lo largo de un año hidráulico del río tipo.

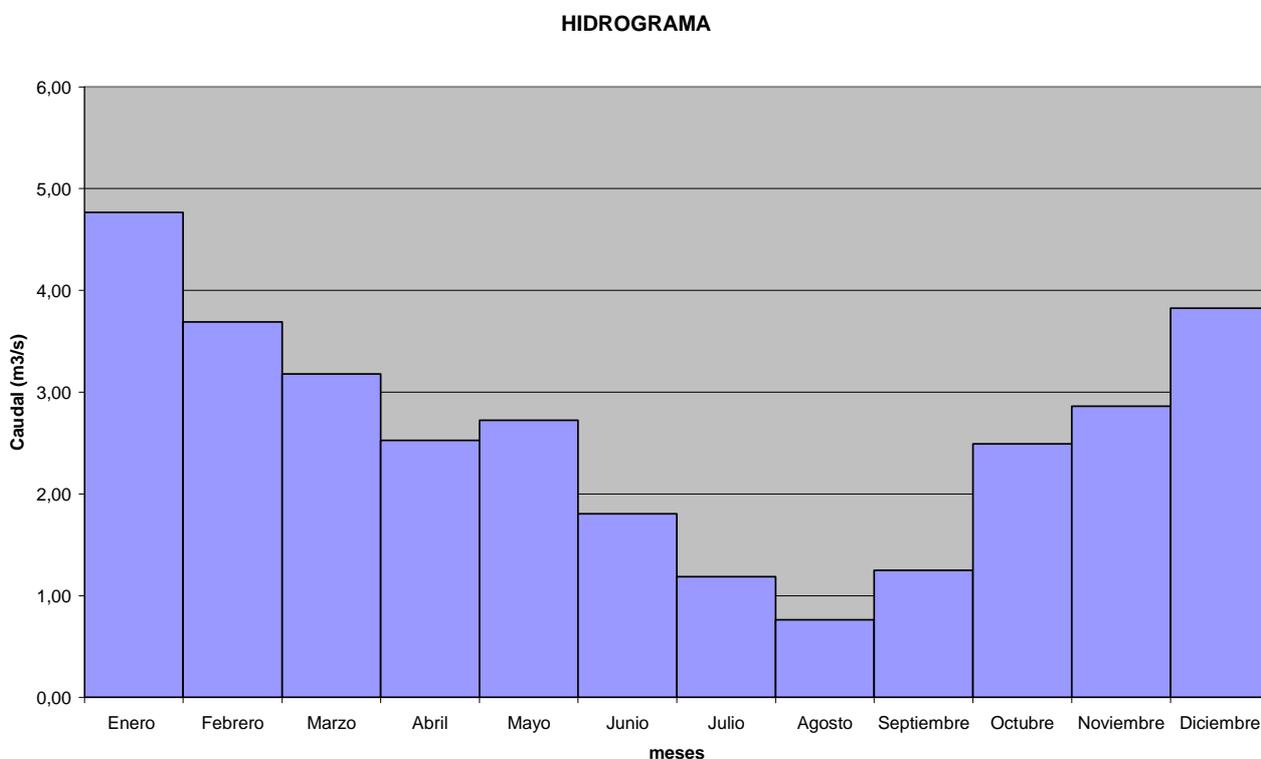


fig 6 Hidrograma río tipo mensual. Elaboración: propia. Fuente: propia

Se puede apreciar fácilmente que los meses de menor caudal son aquellos pertenecientes a la época de verano. Sin embargo, los caudales variables están presentes durante el resto del año, de modo que el río sigue un régimen fluvial. Aparte de estos datos también es interesante ver como varia a lo largo de un año por días.

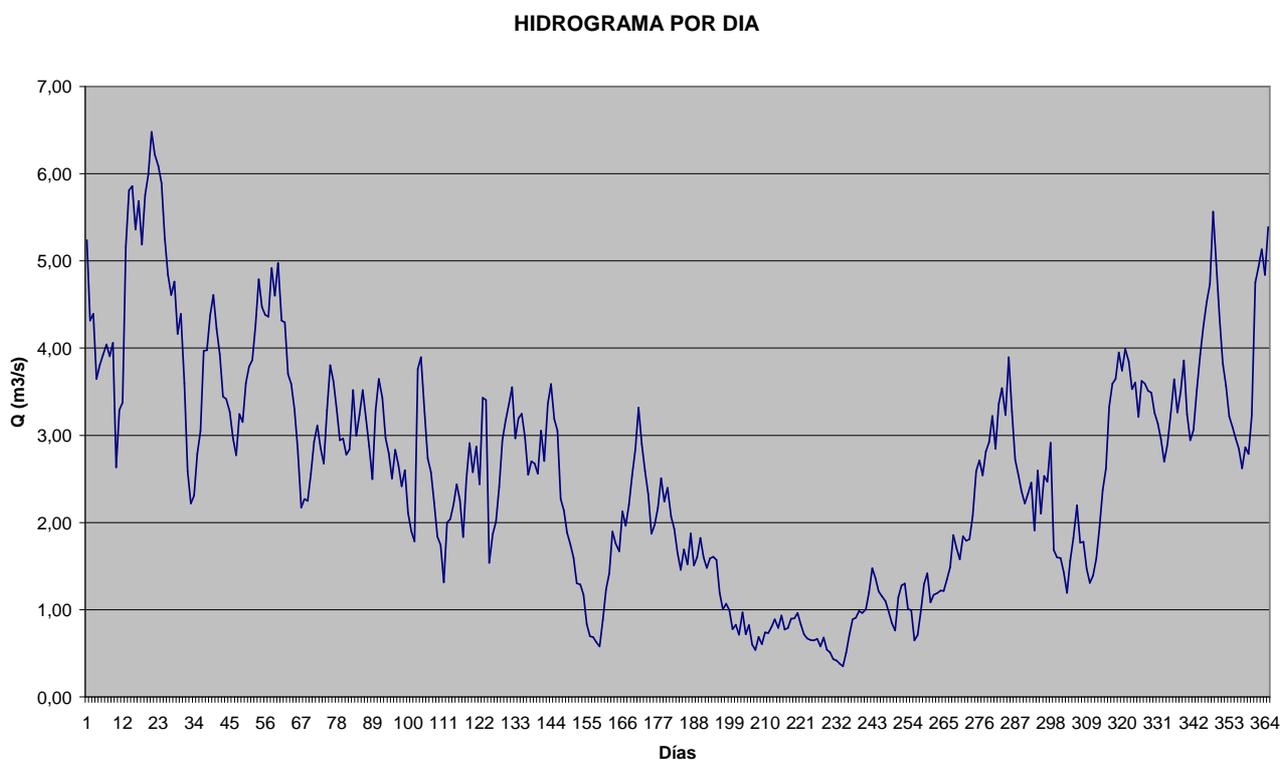


fig 7 Hidrograma río tipo diario. Elaboración: propia. Fuente: propia

Otra representación estadística importante es la curva de caudales clasificados (CCC), la cual nos muestra los caudales medios diarios clasificados según el porcentaje de tiempo para los que el caudal es igual o mayor que un valor determinado. Esto nos sirve para valorar la regularidad de los caudales a lo largo de un año, así como para estimar la potencia a instalar y la energía eléctrica que se podría obtener. La desventaja de la citada curva es que incluye el caudal ecológico, de tal forma que para obtener una mejor aproximación se puede utilizar la curva de caudales disponibles (CCD). A continuación se muestra la curva de caudales del río tipo.

CURVA DE CAUDALES DISPONIBLES

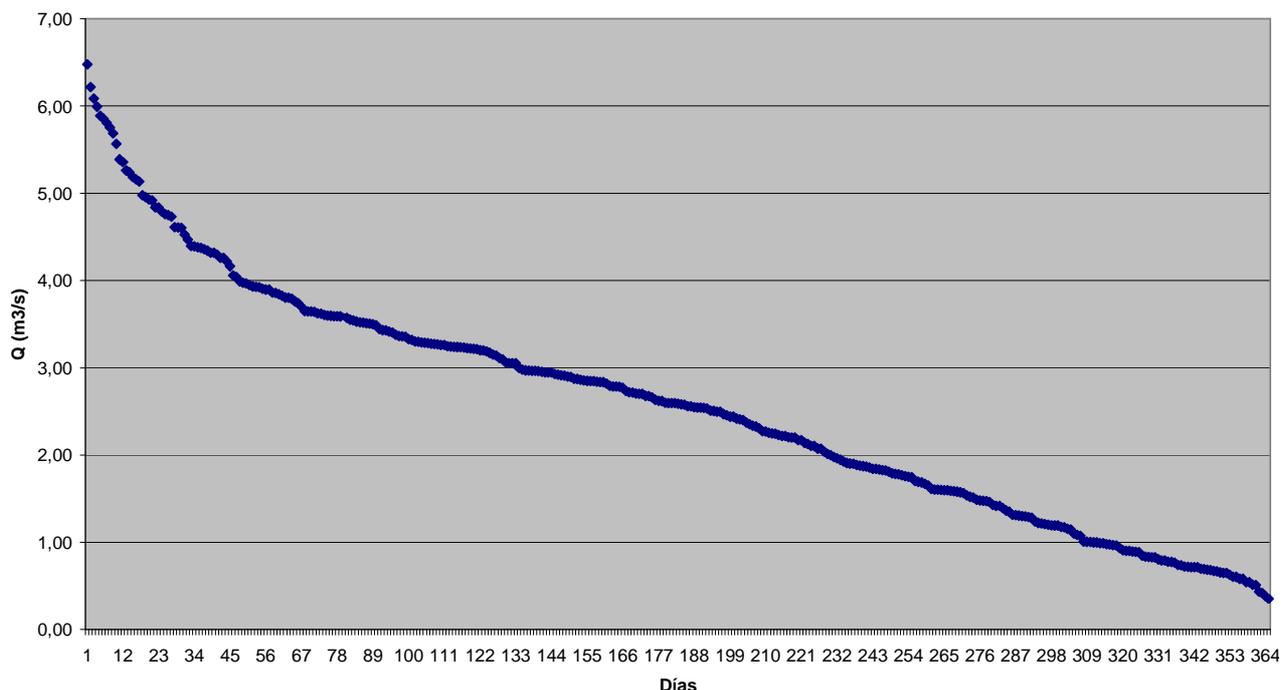


fig 8 Curva de caudales disponibles. Elaboración: propia. Fuente: propia

Esta curva también sirve para obtener el caudal nominal. En este caso el caudal nominal está calculado en el apartado 4.3.3 y depende del tipo de turbina, ya que turbinas con mayor rendimiento a cargas parciales tendrán un mayor caudal nominal que turbinas con bajos rendimientos parciales.

3.1.3 Salto

En este caso y al ser considerado constante, solamente se va a hacer una pequeña introducción sobre el salto de la instalación. El salto debe ser el máximo permitido por el terreno, teniendo en cuenta el impacto ambiental que puede causar y su viabilidad económica. Generalmente existen tres tipos de salto:

- Salto bruto (Hb)
- Salto útil (Hu)
- Salto neto (Hn)

El primero se define como la diferencia de altura existente entre la lámina de agua en la toma y el nivel normal de río en el punto en el que se descarga el caudal turbinado. El salto útil es el desnivel entre la superficie del agua en la cámara de carga y el desnivel de desagüe en la turbina, y el salto neto se entiende como la máxima energía que se puede transformar en trabajo en el eje de la turbina

y es igual al salto bruto menos las pérdidas de carga. Las pérdidas de carga están causadas por la fricción del agua en el canal, con una mayor importancia en la tubería forzada. Estas pérdidas se miden por caídas de presión y se pueden considerar entre un 5% y un 10% del salto bruto.

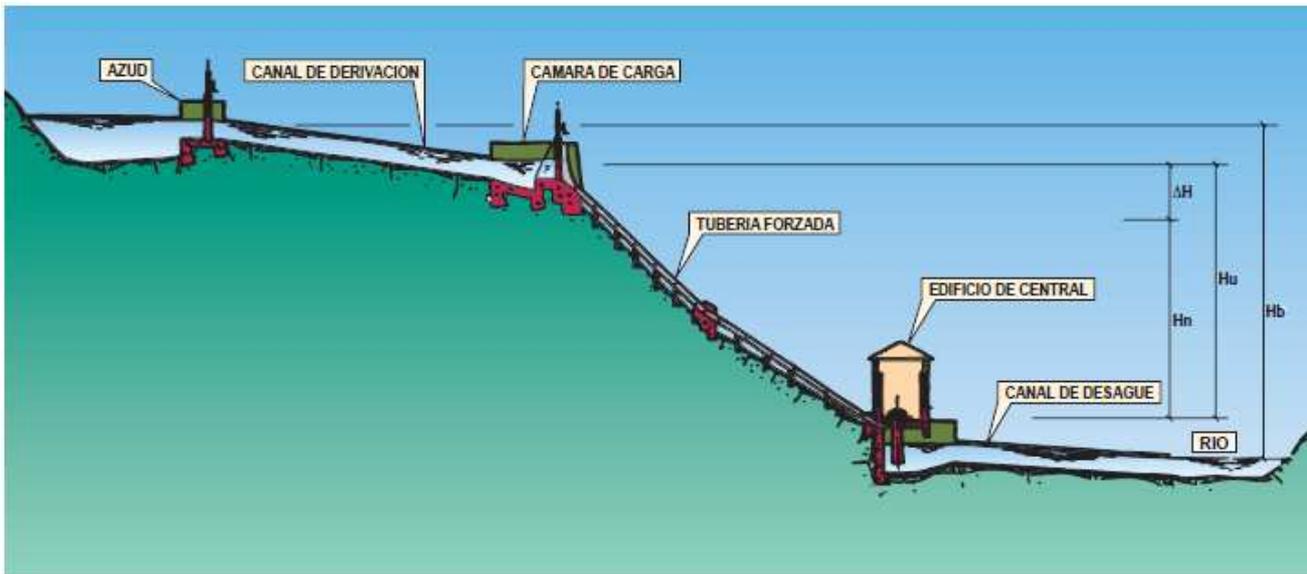


fig 9 Curva de caudales disponibles.. Fuente: [12]

En este proyecto todos los cálculos están realizados con el salto neto, y en caso de necesitar el salto bruto, se podría obtener dividiendo el salto neto por un factor comprendido entre 0,9 y 0,95, ya que en el estudio de viabilidad no está definida al detalle la obra hidráulica. De tal manera que en este caso se considera un salto bruto de 12,97m.

Para la medición de la altura del salto existen varios métodos como puede ser el método de la escala y del nivel. Sin embargo, el de mayor exactitud es el método de levantamientos topográficos. En este caso el salto neto, incluyendo pérdidas de presión, es de 12m.

3.1.4 Emplazamientos de instalaciones hidráulicas

En la práctica, los emplazamientos adecuados para el aprovechamiento de la energía minihidráulica son muy variables. Éstos incluyen desde ubicaciones montañosas donde hay arroyos rápidos hasta tierras llanas con ríos lentos y anchos. En algunos casos, para el uso de esta energía, únicamente se requerirá la renovación de un emplazamiento, antiguo y en desuso, de aprovechamiento de esta energía. En otros casos se necesitará una construcción completamente nueva. Esta sección ilustra las cuatro instalaciones hidráulicas más comunes.

La instalación más habitual estaría formada por un canal derivación, puede existir también un azud pero no es imprescindible, que desvía el fluido hasta la cámara de carga o un pequeño embalse. A partir de aquí se utiliza una tubería forzada que transporta el fluido hasta la turbina.

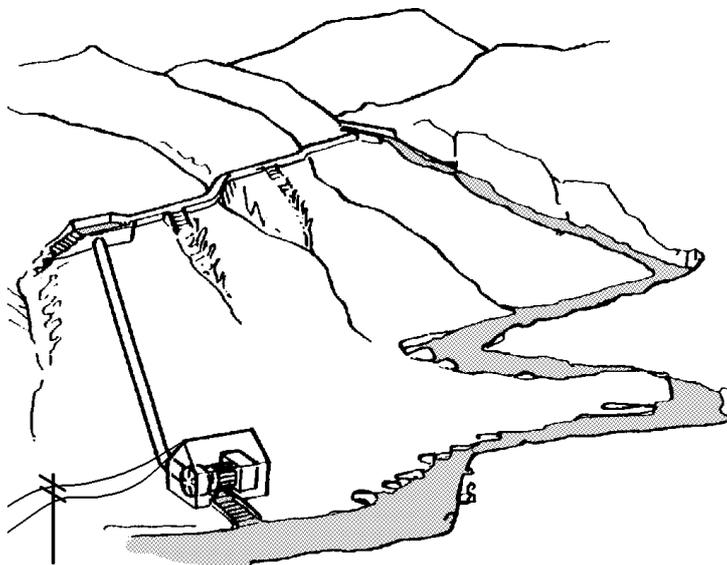


fig 10 Instalación esquemática con canal de derivación, cámara de carga, tubería forzada y turbina. Fuente [13]

Una variación de esta distribución para desniveles medios-altos es utilizar únicamente la tubería forzada y omitir el canal de derivación. Esto sería aplicable donde el terreno haga difícil la construcción del canal, o en una localización de interés ambiental donde la instalación necesite estar escondida, puesto que una tubería forzada enterrada es la única solución aceptable.

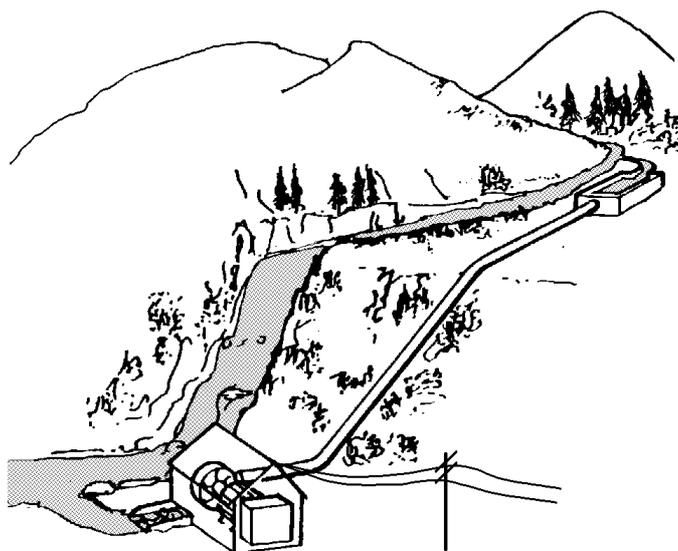


fig 11 Instalación esquemática cámara de carga, tubería forzada y turbina. Fuente [13]

En las zonas con pequeños desniveles se encuentran dos soluciones típicas. Por un lado, cuando el proyecto es una modernización de una instalación antigua, a menudo aún existe un canal de derivación que transporta el agua a una central eléctrica o un molino de agua en desuso. En este caso podría ser útil reutilizar este canal, modificarlo incrementando el salto, o incluso crear una instalación nueva, quedando la instalación únicamente formada por este canal, una toma del agua del río provista de rejilla y sin azud. En este caso es el tipo de instalación a realizar ya que los costes son inferiores y el salto disponible es pequeño.

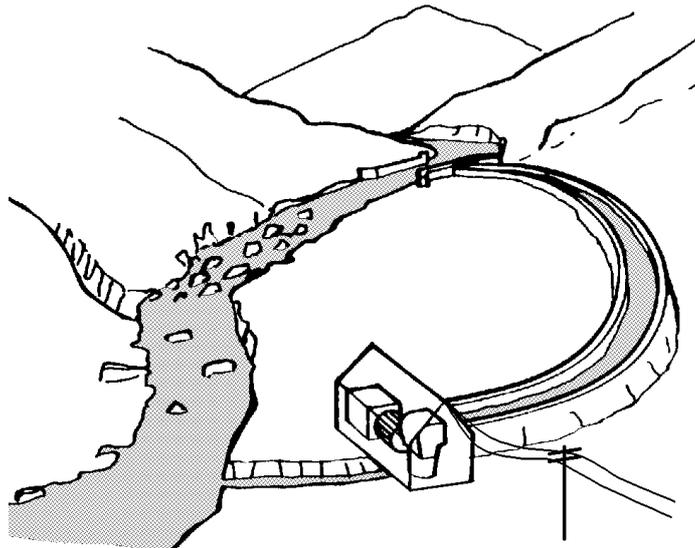


fig 12 Instalación esquemática con canal de derivación y turbina. Fuente [13]

A diferencia de las centrales descritas hasta ahora, que eran de tipo fluyente, se podría desarrollar una instalación con una pequeña presa donde las turbinas estén construidas como parte de la presa o inmediatamente adyacente. En este caso no se requiere canal de derivación pero sí tubería forzada. Esta configuración tiene ventajas en cuanto a control de la energía generada y pueden almacenar agua pero sus costes son más elevados.

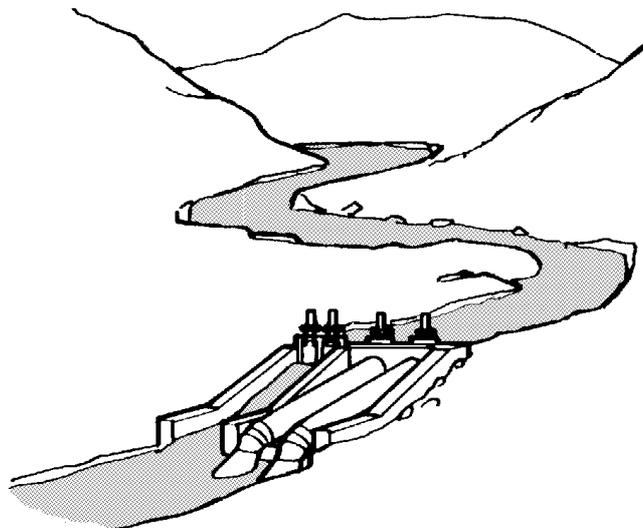


fig 13 Instalación esquemática con presa regulable y turbina. Fuente [13]

Una última opción para la ubicación de una miniturbina es en el flujo de salida de las plantas de tratamiento de agua o en las estaciones depuradoras. Esta aplicación está creciendo recientemente en popularidad.

3.1.5 Tipos de turbina

La turbina es elemento más importante en las centrales hidráulicas, tanto a pequeña como a gran escala. En ésta se desarrolla la transformación de la energía hidráulica -energía potencial y cinética que tiene el agua- en energía de rotación en la turbina que acoplada a un alternador se convierte en energía eléctrica. Los elementos de las turbinas hidráulicas pueden variar según el tipo, aunque generalmente están formadas por los siguientes componentes:

- Componente de alimentación: como su nombre indica este elemento permite la entrada del agua a la turbina, principalmente hay dos tipos de tubería a presión -flujo a presión- o canal de derivación -flujo de lámina libre-.
- Caja espiral: este componente transforma parte de la altura de presión en altura de velocidad.
- Distribuidor: dirige el flujo hacia los alabes del rodete actuando como una tobera.
- Rodete: en esta parte es donde se convierte la energía del agua en energía cinética de rotación y posteriormente en eléctrica.
- Tubo de aspiración o descarga: como su nombre indica actúa como desagüe y origina una depresión en la salida del rodete.

Las turbinas se pueden clasificar en diferentes grupos, pero en cuanto a su funcionamiento se dividen en dos grupos: de acción y de reacción.

3.1.5.1 Acción

Son aquellas que aprovechan únicamente la velocidad, o la energía cinética, del flujo de agua para hacerlas rotar. El tipo más utilizado es la turbina Pelton, aunque existen otros como la Turgo o la turbina de flujo cruzado, también conocida por turbina Ossberger o Banki-Michell. Estas están diferenciadas en su estructura, rendimiento y uso.

Las turbinas Pelton son aquellas de acción más utilizadas, apropiadas para grandes saltos (más de 200 m) con caudales relativamente pequeños (< 10 m³/s). Esta turbina consiste en una rueda con varias cazoletas sobre su perímetro. Se acciona mediante un chorro de agua a alta velocidad que está dirigido tangencialmente hacia estas cazoletas. Éste puede ser producido por una o incluso seis tuberías de distribución -un chorro por cada tobera- y sus respectivas válvulas de agujas que

controlan el caudal. Además de esto, suelen estar dotadas de un deflector, con la intención de que en caso de parada de emergencia se pueda desviar el chorro de las cazoletas y no se tenga que cerrar bruscamente la válvula de aguja, evitando así golpes de presión en la tubería forzada. Una vez el chorro ha impactado con cada cazoleta es partido por la mitad, cada parte resultante es girada casi 180°, y posteriormente el agua es descargada. Casi toda la energía del agua es usada para propulsar la turbina y después de esto el agua turbinada desviada cae al canal de salida. Estas turbinas tienen un bajo coste de mantenimiento y una alta disponibilidad, se utilizan en saltos de gran altura y su rendimiento es elevado a más del 90% en condiciones nominales.

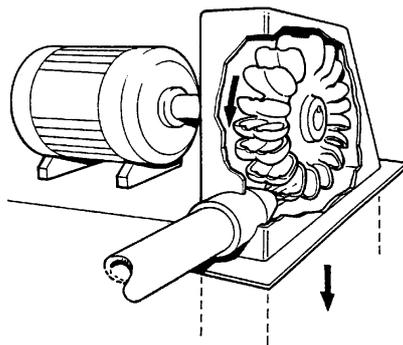


fig 14 Representación de una turbina Pelton. Fuente: [13]

- Algunos fabricantes de turbinas Pelton: Tamanini, Ossberger, EFG-turbinenbau, WKV-AG, Andritz, Tellhow Sci-Tech.

La turbina Turgo es parecida a la Pelton pero sus álabes o cazoletas tienen una forma distinta y están colocadas para que el chorro de agua impacte con el plano de éstas a un ángulo, típicamente de 20°, de tal modo que el agua entre por un lado del disco y salga por el otro, ver la siguiente imagen fig 15. En consecuencia, una turbina Turgo puede tener unos álabes de diámetro más pequeño que una Pelton con una potencia equivalente. Además se elimina la multiplicadora y se abaratan los costes de instalación. Estas turbinas son apropiadas para alturas comprendidas entre 50m y 200m y caudales inferiores a 10m³/s.

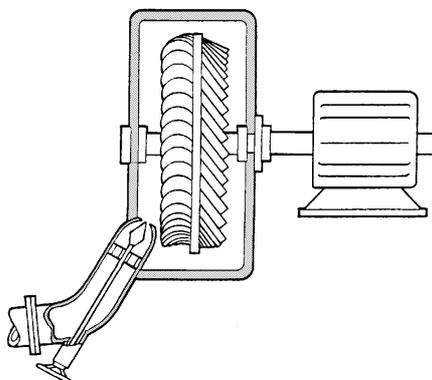


fig 15 Representación de una turbina Turgo. Fuente: [13]

- Algunos fabricantes de turbinas Turgo: WKV-AG, Tellhow Sci-Tech.

La turbina de flujo cruzado, “crossflow” o Ossberger, está compuesta principalmente por un inyector y un rodete cilíndrico con múltiples palas en los extremos. Un chorro de agua entra orientado por el distribuidor del inyector hacia las palas del rodete, generando un primer impulso. Cuando este caudal ya ha atravesado el interior del rodete proporciona un segundo impulso al salir y cae por el tubo de desagüe. La forma de las palas es tal que cada vez que pasa por la periferia del rotor el agua transfiere una parte de su momento, antes de caerse con poca energía residual. Este tipo de turbinas tiene un campo de aplicación muy amplio, con saltos muy variables desde 3m hasta 200m y caudales comprendidos entre 0,05 m³/s y 10 m³/s.

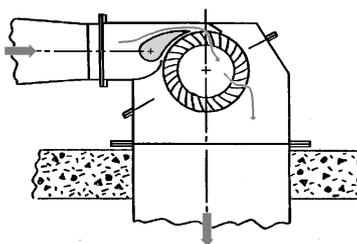


fig 16 Representación de una turbina de flujo cruzado. Fuente: [13]

- Algunos fabricantes de turbinas de Flujo cruzado: Ossberger, WKV-AG.

3.1.5.2 Reacción

En una turbina de acción la presión del agua se convierte primero en energía cinética. En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

Las turbinas de reacción explotan tanto la presión como la velocidad del flujo del agua generando las fuerzas que propulsan las palas y transformando la energía generada por la presión del agua, y la energía cinética de ésta, en energía de rotación en el eje que acoplado a un alternado genera también energía eléctrica. Se diferencia de las turbinas de acción porque tienen una o varias palas, que siempre están dentro del fluido.

Además, tienen un difusor divergente conocido como tubo de aspiración o descarga. Este convierte la energía cinética en energía de presión, aumentando la diferencia de presión entre la entrada y la salida del rodete. Se pueden diferenciar dos tipos: Kaplan y Francis.

Las turbinas Kaplan son parecidas en principio a la turbina de un barco, pero funcionando al revés. Existe diferentes configuraciones de esta turbina –horizontal, inclinado o vertical-. Una característica importante en todas ellas es que, para un buen rendimiento, el agua necesita arremolinarse antes de impactar con las palas de la turbina. Con buen diseño, el remolino generado es absorbido por las hélices y el agua que sale fluye directamente por el tubo de descarga. En este caso la regulación de

la turbina se produce principalmente en los álabes del rodete ya que los distribuidores pueden ser fijos, diferenciándose así varios tipos de turbina Kaplan. Por ejemplo, si ambos elementos son regulables se conoce como turbina Kaplan, mientras que si únicamente lo son los del rodete es una semi-Kaplan. Estas turbinas son apropiadas para saltos pequeños de 2m a 20m y caudales muy variables, teniendo un buen rendimiento para cargas parciales.

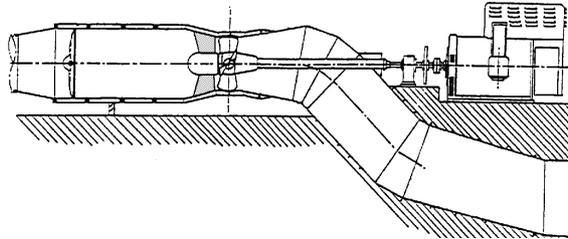


fig 17 Representación de una turbina Kaplan de de eje horizontal. Fuente: [13]

- Algunos fabricantes de turbinas Kaplan: Tamanini, Ossberger, Andritz, Tellhow Sci-Tech.

Por último se encuentran las turbinas Francis que se adaptan muy bien a saltos comprendidos entre 10m y 250m y caudales pequeños inferiores a 10m³/s. Esta turbina funciona al incidir el agua sobre el rodete en dirección radial atravesándolo y siendo descargada en paralelo al eje de rotación en dirección axial. Se caracterizan por rendimientos superiores al 90% en condiciones nominales, aunque inferiores que las Kaplan en cuanto a cargas parciales.

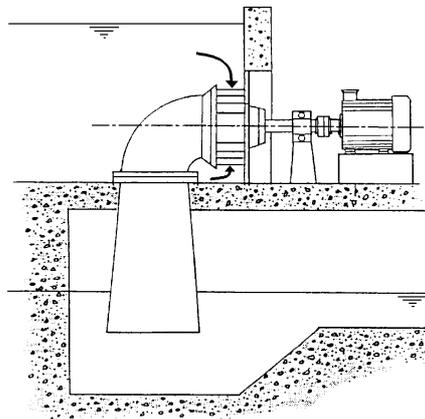


fig 18 Representación de una turbina Francis, alimentada por canal abierto. Fuente: [13]

- Algunos fabricantes de turbinas Francis: Tamanini, WKV-AG, Andritz, Tellhow Sci-Tech.

3.1.6 Potencia y energía eléctrica

En el caso de la energía eléctrica se deben tener en cuenta dos puntos importantes: la potencia a instalar o la potencia nominal y la energía obtenible de la instalación. Pero antes de entrar en más detalle se van a definir los siguientes puntos:

- Potencia bruta
- Potencia neta

La potencia bruta, que es la potencia que se podría extraer si todo fuese ideal, no tiene en cuenta las pérdidas y viene definida por la siguiente formula.

$$P_{bruta} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_b$$

Donde,

Pbruta, Potencia bruta, kW

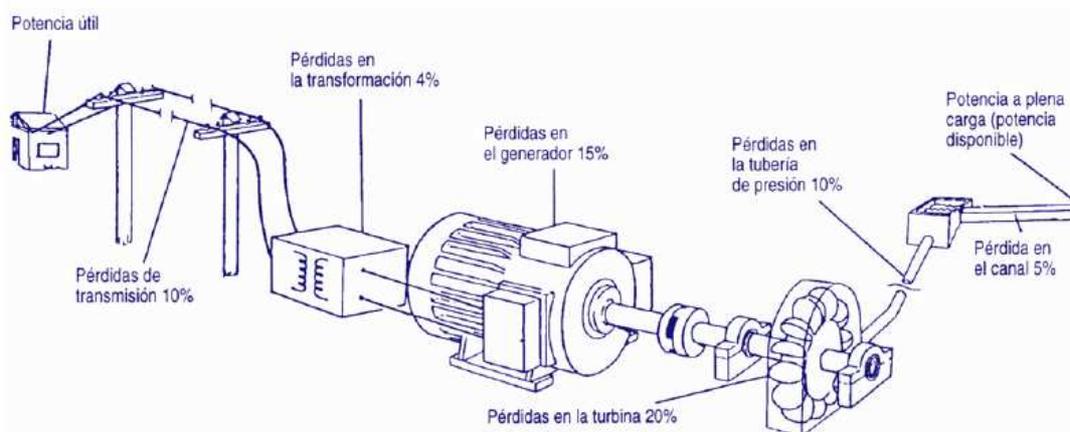
ρ , Densidad del agua, en Kg/m³, igual a 1000 kg/m³

g, Gravedad igual a 9,81 m²/s.

Q, Caudal turbinable, m³/h.

H_b, Salto bruto, en m.

La potencia neta, es la potencia que considera todas las pérdidas de la instalación, incluyendo todos los procesos que conducen a la obtención de la electricidad en el punto de consumo. La potencia neta generalmente ronda entre un 50% y un 65% de la potencia bruta.



$$\text{Potencia útil} = \eta_{obra\ civil} \cdot \eta_{tuberia} \cdot \eta_{turbina} \cdot \eta_{generador} \cdot \eta_{transformador} \cdot \eta_{linea} \cdot \text{Potencia disponible}$$

fig 19 Representación esquemática de los rendimientos de una instalación hidráulica. Fuente: [14]

Los rendimientos de esta instalación, entre paréntesis se muestran los habituales, son los siguientes:

- Rendimiento obra civil: (0,9 ÷ 0,95) → 0,9
- Rendimiento tubería: (0,85 ÷ 0,9) → 1
- Rendimiento turbina: (0,85 ÷ 0,9) → 0,84
- Rendimiento generador: (0,9 ÷ 0,95) → 0,9
- Rendimiento transformador : (0,95 ÷ 0,97) → 0,96
- Rendimiento línea (0,9 ÷ 0,92) → 0,9

En el caso que nos ocupa, se ha considerado para los cálculos un rendimiento total del 58,8%, ya que debido a la característica de la instalación, como son que no se considera una tubería forzada, solo se utiliza un transformador a la entrada del pueblo, la distancia entre la instalación y los consumidores no es elevada, el resultado es un rendimiento medio, comprendido entre un 50% y un 65%. Para tener mas detalle de la potencia de la que se va a hacer uso hay que tomar en cuenta la potencia neta o útil, que viene dada por:

$$P_{neta} = \eta_t \cdot P_{bruta} \rightarrow P_{neta} = \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n$$

Donde,

Pneta, Potencia neta, kW

η_t , Rendimiento total de la instalación.

Hn, Salto neto, en m.

Además de la potencia neta y la bruta, se puede hablar de potencia nominal o instalada. En esta parte se debe tener especial cuidado, debido a que la elección debe estar basada en criterios de optimización energética y económica. Para cumplir con los criterios de diseño se debe seleccionar un caudal nominal, a partir de la curva de caudales disponibles, con el cual se obtenga la mayor generación eléctrica anual. La potencia nominal está definida por la siguiente ecuación:

$$P_n = \eta_{turb} \cdot \rho \cdot g \cdot Q_n \cdot H_n$$

Donde,

Pn, Potencia nominal, kW

η_{turb} , Rendimiento de la turbina

Una vez se ha diferenciado entre potencia bruta, neta y nominal se pasa a definir la energía eléctrica producida, definida como la potencia media generada durante un periodo de tiempo dado, generalmente un año, que viene indicada por la siguiente ecuación:

$$E = \eta_t \cdot \rho \cdot g \cdot Q_m \cdot H_n \cdot T$$

Donde,

E, Energía eléctrica, kWh.

η_t , Rendimiento total de la instalación.

ρ , Densidad del agua, en Kg/m³, igual a 1000 kg/m³.

g, Gravedad igual a 9,81 m/s².

Q_m, Caudal turbinable medio, m³/h.

H_n, Salto neto.

T, tiempo, en h.

3.2 Recurso Solar

El Sol es una fuente renovable de energía inagotable a escala humana con la que se puede cubrir gran parte de necesidades energéticas mundiales. Además, el Sol es vital para la vida en la tierra, ya que la radiación que emite determina la temperatura en la superficie terrestre y la mayor parte de la energía utilizada por los seres vivos proviene de dicho astro. La energía solar se genera mediante la fusión de los átomos de hidrógeno que se convierten en helio y una parte de la masa de hidrógeno se convierte energía. Esta reacción se produce en el núcleo solar, y debido a la gran distancia entre el sol y la tierra, únicamente llega una pequeña porción de dicha energía a la superficie terrestre, (10·10¹⁸ kWh/a). Esta “pequeña” cantidad de energía es equivalente a 10.000 veces el consumo energético anual en la tierra, lo que significa que solamente con el 0,01 por ciento de la energía solar que llega a la superficie terrestre se cubriría todo el consumo energético durante un año.

3.2.1 Distribución de la energía solar

La atmósfera terrestre recibe en el exterior una radiación media de 1367 W/m², conocida como constante solar. La radiación solar, al atravesar la atmósfera se ve reducida, ya que es reflejada por las nubes, absorbida por las moléculas de los gases y dispersada por los aerosoles. La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está dividida en dos grupos: radiación directa y radiación difusa. La primera incide sobre la superficie directamente del sol mientras que la segunda ha sido afectada por alguno de los efectos anteriores (reflexión, absorción o dispersión). Tanto la radiación solar directa como la indirecta pueden sufrir grandes variaciones tanto en proporción como en

potencia, según las condiciones climatológicas y la hora solar. La suma de ambas se conoce como radiación solar aprovechable.

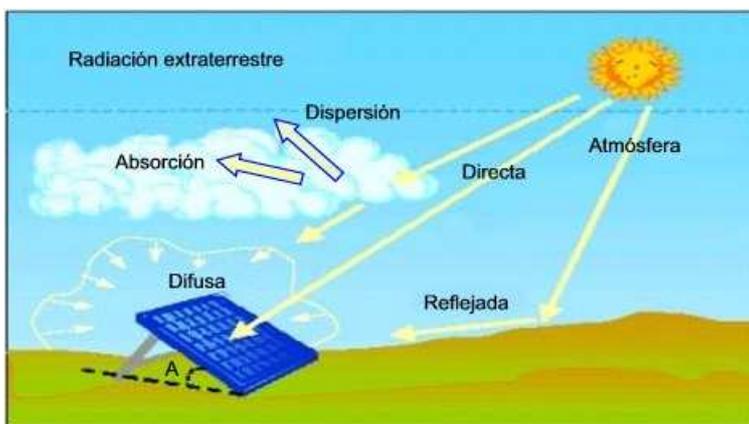


fig 20 Representación esquemática de los rayos solares en la atmósfera terrestre. Fuente: [I5]

Al final, la radiación que llega al nivel del mar es menor, con un valor máximo de 1000W/m^2 y con unas longitudes de onda de entre $0,3$ y $3\mu\text{m}$. De tal manera que el espectro solar de la radiación extraterrestre y terrestre quedaría con la siguiente forma:

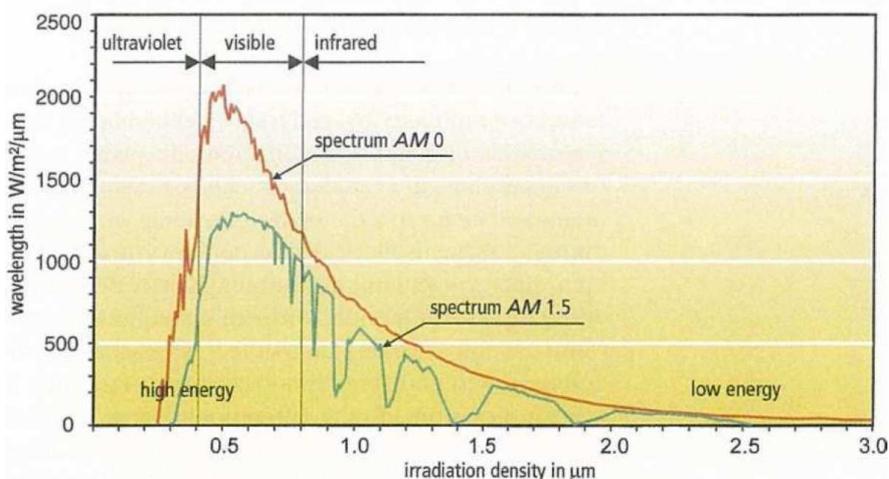


fig 21 Representación del espectro solar. Fuente: [I6]

Se puede ver que el espectro solar AM 0 es el valor de la radiación solar en el espacio, mientras que el AM 1,5 representa la radiación en la superficie de la tierra con un factor de masa 1,5. Este factor de masa es el usado habitualmente y representa una altura solar al mediodía de $41,8^\circ$, tal y como se muestra en la siguiente figura.

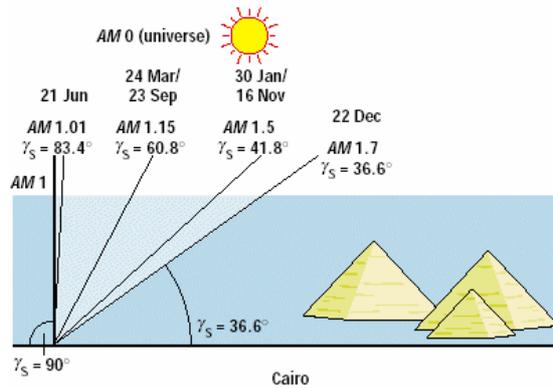


fig 22 Representación de varias altura solar al mediodía en el Cairo y sus respectivos factores de masa. Fuente: [17]

Aparte de la radiación solar también se debe tener en cuenta la irradiancia y irradiación. La irradiancia viene definida como potencia por unidad de superficie (kW/m^2), mientras que por irradiación se entiende la energía por unidad de superficie (kWh/m^2).

La radiación solar no se distribuye homogéneamente por todo el planeta sino que varía según el movimiento de traslación y rotación de la Tierra, modificando así la duración y el ángulo de incidencia de ésta. De ello se deriva el hecho de que en las zonas tropicales se consiga una mayor distribución de la energía y vaya disminuyendo al avanzar hacia los polos, como muestra la siguiente figura sobre diferentes niveles de irradiación:

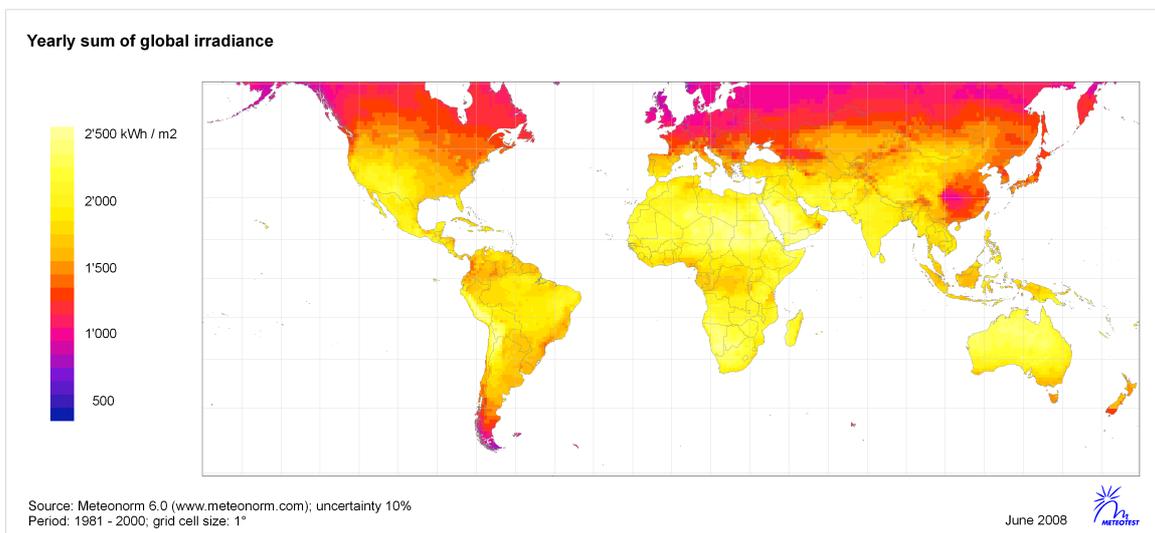


fig 23 Distribución anual irradiación solar en kWh/m^2 en el mundo. Fuente: [18]

Se puede apreciar que para zonas con un color amarillo claro la irradiación es mayor. Éstas se encuentran entre los trópicos. Esta distribución es importante ya que la aportación de la energía solar

para una misma área varía, obteniéndose mejores resultados en zonas con una mayor irradiación. Por otro lado, es interesante para estas zonas la generación de electricidad mediante energía solar, produciendo y consumiendo electricidad en el mismo punto, reduciendo así las pérdidas producidas en el transporte y la dependencia energética o al menos parte de esta.

La información sobre los valores de la radiación solar que inciden en la superficie de la Tierra, son más fáciles de obtener que los de los recursos hídricos, ya que hay programas informáticos o tablas a los que el acceso es fácil, de manera que la obtención de datos se hace más sencilla. Algunos ejemplos serían el programa gratuito de simulación de sistemas energéticos HOMER o diversos Atlas de Radiación Solar o algunas paginas Web, como <http://eosweb.larc.nasa.gov/> , que son gratuitas desde Internet.

El principal problema en la evaluación de este recurso viene dado por la variabilidad de la situación climatológica. Pero a parte de la inestabilidad atmosférica, el flujo solar también varía según:

- Latitud: el ángulo de incidencia debe ser lo más perpendicular posible al sistema de aprovechamiento para conseguir una mayor energía, y varía temporalmente.
- La hora del día, las estaciones y el número de horas solares por día.

En este caso, y según las coordenadas de la instalación, los recursos solares, son los indicados en la siguientes figura fig 24, incluyendo el índice de claridad que es un factor que indica la “transparencia” de la atmósfera ayudando a estimar la radiación sobre la superficie, ya que relaciona la radiación global (difusa+directa+global) con la radiación extra-atmosférica.

Media mensual de la radiación incidente en la superficie terrestre sin inclinación

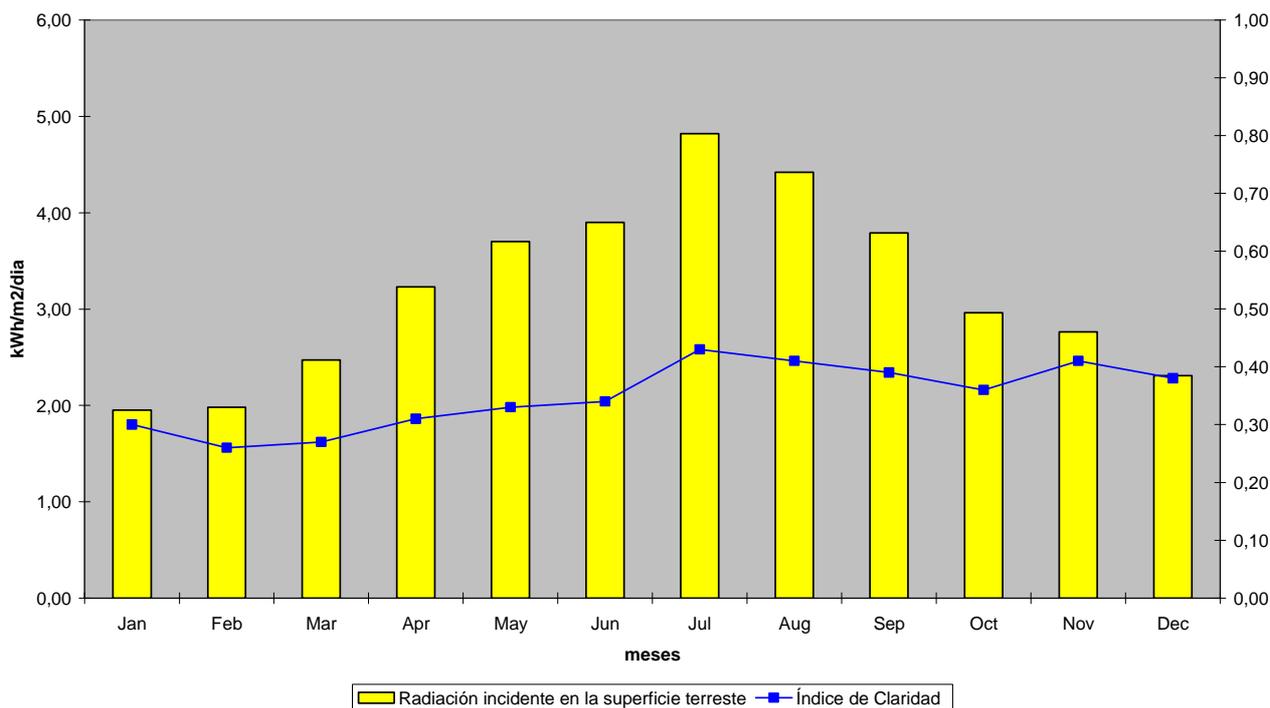


fig 24 Representación de la media mensual de la radiación incidente y el índice de claridad en la superficie terrestre plana.
Localización: 27°45' N 111° 11' E Elaboración: propia. Fuente: [19]

Un factor a destacar es el concepto de horas solares pico (PSH), el cual es usado para representar el número de horas que se recibirían 1000 Wh/m². Por ejemplo, considerando un día medio de Enero – en esta localización- se da una radiación de 1,95 kWh/m²/día o, lo que es lo mismo, 1,95 horas en las que hay 1000 Wh en una superficie de 1m², a pesar que se reciben 10,6 horas solares de media en el mes mencionado. Así, si se colocase un módulo fotovoltaico de 20W, se generaría una energía de 0,02·1'95 aproximadamente, igual a 40Wh/m²/día, sin considerar rendimientos, y a una temperatura constante de 25°C.

3.2.2 Tecnologías

Generalmente se diferencian dos grandes grupos tecnológicos para el aprovechamiento de energía solar: la captación solar térmica y la captación de fotones. En el siguiente esquema se pueden apreciar dichos grupos con sus respectivos principales usos y tecnologías solares.

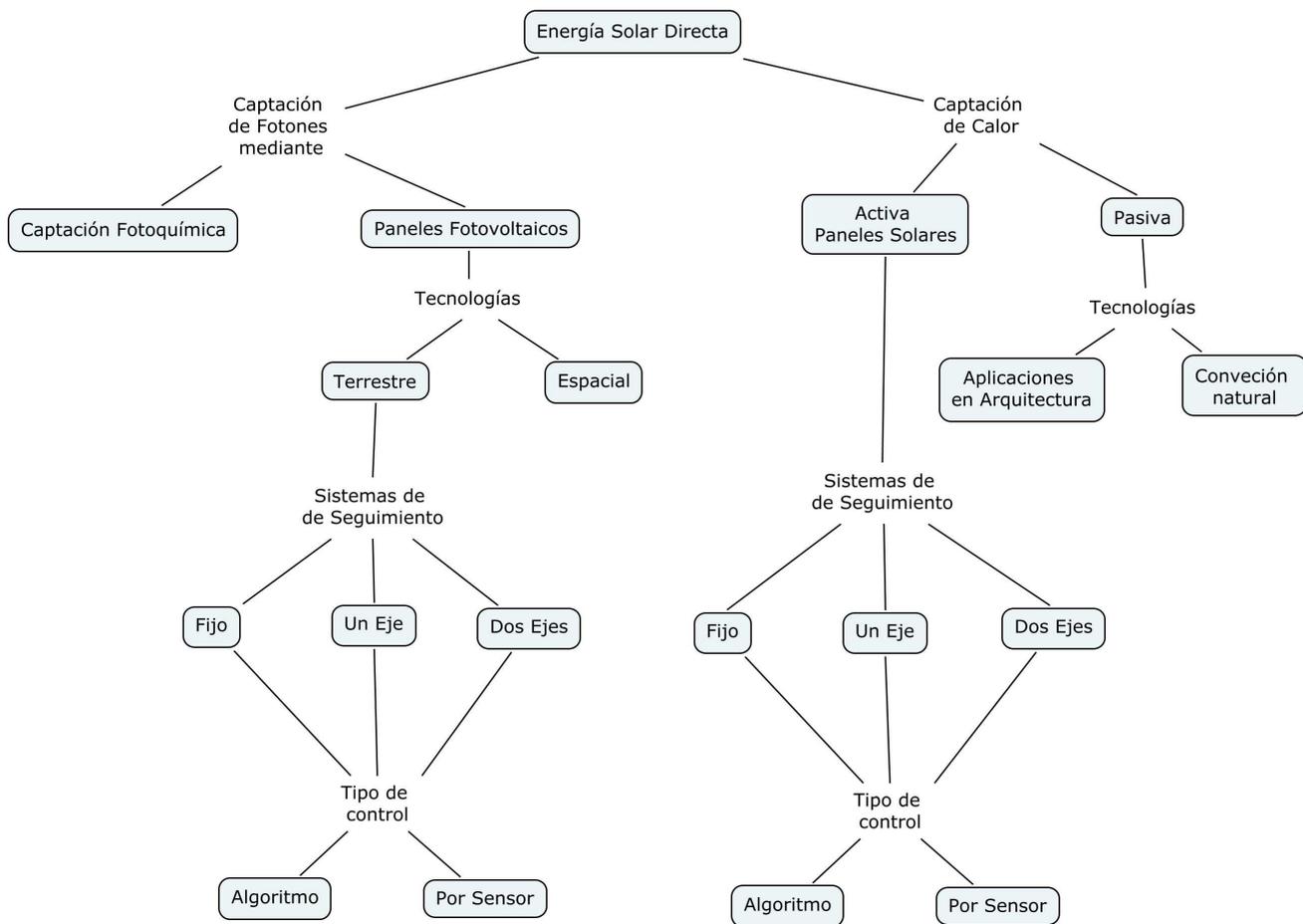


fig 25 Esquema de las actuales tecnologías solares. Elaboración: propia. Fuente: [10]

Por un lado tenemos el uso de la energía solar térmica, normalmente utilizada a bajas temperaturas para la generación de agua caliente sanitaria. Aunque la energía solar térmica también puede ser utilizada a altas temperaturas para generar vapor y así producir electricidad mediante una turbina, a pesar de esto y con el objetivo de generar electricidad, es habitual el uso de paneles fotovoltaicos utilizando la otra mayor vía de aprovechamiento de la energía solar, es decir, mediante el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por Edmond Becquerel en 1839. No obstante, los módulos fotovoltaicos no fueron creados hasta mediados de los años 70', cuando debido a la situación política global -crisis del petróleo- se incrementó la investigación en este ámbito.

El efecto fotovoltaico está basado en la transformación de los fotones de la luz solar a energía eléctrica. El proceso es llevado a cabo por paneles fotovoltaicos siguiendo este esquema básico:

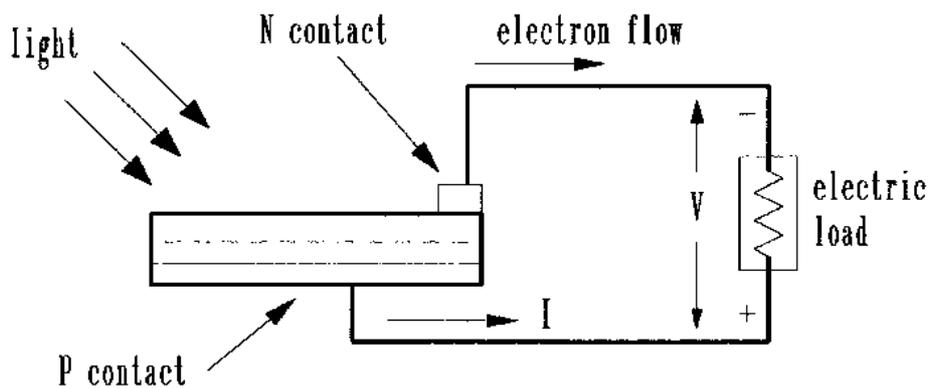


fig 26 Esquema de un panel fotovoltaico. Fuente: [111]

Los paneles fotovoltaicos son la tecnología elegida para realizar el estudio. Existen diversas tecnologías y materiales semiconductores utilizados -generalmente silicio- con diferentes rendimientos y tipos de uso.

3.2.3 Tecnologías más comunes de paneles fotovoltaicos

Actualmente existen diversos tipos de paneles fotovoltaicos comerciales, aunque el más utilizado es de silicio cristalino ya sea en su versión monocristalina o policristalina. Aunque recientemente está subiendo con fuerza el uso de paneles que utilizan silicio amorfo, ya que presenta menores costes de producción, existe la posibilidad de usar sustratos flexibles aunque con menor rendimiento. A continuación, de forma general se explica la diferencia entre los paneles fotovoltaicos formados por estos y otros materiales actualmente en uso.

3.2.3.1 Módulos de Silicio cristalino.

Los paneles fotovoltaicos de silicio cristalino ocupan más de un 80% del mercado mundial de paneles fotovoltaicos, según [15], además es la tecnología más madura en este sector. Las diferencias entre monocristalinas y policristalinas son mínimas, incluso aunque las células monocristalinas son ligeramente más eficaces que las policristalinas, el resultado en cuanto a paneles fotovoltaicos no se diferencia teniendo rendimientos prácticamente iguales, que rondan entre el 10% y el 15%. El rendimiento de estos paneles les da un plus respecto al resto de módulos, debido a que el rendimiento es muy importante en algunas situaciones, donde por ejemplo el área de la instalación está limitada, como puede ser el tejado de una casa o un edificio. Por otro lado, presentan una mayor sensibilidad al efecto de las sombras que otras tecnologías, así como al efecto que causa la temperatura, teniendo mayores coeficientes de temperatura. De tal forma que cuando la temperatura se incrementa, el voltaje y la potencia se ven afectadas negativamente de mayor manera que por ejemplo en el silicio amorfo.

Existen paneles fotovoltaicos de silicio cristalino hasta potencia superiores a 300W. Esto tiene ciertas ventajas, como por ejemplo, mayores módulos significan una menor instalación y menos posibilidades de fallo en la interconexión, pero mayores pesos y mayores tamaños, que pueden representar problemas en la fabricación y transporte. Los módulos cristalinos están montados sobre cristal y normalmente tiene marcos rígidos, haciéndolos más pesados y mas frágiles que otros tipos de paneles fotovoltaicos

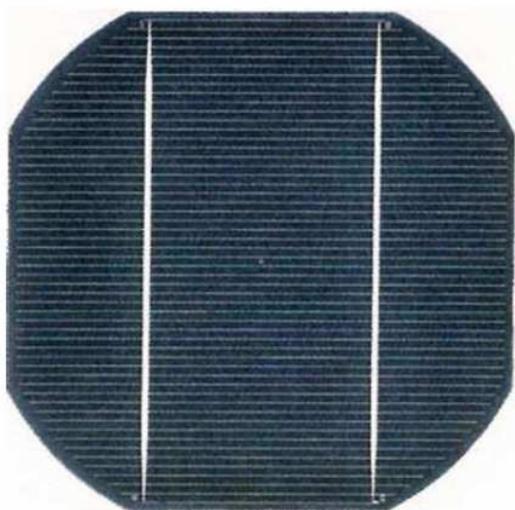


fig 27 Célula monocristalina. Fuente: [16]

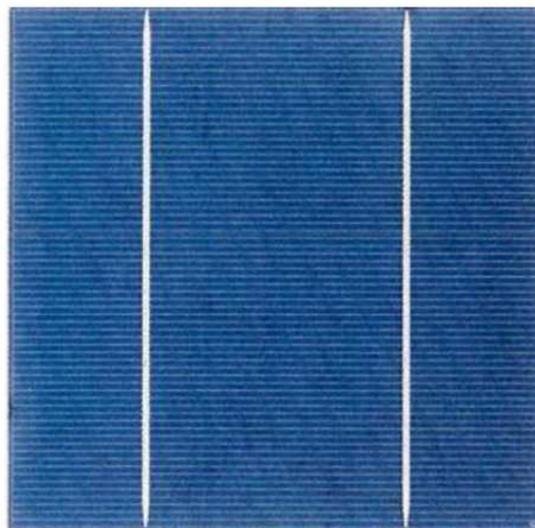


fig 28 Célula policristalina. Fuente: [16]

- Algunos fabricantes de paneles monocristalinos: BP Solar, Isofoton, trinasolar, Photowatt, Sharp, Suntech.
- Algunos fabricantes de paneles policristalinos: BP Solar, Kyocera, Mitsubishi, Photovoltech, Photowatt, Q-Cells, Sharp, trinasolar, Suntech, REC, SCHOTT Solar, Yingli.

3.2.3.2 Módulos de silicio amorfo

Estos módulos son el mayor representante de los paneles fotovoltaicos fabricados con tecnología de capa fina. Desde que los fabricantes empezaron a construir este tipo de paneles fotovoltaicos, los precios han descendido notablemente. En un principio las células que formaban un panel fotovoltaico estaban construidas con una única capa de silicio amorfo; actualmente se han conseguido generar células que con dos o tres capas de silicio amorfo unidas incrementan el rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, sus rendimientos están entre un 5% y un 7%, según [15]. Estos bajos resultados indican que para instalar una misma potencia se necesita una mayor superficie. Otra

característica importante se refiere al hecho de que el rendimiento de estos módulos decrece durante las primeras semanas de uso hasta estabilizarse en un valor ligeramente inferior. No obstante, tiene ciertas ventajas respecto a los módulos de silicio cristalino, como podría ser un mejor funcionamiento bajo cielos despejados y a bajas temperaturas, además de que a altas temperaturas no se ven tan afectados, como el silicio cristalino, por el efecto de dichas temperaturas. Este es un factor muy importante en instalaciones en climas muy cálidos como puede ser el desierto. Por último, el efecto de las sombras es inferior que en los módulos anteriores.

Una característica llamativa de estos módulos es la posibilidad de realizar paneles fotovoltaicos flexibles, debido a que el sustrato a utilizar puede ser plástico gracias a unas temperaturas de depósito del silicio amorfo relativamente bajas. Se pueden encontrar paneles fotovoltaicos de silicio amorfo hasta 128W. La siguiente figura muestra el esquema interno de una célula fotovoltaica de silicio amorfo (a-Si).

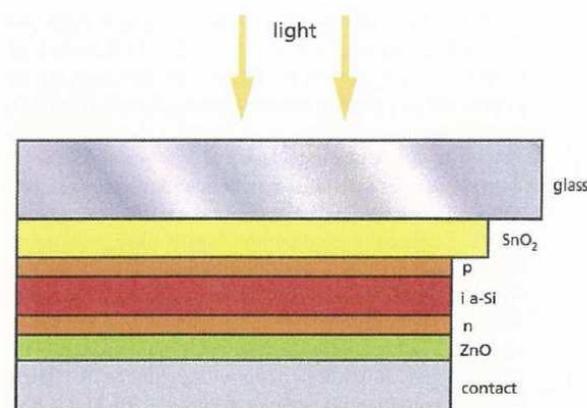


fig 29 Esquema de una célula de silicio amorfo. Fuente: [16]

- Algunos fabricantes de paneles de silicio amorfo: EPV, Kaneka, Sanyo, Tianjin Jinneng Solar Cell.

3.2.3.3 Módulos de "Copper indium diselenide" (CIS)

Los paneles fotovoltaicos de "cooper-indium diselenide" (CIS) son una tecnología relativamente nueva y representa únicamente un 0,5% de las ventas mundiales, según [15]. Comercialmente, estas células son las que tiene un mayor rendimiento que el resto de las tecnologías de capa fina, y en laboratorio se ha llegado a rendimientos de un 19,5% según [20]. Estas células presentan, por un lado, el problema de una mayor degradación a altas temperaturas que otros módulos y la limitación en cuanto a reservas de indio inferiores a las de silicio. Se pueden encontrar paneles fotovoltaicos CIS con una potencia por encima de 80W. A continuación se puede ver un esquema de los componentes de una célula de estas características y su aspecto exterior.

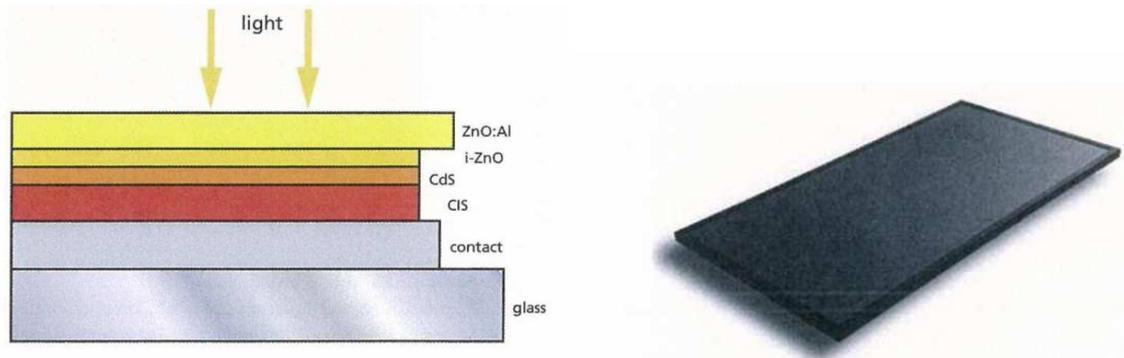


fig 30 Esquema de una célula e imagen de un panel fotovoltaico CIS . Fuente: [16]

- Algunos fabricantes de paneles de CIS: Daystar, Global Solar.

3.2.3.4 Módulos de “Cadmium telluride” (CdTe)

El panel fotovoltaico basado en sulfuro de cadmio fue el primer tipo de célula solar de capa fina preparado para su producción a gran escala, intentado ser comercializada a mediados de los años 70'. No obstante, falló debido a los problemas de estabilidad y la aparición del a-Si. Después evolucionó hasta lo hoy conocido como el módulo de telurio de cadmio (CdTe), donde se coloca una capa de sulfuro de cadmio sobre vidrio cubierto por una capa de óxido conductor. En este caso también su representación en el mercado mundial es muy pequeña y está alrededor del 0,5% según [15]. Comercialmente se han conseguido paneles fotovoltaicos con un rendimiento alrededor de 6,5%, como dice [15]. Su problema se encuentra en la toxicidad del cadmio, a pesar de que el porcentaje en un módulo solar está dentro de la legislación europea. También influye su elevado coste para la producción a gran escala aunque se han alcanzado rendimientos en laboratorio de 16,5% [20]. De todos modos, se pueden encontrar módulos hasta 65W. A continuación se observa un esquema de los componentes de una célula de estas características y su aspecto exterior.

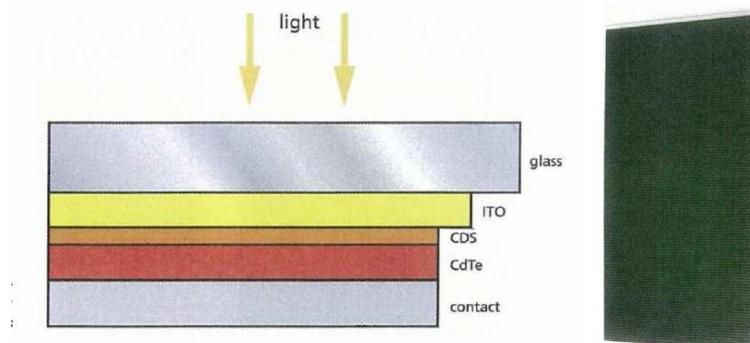


fig 31 Esquema de una célula e imagen de un panel fotovoltaico CdTe . Fuente: [16]

- Algunos fabricantes de paneles de CdTe: Abound Solar, First Solar, Q-Cells Calyxo.

3.2.3.5 Módulos “Heterojunction with intrinsic thin layer” (HIT)

Está formado por la unión de varias (normalmente dos) capas de un mismo material y entremedio un material intrínstico, o también por dos capas de silicio amorfo y entremedio una capa de silicio cristalino, como se puede ver en la siguiente figura.

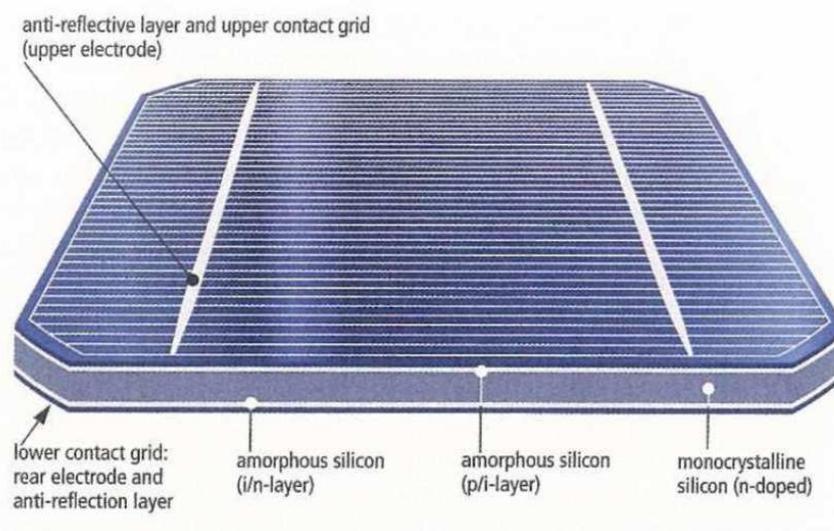


fig 32 Esquema de una célula HIT . Fuente: [16]

Esta tecnología tiene aproximadamente un 5% del mercado mundial, tal y como dice [15]. Se han llegado a obtener rendimientos por encima del 16% y actualmente el modulo más grande tiene una potencia de 190W.

- Algunos fabricantes de paneles HIT: Sanyo

3.2.4 Comparativas de los paneles fotovoltaicos

Los materiales y estructuras vistos en el apartado anterior de uniones al p-n, doble unión, múltiple unión, tecnologías de capa fina, silicio cristalino o amorfo etc., tienen diferentes comportamientos y características, algunas de ellas indicadas en anteriormente, como el rendimiento y las potencias existentes. Pero está bien hacer una pequeña comparativa en función de las longitudes de onda absorbidas que varían según cada material usado, como se ve en la fig 33, o en función de las diferentes uniones que absorben diferentes longitudes de onda, que al combinarlas se obtienen mejores resultados, como se puede apreciar en fig 34.

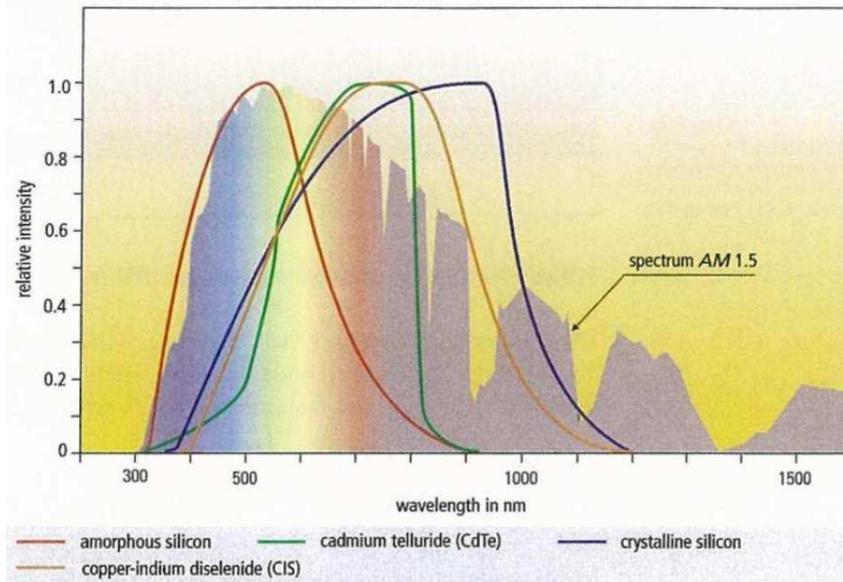


fig 33 Sensibilidad espectral para diferentes tipos de célula solar. Fuente: [16]

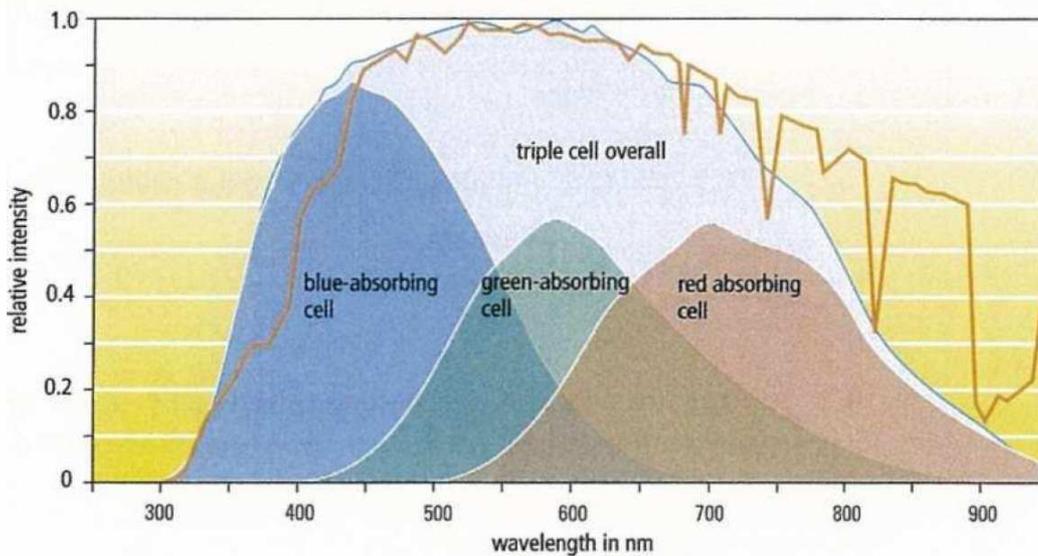


fig 34 Sensibilidad espectral de una célula de triple unión de silicio amorfo y sus uniones individuales. Fuente: [16]

También se ha añadido la siguiente tabla resumen de rendimientos de varios tipos de paneles fotovoltaicos entre los que se incluyen los anteriormente descritos y varias tecnologías más. Aquí se puede observar los diferentes rendimientos obtenidos en laboratorio, producción y producción en serie, en función de la tecnología utilizada, de una fuente diferente [20]. Pero se ve que los rendimientos son similares, aunque un poco más elevados debido a que esta tabla es más actual que los datos indicados en el apartado anterior.

Solar cell material	Cell efficiency η_{lab} (laboratory) (%)	Cell efficiency η_{prod} (production) (%)	Module efficiency η_{mod} (series production) (%)
Monocrystalline silicon	24.7	21.5	16.9
Polycrystalline silicon	20.3	16.5	14.2
Ribbon silicon	19.7	14	13.1
Crystalline thin-film silicon	19.2	9.5	7.9
Amorphous silicon*	13.0	10.5	7.5
Micromorphous silicon*	12.0	10.7	9.1
CIS	19.5	14.0	11.0
Cadmium telluride	16.5	10.0	9.0
III-V semiconductor	39.0*	27.4	27.0
Dye-sensitized cell	12.0	7.0	5.0*
Hybrid HIT solar cell	21	18.5	16.8

3.2.5 Circuito eléctrico equivalente

Los paneles fotovoltaicos, o materiales semiconductores, tienen pérdidas debido a la resistividad de los contactos e interfaces (R_s), las sombras de éstos, las corrientes de fuga (R_{sh}), las reflexiones y las recombinaciones, proceso inverso a la generación del electrón-hueco. El siguiente esquema muestra de forma simplificada el circuito eléctrico equivalente de un panel fotovoltaico modelo estándar:

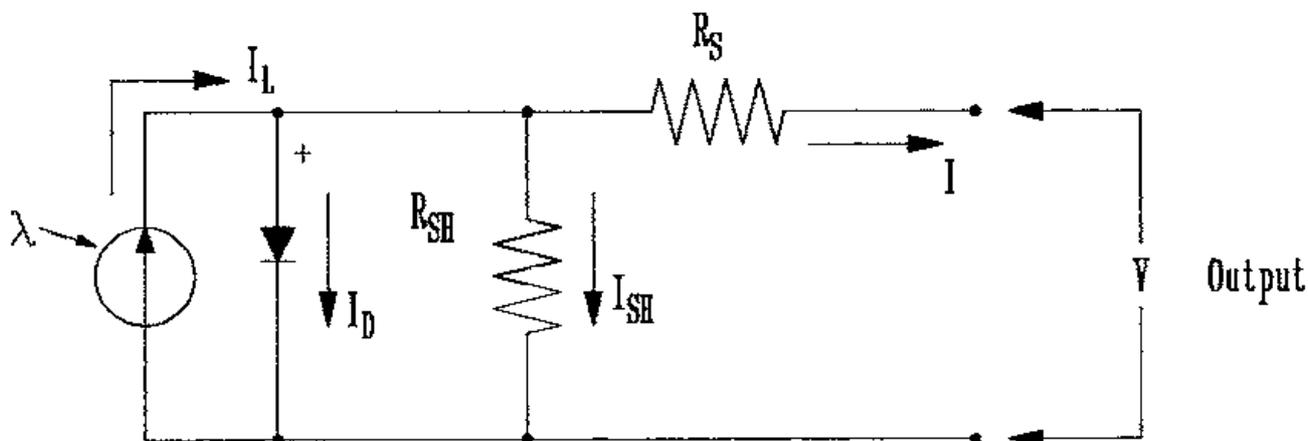


fig 35 Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica Fuente: [111]

Comportándose según la siguiente ecuación:

$$I = I_L - I_D \left[e^{\frac{q \cdot V_{OC}}{A \cdot K \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{sh}}$$

Donde,

I_L , Corriente generada, proporcional a la irradiancia en A.

V_{oc} , Voltaje de la célula, en V.

R_s , Resistencia serie, valor ideal 0Ω , típico $0,05 \div 0,1\Omega$.

R_{sh} , Resistencia paralelo, valor ideal $\infty \Omega$, típico $200-300 \Omega$.

I_D , corriente de saturación del diodo en A.

Q Carga del electrón $1.6 \cdot 10^{-19} C$.

A constante de idealización para paneles fotovoltaicos ≈ 2 .

K constante de boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23} J/K$.

T, Temperatura en K.

3.2.6 Parámetros de las células fotovoltaicas y curvas características

Para poder comparar células o paneles fotovoltaicos se han desarrollado los “STANDARD TEST CONDITIONS” (STC), obteniendo resultados uniformes y comparables de las curvas características. Estas condiciones están descritas en el documento “IEC 60904/DIN EN 60904” y de forma resumida son las siguientes:

- Irradiancia = $1kW/m^2$, al nivel del mar
- Temperatura de la célula $25^{\circ}C$ con una tolerancia de $\pm 2^{\circ}C$
- Utilizando el factor de masa del aire AM 1,5

Las curvas características utilizadas son la I-V y la P-V, la forma de la cual se muestra en la imagen siguiente:

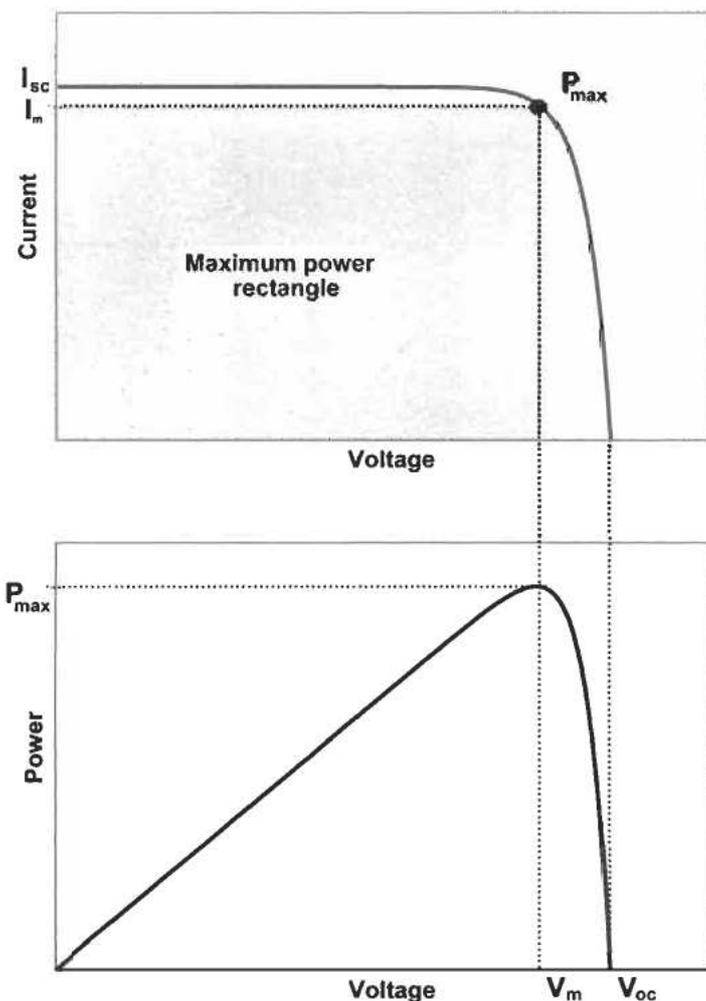


fig 36 Característica I-V y P-V de una célula fotovoltaica Fuente: [112]

Básicamente las curvas características están definidas por los siguientes puntos:

- El máximo punto de potencia (MPP). Es el valor de la curva P-V que tiene máximo valor de potencia. En este punto la intensidad I_{max} es aproximadamente igual a $0,85 \div 0,95 I_{sc}$ y el voltaje V_{max} está comprendido entre $0,75 \div 0,9 V_{oc}$. Las unidades del valor P_{max} son los Vatios pico (Wp) indicando la potencia máxima que se puede entregar en las condiciones STC y es donde se obtiene el máximo rendimiento.

$$P_{max} = I_{max} \cdot V_{max}$$

- La corriente de cortocircuito (I_{sc}). Es la máxima intensidad que genera el panel fotovoltaico, se obtiene al cortocircuitar el módulo, es proporcional a la irradiancia y depende ligeramente de la temperatura. La I_{sc} tiene un valor alrededor de 3A para células cristalinas estándar.

$$I_{sc} = \frac{I_{max}}{0,85 \div 0,95}$$

- El voltaje de circuito abierto Voc. Es el máximo voltaje que generan el panel fotovoltaico, en este caso se mide dejando abiertos los bornes del módulo. Este valor corresponde al voltaje que atraviesa el “diodo interno” cuando el total de la corriente generada fluye a través de éste. El Voc se incrementa muy rápidamente con la iluminación de la célula fotovoltaica hasta llegar a un punto cercano a la saturación donde su incremento es muy pequeño. Pero además también depende de la temperatura. Normalmente, está comprendido entre 0,5V y 0,6V para células cristalinas.

$$V_{oc} = \frac{V_{max}}{0,75 \div 0,9}$$

- Potencia. La potencia obtenida por una célula solar es el producto de la corriente por el voltaje. Si se multiplica punto por punto todos los valores de voltaje desde las condiciones de cortocircuito hasta circuito abierto se obtiene la gráfica P-V para una irradiancia dada.
- El factor de llenado o Fill Factor (FF). Este factor indica adimensional la calidad de la célula solar para células cristalinas y se encuentra entre el 0,75 y el 0,85. Está definido por la siguiente fórmula.

$$FF = \frac{P_{máx}}{V_{oc} I_{sc}}$$

Para que quede mas claro se puede observar la siguiente figura, donde se define el factor de llenado como el cociente de las áreas formadas por los puntos Imax y Vmax con los puntos Isc y Voc.

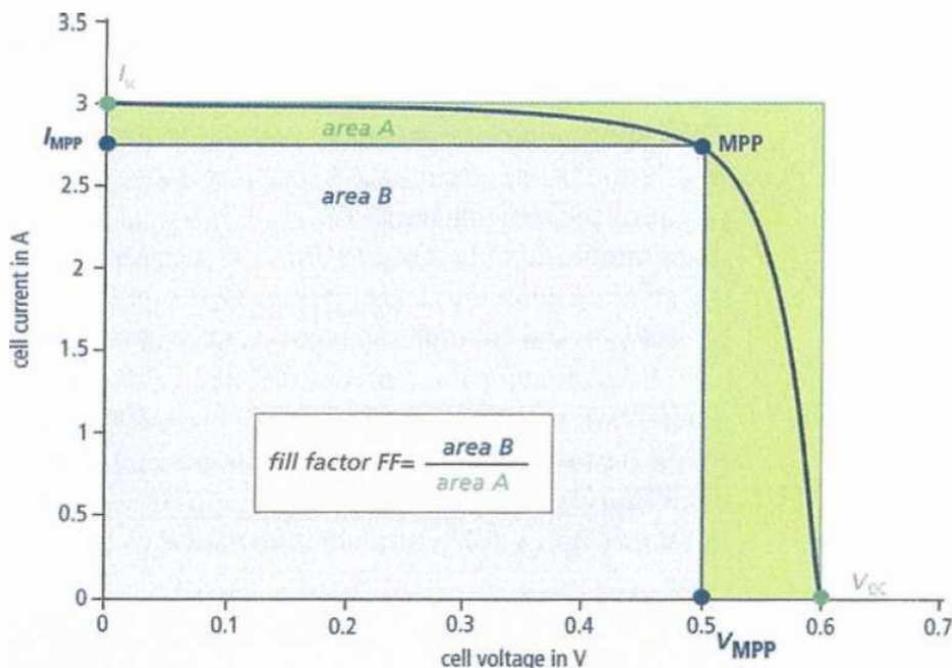


fig 37 Factor de llenado de una célula fotovoltaica Fuente: [16]

- Rendimiento. El rendimiento está definido como el cociente entre la máxima potencia eléctrica que genera el panel fotovoltaico y la potencia de la radiación solar que incide sobre éstos, que aquí tiene un valor de 10%.

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{light}} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{P_{light}}$$

Además de esto, los paneles fotovoltaicos se ven afectados por la temperatura y por la irradiancia, tal y como muestra esta figura.

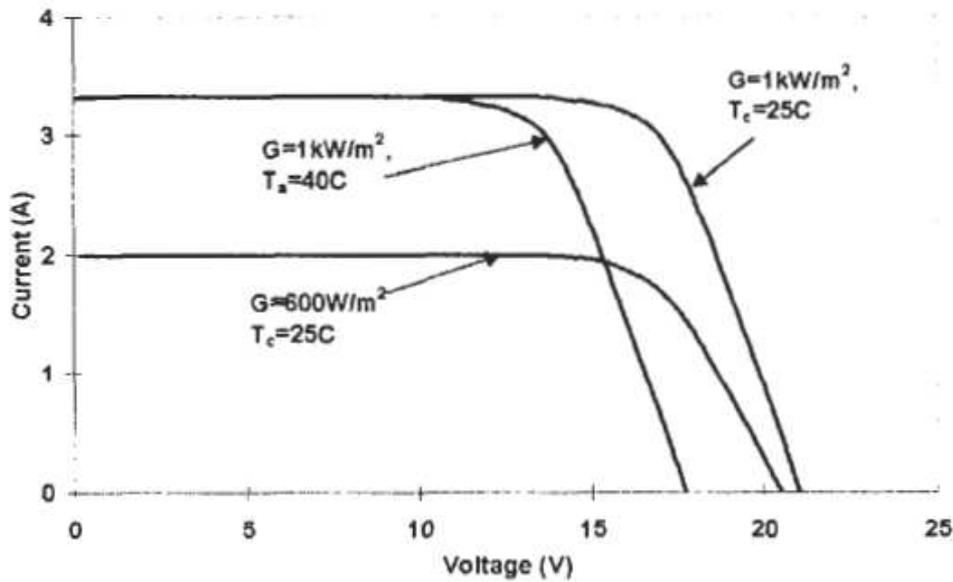


fig 38 Dependencia de la temperatura y de la irradiación en una célula fotovoltaica Fuente: [I12]

Se puede apreciar que la curva I-V depende de la temperatura y de la irradiancia, ya que para una mayor temperatura V_{oc} es inferior y con lo cual el MPP también lo es. En el caso de la irradiancia, se ve que la corriente es linealmente proporcional, de ésta de tal manera que a menor irradiancia menor I_{sc} y por tanto también un menor MPP.

También la cantidad de energía obtenida de una célula fotovoltaica depende del ángulo de incidencia de la radiación solar sobre ésta, obteniéndose un mejor resultado cuando impacta sobre una superficie perpendicular. La grafica siguiente es una muestra de ello, donde 0° representa impacto perpendicular:

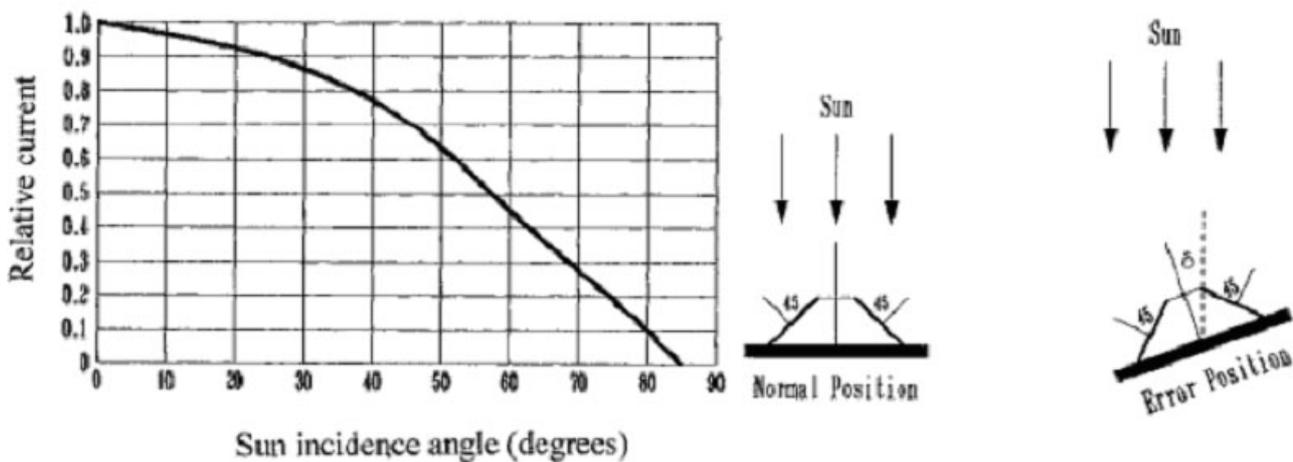


fig 39 Efecto del ángulo de inclinación de una célula fotovoltaica Fuente: [I11]

La configuración de conexión de los paneles fotovoltaicos es variable y depende de las necesidades de la instalación, algunos ejemplos podrían ser:

- Conexión directa a una carga de corriente continua,
- Conexión mediante controlador-batería a una carga de corriente continua,
- Conexión mediante controlador-batería-generador de emergencia a una carga de corriente continua
- Conexión mediante inversor a la red.

En este caso la conexión se realiza mediante controlador-batería-generador hidráulico-inversor a una carga de corriente alterna.

Debido a que generalmente con único paneles fotovoltaicos no se puede generar la electricidad suficiente para satisfacer una demanda dada, se crean matrices de paneles fotovoltaicos, de tal manera que se pueden conectar entre ellos en diferentes tipologías:

- **Conexión en serie:**

En este caso pasa la misma corriente por todos los paneles fotovoltaicos y el voltaje de salida es la suma de los voltajes generados por cada panel fotovoltaico.

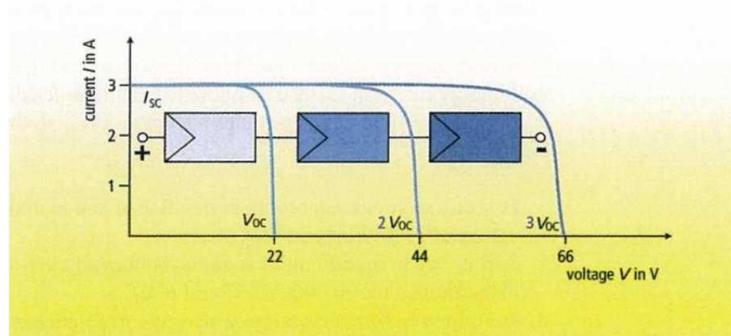


fig 40 Conexión en serie de células fotovoltaicas. Fuente: [16]

Esta conexión presenta un problema cuando una célula solar o un paneles fotovoltaicos se ve afectado por una sombra debido a que en esta configuración toda la intensidad de la rama es la misma y es proporcional a la irradiancia, de tal manera que si un paneles fotovoltaicos no recibe irradiancia, o por algún otro motivo falla, la instalación entera se ve afectada incluso si es afectado parcialmente por una sombra. El efecto es una importante caída de la potencia de salida. Para solucionarlo se ha de añadir en antiparalelo a cada célula fotovoltaica (el diodo bypass como muestra la fig 41). En la practica, un diodo bypass por cada 15 o 20 células solares.

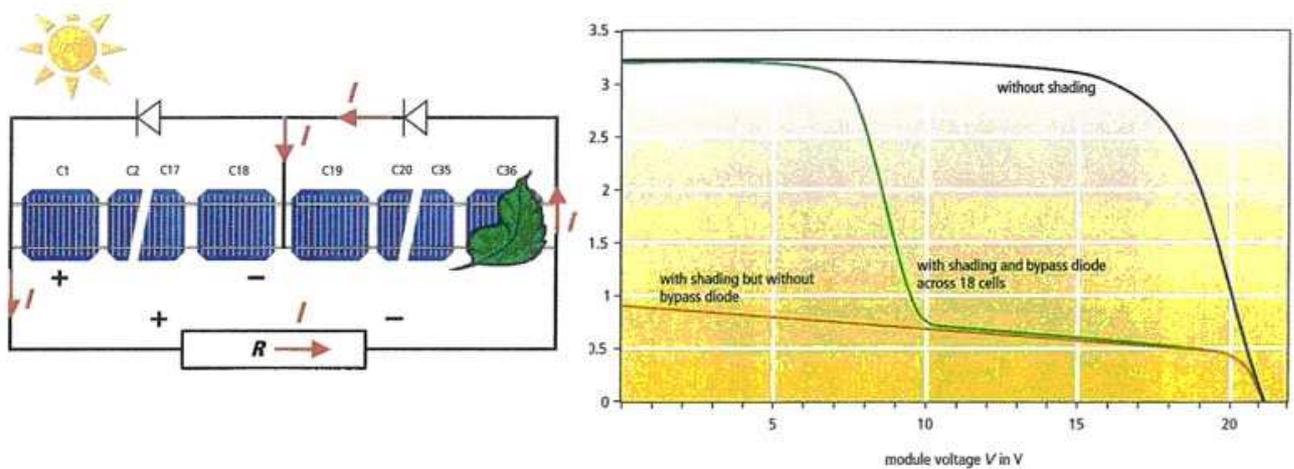


fig 41 Efecto del diodo bypass en la células fotovoltaicas conectadas en serie. Fuente: [16]

En otras palabras, el diodo bypass ayuda a que la intensidad generada no sea consumida por la carga en caso de que algún módulo falle o que en un momento dado la irradiación solar que incide sobre las células fotovoltaicas se vea afectada. Sin diodo bypass en caso de fallo o sombra en la característica I-V la intensidad cae bruscamente, afectando a la potencia generada, mientras que el voltaje cae proporcionalmente al número de paneles o células afectadas.

▪ Conexión en paralelo:

En las conexiones en paralelo de módulos se consigue una mayor intensidad en la carga, siendo la intensidad total la suma parcial de cada una de las intensidades generadas. En este caso el voltaje a través de cada módulo es el mismo. Por otro lado, no es necesario el uso del diodo bypass.

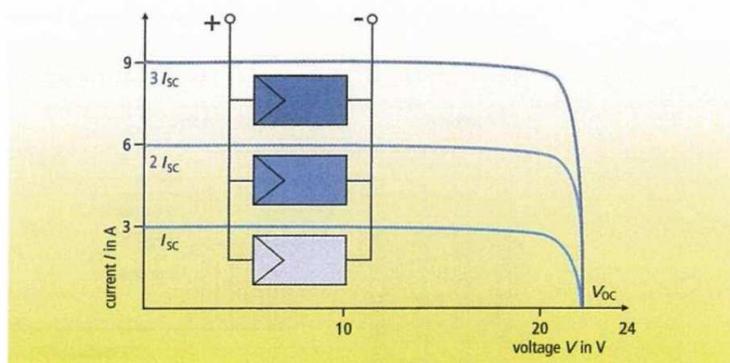


fig 42 Conexión en paralelo de células fotovoltaicas. Fuente: [16]

▪ **Conexión serie-paralelo**

Esta es la conexión más utilizada y la que se emplea en este proyecto. Esta tipología se basa en la conexión de células o paneles conectados en serie hasta conseguir el nivel de tensión adecuado y posteriormente conectando en paralelo varias asociaciones en serie, hasta conseguir el nivel de intensidad deseada. Tal y como se ve en la siguiente figura.

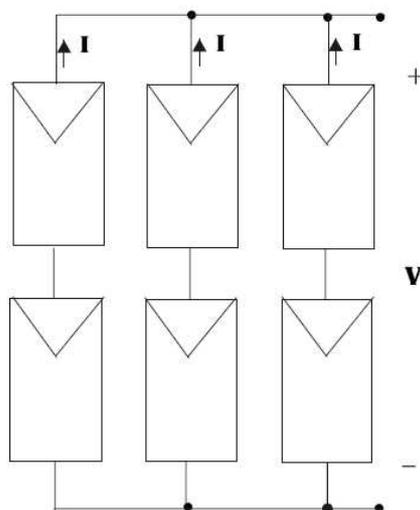


fig 43 Conexión en serie y paralelo de células fotovoltaicas. Fuente: [13]

Hay que destacar que todos los paneles fotovoltaicos que se conecten han de ser iguales (misma marca y características) para reducir las dispersiones que puedan afectar al sistema.

4 INGENIERÍA DE CONCEPCIÓN

El principal objetivo es diseñar un sistema capaz de proveer eléctricamente a una pequeña población aislada de la red, mediante un sistema híbrido hidráulico fotovoltaico. Las bases para el diseño están dadas por un río tipo y un consumo eléctrico previsto mediante curvas estandarizadas a partir de la demanda base, variable en el tiempo y escalables para una población rural. Con los datos del consumo y generación hidráulica se diseña el sistema solar para dar soporte eléctrico y, para cargar un tanque de almacenamiento capaz, también, de dar soporte en momentos de picos de demanda en las épocas de mayor sequía o tiempos de mantenimiento. De forma resumida, las características del sistema de generación son las siguientes:

- La demanda eléctrica base se cubre mediante energía hidráulica, empleando una miniturbina instalada en una central de caudal fluyente. El sistema solar fotovoltaico debe ser capaz de cargar el sistema de almacenamiento en un tiempo máximo de 20 días en el peor de los casos y dar soporte directo a los consumidores en caso que sea necesario.
- El sistema de almacenamiento debe dar soporte en las horas de máximo consumo eléctrico y ha de estar dimensionado para cubrir o reducir los picos máximos de la demanda.

Según la situación geográfica y estacional, se considera que la instalación se realiza en una zona con inviernos de seis meses de duración y temperaturas moderadas normalmente no inferiores a 0°C, según se puede ver en la siguiente tabla de temperaturas mínimas y máximas:

Lat 27.75 Lon 111.167	En	Feb	Mar	Ab	May	Jun	Jul	Agos	Sep	Oct	Nov	Dic	Media anual
Mínimo	2,11	3,56	6,73	12,3	16,8	20,7	23,3	22,5	19,2	14,5	9,38	4,25	13
Máximo	8,18	10,1	13,5	19,2	23,9	27,3	29,4	28,6	26	21,4	16	10,5	19,5

Además, durante los meses de invierno, hay una alta pluviometría que incrementa notablemente el caudal disponible durante el invierno. El verano, al ser un clima subtropical, es caluroso y se reciben altas radiaciones (ver fig 24) que ayudan a suplementar el descenso hidráulico. El emplazamiento está aislado de la red eléctrica y a una distancia aproximada de 2,5Km del río más próximo, un pequeño afluente (río tipo) del río Zi, que a su vez lo es del Yangtsé, el tercer río más largo del mundo.

4.1 Localización

La localización de la instalación se encuentra en la provincia china de Hunan, exactamente en las coordenadas 27°45' N 111°10' E.

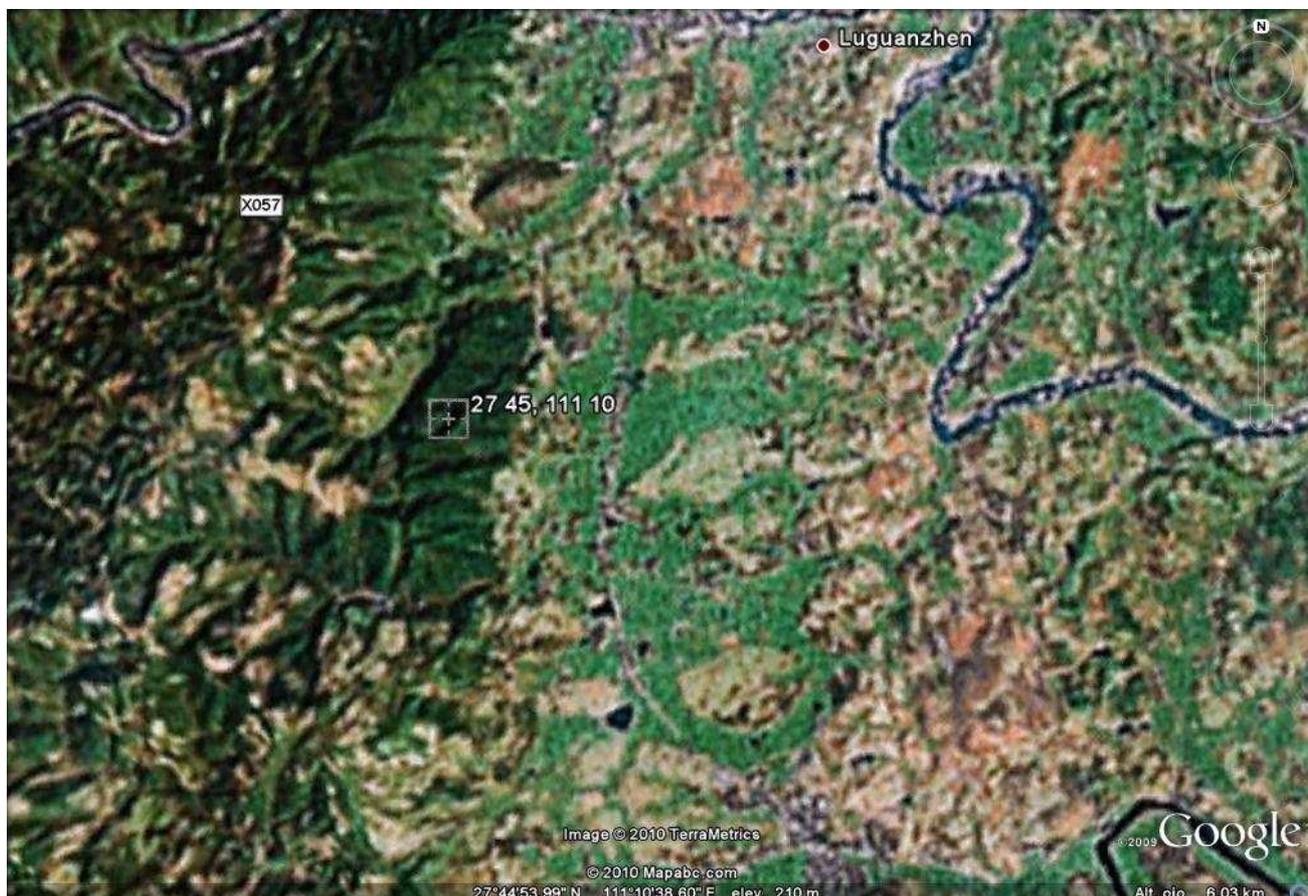


fig 44 Localización de la instalación. Fuente: [114]

La elección de esta provincia viene dada por la existencia de un plan del gobierno chino para potenciar la electrificación de zonas rurales que incluye esta provincia. Dicho plan empezó con el programa de electrificación municipal (2001-2005), con la intención de abastecer de electricidad a 1,3 millones de personas en las provincias más pobres de este país mediante el uso de fuentes renovables, principalmente minihidráulica, fotovoltaica y eólica. Actualmente este programa ha sido procedido por uno similar basado en la electrificación de pueblos, con el que se pretende abastecer con energías renovables 3,5 millones de hogares para el 2010, continuando con una completa electrificación rural hacia el 2015.

Pero esta zona también es muy interesante por su climatología, ya que cuenta con un clima subtropical, con inviernos de altas precipitaciones y templados donde la temperatura media en enero es de 3°C a 8°C. Con lo cual se puede generar energía hidráulica durante todo el año, por otro lado la radiación solar indecente en la superficie es considerable, pudiéndose utilizar paneles fotovoltaicos durante todo el año, especialmente en verano.

4.2 Diseño

Para el diseño de estas instalaciones hay diferentes configuraciones, dependiendo del clima, la situación geográfica etc. En este caso se han considerado una instalación capaz de generar una base de electricidad mediante una miniturbina y utilizar la energía almacenada en baterías, generada mediante energía solar fotovoltaica, para cubrir o reducir los picos de demanda o cuando por motivos ambientales, como podría ser años más secos o paradas de mantenimiento, no se pueda cubrir el total de la demanda. Las baterías son muy importantes debido a que el sistema está aislado de la red y es esencial que se pueda asegurar la continuidad energética. También se han de utilizar controladores de carga, inversores y rectificadores, según el siguiente esquema:

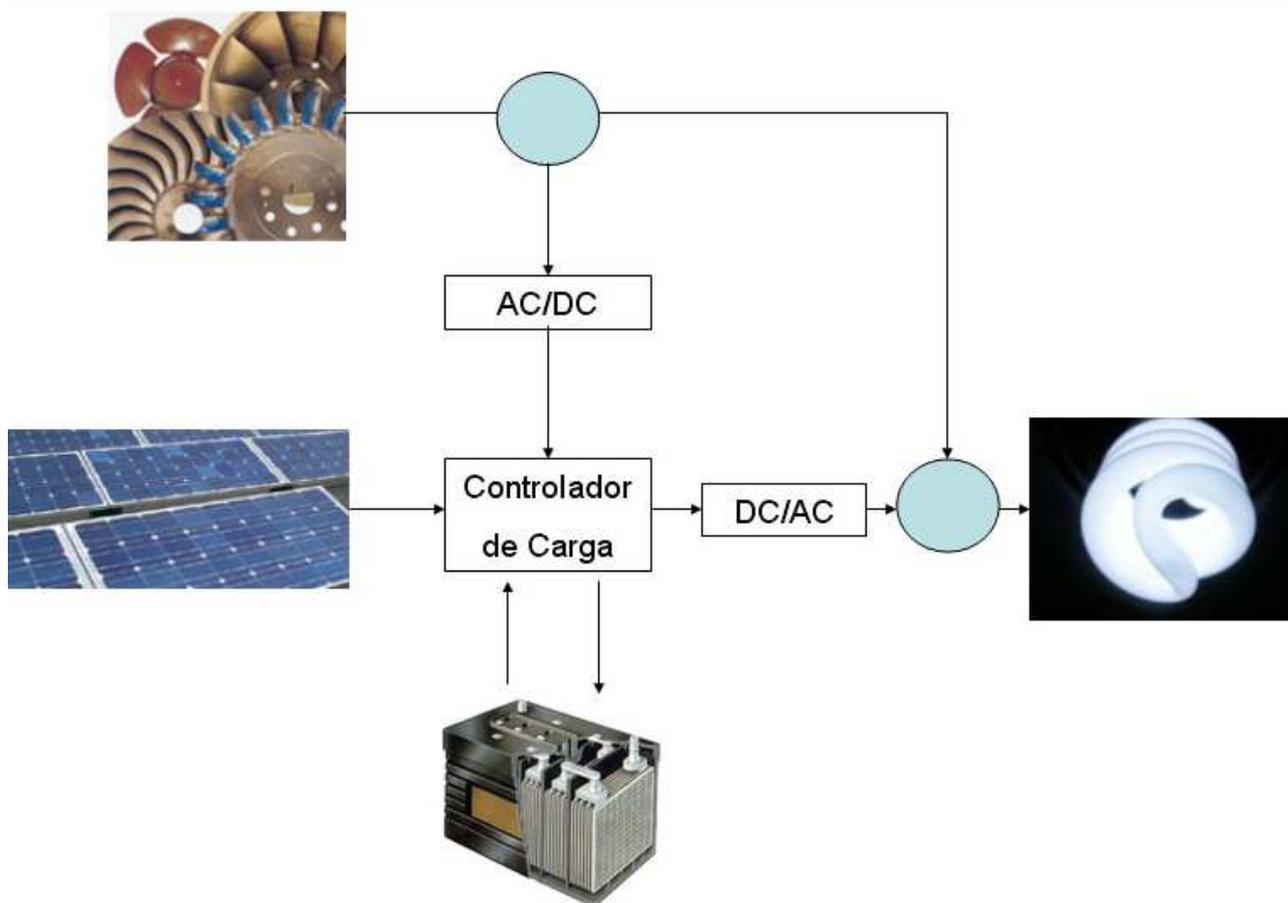


fig 45 Esquema básico de la instalación. Fuente: [115]

Para llevar esto a cabo se seguirá la siguiente estrategia de operación:

- La energía eléctrica generada por la miniturbina tendrá prioridad de consumo respecto a la almacenada en el conjunto de baterías y la generada por los paneles fotovoltaicos.

- La energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos se utilizará principalmente para cargar el conjunto de baterías. En caso que estén cargadas o descargadas, se utilizara para el consumo de la población, únicamente mientras no se genere suficiente con la miniturbina.
- Si el total de la energía eléctrica generada es mayor que la energía eléctrica consumida se dispondrá a cargar las baterías. En caso de llenar la batería, la energía eléctrica sobrante será disipada o se desconectaran los generadores de las baterías.
- Si el total de la energía eléctrica demanda es superior al de energía eléctrica generada mediante energía hidráulica, se utilizará la energía almacenada en las baterías, o en su defecto la generada por los paneles fotovoltaicos.
- En caso que no se pueda satisfacer la demanda se cortará el suministro a algunos consumidores dejando los de prioridad, como pueden ser las neveras y algunas luminarias.
- En caso que no se pueda alimentar a los consumidores de prioridad, se ha de cortar el suministro total y se esperara a que algunas de las tecnologías utilizadas puedan generar suficiente electricidad.

4.3 Generación eléctrica hidráulica.

La generación eléctrica mediante la instalación hidráulica es la de mayor peso, y prácticamente se ocupa de satisfacer la demanda eléctrica de toda la población, a excepción del mes de agosto y los meses de julio y septiembre donde se encuentra más próxima a la demanda, tal y como vemos en la siguiente figura.

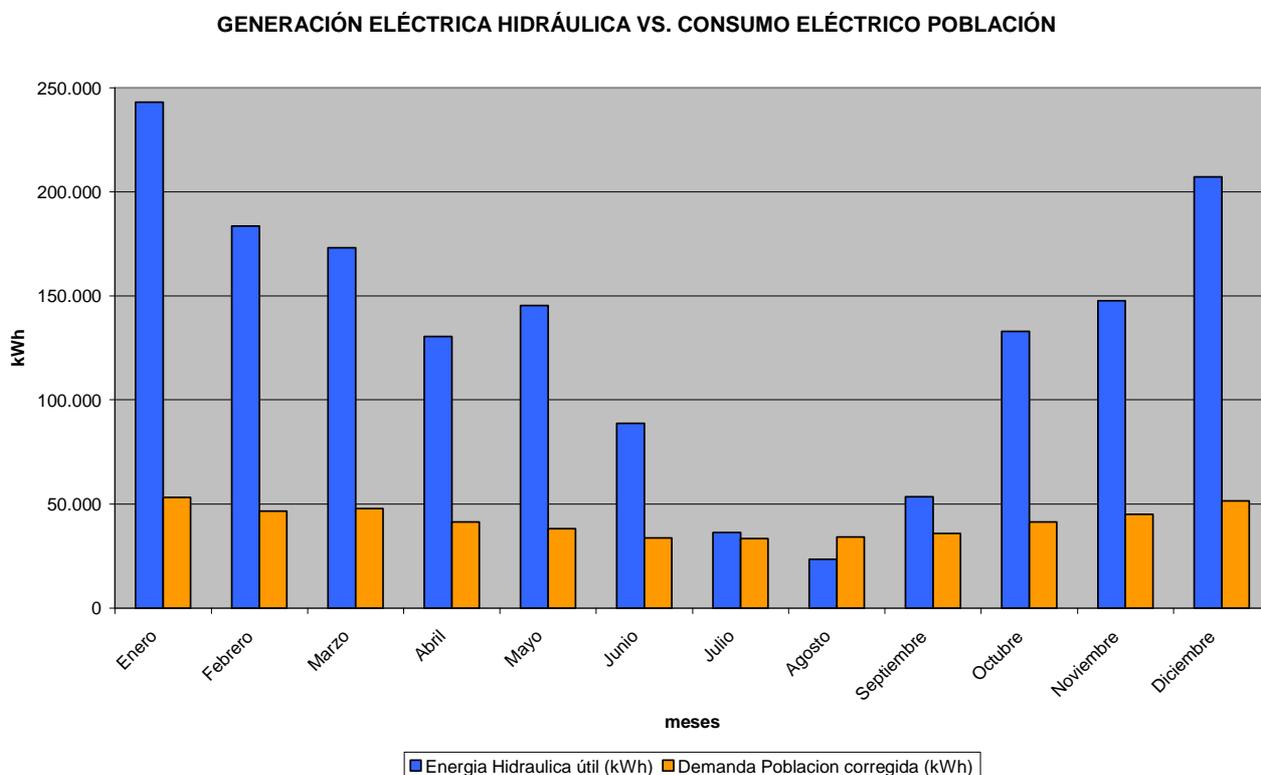


fig 46 Comparativa de la generación eléctrica hidráulica y el consumo eléctrico de la población . Fuente: Propia

4.3.1 Descripción de la instalación.

La instalación a realizar será una central minihidráulica de tipo fluvente sin azud. Con la cual la captación del agua se realizará en el lecho del río mediante una toma provista de una rejilla y limpiarejillas móvil para evitar la intrusión y el almacenamiento de elementos ajenos, y será conducida por el canal de derivación hasta la casa de máquinas con un desnivel neto de 12 m. En la casa de máquinas se encontrará la turbina de tipo Kaplan de eje horizontal, de una potencia nominal de 360kW, donde se turбина el agua del río y se generara la energía eléctrica, acoplando la turbina a un generador síncrono de 324 kW a 690V.

Esta energía eléctrica será enviada hacia la población situada a 2,5Km del punto de generación. La distribución de la electricidad se realizará mediante una nueva línea trifásica de distribución área formada por 3 cables de aluminio desnudos más el cable neutro, con la sección adecuada para que la caída de la tensión sea menor que la indicada por la norma competente. La electricidad para la población deberá ser reducida mediante una o varias instalaciones transformadoras situadas en el centro de transformación en las proximidades de núcleo. La electricidad a suministrar a los consumidores será monofásica con un voltaje eficaz de 220V y 50Hz siendo esta la misma que el país de la instalación.

4.3.2 Selección de la turbina.

La selección de la turbina se ha llevado a cabo en función de las gráficas de selección de turbinas basadas en el caudal y el salto, como la siguiente.

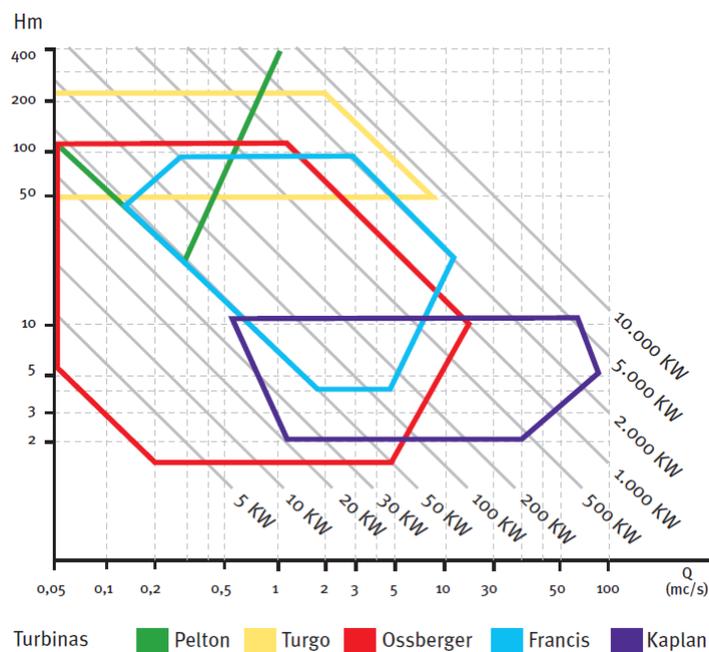
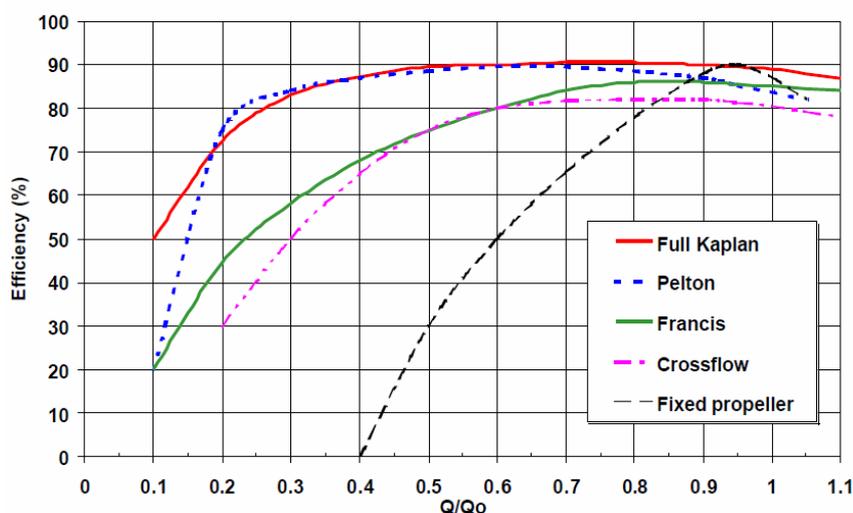


fig 47 Comparativa de rango de usos de turbinas. Fuente: [116]

En la fig 47 se puede apreciar que aproximadamente en la relación altura/caudales en que se encuentra la instalación se podría utilizar varios tipos de turbina: turbina tipo Ossberger (o de flujo cruzado), Francis o Kaplan. En la elección final de la turbina también se ha tenido en cuenta los criterios de selección general indicados a continuación:

- Kaplan:
 - Saltos pequeños 2 - 20m
 - Caudales muy variables
 - Mayor rendimiento a cargas parciales
 - Alternador más barato
- Francis:
 - Saltos mayores 10 – 250 m
 - Caudales menos variables
 - Menor rendimiento a cargas parciales
 - Menores costes en instalación
- Flujo cruzado:
 - Saltos intermedios 3 – 200 m
 - Caudal muy variable
 - Menor rendimiento en general

A consecuencia de los parámetros descritos anteriormente, la turbina elegida es una turbina tipo Kaplan y se ha estimado que tiene un rendimiento acorde con la siguiente figura y tabla, de valor medio 84%, calculado a partir de la curva, considerando la suma de caudales para los que trabaja y dividiéndolo entre 10.



Caudal	Rendimiento
100	89
90	90
80	93
70	93
60	90
50	89
40	87
30	83
20	72
10	50
0	0

fig 48 Comparativa rendimiento de diferentes turbinas . Fuente: [I3]

Hay que destacar que el rendimiento va en función del caudal. En consecuencia, en los cálculos de la energía generada diaria, se han tenido en cuenta los rendimientos del caudal medio del mes, simplificando así los cálculos.

4.3.3 Potencia nominal.

El cálculo de la potencia nominal se ha desarrollado a partir de la curva de caudales disponibles y de la distribución de los caudales medios por mes. Para ello se ha seleccionado un amplio rango de posibles caudales nominales que van desde los 5,75m³/s hasta los 4 m³/s, obteniendo los siguientes resultados:

Caudales	5,75	5,5	5,25	5	4,75	4,5	4
Energía Total (MWh/año)	1.614,32	1.617,71	1.627,39	1.630,40	1.631,37	1.626,15	1.605,35
Potencia nominal (kW)	440,66	421,50	389,36	370,82	364,02	330,03	293,36

De esta manera se puede intuir que el caudal nominal, o con el cual se obtiene una mayor energía, se encuentra entre 5 m³/s y 4,5 m³/s, al aplicar los cálculos en estos valores. Con incrementos pequeños de caudal se obtiene:

Caudales (m ³ /s)	4,78	4,77	4,76	4,75
Energía Total (MWh/año)	1.633,44	1.635,14	1.631,91	1.631,37
Potencia nominal (kW)	354,50	353,76	349,10	364,02

Es aquí donde se ve que en este caso el caudal nominal (4,77m³/s) es prácticamente igual al caudal medio mensual máximo (4,766 m³/s). Este hecho queda justificado por la curva de rendimiento de la turbina, la cual muestra un alto rendimiento a cargas parciales. Si se compara con otras turbinas, la tipo Kaplan no tiene apenas penalización al ser usada con una carga inferior a la nominal, ya que por ejemplo a un 20% de carga trabaja a un 72%, mientras que esto sería imposible con otras turbinas, como la de fuljo cruzado que trabajaría a un 30% o la Francis que lo haría a un 45%. La tabla que muestra el resultado de los cálculos para encontrar el máximo valor energético se puede ver a continuación, el resto de cálculos están disponibles en el anexo IV.

Mejor Caso 4,77 m3/s					
Meses	Caudal clasificado (m3/s)	Caudal (%)	Rendimiento de la turbina (%)	Potencia (kW)	Energía(kWh)
Enero	4,77	99,9	0,90	353,43	262950,66
Diciembre	3,83	80,2	0,93	293,21	218144,79
Febrero	3,69	77,4	0,93	282,76	190013,66
Marzo	3,18	66,6	0,90	235,69	175351,35
Noviembre	2,86	60,0	0,90	212,26	152827,46
Mayo	2,72	57,1	0,89	199,82	148665,90
Abril	2,53	52,9	0,89	185,21	133354,73
Octubre	2,49	52,2	0,89	182,73	135949,60
Junio	1,80	37,8	0,83	123,34	88802,87
Septiembre	1,25	26,2	0,72	74,16	53394,92
Julio	1,18	24,8	0,72	70,26	52276,07
Agosto	0,76	16,0	0,50	31,46	23405,78
				Energía Total	1635137,77
				Potencia nominal	353,76

Debido a que la potencia de la turbina debe estar normalizada se ha considerado una potencia nominal igual 360kW y no la obtenida en la tabla anterior. No obstante se ha mantenido esta potencia nominal para todos los cálculos relacionados con el consumo y la generación energética. Esta consideración prácticamente no afecta a los resultados en los periodos de mayor caudal, mientras que en los de menor no se ven afectados

El cálculo ha sido desarrollado según la metodología indicada a continuación. Primero de todo se han calculado los caudales medios para cada mes, generando una nueva curva de caudales disponibles por meses, utilizable para simplificar, ya que se reducen los datos a tratar. De todos modos el cálculo de la energía generada hidráulica neta diaria está indicado en el anexo VII, a modo de comprobación del resultado.

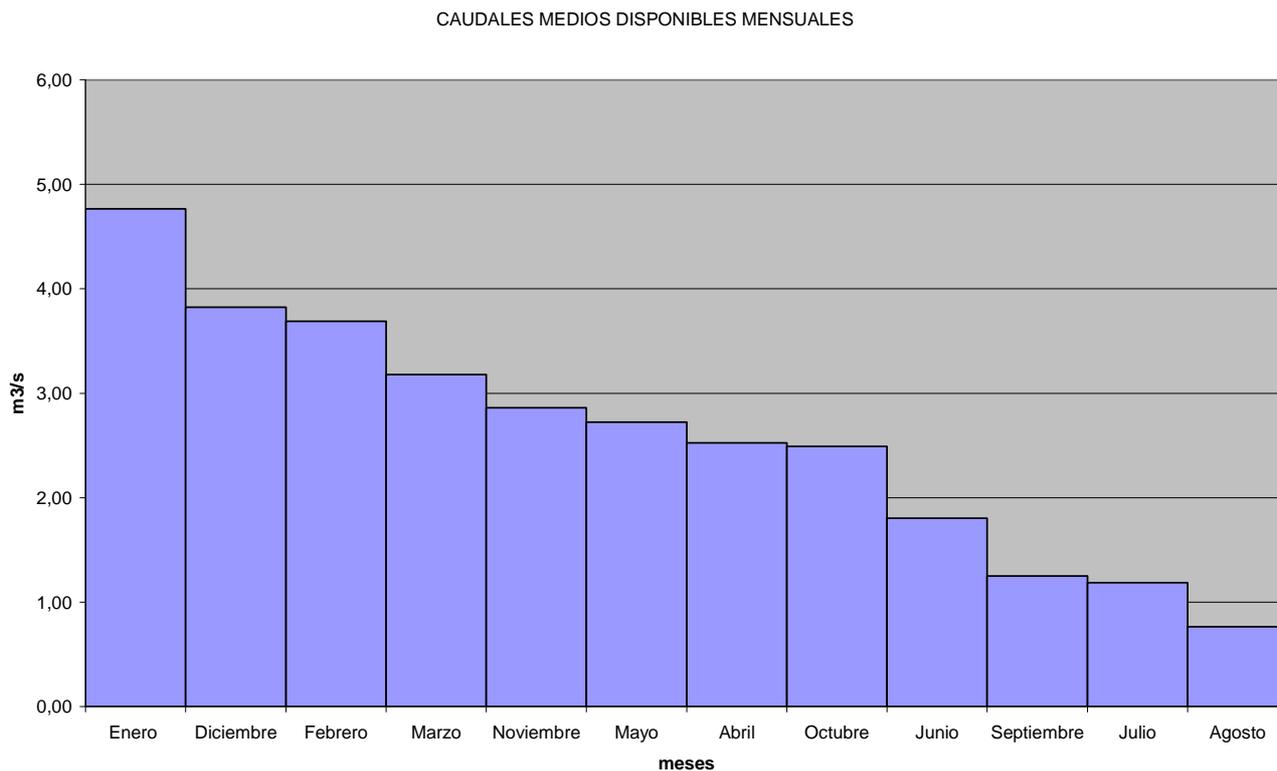


fig 49 Caudales medios disponibles mensuales . Fuente: Propia.

Posteriormente se ha creado la columna que indica el caudal en %, la cual muestra que para caudales superiores al 100% la energía generada y el rendimiento de la turbina serán los mismos que si estuviera al 100%. Ello es debido a que al superar el caudal nominal, la turbina no es capaz de transformar ese caudal en electricidad y devuelve la parte sobrante al río sin extraer su energía.

La columna del rendimiento se ha obtenido de la grafica vista en el apartado anterior fig 48 y varía según el tipo de turbina. Aproximadamente se corresponde a los valores indicados en la tabla contigua a dicha figura.

Para el cálculo de la potencia se ha apreciado la fórmula de la potencia nominal indicada en el apartado 3.1.6. Los rendimientos considerados son los siguientes: un rendimiento medio de la turbina de 84% y un rendimiento del resto de la instalación de 70%; esto representa un total de un 58,8% para la instalación hidráulica.

Por último, para el cálculo de la energía generada, se ha aplicado la fórmula descrita también en el apartado 3.1.6, obteniéndose la mayor energía generada, siendo la potencia nominal del sistema la calculada con el caudal nominal.

Para terminar con este apartado y debido a que es preferible tener varias opciones o comparativas, se ha repetido el cálculo anterior con una turbina de flujo cruzado, obteniendo de forma resumida los siguientes resultados:

Caudales	4	3,75	3,7	3,5
Energía Total (MWh/año)	1.367,22	1.335,70	1.372,87	1.358,50
Potencia nominal (kW)	313,92	294,30	290,38	274,68

En este caso el caudal nominal es un caudal inferior que se puede asegurar durante más días. A pesar de esto, en las mismas condiciones, no genera tanta energía eléctrica como la turbina Kaplan.

4.3.4 Equipamiento eléctrico

El generador, el principal equipamiento eléctrico de esta instalación, estará acoplado al eje de la turbina. El generador será síncrono de 6 polos, con lo cual girará a 1000 rpm. La elección de un motor síncrono es debido a la necesidad de instalación de un banco de condensadores en caso de utilizar un generador asíncrono, ya que este último necesita consumir energía reactiva. La potencia nominal del generador es igual a 324kW, con un factor de potencia igual a uno, debido a que se han considerado unas pérdidas del 10% entre la turbina y el generador, siendo el voltaje de generación igual a 690V.

Por otro lado el sistema hidroeléctrico necesita regulación ya en caso de que varíe la demanda eléctrica también lo hará la velocidad de giro y frecuencia de la turbina. Para solucionar esto se controlará la velocidad de giro de la turbina mediante un control en lazo cerrado en tiempo real, que compruebe la frecuencia a la que se genera electricidad y varía el caudal. Este lazo cerrado modificará la posición de los álabes del rodete y de los distribuidores manteniendo así, un voltaje y una frecuencia constante. Hay que recordar que este control se verá afectado por la demanda energética extra de la batería en caso de necesitar ser cargada con esta tecnología. Para ello, se ha considerado el uso de un rectificador con potencia igual a la capacidad nominal máxima neta del tanque de baterías durante un día.

También se debe incluir el centro de transformación donde se debe reducir la electricidad producida a 690V trifásica, a la electricidad consumida a 220V y 50Hz monofásica. Además de esto, se deben incluir todos los componentes de seguridad eléctrica, correctamente dimensionados para las características de la instalación, como son interruptores automáticos, seccionadores, instalación pararrayos.

4.3.5 Obra civil

La instalación, como se ha dicho anteriormente, será una central minihidráulica de tipo fluyente sin azud. La captación del agua se realizará en el lecho del río, mediante una toma, provista de una rejilla -más limpiarejilla-, para evitar la intrusión de elementos ajenos, y será conducida por el canal de derivación descubierto, de hormigón con una capacidad máxima de 7m³/s, hasta la casa de máquinas con un desnivel neto de 12 m. Como se ve en la siguiente figura, al ser una zona bastante montañosa se puede obtener fácilmente el salto neto requerido para la instalación, marcada en un cuadro en amarillo, mientras que la población está indicada con un cuadro en gris y las coordenadas correspondientes.

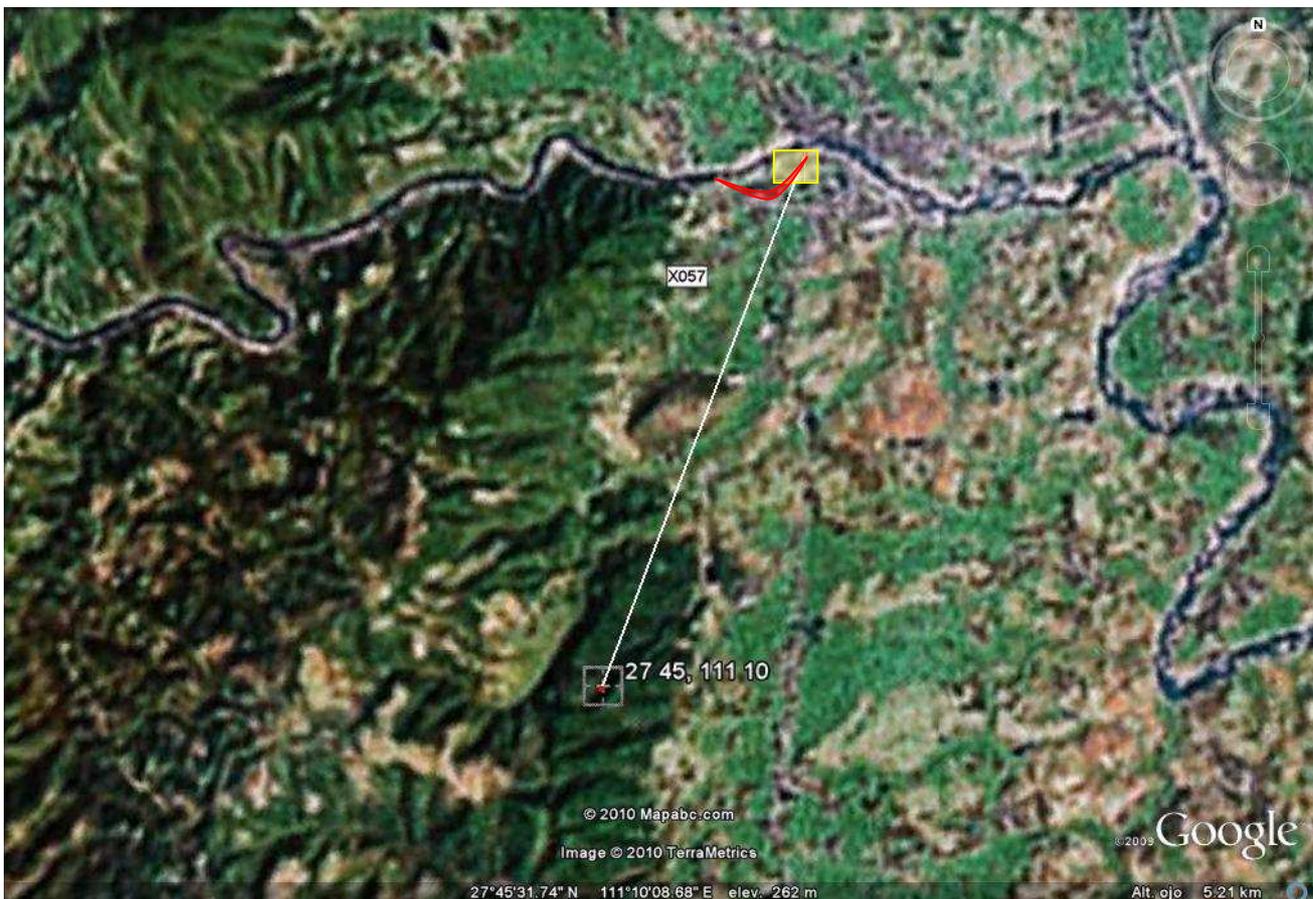


fig 50 Localización de la instalación hidráulica indicando el canal de derivación. Fuente: [15].

También podemos apreciar como la línea de color rojo indica la trayectoria del canal de derivación.

4.4 Generación eléctrica fotovoltaica.

En los periodos estivales la aportación hidráulica es muy reducida, especialmente en agosto, es aquí donde la instalación fotovoltaica y el tanque de bateras desarrollan una función importante, cubrir la menor aportación de electricidad hidráulica debido a la caída del caudal. Esto se continuará realizando de la misma manera que el resto del año siguiendo la estrategia indicada en el apartado 4.2.

4.4.1 Descripción de la instalación

La instalación a realizar esta compuesta de paneles fotovoltaicos orientados al sur con un ángulo de 12° respecto el plano terrestre. La localización, será en una zona aproximada al extrarradio de la población a una distancia de 0,7 Km hacia el sureste. La instalación se realizará en una zona libre de sombras y estará a una distancia prudencial de árboles o los mismos módulos que puedan causar sombras, manteniendo las distancias óptimas entre filas de paneles fotovoltaicos, según se describe en el apartado 4.4.3. La zona montañosa no causaría sombras en la instalación debido a la orientación y el posicionamiento de los paneles fotovoltaicos, quedando la montaña a la espalda de éstos, tal y como se puede ver en el cuadro verde claro y el indicativo del norte en la esquina superior derecha.

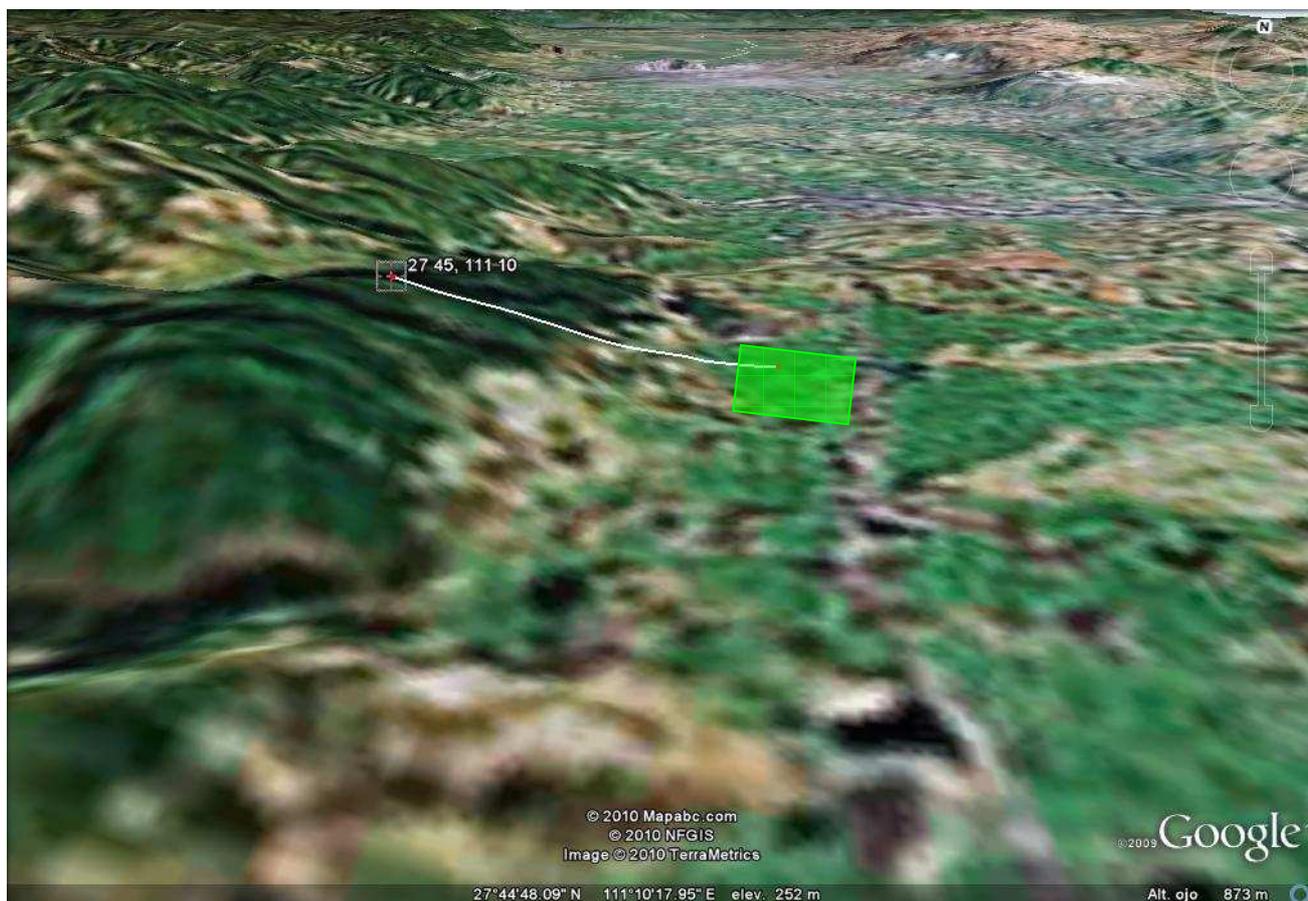


fig 51 Localización de la instalación fotovoltaica. Fuente: [15].

La instalación estará dividida en dos partes idénticas y ocupará un área total de 1703,67m² sin incluir la caseta, donde se instalarán los tanques de baterías y los inversores. Por otro lado, la potencia instalada total será de 106,88kW, mientras que la de los inversores será igual a 70kW cada uno.

La interconexión de módulos y su posterior conexión con el tanque de baterías, se realizará con cable de cobre aislado y enterrado, mientras que la posterior distribución eléctrica hacia la población se efectuará mediante una nueva línea de transmisión aérea compuesta por cables de aluminio

desnudos, desde la salida de los inversores, conectados en paralelo, hasta el centro de transformación en la entrada del pueblo. La línea de distribución transportara según la salida del inversor a 400V trifásico y los cables tendrán una sección adecuada para la intensidad a transportar y cumpliendo con la caída máxima de tensión indicada por la norma competente. La electricidad de los consumidores será monofásica con un voltaje eficaz de 220V y 50Hz siendo esta la misma de la zona de la instalación. Se deben incluir además todos los componentes de seguridad eléctrica, correctamente dimensionados para las características de la instalación, como son interruptores automáticos, seccionadores o instalación pararrayos.

Además de todo ello la instalación consta de una caseta cubierta y cerrada, de aproximadamente 100m², donde se encontrarán los dos tanques de baterías, los dos controladores, los dos inversores y el convertidor.

4.4.2 Dimensionado

La parte más importante en el dimensionado de los paneles fotovoltaicos es conocer la demanda a satisfacer. Ésta ya ha sido calculada en el apartados anteriores, en este caso es importante saber que parte de esta demanda no está cubierta por la energía hidráulica ver anexo VII y hasta qué punto puede dar soporte el tanque de baterías ver anexo VI. Anticipándose un poco, se ha considerado que el tanque de baterías debería dar soporte, al menos dos veces el peor día, en cuanto a relación generación hidráulica-consumo población corregido. Para el cálculo del peor día, se han tenido en cuenta, por un lado, los días de menor generación hidráulica por cada mes, y el consumo de dichos días, considerándolos festivos -perfil de un mayor consumo en cada estación-, ver anexo I. A partir aquí, se ha comprobado en qué mes existe una mayor diferencia entre generación neta hidráulica y consumo corregido de la población. El resultado es que el día más restrictivo es el día 234, en el mes de agosto, donde existe un déficit eléctrico de 736,35kWh para la población entera con aproximadamente 1250 habitantes, lo cual representa que el tanque de baterías da un soporte, o tiene una capacidad mínima de 1472,7kWh, aproximadamente igual a 1500kWh.

Hay que destacar que debido al objetivo principal de los paneles fotovoltaicos, es alimentar las baterías y cuando éstas estén llenas alimentar los consumidores, se ha utilizado la metodología de cálculo de los sistemas aislados y no la usada en los sistemas híbridos, donde se tendría que haber considerado el punto de máxima potencia. De este modo, la instalación fotovoltaica deberá generar la energía suficiente para alimentar las baterías durante los meses de sobreproducción, más la parte de demanda no cubierta durante los meses de invierno. Ello es debido a que únicamente con la energía eléctrica almacenada en el tanque de baterías, no se cubre el total del pico de agosto, que

es igual al total de la demanda anual no cubierta por la energía hidráulica neta. Tal y como se ve en la siguiente tabla, esta energía eléctrica tiene un valor de 10.785kWh.

Mes	Nº días	Caudal río (m3/s)	Energía Hidráulica útil (kWh)	Demanda Población corregida (kWh)	Demanda no cubierta (kWh)
Enero	31	148	242.800	53.193	0
Febrero	28	103	183.589	46.670	0
Marzo	31	99	173.134	47.749	0
Abril	30	76	130.358	41.419	0
Mayo	31	84	145.325	38.196	0
Junio	30	54	88.803	33.749	0
Julio	31	37	52.276	33.451	0
Agosto	31	24	23.406	34.191	10.785
Septiembre	30	37	53.395	35.784	0
Octubre	31	77	132.895	41.370	0
Noviembre	30	86	147.733	45.068	0
Diciembre	31	119	207.217	51.442	0
TOTAL	365	943	1.580.930	502.283	10.785
MEDIA MENSUAL		78,6	131.744,1	41.856,9	898,8

Se considera que las baterías están llenas en el mes de julio, ya que en teoría en este mes la demanda eléctrica media está totalmente cubierta por la energía hidráulica útil media -aunque en días puntuales hace falta usar las baterías, posteriormente son recargadas-. Se puede decir que la energía a generar por los paneles fotovoltaicos será igual a la diferencia entre la demanda a cubrir y la energía almacenada en las baterías, siendo igual a:

$$E_{PV} = E_{no_cubierta} - E_{baterías} = 10.785kWh - 1500kWh = 9285kWh$$

Si se considera que se ha de generar esta energía en 20 días, al menos por día se debe producir con los paneles fotovoltaicos 464,25kWh, aproximadamente igual a 470kWh.

Se han tomado como referencia 20 días debido a que si se consideran 31, la instalación fotovoltaica no habría sido capaz de alimentar a la batería. Esto es debido a que la distribución de la generación hidráulica neta no es igual cada día, ya que depende del caudal-que es muy variable-, lo que significa que si hay varios días con una mayor demanda que producción eléctrica hidráulica neta, como es el caso del mes de agosto, las baterías se pueden descargar si la aportación de energía eléctrica fotovoltaica es la media diaria. El diseño con 31 días funcionaría si se aumentara la energía producible o si con la misma energía los caudales fueran constantes e iguales durante todo el mes. De este modo se ha contemplar esta variación y aumentar el número de paneles fotovoltaicos con tal de asegurar el suministro eléctrico, ya que el peor día es el 22 de agosto, y antes de esto se encuentran días donde también se requiere el uso de la energía de las baterías, ver anexo VI. De este modo, generando esta electricidad, en 20 días se consigue no llegar a vaciar las baterías, así

como cubrir los picos en la demanda, como se puede ver en la siguiente gráfica del estado de la batería neta, y en el balance energético del mes de agosto en la fig 56.

ESTADO DEL TANQUE DE BATERÍAS

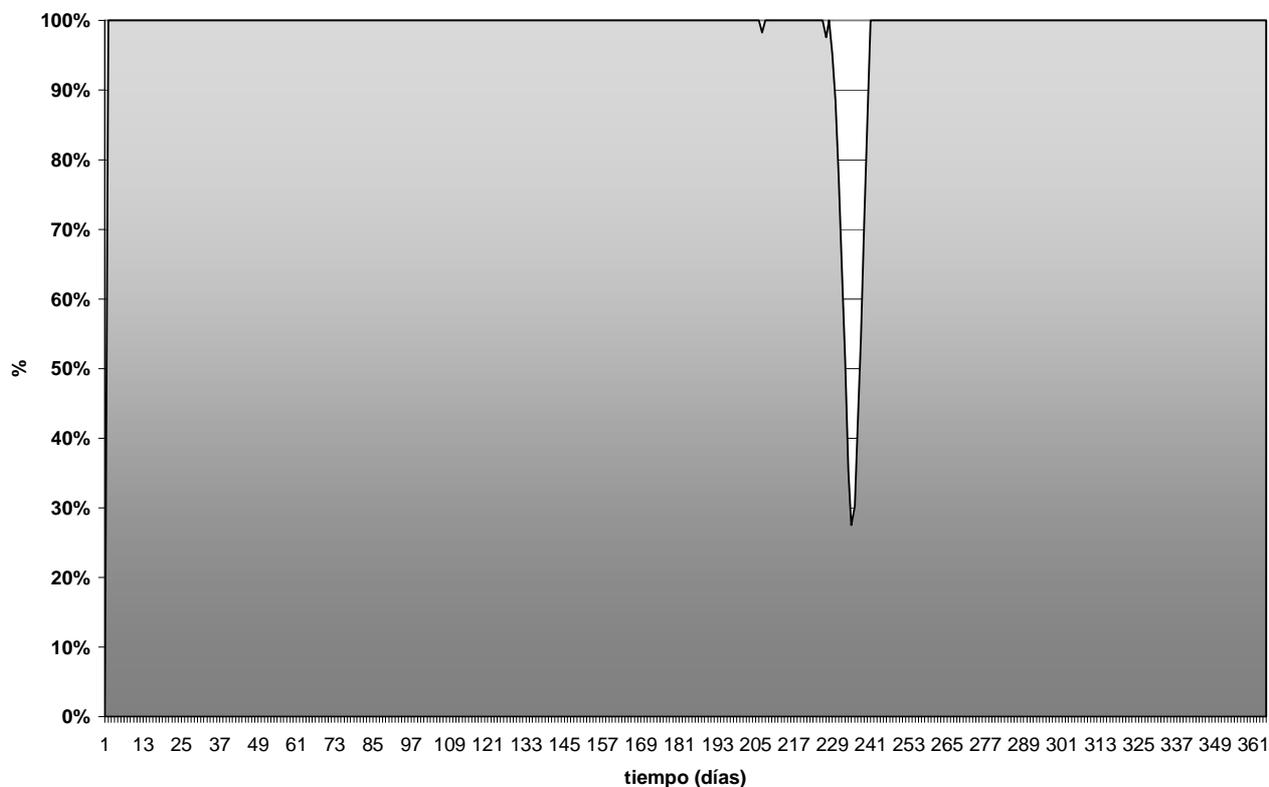


fig 52 Estado del tanque de baterías a lo largo del año. Fuente: Propia.

La generación mediante paneles fotovoltaicos depende directamente de las radiaciones, para obtener los valores de éstas se ha utilizado la siguiente tabla, eligiendo para el cálculo el mes de agosto y la inclinación de 12°.

Radiación media mensual en una superficie terrestre orientada al sur (kWh/m ² /día)													
Lat 27.75 Lon 111.167	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media anual
SSE HRZ	1,95	1,98	2,47	3,23	3,70	3,90	4,82	4,42	3,79	2,96	2,76	2,31	3,19
K	0,30	0,26	0,27	0,31	0,33	0,34	0,43	0,41	0,39	0,36	0,41	0,38	0,35
Difusa	1,19	1,41	1,62	2,09	2,33	2,43	2,48	2,30	2,00	1,63	1,33	1,17	1,83
Directa	1,59	1,89	2,19	1,70	1,98	2,12	3,39	3,12	2,79	2,33	2,89	2,51	2,38
Angulo 0°	1,90	2,38	2,87	3,16	3,68	3,88	4,80	4,39	3,73	2,93	2,68	2,27	3,22
Angulo 12°	2,07	2,51	2,95	3,19	3,65	3,81	4,71	4,40	3,85	3,12	2,99	2,57	3,32
Angulo 27	2,21	2,58	2,95	3,10	3,47	3,59	4,43	4,23	3,84	3,23	3,25	2,84	3,31
Angulo 42	2,25	2,53	2,82	2,90	3,17	3,24	3,95	3,89	3,67	3,20	3,35	2,96	3,16
Angulo 90	1,72	1,74	1,76	1,65	1,66	1,65	1,85	1,98	2,17	2,20	2,59	2,40	1,95
Mayor valor	2,25	2,58	2,95	3,19	3,68	3,88	4,80	4,41	3,87	3,24	3,35	2,97	3,43
Angulo optimo	40,00	27,00	27,00	10,00	2,00	0,00	0,00	7,00	19,00	31,00	43,00	47,00	21,08

Hay que destacar que los valores de febrero y marzo han sido aproximados, mediante una aproximación lineal, por falta de datos. También se han generado los datos diarios realizando una aproximación lineal y una posterior modificación para que los valores medios por mes fueran iguales. Ver el anexo III.

Para el cálculo de la energía generada mediante los paneles fotovoltaicos, se han considerado las siguientes características y rendimientos:

- Rendimiento de los paneles fotovoltaicos 10%.
- Rendimiento del resto de componentes 90%, incluyendo inversor, pérdidas por cables.
- Efecto de la temperatura sobre los paneles fotovoltaicos, pérdidas en el rendimiento. Ver el anexo V.
- Radiación incidente a 12°.

Hay que recordar que el efecto de las sombras no se ha tenido en cuenta, ya que la instalación fotovoltaica no va a tener sombras durante el día. Esto es debido al correcto emplazamiento de la instalación, sí se modificará la situación o el entorno, y se proyectarán sombras durante el día sobre la instalación se debería generar un modelo informático para calcular el efecto de éstas.

Agrupando por meses la energía hidráulica neta media, la demanda de la población corregida media y la demanda no cubierta media, se obtendría la siguiente tabla representativa, donde se muestra de nuevo que parte de la demanda debería ser cubierta mediante generación fotovoltaica y baterías.

Mes	Nº días	Caudal río (m3/s)	Energía Hidráulica útil (kWh)	Demanda Población corregida (kWh)	Demanda no cubierta (kWh)
Enero	31	148	242.800	53.193	0
Febrero	28	103	183.589	46.670	0
Marzo	31	99	173.134	47.749	0
Abril	30	76	130.358	41.419	0
Mayo	31	84	145.325	38.196	0
Junio	30	54	88.803	33.749	0
Julio	31	37	52.276	33.451	0
Agosto	31	24	23.406	34.191	10.785
Septiembre	30	37	53.395	35.784	0
Octubre	31	77	132.895	41.370	0
Noviembre	30	86	147.733	45.068	0
Diciembre	31	119	207.217	51.442	0
TOTAL	365	943	1.580.930	502.283	10.785
MEDIA MENSUAL		78,6	131.744,1	41.856,9	898,8

Para cubrir esta demanda día a día se ha aplicado la siguiente fórmula.

$$E_{PV} = \eta_{PV} \cdot \eta_I \cdot \eta_T \cdot R_{12^\circ} \cdot A,$$

Donde,

E_{PV} , es la energía neta obtenida de toda la instalación fotovoltaica, (kWh)

η_{PV} , es el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, %

η_I , rendimiento del resto de la instalación %

η_T , rendimiento en función de la temperatura ambiente %

R_{12° , la radiación recibida a 12° (kWh/m²/día)

A , el área de la instalación en m²

El resultado de todo esto es una tabla donde se puede ver día por día el valor del caudal, la demanda, la generación hidráulica, fotovoltaica y el déficit energético entre otros valores (anexo VIII).

De cara al valor de la energía neta generada y como se debe generar 300 kWh/día, se obtiene el área de los paneles fotovoltaicos en la instalación. Considerando la radiación media del mes de agosto igual a 4,40 kWh/día, y el factor medio de la temperatura en dicho mes, el área resultante será igual a:

$$A = \frac{E_{PV}}{\eta_{PV} \cdot \eta_I \cdot \eta_T \cdot R_{12^\circ}} = \frac{470}{0,1 \cdot 0,9 \cdot 0,99 \cdot 4,4} = 1198m^2 \rightarrow 1200m^2$$

Cualquier ampliación en el dimensionado de la instalación fotovoltaica tendría como objetivo la recarga más rápida del sistema de batería. Esto podría ser necesario en caso que hubiera un aumento notable de la población o que la actual aumentara el consumo. En este caso es más sencillo ampliar la instalación fotovoltaica.

Continuando con el dimensionado de la instalación aislada, una parte importante del proceso para un sistema fotovoltaico aislado es elegir el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad de la batería, este último se realiza en el apartado 5.5.3. Además de esto se debe tener en cuenta, el controlador de carga y el inversor.

También juega un papel muy importante el hecho que se considere que la demanda eléctrica tiene una importancia crítica. Esto significa que se pretende que todos los consumidores para los cuales ha sido diseñada puedan ser utilizados sin ningún problema, o corte de suministro, incluso en el peor de los días. Si fuera tolerable una pérdida de carga en ciertos periodos, como en verano, se podría

proceder a un rediseño de la instalación fotovoltaica de menor potencia y por tanto más económica, pero en este caso no es posible.

Para el cálculo de la potencia instalada o nominal, se ha utilizado previamente la siguiente fórmula para obtener el número de paneles fotovoltaicos necesarios:

$$n = \frac{E_{media}}{P_{pico_PV} \cdot R_{media}} = \frac{470kWh / día}{20 \cdot 10^{-3} kW \cdot 4,4kWh / día} = 5340,9 \rightarrow 5344$$

Estos módulos se han dividido en dos grupos idénticos, generando dos matrices con las siguientes características: 668 filas con 4 módulos en serie cada una. Entonces la potencia instalada viene dada por la potencia pico de un módulo (20Wp) multiplicada por el número de módulos resultado igual a 106,88kW.

4.4.3 Paneles fotovoltaicos

El tipo de paneles fotovoltaicos elegido está formado por silicio monocristalino con un rendimiento del 10%, una potencia máxima en condiciones STC de 20Wp, un voltaje nominal por módulo de 12V y unas dimensiones 656mmx306mmx18mm. Además se prevé que tengan una vida mínima de 25 años. Ver anexo IX.

La distancia entre módulos fotovoltaicos ha de ser la apropiada para cada tipo de paneles fotovoltaicos, ya que si no lo fuera, se harían sombras unos a otros. Para obtener la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos, se tiene que considerar por un lado, las dimensiones de los paneles fotovoltaicos así como su inclinación. Por otro lado se debe tener en cuenta el ángulo con el que incide el rayo solar sobre la placa fotovoltaica (ξ). Éste es elegido según el día más desfavorable en cuando a la altura solar y depende del uso de la instalación. Aunque se ha seleccionado la mejor inclinación para el mes de agosto, se considera que el día más desfavorable es el 21 de diciembre en el hemisferio norte, de este modo se asegura en caso de ser necesario de generación en invierno, los paneles solares no se harán sombra. Este día tiene una altura solar mínima al mediodía de:

$$\varepsilon = (90^\circ - Lat_instalación) - 23^\circ = (90^\circ - 27^\circ 45') - 23^\circ = 39^\circ 15' = 39,25^\circ$$

La distancia entre paneles fotovoltaicos, de modo esquemático, está indicada (d) en la siguiente figura:

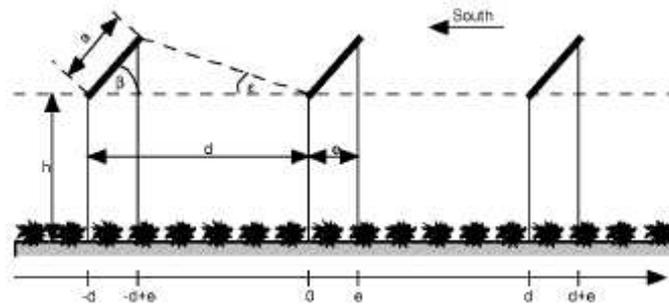


Fig. 8.18. Geometry of the sun farming concept as used in calculations [111]

fig 53 Esquema de las distancias entre paneles fotovoltaicos. Fuente: [17].

De tal manera que la formula para obtener la distancia mínima entre las filas de una matriz de paneles fotovoltaicos es la siguiente:

$$d = a \cdot \left(\frac{\sin \beta}{\tan \varepsilon} + \cos \beta \right) = 0,306m \cdot \left(\frac{\sin 12^\circ}{\tan 39,25^\circ} + \cos 12^\circ \right) = 0,377m$$

Resultando que la distancia entre filas de paneles fotovoltaicos orientados al sur debe ser como mínimo 0,377m. Como cada matriz tiene 668 filas se da un total de filas igual a 1336. Esto representa 503,67m² más los 1200m² de paneles fotovoltaicos. La instalación fotovoltaica completa ocupa un total de 1703,67m².

La estructura de soporte y el sistema de fijación de los paneles fotovoltaicos deberán permitir las dilataciones térmicas sin afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante. Además la estructura ha de soportar el peso de los paneles fotovoltaicos más las sobrecargas causadas por el viento o nieve, aunque en este caso sea improbable, de acuerdo con la administración competente. La estructura además, situara los módulos a una altura mínima de 15 cm del suelo con el objetivo de evitar problemas en caso de nevada o fuertes lluvias.

La cimentación de la estructura de soporte será mediante el empotramiento de las bases del soporte al suelo utilizando bloques de hormigón enterrados y tornillos roscados de acero inoxidable. La estructura de soporte así como las bases y el sistema de orientación serán de aluminio, evitando siempre que los topes de sujeción o la propia estructura arrojen sombras sobre los módulos

4.5 Baterías

El principio de una batería es la conversión de energía eléctrica a energía química para su almacenamiento y su posterior transformación a energía eléctrica de nuevo. El almacenamiento de energía es necesario en la mayoría de sistemas aislados de la red debido a que la generación de energía y el consumo de ésta no tienen por qué coincidir. Por ejemplo, en un sistema aislado que únicamente utilice energía solar fotovoltaica, se tendrá que almacenar electricidad para el consumo nocturno o para periodos donde no se genere suficiente, como podría ser una serie de días nublados. La mayoría de sistemas aislados o híbridos utilizan baterías, como excepción se podría hablar de un sistema solar fotovoltaico de bombeo de agua y almacenamiento de ésta en una presa para su posterior turbinado, creando así un almacenamiento de agua y por tanto de electricidad, pero sin el uso de baterías. Aunque esto podría presentar problemas en periodos de mantenimientos de la turbina, solucionándose con el uso de varias turbinas, generalmente dos, generando la menos durante los periodos de mantenimiento de una de ellas.

El tipo más común de batería en sistemas aislados o híbridos son las baterías recargables de plomo y ácido, las cuales tienen una buena relación precio-rendimiento y pueden soportar tanto grandes corrientes de carga como pequeñas con un buen rendimiento. Con este tipo de batería en los sistemas fotovoltaicos generalmente la capacidad de almacenamiento está en un rango de 0,1kWh hasta 100kWh, aunque en algunos sistemas se utiliza MWh, como en este caso. Este hecho ha limitado el dimensionado del tanque de baterías, aumentando el dimensionado del campo fotovoltaico.

Otro tipo de batería comercial son las de níquel-cadmio, níquel e hidruro metálico y las de Li-ion, aunque este tipo principalmente se utiliza en electrónica de consumo o en telecomunicaciones y por tanto no serían válidas para este caso.

En este caso, como lo sería en un sistema aislado, la energía almacenada en las baterías es especialmente importante debido a que por diversas variables la energía generada por el sistema híbrido podría ser insuficiente para alimentar al 100% los consumidores. Además de esto, las baterías deben almacenar energía para cubrir excesos de demanda. Las baterías serán principalmente cargadas por los paneles fotovoltaicos, aunque no únicamente. Por ejemplo si las baterías no estén completas y es por la noche, se podría utilizar energía hidráulica en caso de sobreproducción.

4.5.1 Funcionamiento de una batería de plomo y ácido

Las baterías de plomo y ácido están formadas por múltiples células individuales cada una con un voltaje nominal de 2V. Comercialmente se unen estas células internamente en serie formando bloques, por ejemplo 12 células formarían una batería o bloque de 24V. En el caso de grandes

tanques de baterías, las células individuales son usadas en función del tamaño y conectadas entre ellas en serie o en paralelo para conseguir diferentes capacidades y voltajes. En este tipo de batería encontramos diferentes tecnologías, como baterías de gel pero en instalaciones fotovoltaicas es más común utilizar baterías con electrolito líquido, como lo son las de plomo y ácido.

4.5.2 Características de la batería

La capacidad C_u de una batería es la cantidad de energía que puede ser descargada bajo condiciones adecuadas de descarga hasta que ésta esté totalmente descargada, mientras que la capacidad nominal viene determinada por el número de baterías o células conectadas en paralelo. Ésta siempre está asociada con la corriente de descarga o con el tiempo de descarga. Por ejemplo si el total de la energía almacenada en una misma batería se descarga en 10 horas habrá una corriente mucho mayor que si lo hace en 100 horas.

La corriente, como la capacidad, depende del tiempo de carga o descarga. Mientras la corriente de carga se produce en los “generadores”, la capacidad de descarga depende de la demanda de la carga o población. Normalmente la capacidad de descarga de una batería de un sistema solar sigue la siguiente fórmula.

$$Q = \frac{C_u}{V} = \frac{E \cdot n}{V} = \frac{500 \cdot 3}{48} = \frac{5250 \text{ kWh}}{48 \text{ V}} = 31,25 \text{ kAh}$$

Donde,

Q , es la capacidad de descarga en kAh

C_u , es la energía de la batería en kWh

E , es la energía demandada en kWh

n , es el número de días sin suministro

V , es el voltaje de nominal del tanque de baterías,

En el caso del voltaje nominal de una batería de plomo ácido es de 2V por célula, y éstas se unen en serie formando baterías de 12V o 24V generalmente, o 48V como en este caso. El voltaje en los electrodos varía según las condiciones de trabajo, de tal modo se debe proteger la batería y para ello se utilizan dos límites. El primero de ellos se aplica durante la carga de la batería, conocido como el voltaje límite de carga, siendo el valor máximo permisible. Mientras que en la descarga el valor mínimo es conocido como voltaje mínimo de descarga. Del control de éstos se ocupará el regulador o controlador de carga.

El factor de carga indica la relación entre la carga suministrada a la batería y la carga descargada. El valor ideal sería 1, pero suele ser superior debido a las pérdidas. El valor inverso a este factor sería

el rendimiento de carga que está entre el 83% y el 98%. En el caso de las pérdidas por almacenamiento, el rendimiento se encuentra entre un 70 y un 85%, dependiendo del método de carga. Para mejorar el rendimiento se puede utilizar un controlador MPP, que no es más que un convertidor CC/CC que haría trabajar a los paneles fotovoltaicos siempre en la máxima potencia, a pesar de que en este caso no se va a considerar esta posibilidad por que el sistema fotovoltaico ha sido diseñado como una instalación aislada y no híbrida.

También es importante el ciclo de vida de una batería, que está definido como el número de ciclos alcanzables antes que la capacidad caiga al 80% de la capacidad nominal. Una vez pasado este punto, la batería aún se puede usar pero la capacidad decrece continuamente y el riesgo a caídas repentinas incrementa. Además de esto las baterías se autodescargan debido a las reacciones químicas realizadas en el interior con un máximo de un 3% por mes.

Durante el proceso de carga la batería se va incrementado gradualmente, hasta como mucho llegar al voltaje de máximo. El voltaje es controlado por el controlador de carga, y así la batería no tiene por qué ser dañada debido a una falta o exceso ácido. A consecuencia de que el voltaje de corte depende de la temperatura, los controladores deben medir también la temperatura. Por tanto se ven afectadas por el ciclo de trabajo. En este caso las baterías estarían sujetas a un ciclo estacional donde en invierno se acumularía una gran parte de energía sobrante generada mediante las instalaciones fotovoltaica e hidráulica, para un posterior uso en estaciones de verano o cuando la situación lo requiera.

4.5.3 Criterios de selección

La selección del sistema de baterías depende de muchos factores y esta influenciado por el funcionamiento del sistema, así como por la condición climática. Los requerimientos de las baterías se pueden ordenar según las operaciones por año, el tipo de carga o el número de ciclos por semana. Aunque aun es difícil hacer una generalización sobre que tipo de batería es mejor para una instalación típica con condiciones básicas esto podrían ser los factores más importantes:

- Buena relación calidad-precio
- Bajo coste de mantenimiento
- Larga duración
- Baja auto descarga
- Alto rendimiento
- Posibilidad de carga con bajas intensidades de carga
- Material reciclable

Generalmente no todas estas opciones son posibles a la vez, por eso, dependiendo de cada caso se debe dar prioridad diferente fijándose en las especificaciones de las baterías que han de incluir, la capacidad con el número de descargas asociadas, la densidad nominal del ácido y el volumen o peso de éste y datos sobre el tiempo de vida en relación con la profundidad de descarga.

El mayor problema con las baterías utilizadas en este documento (ácido y plomo) es la corta vida de uso. Con ciclos completos comprendidos entre 100 a 800 pueden llegar a durar hasta 8 años. Estas baterías están afectas por procesos de corrosión o sulfuración y acortan su vida notablemente.

- Algunos fabricante de baterías de acido-plomo: Hoppecke, Exide

4.5.4 Dimensionado de la batería.

En el dimensionado de la batería el principal factor a tener en cuenta son los días de autonomía del sistema, los cuales dependen del clima de cada región y de la capacidad de una instalación híbrida de generar electricidad por diferentes medios. Generalmente, en instalaciones asiladas con paneles fotovoltaicos, es recomendable reservar al menos dos o tres días en los meses de verano y de tres a cinco días en los meses de invierno. En este caso se ha tenido en cuenta hasta un total de dos veces el peor día del año, que es el que presenta una mayor diferencia entre la electricidad generada hidráulicamente y el consuno de la población, calculado el apartado anterior, es en el mes de agosto.

Hay que estimar también el porcentaje máximo de descarga de la batería para conseguir su correcto dimensionado; en este caso se ha considerado un Coeficiente de descarga máximo de 80% y el rendimiento del tanque de baterías que se ha tomado como referencia igual a un 80%, que aquí es igual, resultando la capacidad nominal máxima neta C de la batería igual a la siguiente fórmula.

$$C = \frac{Cu}{CDM} = \frac{1500kWh}{0,8} = 1875kWh$$

El tamaño de la batería es de 1875kWh, aunque al considerar unas perdidas de 20%, en procesos de transformación y perdidas por almacenamiento el tamaño del tanque de baterías a instalar es igual a 2250kWh (Capacidad nominal bruta), con una capacidad de descarga igual a 46,875kA, En este caso, como la distribución del las baterías será en dos bloques principales, estos valores serán la mitad pero se requiere que cada bloque tenga su controlador de carga individual y una derivación del convertidor, conectada entre ellas en paralelo, que aportará un plus a las baterías en caso de necesitar más electricidad.

La batería seleccionada tiene las siguientes características, ver anexo IX:

- Batería de plomo-ácido abierta.
- Tensión nominal igual 2V x el número de módulos.
- Temperatura nominal igual a 20°C
- Capacidad nominal en 24 horas igual a 1160 Ah
- Dimensiones (longitud, ancho, altura) 198mmx190.5mmx747mm

Como la instalación fotovoltaica está diseñada a 48 V, ambos bloques de baterías también lo estarán; esto representa que cada fila de batería tendrá 24 módulos conectados en serie. Posteriormente, como la capacidad nominal en 24 horas es igual a 1160Ah, se necesita una capacidad de descarga igual a 23,44kAh por bloque. De este modo se obtiene que el número de filas necesario sea igual a 20,2, redondeando a 21 filas por cada bloque. En resumen, el tanque de baterías está formado por dos bloques de 24 módulos por rama conectados en serie y 21 ramas conectadas en paralelo, lo que hace un total de 504 módulos por bloque y un total de 1008 baterías.

Una vez se obtiene el número de baterías, al conocer las dimensiones, se puede obtener el área ocupada. En este caso es igual a 0,198m x 0,191m x 1008 módulos, igual a 38,12m², sin considerar espacios entre ellas.

Hay que destacar en este apartado que las baterías estarán en la caseta de la instalación fotovoltaica, a una temperatura comprendida entre los 10°C y los 30°C, siendo la nominal igual a 20°C, nunca debe sobrepasar de los 55°C. No obstante, hay que recordar que las altas temperaturas acortan el tiempo de vida de las baterías. Además esta batería requiere de mantenimiento, con lo que se debe revisar periódicamente el nivel del electrolito y en caso de estar por debajo de la marca del nivel mínimo se debe rellenar con agua depurada apropiada para tal objetivo. La batería siempre debe mantenerse limpia para evitar corriente de fuga. Al menos una vez cada seis meses se tendrán que medir y registrar la tensión de la batería y la tensión de algunos monobloques de la batería, así como la temperatura del electrolito de algunos monobloques de la batería y varios pasos más según el manual del fabricante.

4.5.5 Controlador de carga

El voltaje de las baterías para sistemas aislados o híbridos es de 12V, 24V o 48V, y el voltaje de carga debe ser algo superior, por ejemplo 14,4V si la batería es de 12V. A pesar de esto se puede producir sobrecarga, punto en el que juega un papel importante el controlador de carga, que evita la sobrecarga con alguno de los siguientes pasos:

- Desconectado los “generadores” cuando el voltaje es muy elevado
- Cortocircuitando los “generadores” mediante un diodo Zener
- Ajustando el voltaje con un controlador de MPP

Este dispositivo también tiene que velar para que la batería no se vacíe. A modo de evitar que la batería se descargue hacia los generadores se utiliza un diodo.

El dispositivo de regulación utilizado será uno tipo serie, como el del siguiente esquema.

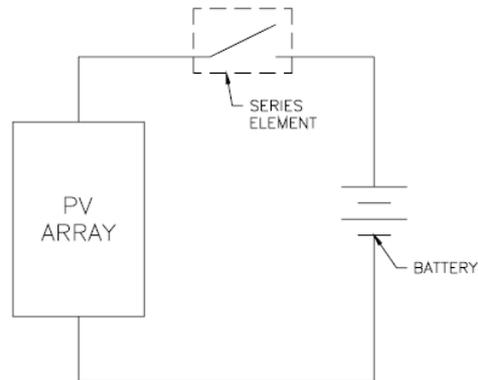


fig 54 Esquema de un controlador serie. Fuente: [118].

Generalmente estos controladores están formados por, como mínimo, un relé entre el polo positivo de la batería y un comparador de voltaje. El relé se conecta y se desconecta según las necesidades de la batería. En este caso el controlador de la carga, además de controlar la generación de los paneles solares, también tendrá que controlar un porcentaje de generación de la turbina, transformado en corriente continua por el convertidor en caso que sea necesario su uso para cargar las baterías. El controlador funciona de la siguiente manera: se encontrará en estado abierto cuando la batería no necesite ser cargada, y la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos irá directamente a la carga o será disipada. En caso contrario se cerraría y la batería se cargaría, ya sea con energía fotovoltaica como con hidráulica.

- Algunos fabricantes de controladores de carga: OutBreak, Morningstart, SMA Iberica

4.6 Electrónica de Potencia

Debido a que los módulos fotovoltaicos generan en CC y las turbinas hidráulicas generan en AC, generalmente mediante un generador asíncrono, se requiere de la electrónica de potencia. Se instalarán dos inversores para transformar el voltaje en CC de los paneles fotovoltaicos o de las baterías a voltaje AC. Además de esto se necesita un rectificador para convertir el corriente AC generado en la turbina a CC y así, en caso de ser necesario, poder cargar el tanque de baterías.

4.6.1 Inversor

La función del inversor es transformar de corriente continua a corriente alterna. Los módulos fotovoltaicos generan corriente continua de 12 o 24 V, y en grandes sistemas 48V, que es almacenada en las baterías, pero generalmente los consumidores son de corriente alterna a 100 – 240 V y de 50 Hz o 60 Hz. En este caso está en función de la localización que es de 220V 50Hz, con lo que es necesario el uso del inversor.

El inversor más simple convierte el voltaje CC a una onda periódica cuadrada. Aunque este tipo de onda funcionaría con muchos consumidores, su contenido en armónicos es muy elevado, y como resultado, en muchas situaciones esta onda no es válida. Para un buen resultado, la señal en la salida del inversor debería de ser sinusoidal. Hay tres tipos básicos de inversores usados en energía fotovoltaica: para sistemas aislados, sistemas semi-autónomo y UPS. La tecnología usada en sistemas aislados debe actuar como una fuente de voltaje capaz de generar un voltaje eficaz y una frecuencia adecuada sin sincronización externa. En el caso de sistemas semi-autónomos, el inversor es básicamente una fuente de corriente que genera una onda sinusoidal a la red que está sincronizada con ésta. Por último, el sistema UPS combina las características de ambas, de tal modo que si el sistema se desconecta de la red el inversor se comportará en modo aislado generando energía de emergencia, mientras que el caso contrario transforma electricidad para poder verter a la red. En este caso se ha considerado inversor tipo aislado. La potencia nominal del inversor ha sido calculada como potencia nominal de los paneles fotovoltaicos más un margen de un 20%.

Los inversores utilizados con sistemas aislados ya llevan incorporado el controlador de carga, aunque esto no es así en el caso al que aquí se hace referencia. El objetivo de los inversores en sistemas aislados o híbridos es conseguir alimentar a una gran demanda. A continuación se muestran los requerimientos que habitualmente se utilizan para un inversor en un sistema híbrido o aislado:

- Corriente continua sinusoidal con un voltaje y frecuencia estable.
- Buen rendimiento incluso a cargas parciales
- Alta capacidad de sobrecarga.
- Tolerancia contra las fluctuaciones de la batería
- Modo “standby” económico con detección automática de la carga
- Protección contra cortocircuitos
- Alta compatibilidad electromagnética
- Bajo contenido en armónicos
- Protección del voltaje
- Operaciones bidireccionales (convertidor)

En este caso se ha recurrido al uso de dos inversores conectados en paralelo a la salida. De esta manera cada uno de los inversores tendrá una potencia nominal igual a la mitad de la de los paneles fotovoltaicos más un 20%. Como resultado se obtendrá una potencia nominal individual igual a 64,2 kW y comercialmente igual a 70kW

- Algunos fabricantes de inversores: OutBreak, Morningstart, SMA Iberica, Photowatt, Sunways, Mitsubishi, Fronius, Aurora, Ingeteam-Ingecon.

4.6.2 Convertidor

El convertidor es un dispositivo que desempeña la función contraria que el inversor, transforma de corriente alterna a corriente continua. El objetivo de éste es el de transformar una parte de la energía generada por la turbina en electricidad alterna a electricidad continua, para que pueda ser almacenada en el tanque de baterías. El dimensionado de éste, está en función de la capacidad nominal máxima de la batería neta. Siendo igual a 2350kWh, la energía máxima almacenable en un periodo de un día representaría un convertidor de aproximadamente 110kW, incluyendo el rendimiento. Este en los convertidores actuales es elevado y puede llegar a un 95%, como se considera en este caso.

- Algunos fabricantes de convertidores: Xantrex, ABB

4.7 Comprobaciones de la instalación

En este apartado se pretende comprobar, que se cubre la demanda durante todo el año además de comprobar los resultados obtenidos. Para empezar podemos observar en la siguiente tabla como de manera global se pueden cumplir con las necesidades de la instalación, ya que ningún valor del balance energético es negativo, hay que destacar que la aportación de la energía hidráulica y fotovoltaica es el máximo que pueden generar, así como lo demandada también es máxima.

Mes	Energía Hidráulica útil (kWh)	Demanda Población corregida (kWh)	Generación Fotovoltaica útil (kWh)	Aportación batería neta (kWh)	Balance energético (kWh)
Enero	242.800	53.193	6.916	0	196.523
Febrero	183.589	46.670	7.605	0	144.524
Marzo	173.134	47.749	9.867	0	135.252
Abril	130.358	41.419	10.333	0	99.272
Mayo	145.325	38.196	12.210	0	119.339
Junio	88.803	33.749	12.306	0	67.359
Julio	52.276	33.451	15.636	0	34.461
Agosto	23.406	34.191	14.704	1.404	5.323
Septiembre	53.395	35.784	12.478	0	30.089
Octubre	132.895	41.370	10.458	0	101.983
Noviembre	147.733	45.068	9.685	0	112.350
Diciembre	207.217	51.442	8.619	0	164.393
TOTAL	1.580.930	502.283	130.817	1.404	1.210.868
MEDIA MENSUAL	131.744,1	41.856,9	10.901,4	117	100.906

Gráficamente observar el grafico del Balance energético, donde siempre se ha generado más energía máxima útil que consumida por la población.

BALANCE ENERGÉTICO NETO MENSUAL

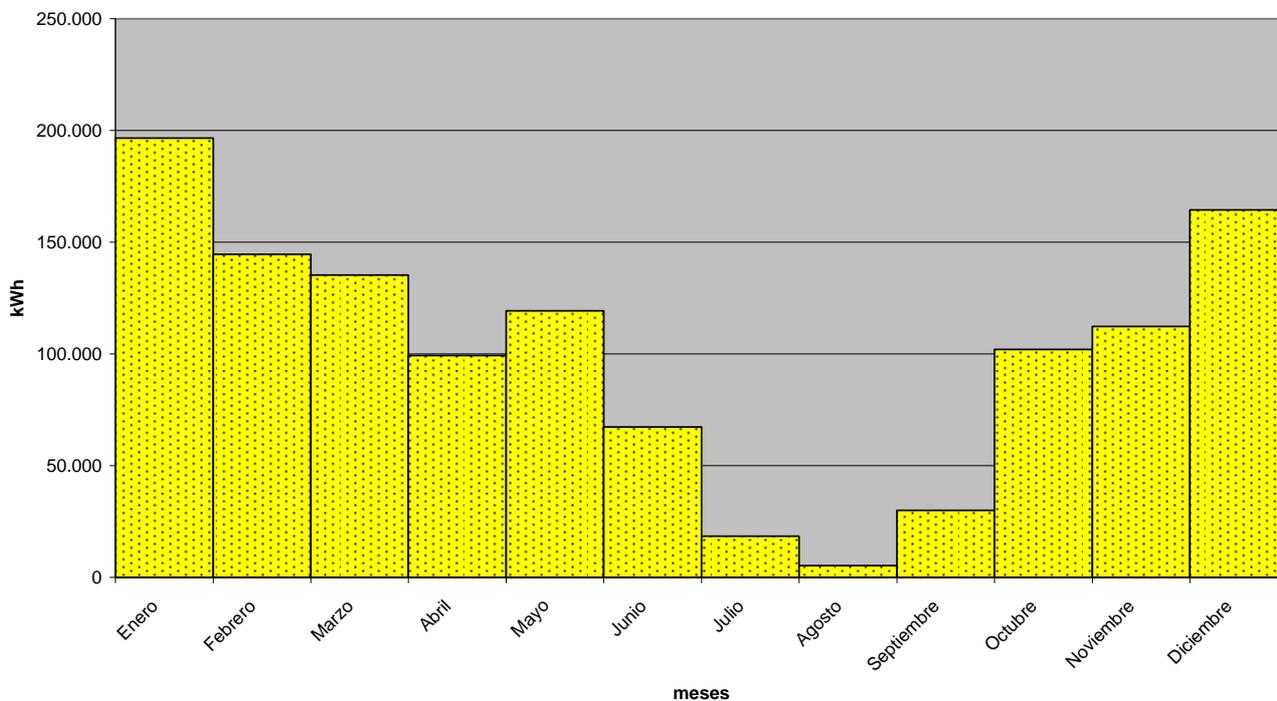


fig 55 Balance energético neto anual por meses. Fuente: Propia.

Si se observa esta instalación día a día se puede ver que la aportación de la batería esta únicamente en el mes agosto, siempre y cuando no haya ningún imprevisto o tareas de mantenimiento. La siguiente tabla nos muestra el número de días en que se ha aportado energía de las baterías

Mes	Aportación batería neta (kWh)	Días uso batería
Enero	0	0
Febrero	0	0
Marzo	0	0
Abril	0	0
Mayo	0	0
Junio	0	0
Julio	0	0
Agosto	1.404	8
Septiembre	0	0
Octubre	0	0
Noviembre	0	0
Diciembre	0	0
TOTAL	1.404	8
MEDIA MENSUAL	117	1

Como se ve en el mes de agosto, que incluye el peor día, es donde hace el uso de batería, y además de necesita usar directamente la energía generada en los paneles fotovoltaicos para satisfacer la demanda, como vemos la siguiente tabla.

Día	Caudal (m3/s)	Energía hidráulica (kWh)	Demanda (kWh)	Generación solar (kWh)	Balace Energético (kWh)	Estado de la batería neta (kWh)	Aportación de la batería (kwh)	Estado de la batería neta (%)
230	0,51	503,04	1104,06	474,02	-127,01	1658,97	127,01	88%
231	0,43	427,43	1106,17	472,10	-206,64	1452,33	206,64	77%
232	0,42	412,82	1108,35	470,18	-225,34	1226,98	225,34	65%
233	0,38	376,88	1110,60	468,27	-265,45	961,53	265,45	51%
234	0,35	347,33	1112,93	466,35	-299,25	662,28	299,25	35%
235	0,51	504,46	1115,32	464,43	-146,42	515,86	146,42	28%
236	0,71	705,81	1117,78	462,52	50,55	566,40	0,00	30%

En esta tabla se ha considerado tanto el consumo como la generación neta, final y los valores medios por día. Se puede apreciar que en el peor día para el tanque de baterías (235) es justo el día siguiente al peor día para la relación generación-consumo. Esto es debido a que la batería se ha estado descargando durante unos días hasta llegar al peor día (234), donde una mayor aportación de la batería es necesaria. Pasado este día la aportación del tanque de baterías se ve reducida notablemente pudiendo recupera el estado máximo poco a poco. Por otro lado también se puede ver, en los siguientes gráficos el balance energético con la aportación del tanque de baterías para el peor mes es agosto:

APORTACIONES AGOSTO (kWh)

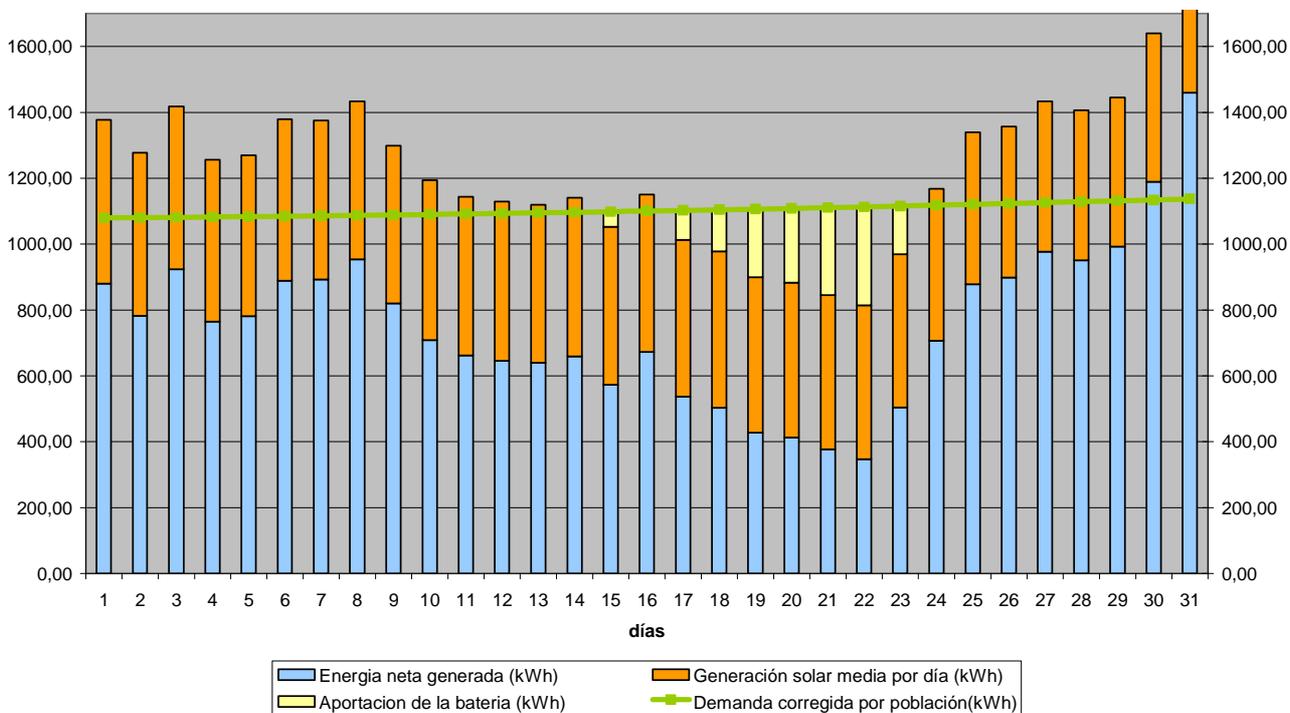


fig 56 Balance energético neto durante el mes de agosto. Fuente: Propia.

Se puede apreciar fácilmente que toda la demanda esta cubierta. En el mes de agosto, el caudal turbinable es muy pequeño y no se puede satisfacer la demanda únicamente con energía hidráulica y fotovoltaica, como pasa en otros meses, como son junio, julio y septiembre. La diferencia es que en el mes de agosto se necesita también el uso del tanque de baterías para poder satisfacer la demanda. Para este mes la aportación de la energía solar es muy importante así como la de las baterías.

Se podría representar también la aportación de cada tecnología en porcentaje por meses y su peso total a lo largo de un año, incluyendo la carga de las baterías mediante energía solar. Los resultados de las aportaciones están la siguiente tabla:

Mes	Aportación hidráulica (kWh)	Aportación fotovoltaica (kWh)	Aportación batería (kWh)	B.E. aportaciones con carga de batería (kWh)
Enero	53.192,57	2.350,00	0,00	2.350,00
Febrero	46.669,93	470,00	0,00	470,00
Marzo	47.749,15	470,00	0,00	470,00
Abril	41.419,14	470,00	0,00	470,00
Mayo	38.196,11	470,00	0,00	470,00
Junio	33.399,53	819,95	0,00	470,00
Julio	32.444,30	1.476,26	0,00	470,00
Agosto	23.405,78	9.758,70	1.404,46	377,68
Septiembre	35.283,49	1.904,88	0,00	1.404,46
Octubre	41.370,47	470,00	0,00	470,00
Noviembre	45.067,86	470,00	0,00	470,00
Diciembre	51.442,21	470,00	0,00	470,00
TOTAL	489.640,54	19.599,80	1.404,46	8.362,14
MEDIA MENSUAL	40.803,38	1.633,32	117,04	696,84

Aquí se puede apreciar la cantidad de energía necesaria de cada tecnología según el mes. Se debe aclarar que los paneles fotovoltaicos cargan el sistema de baterías incluyendo las perdidas por almacenamiento mensuales que se han considerado igual a un 3% del total, siendo este valor igual a 470kWh. Esto no significa que la energía hidráulica no se utilice para cargar las baterías, pero como no es su principal objetivo, en este balance no se ha considerado. A partir de aquí se podrían saber las horas necesarias de funcionamiento para generar esta energía. Siendo estas las siguientes:

- Instalación hidráulica: 2713,12 horas
- Instalación fotovoltaica: 656,24 horas

Se debe aclarar que se ha considerado 8760 hora para generar el máximo de energía hidráulica, mientras que en el caso de la energía fotovoltaica se han considerado la mitad, ya que la media de horas con sol para esa localización es igual a 12,14horas.

Porcentualmente estas aportaciones se muestran en la siguiente grafica.

APORTACIONES SEGÚN TECNOLOGÍA PARA CUBRIR LA DEMANDA (%)

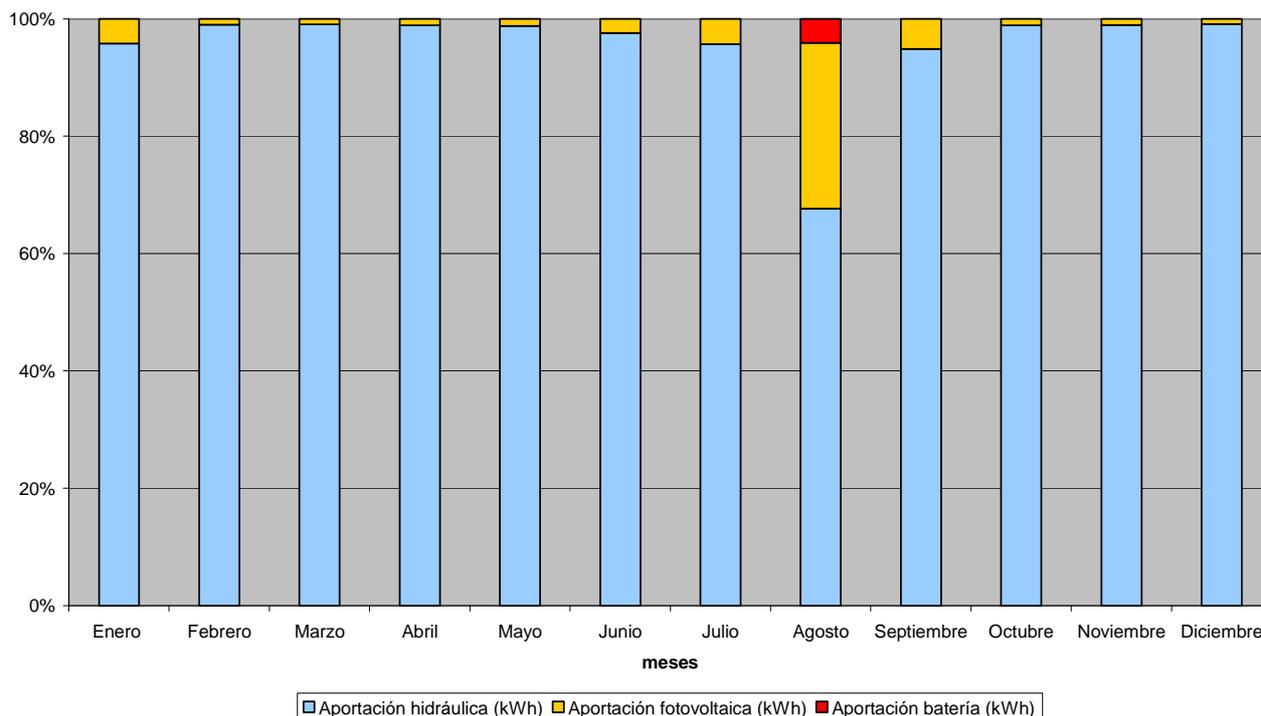


fig 57 Aportaciones por tecnología y mes. Fuente: Propia.

A continuación se mostrara el peso total las diferentes tecnologías a lo largo del año. Se puede apreciar un peso de 0,3% para las baterías, a pesar de esto su papel es muy importante

APORTACIONES ANUALES %

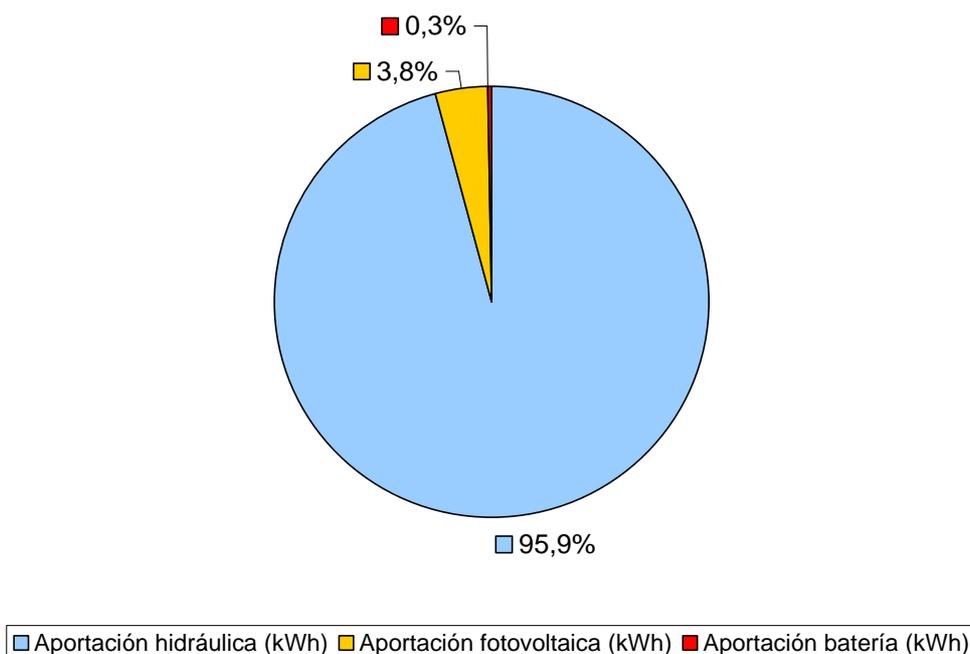


fig 58 Aportaciones anuales por tecnología. Fuente: Propia.

De un modo resumido y como se ha podido ver en la grafica anterior, la aportación eléctrica es mayoritariamente hidráulica con la cual se consigue cubrir el total de la demanda durante aproximadamente nueve meses. Mientras que con la tecnología fotovoltaica se cubren los picos de consumo durante los meses de julio, agosto y septiembre, además, se mantiene y recarga el sistema de baterías. Estas tienen el objetivo, de dar soporte en caso de ser necesario, dicho soporte esta centrado en ocho días del mes de agosto. De este modo se puede cubrir la demanda eléctrica escalable de esta población cumpliendo con el objetivo del proyecto.

Para finalizar, comentar que en el Excel de caculos adjunto, se ha añadido una pestaña llamada características desde la cual introduciendo únicamente los siguientes criterios: Salto neto, Rendimiento hidráulico sin turbina, número de viviendas y el área de la fotovoltaica, se obtendría si la instalación es viable, se debe aumentar algún parámetro -debido a que la batería esta por debajo del 20%- o es inviable. Todo esto para el río tipo, la demanda tipo, la turbina Kaplan utilizada, el tipo de módulo fotovoltaico y la localización geográfica. Básicamente esto serviría para cuando población creciera, poder hacer un redimensionado rápido y conocer en cuanto se ha de ampliar normalmente los paneles fotovoltaicos.

5 CONCLUSIONES

Este proyecto finalmente presenta una instalación híbrida hidráulica-fotovoltaica con las siguientes características. En el caso de la instalación hidroeléctrica se ha instalado una potencia instalada igual a 360kW, para la que se utiliza una turbina Kaplan acoplada a un alternador síncrono de 324kW a 690V para generar electricidad. Además, como la turbina aporta energía al tanque de baterías, se precisa de un convertidor de corriente alterna a corriente continua, con una potencia igual a 110kW. Para realizar el proceso al completo, se requiere agua del río, la cual es adquirida por una toma con rejilla y transportada hasta la turbina por canal de derivación.

En el caso de la instalación fotovoltaica, está dividida en dos bloques de paneles fotovoltaicos con una potencia instalada total igual a 106,88kW. El resto de componentes los forman dos tanques de baterías con una capacidad nominal máxima instalada igual a 2250kWh (ambos) y dos controladores de carga en serie asociados a la entrada de la batería más dos inversores con una potencia nominal igual a 70kW cada uno.

Basándome en los resultados de los cálculos, esta instalación sería posible su puesta en marcha, y por lo tanto llevarla a cabo, desde un punto de vista tecnológico, a pesar de la fuerte variación de caudal entre los meses de verano e invierno. Debido al fuerte impacto causado por la falta de caudal en el mes de agosto, la instalación fotovoltaica se ha visto dimensionada para dicho mes, ya que a parte de alimentar a las baterías, tiene que generar energía extra para cubrir el mes mencionado. Esto afecta notablemente la instalación y dispara el área ocupada por el campo fotovoltaico, así como el coste de inversión. En el caso de que el caudal en de verano hubiera sido más elevado, probablemente se podría haber reducido o incluso prescindido del uso de los paneles fotovoltaicos y almacenar energía en las baterías mediante generación hidráulica en periodos de bajo consumo.

Así pues, con esta instalación se podría cubrir la demanda de la población que aquí ocupa aislada de la red, incluyendo los peores meses y sin el uso de energías no renovables, como podría ser varios motores diesel de emergencia, disminuyendo unas hipotéticas emisiones de CO₂ y la dependencia del petróleo. Esto es de especial interés para la localidad en cuestión debido a que se están promocionando el uso de energías renovables en áreas aisladas de la red por el gobierno chino.

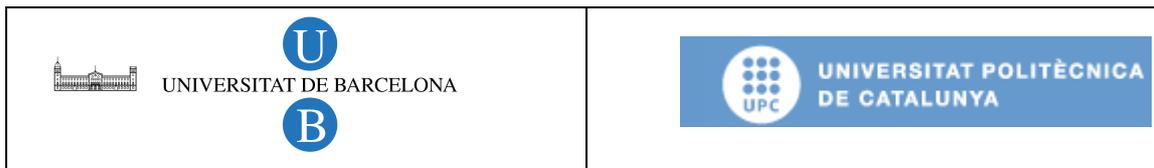
Los objetivos del proyecto se han cumplido, e incluso se ha mejorado algunas partes, como son la creación del archivo Excel que muestra los resultados diarios, la consideración en el dimensionado de los paneles fotovoltaicos del efecto de la temperatura o la pequeña aportación en el anexo sobre los costes de inversión y mantenimiento. Sin embargo, en este caso la instalación no esta

aprovechada en su totalidad para los meses diferentes a agosto debido al poco caudal de este mes, lo cual puede llevar a diversas mejoras en el sistema.

Por un lado se podría tratar en mayor profundidad los costes de las instalaciones y las ayudas del gobierno chino. Teniendo unos precios más exactos se podría llevar a cabo un estudio sobre si es más rentable un cambio en el diseño de la instalación, que sería el uso de la generación fotovoltaica como base para cubrir la demanda y entonces utilizar la energía hidráulica y el tanque de baterías para cubrir picos de la demanda, comprobando también si se obtiene un mejor rendimiento de la instalación.

Pero además, también sería interesante el estudio del acoplamiento de posibles microrredes cercanas, con diferentes tecnologías, útiles en países en desarrollo, como podrían ser la eólica, biomasa, energía solar térmica, geotermia o incluso minihidráulica, quizás incluyendo un pequeño depósito, situada en río mayor, ya que en esta zona los ríos son abundantes. Este sería interesante siempre y cuando los aspectos mencionados fueran compatibles. Así, se podría aprovechar una microrred de la sobreproducción de las otras, consiguiendo una mayor estabilidad y seguridad en la producción, utilizando únicamente energías renovables en un entorno aislado de las grandes redes eléctricas europeas y/o norteamericanas.

Para finalizar otra posible mejora sería la simulación del sistema utilizando algún software de diseño y dimensionado de sistemas de energías renovables, como puede ser el Homer (<https://analysis.nrel.gov/homer/>) o el RETScreen (<http://www.etscreen.net/es/home.php>), y de esta manera comprobar varias versiones del sistema y comprobar cual viable o mejorable de alguna manera.



Màster Interuniversitari UB-UPC d'Enginyeria en Energia

Acta d'Avaluació de Projecte

Curs:

Codi UPC: **33563**

Data defensa:

Qualificació:

Alumne:

DNI:

Títol:

Director:

Director:

Ponent:

Tribunal

President:

Vocals:

Suplents:

Observacions:

Signatura

Convocatòria Ordinària,	Convocatòria Extraordinària,
Cognoms, nom (President)	Cognoms, nom (President)
Cognoms, nom (Vocal)	Cognoms, nom (Vocal)
