



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD Y VIABILIDAD DE UN SISTEMA
HIBRIDO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AISLADO CON ENERGÍAS
RENOVABLES EN BOLIVIA”

Diego Arricibita Bastida

Vicente Senosián Miquélez

Pamplona, 23/04/2015

Contenido

1. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	1
1.1. DESARROLLO SOSTENIBLE	3
2. MOTIVACIÓN	5
3. OBJETO DEL PROYECTO	6
3.1. HERRAMIENTAS	6
3.2. OBJETIVOS	6
4. ANTECEDENTES	7
4.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL	7
4.2. SITUACIÓN EN BOLIVIA	8
4.2.1. DATOS GENERALES	8
4.2.2. POBREZA EN BOLIVIA	10
4.2.3. REALIDAD ENERGÉTICA	12
4.2.4. SISTEMA ELÉCTRICO	22
4.2.5. SUBVENCIONES	29
4.2.6. SITUACIÓN ENERGÉTICA ZONAS RURALES	31
4.2.7. AGUA POTABLE	34
5. SITUACIÓN SISTEMAS HÍBRIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AISLADOS	35
5.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA CON COMBUSTIBLES FÓSILES-GRUPOS ELECTRÓGENOS	35
5.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES	36
5.2.1. ENERGÍA EÓLICA	36
5.2.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA	37
5.2.3. BIOMASA	37
5.2.4. ENERGÍA HIDRÁULICA	37
5.3. GENERACIÓN HÍBRIDA	38
5.3.1. SEGÚN APLICACIÓN	38
5.3.2. SEGÚN LA FUENTE DE ENERGÍA UTILIZADA	39
6. ESTRUCTURA DEL SHGEAER	44
6.1. COMPONENTES	44
6.1.1. AEROGENERADOR	44
6.1.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	47
6.1.3. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	51

6.1.4.	SISTEMAS DE REGULACIÓN	55
6.2.	CARGAS	59
6.2.1.	SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO	59
6.2.2.	CARGAS HOSPITAL	72
7.	MODELADO DEL SHGEAER	75
7.1.	MODELADO DE COMPONENTES	75
7.1.1.	MODELADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	75
7.1.2.	MODELADO DEL AEROGENERADOR	76
7.1.3.	MODELADO DEL GENERADOR	78
7.1.4.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO	78
7.2.	MODELO ECONÓMICO	79
7.2.1.	PROBLEMA DE OPTIMIZACIÓN	80
7.2.1.2.	RESTRICCIONES	82
8.	EMPLAZAMIENTO SELECCIONADO	83
8.1.	ORGANIZACIÓN SOCIO-TERRITORIAL	83
8.2.	SERVICIOS BASICOS Y COMUNICACIONES	86
8.3.	SITUACIÓN ECONÓMICA	87
8.4.	SITUACIÓN ENERGÉTICA	87
9.	EVALUACIÓN DEL RECURSO RENOVABLE	89
9.1.	RECURSO EÓLICO	89
9.1.1.	OBTENCIÓN DE DATOS	90
9.1.2.	VALIDACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS	91
9.1.3.	ESTUDIO DE LOS DATOS OBTENIDOS	93
9.2.	RECURSO SOLAR	102
9.2.1.	OBTENCIÓN DE DATOS	102
9.2.2.	VALIDACIÓN DE DATOS	103
9.3.	COMPLEMENTARIEDAD DEL RECURSO	106
10.	CALCULO DE LA DEMANDA	108
10.1.	HOSPITAL	108
10.1.1.	POTENCIA REQUERIDA	109
10.2.	BOMBEO	111
10.3.	DEMANDA TOTAL	111
10.4.	PROBLEMA DEL DIMENSIONADO EL SISTEMA	112
10.4.1.	MÉTODO DEL MES MÁS DESFAVORABLE	112
10.4.2.	VARIACIÓN POR HORAS	113

11. SELECCIÓN DE COMPONENTES	116
11.1. AEROGENERADORES	116
11.1.1. CRITERIOS	116
11.1.2. CONCLUSIÓN	120
11.2. PANELES FOTOVOLTAICOS	120
11.2.1. CRITERIOS	120
11.3. BATERÍAS	122
11.3.1. CRITERIOS	122
11.4. INVERSORES	126
11.5. REGULADOR DE CARGA	127
11.6. BOMBA HIDRÁULICA	127
11.7. GENERADOR ELÉCTRICO	127
12. SIMULACIÓN DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO-DIÉSEL CON HOMER	128
12.1. INTRODUCCIÓN DE LOS DATOS	128
12.1.1. COMPONENTES	129
12.1.2. CARGAS	135
12.1.2.1. RECURSOS	135
12.1.3. OTROS	136
12.2. RESULTADOS	138
12.3. ANÁLISIS RESULTADOS HOMER	138
12.3.1. MODELOS	138
12.3.2. MODELO UTILIZADO	140
NORMALIZAR LAS VALORACIONES ASIGNADAS A LOS CRITERIOS DE CADA SOLUCIÓN ALTERNATIVA	142
ELEGIR LA MEJOR SOLUCIÓN	143
12.3.3. PRESENTACIÓN RESULTADOS	144
13. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA SOLUCIÓN ALTERNATIVA OPTIMA	147
13.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	148
13.2. CONCLUSIÓN	153
13.3. EXTENSIÓN DE LA RED	154
14. DISEÑO FINAL	155
14.1. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	155
14.1.1. AEROGENERADOR	155
14.1.2. BATERÍAS	155
14.1.3. PANELES FOTOVOLTAICOS	155
14.1.4. REGULADOR DE CARGA	156
14.1.5. GENERADOR DIÉSEL	156
14.1.6. INVERSOR	156

14.1.7.	SISTEMA DE CONTROL	156
14.2.	DISTRIBUCIÓN	157
14.2.1.	DIMENSIONAMIENTO CONDUCTORES	157
14.3.	ESQUEMA INSTALACIÓN	161
14.4.	JUSTIFICACIÓN	162
15.	<u>PRESUPUESTO</u>	163
16.	<u>ESTUDIO DE VIABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD</u>	164
16.1.	CRITERIOS	164
16.1.1.	PERSONAL	164
16.1.2.	DISPONIBILIDAD	166
16.1.3.	EXPERIENCIA	167
16.1.4.	COSTE	167
16.2.	ESTUDIO FINAL	167
17.	<u>EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL</u>	168
18.	<u>CONCLUSIONES</u>	169
19.	<u>BIBLIOGRAFÍA</u>	171
20.	<u>ANEXOS</u>	174
20.1.	INCLINACIÓN PANEL FOTOVOLTAICO	174
20.1.1.	INTRODUCCIÓN	174
20.1.2.	CÁLCULO IRRADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE TERRESTRE INCLINADA	178
20.2.	CÁLCULOS INSTALACIÓN BOMBEO	182
20.3.	CÁLCULOS DEMANDA ELÉCTRICA	185
20.4.	CÁLCULO PRODUCCIÓN AEROGENERADOR	187
20.5.	RESULTADOS HOMER	189
20.6.	ESPECIFICACIONES COMPONENTES	195
20.6.1.	AEROGENERADOR	195
20.6.2.	BATERÍA	196
20.6.3.	BOMBA	197
20.6.4.	INVERSOR	198
20.6.5.	PANEL FOTOVOLTAICO	199
20.6.6.	REGULADOR DE CARGA	201
20.6.7.	GENERADOR DIESEL	203
20.6.8.	REGULADOR DE CARGA	204
20.7.	<u>TEMPERATURA MEDIA</u>	206

Agradecimientos

Quisiera aprovechar estas líneas para agradecer el apoyo recibido por parte de mi familia durante estos meses en los que he realizado el proyecto. Agradecer también el apoyo recibido desde la universidad tanto desde el “Departamento de Relaciones Exteriores” como el mostrado por mi tutor, Vicente Senosián. Por último, agradecer a la UPNA y al Gobierno de Navarra por la ayuda económica percibida y por la oportunidad de realizar este proyecto de cooperación en Bolivia.

“The use of solar energy has not been opened up because the oil industry does not own the sun”

Ralph Nader

1. Justificación del proyecto

La situación energética mundial se encuentra en un proceso de reestructuración sin un rumbo definido. Se estima que el 70% de la producción energética mundial se obtiene a través de la combustión de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón o el gas natural. La gran acumulación de estos recursos bajo tierra ha sido el motor principal que ha propulsado el enorme avance vivido a lo largo del siglo XX en todo el mundo. Sin embargo, se sabe que este modelo energético es insostenible a largo plazo, debido a tres grandes motivos:

- 1) El efecto sobre el medio ambiente. A través de la combustión se liberan enormes cantidades de CO₂ que inciden de manera desastrosa en el medio ambiente.
- 2) Los recursos fósiles son limitados y en algún momento deberán ser sustituidos por otras fuentes de energía. Por ejemplo, se estima que las reservas a nivel mundial de petróleo son de 238.2 miles de millones de toneladas o 1687.9 miles de millones de barriles [BP Statistical Review of World Energy June 2014].
- 3) Debido al enorme crecimiento que están experimentando los países emergentes, la demanda energética está aumentando enormemente, según el informe del BP en el año 2013 ha aumentado un 2.3% y, con ella, el precio de la energía.

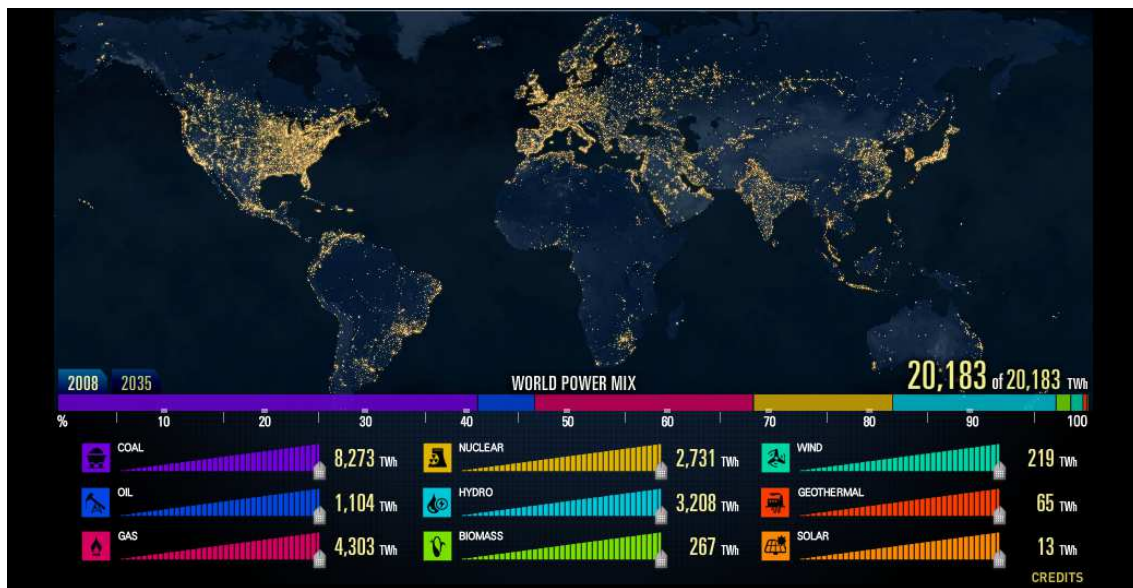


Imagen 1.1. Panorama eléctrico mundial en el año 2008. Fuente: Iowa Energy Center

Parece lógico pensar que la energía es el mecanismo impulsor fundamental de la evolución en nuestro mundo. Se trata de una herramienta básica para el desarrollo socioeconómico y tecnológico además de ser una de las llaves para la erradicación de la pobreza. Sin embargo, en el siglo XXI más de 1200 millones de personas, alrededor de un 20% de la población mundial, no disponen de electricidad en su vida cotidiana. En torno a 2800 millones de personas se abastecen de recursos como madera, carbón vegetal, carbón o estiércol para cocinar sus alimentos y, además, se estima que alrededor de 1,5 millones de personas mueren al año por problemas respiratorios debidos a la inhalación de los gases producto de dichas combustiones.

Existen varios acuerdos a nivel mundial que persiguen crear un modelo de crecimiento sostenible. Uno de ellos, es el de “Los Objetivos de Desarrollo del Milenio”, en el que se exponen ocho propósitos para el desarrollo humano que las Naciones Unidas acordaron en el año 2000 con el propósito de que se cumplieran para el año 2015. Son los siguientes:

- Erradicar la pobreza extrema y el hambre
- Lograr la enseñanza primaria universal
- Promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer
- Reducir la mortalidad infantil
- Mejorar la salud materna
- Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades
- Garantizar el sustento del medio ambiente
- Fomentar una asociación mundial para el desarrollo

Para lograr el cumplimiento de estos objetivos se plantearon ocho metas que cumplir de acuerdo a cada uno de los puntos anteriormente citados:

- Meta 1: Reducir a la mitad el número de pobres a nivel mundial.
- Meta 2: Velar para que todos los niños puedan terminar un ciclo completo de enseñanza primaria.
- Meta 3: Eliminar las desigualdades entre géneros en la enseñanza primaria y secundaria (preferiblemente antes de 2005) y en todos los niveles para 2015.
- Meta 4: Reducir en dos terceras partes esta tasa.
- Meta 5: Reducir en tres cuartas partes la tasa de mortalidad materna.
- Meta 6: Detener y comenzar a reducir su propagación .
- Meta 7: Incorporar los principios del desarrollo sostenible en las políticas y programas nacionales e invertir la pérdida de recursos del medio ambiente; reducir a la mitad el porcentaje de personas que carecen de acceso al agua potable para 2015; mejorar considerablemente la vida de, por lo menos, 100 millones de habitantes de tugurios para el año 2020.
- Meta 8: Responsabilizar a los países ricos de asegurar el acceso equitativo a sus mercados y tecnología y de crear un medio financiero favorable.

Según el último informe de la Naciones Unidas respecto al avance en formalización de los objetivos del Milenio, hasta el año 2014 se han cumplido varios de las metas propuestas para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos propuestos. Como ejemplo cabe destacar:

- Desde el año 1990 se ha reducido la pobreza extrema en un 22% , lo cual significa que, en el año 2010, alrededor de 700 millones de personas menos viven en la pobreza extrema.
- En el año 2012, el 89% de la población tenía acceso a fuentes de agua potable, cifra que en el año 1990 era del 76%.
- En el año 2014 había 46 países en el mundo que tenían más del 30% de las mujeres parlamentarias en al menos de una de las cámaras.
- Se calcula que, desde el año 1995, se han conseguido salvar la vida de alrededor de 22 millones de personas por la tuberculosis. Además, en la primera ddécada del siglo XXI,

se ha salvado la vida de 3,3 millones de personas, de las cuales el 95% eran niños menores de 5 años de Africa subsahariana.

Analizando las metas, se observa que se han logrado enormes avances en la mayor parte de las áreas, sin embargo, sería necesario redoblar los esfuerzos para poder alcanzar los objetivos establecidos.

Por otro lado, la cumbre de las Naciones Unidas llamada “Rio+20”, celebrada en Río de Janerio en el año 2012, es otro buen ejemplo de la voluntad en pro del cambio del sistema actual. Uno de los objetivos principales que se discutían, era buscar una forma progreso sostenible que permita asegurar el acceso universal a los servicios de energía modernos, mejorar el rendimiento y aumentar el uso de fuentes renovables.

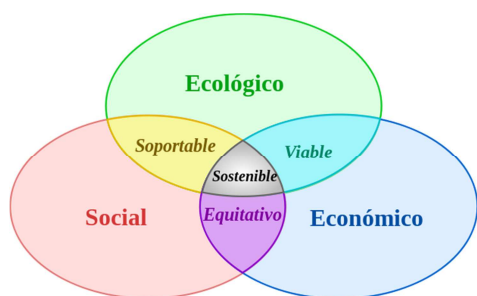
Precisamente uno de los grandes problemas es la falta de acceso a la red eléctrica que se da en muchas regiones aisladas del planeta. El acceso a la red eléctrica mejora las condiciones de vida en muchos aspectos, en primer lugar permite conservar los alimentos, lo cual disminuye el riesgo a contraer enfermedades por consumir alimentos en mal estado. Por otro lado, facilita las labores de riego y el acceso a agua potable y, a través de los sistemas de iluminación, aumenta las horas productivas. Además provoca una mejora sustancial en las condiciones de los sistemas sanitarios y educativos por lo que se aumenta la esperanza de vida y se forma generaciones más críticas y autosuficientes. En resumen, el acceso a la electricidad es un punto fundamental para poder llegar a cumplir “Los Objetivos del Milenio” y para conseguir un desarrollo sostenible.

1.1. Desarrollo sostenible

En la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas, creada durante la Asamblea de las Naciones Unidas en 1983, se elaboró el conocido como Informe Brundtland, el cual vio la luz en 1987 y el cual se centró en el desarrollo sostenible. En dicho informe se encuentra la definición de “Desarrollo Sostenible” que más se ajusta a la realidad:

Se define desarrollo sostenible como:

“Satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las del futuro para atender sus propias necesidades”



El ámbito del desarrollo sostenible puede dividirse conceptualmente en tres aspectos:

- Ecológico
- Económico
- Social

Imagen 1.1.1. Representación esquemática del desarrollo sostenible.



Entre otros aspectos, se trató de definir los límites de los recursos naturales, en función a ello sugirieron tres reglas básicas en relación con los ritmos de desarrollo sostenibles:

- Ningún recurso renovable deberá utilizarse a un ritmo superior al de su generación.
- Ningún contaminante deberá producirse a un ritmo superior al que pueda ser reciclado, neutralizado o absorbido por el medio ambiente.
- Ningún recurso no renovable deberá aprovecharse a mayor velocidad de la necesaria para sustituirlo por un recurso renovable utilizado de manera sostenible

En conclusión, el ser humano debería unificar esfuerzos en investigación y desarrollo con un único objetivo, un futuro energéticamente sostenible y equitativo.



2. Motivación

El desarrollo del presente proyecto responde a mis inquietudes como estudiante formado en los estudios de Ingeniería Industrial y, más concretamente, especializándome en las ramas de Organización industrial y Mecánica. Por ello, al finalizar mis estudios, era un objetivo prioritario para mí el elegir un proyecto en el que poder desarrollar mis habilidades técnicas adquiridas a lo largo de la carrera tanto en el ámbito organizativo, como en el más técnico, la mecánica.

Por otro lado, mi interés en materia de cooperación me llevó a realizar el curso de formación para poder aspirar a una de las posibles plazas repartidas por todo el mundo. Se me asignó una estancia de 6 meses en Cochabamba, Bolivia, y, a día de hoy, puedo afirmar que el destino ha sido el más apropiado para mi situación.

Desde mi llegada, me interesé por la realidad social y cultural y, dada mi condición de ingeniero, la situación energética en el país me llamó intensamente la atención. Bolivia, dado que es un país en vías de desarrollo, experimenta una gran diversidad energética en su territorio donde se pueden encontrar desde zonas ampliamente abastecidas con todo tipo de recursos, hasta zonas en prácticamente situación de marginación energética. Esta marginación, se centra sobre todo en las zonas rurales y, tal y como se estudiará a continuación, está muy ligada a situaciones de pobreza.

Es por ello, que decidí llevar a cabo un proyecto que pudiera satisfacer mis inquietudes en los ámbitos técnicos en los que me he formado a lo largo de mis estudios y, a su vez, en temas de cooperación al desarrollo en pro de la sostenibilidad.

3. Objeto del proyecto

El objeto de este proyecto es analizar las distintas posibilidades que existen para tratar de sustituir la dependencia que existe en gran parte de las zonas rurales de Bolivia del diésel como fuente de generación eléctrica. Las configuraciones que se presenten como posibles soluciones deben de ser, además de energéticamente eficientes, sostenibles en el tiempo social y económicamente. Es decir, la idea fundamental del estudio es proponer un sistema que los propios usuarios sean capaces entender, operar y mantener de forma que, con la formación precisa, pueda ser autogestionado. El procedimiento a seguir va a ser el siguiente:

- Estudio de la situación energética a nivel internacional.
- Estudio de la situación social, económica y energética en Bolivia.
- Estudio teórico de la situación de los sistemas aislados de generación eléctrica.
- Selección del lugar para la realización del estudio.
- Evaluación del recurso energético renovable y no renovable en la zona.
- Selección componentes para el sistema propuesto.
- Simulación del sistema seleccionado con HOMER.
- Selección de la solución óptima de acuerdo a los criterios energéticos, económicos, sociales y medioambientales seleccionados de acorde al objeto del proyecto.

3.1. Herramientas

Para el desarrollo del proyecto se precisa de la utilización de softwares tales como HOMER, Microsoft Word y Microsoft Excel y, en menor medida, de otros como Autocad, Lakes Environmental o Photoshop. Por último, para la búsqueda de información se ha precisado de un navegador de internet y, más concretamente, se ha utilizado la base de datos ScienceDirect en la mayoría de los casos.

3.2. Objetivos

El objetivo del proyecto es analizar la factibilidad de implantación de un sistema híbrido de generación eléctrica aislado con energía renovables en la localidad de La Brecha (Charagua, Bolivia). Para ello se simulará el sistema y se seleccionará la mejor solución posible. Para todo ello se establecen una serie de objetivos más específicos:

- Estudio de los recursos energéticos en la zona seleccionada.
- Estudio de la demanda en la localidad y estimación de la misma para la conclusión del proyecto. La demanda total comprende la requerida por un pequeño puesto sanitario y, además, la de un sistema de bombeo de agua potable. Además, se define el horizonte del proyecto a la finalización de un periodo de 20 años a partir del mismo en el que se desarrolla este estudio, es decir, para el año 2035.

- Seleccionar la configuración del sistema de generación óptima de acuerdo a criterios económicos, medioambientales y sociales.
- Analizar la factibilidad y sostenibilidad de la solución seleccionada.
- Diseño y dimensionamiento del sistema propuesto.
- Estudio del impacto del sistema seleccionado.

4. Antecedentes

4.1. Situación energética mundial

Según el informe de la “International Energy Agency” (IAE) del año 2012, se estima que la demanda energética mundial va a crecer más de un tercio en el periodo que va hasta el año 2035. Este crecimiento se focaliza en el sudeste asiático, centrándose en China, India y países de Oriente Medio donde se cree que en este periodo van a experimentar un crecimiento del consumo energético que ronde el 60%.

Existen datos esperanzadores que muestran un marcado alejamiento del petróleo y del carbón (en algunos países también de la energía nuclear) en beneficio del gas natural y las energías renovables. Sin embargo, actualmente los combustibles fósiles siguen siendo predominantes en el panorama energético mundial.

El incremento del consumo del petróleo en las economías emergentes es debido, en gran parte, al sector del transporte. A nivel mundial este sector es el responsable del 40% del consumo de petróleo y esta cifra va a continuar creciendo rápidamente ya que, por el momento, no existe una normativa estricta respecto a la eficiencia de este tipo de vehículos.

Por otro lado, la demanda mundial de energía eléctrica aumenta alrededor de dos veces más rápido que el consumo total de energía, lo cual lleva a pensar en la necesidad de renovar el sistema eléctrico.

Ante esta situación tan crítica aparecen como una posible solución sostenible energías como la hidroeléctrica y la solar, ambas en gran expansión. De hecho, la “IAE” considera imprescindible la presencia de este tipo de energías en un futuro a corto plazo.

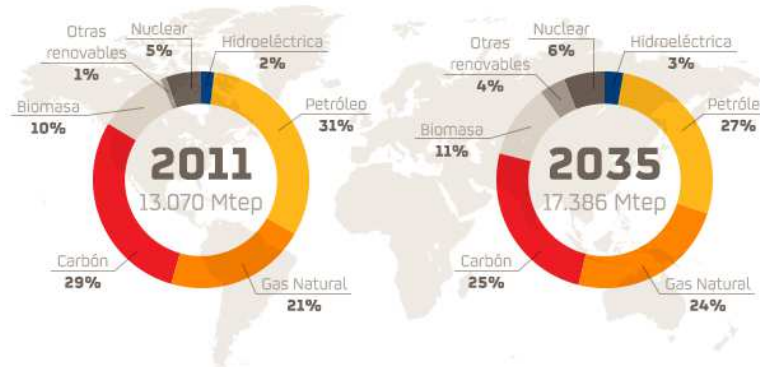


Imagen 4.1 Origen de la generación energía a escala mundial. Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

Otro dato alarmante es la falta de accesibilidad a energía a nivel mundial. Alrededor de 1,2 billones de personas, alrededor de un 20% de la población mundial, no disponen de electricidad en su vida cotidiana y en torno a 2,8 billones de personas se abastecen de recursos como madera, carbón vegetal, carbón o estiércol.

Por último, se prevé que las necesidades de agua para la producción de energía crezcan dos veces más rápido que la demanda de energía. Se calcula que, en el año 2010, el agua destinada a la producción de energía fue de 58300 millones de metros cúbicos, de los cuales alrededor de la mitad no volvió a su fuente original.

4.2. Situación en Bolivia

4.2.1. Datos generales

Bolivia se encuentra situado en el centro de América del Sur entre los 57º26' y 69º38' de longitud occidental del meridiano de Greenwich y los paralelos 9º38 y 22º53' de latitud sur, abarcando más de 13 grados geográficos.



Imagen 4.2. División administrativo del Estado plurinacional de Bolivia.

NOMBRE OFICIAL:	Estado Plurinacional de Bolivia
POBLACIÓN TOTAL:	10.4 millones habitantes (2013)
DENSIDAD:	9,94 habitantes/km ²
POBLACION:	Aymara (25%), Quechua (31%), Otros (44 %)
SUPERFICIE:	1.098.581 km ²
CAPITAL:	Sucre
SEDE DE GOBIERNO:	La Paz
IDIOMAS OFICIALES:	Castellano, quechua, aymará, guaraní y otras 33 lenguas

Tradicionalmente, el Estado Boliviano está estructurado política y administrativamente en 9 departamentos, 112 provincias, 327 secciones de provincia (municipios) y 1 384 cantones. La población queda repartida de la siguiente manera:

Departamento	Superficie (km ²)	Provincias	Secciones de provincia (municipios)	Población
Beni	213 564	8	19	600 728
Cochabamba	55 631	16	45	1 938 401
Chuquisaca	51 524	10	28	2 741 554
La Paz	133 985	20	80	490 612
Oruro	53 588	16	35	109 173
Pando	63 827	5	15	798 664
Potosí	118 218	16	38	2 776 244
Santa Cruz	370 621	15	56	508 757
Tarija	37 623	6	11	425 780
Bolivia	1 098 581	112	327	10 389 913

Tabla 4.2.3.1. Censo poblacional según departamentos del Estado plurinacional de Bolivia. Fuente: INE "División político-administrativa de Bolivia. 2012".

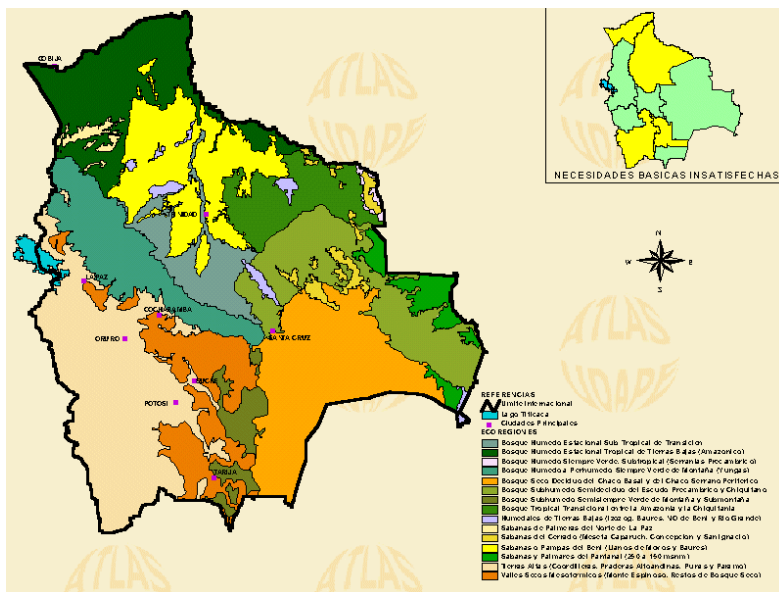
Considerando como población rural a aquellas con menos 2000 de habitantes y urbanas como aquellas con más de 2000 habitantes, se obtiene la siguiente clasificación:

Departamento	Total	Área urbana	Área rural
Beni	445 234	315 112	130 122
Cochabamba	1 861 924	1 197 071	664 853
Chuquisaca	650 570	321 784	328 786
La Paz	2 839 946	1 949 829	890 117
Oruro	450 814	280 833	169 981
Pando	81 160	41 948	39 212
Potosí	788 406	281 066	507 340
Santa Cruz	2 785 762	2 171 744	614 018
Tarija	522 339	362 720	159 619
Bolivia	10 426 154	6 922 107	3 504 047

Tabla 4.2. Censo poblacional según regiones del Estado plurinacional de Bolivia. Fuente: "División político-administrativa de Bolivia. 2012" del INE.

Analizando los datos se concluye que en torno al 33.6% de la población vive en municipios rurales.

Por otro lado, en Bolivia podemos distinguir cuatro zonas climáticas principales:



- Zona andina
- Los valles
- Llanos amazónicos
- El Chaco

Imagen 4.3 Mapa climático del Estado plurinacional de Bolivia.

La gran variedad climática hace de Bolivia uno de los países más ricos en diversidad natural de toda Latinoamérica.

4.2.2. Pobreza en Bolivia

Según datos del Instituto Nacional de Estadística en el año 2011, se define el umbral de la pobreza para aquellas situaciones en las que las personas que, viviendo en zona urbana, tienen ingresos inferiores a 750 bolivianos de media al mes. Por otro lado, el umbral para la pobreza extrema se define para aquellas situaciones en las que se perciben unos ingresos mensuales por persona de 395 bolivianos de media. Con los parámetros de pobreza bien definidos, el INE establece que en el año 2011 el 59% de la población boliviana vive bajo el umbral de la pobreza y un total del 20,87% del país vive en condiciones de pobreza extrema, es decir, con menos de 2 dólares por persona al día.

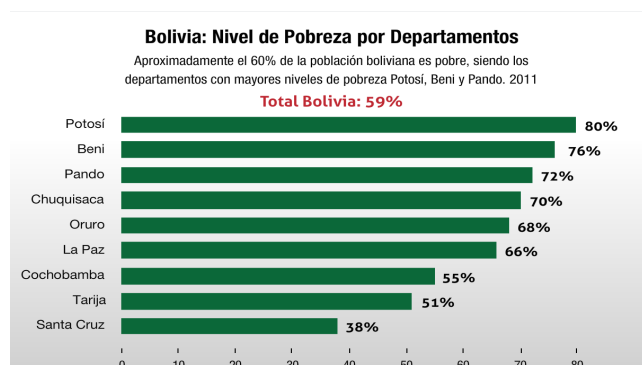


Imagen 4.4. Nivel de pobreza según departamentos del Estado plurinacional de Bolivia. Fuente: INE.

Tal y como se observa en la imagen 4.4, si los índices de pobreza se estudian según departamentos, aparece una gran diferencia entre las diferentes zonas del país, siendo Potosí, una región predominantemente minera, la más afectada por la pobreza seguida por Beni y Pando.

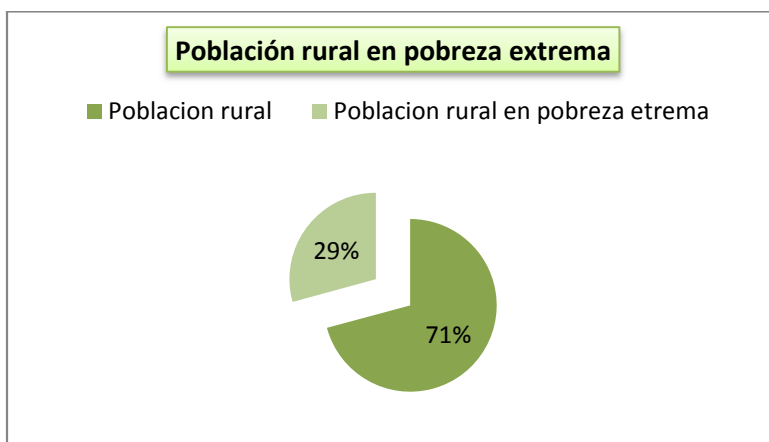


Gráfico 4.1. División de la pobreza extrema en zonas rurales. Elaboración propia con datos del INE.

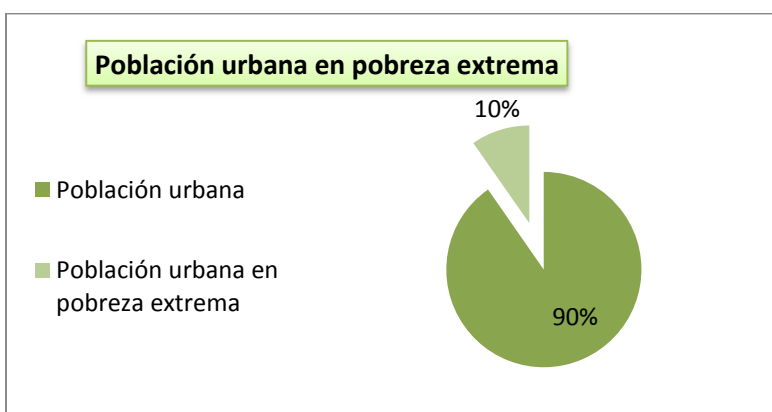


Gráfico 4.2 División de la pobreza extrema en zonas urbanas. Elaboración propia con datos del INE.

Analizando los gráficos 4.1 y 4.2, la pobreza extrema tiene una mayor incidencia en zonas rurales, en las cuales supone casi un 30% de la población total, mientras que, en zonas urbanas, alcanza a un total del 10% de la población que habita en dichas zonas.

Continuando el análisis de la pobreza en Bolivia, se debe atender a los datos proporcionados en los índices de desarrollo humano, IDH.

Ranking HDI	113
Valor HDI	0,667
Esperanza de vida	67,3
Media años escolares	9,2

Años esperados de escolarización	13,2
Ingreso nacional bruto (INB) per cápita [\$]	5.552
Valor HDI 2012	0,663
Cambio en el ranking (2012-2013)	0

Tabla 4.3 Índices de desarrollo más representativos del Estado plurinacional de Bolivia. Elaboración propia con datos del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

1980	1990	2000	2005	2008	2010	2011	2012	2013
0,4936	0,5542	0,6147	0,6361	0,6494	0,6578	0,6608	0,6633	0,6673

Tabla 4.4. Evolución del índice de desarrollo humano (IDH) en el Estado plurinacional de Bolivia. Elaboración propia con datos del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Según el ranking desarrollado por las Naciones Unidas, Bolivia está situada a la altura de países como Paraguay, Moldavia o El Salvador. Además, alrededor del 60 por ciento de la población se encuentra en situación de pobreza, sin embargo, analizando la tabla 4.4 es evidente que la situación en el país ha ido mejorando con los años.

4.2.3. Realidad energética

La matriz energética de Bolivia se basa principalmente en cuatro grandes recursos:

Fuente	Producción total energía primaria	Producción energía primaria interna [mbepd/día]	Porcentaje [%]
Gas natural	269	58	38.67
Petróleo	50	50	33.33
Biomasa	38	38	25.33
Hidráulica	4	4	2.67
Solar y eólica	0.01	0.01	0.00667
TOTAL	361.01	150.01	100

Tabla 4.4. Fuentes de generación energética en Bolivia. Elaboración propia con datos del BID (Banco Interamericano de Desarrollo).

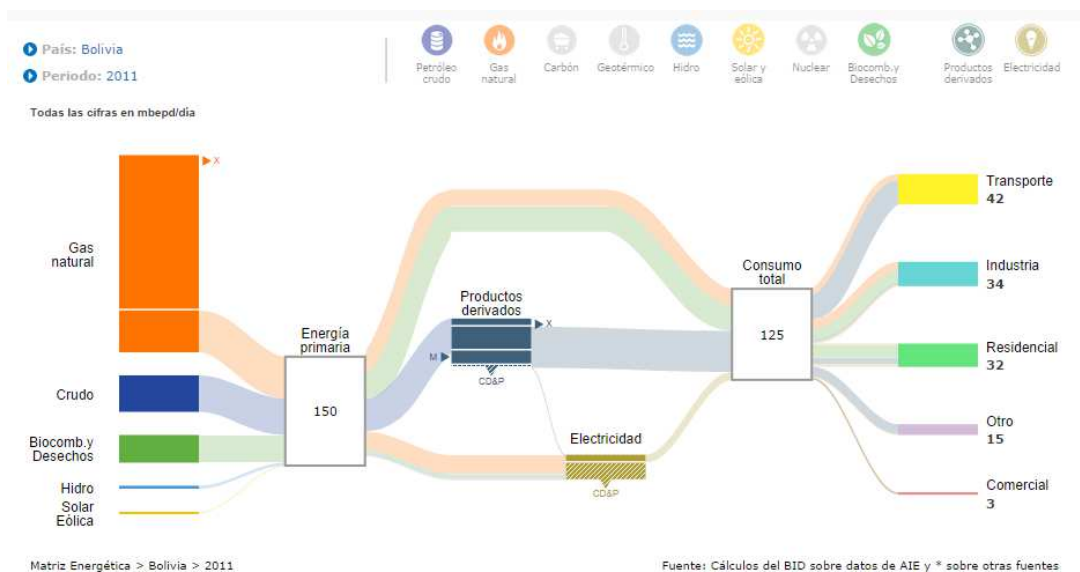


Imagen 4.5. Desglose del empleo de recursos energéticos según su finalidad en el Estado plurinacional de Bolivia. Fuente: BID (Banco Interamericano de Desarrollo).

El principal recurso del que dispone Bolivia es el gas natural, de hecho es una de las principales fuentes de ingreso para el país, ya que exporta alrededor del 78% del total del gas extraído a países como Brasil o Argentina. En el año 2014, la Agencia Nacional de Hidrocarburos estimaba que las reservas alcanzan los 11 TFC (Trillones de pies cúbicos), pero según los datos revelados en un estudio de la Universidad Mayor de San Andrés publicado en el año 2004, se aprecia que en el año 2003 las reservas de gas natural alcanzaban un total de 28.3 TFC, lo cual supone una disminución del 61% en 11 años. Siguiendo esta tendencia de consumo, si no se encuentran nuevas reservas, para el año 2021 Bolivia habrá agotado sus fuentes de gas natural, minando así su principal baza económica.

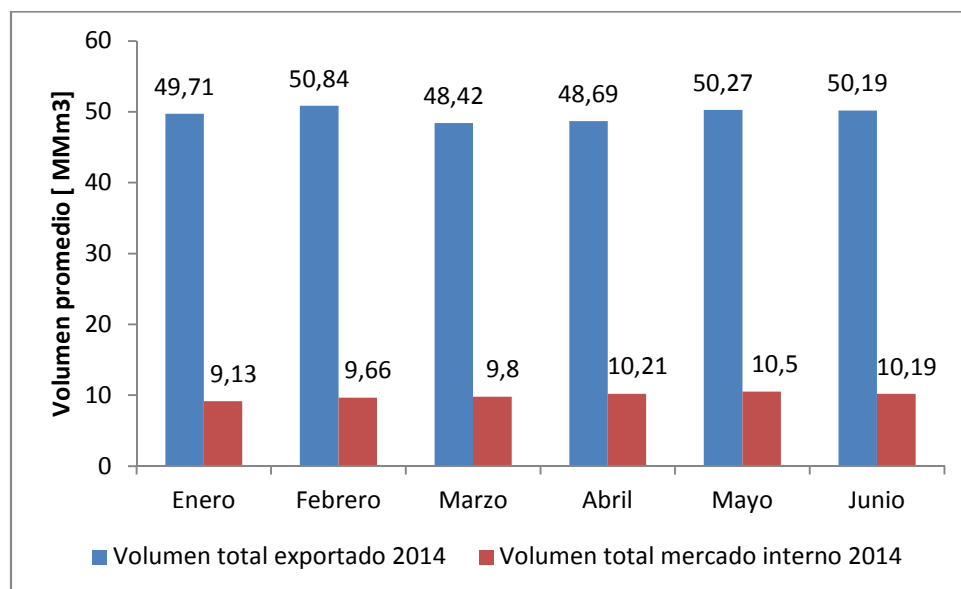


Gráfico 4.3. Volumen de las exportaciones de gas natural frente al consumo interno en Bolivia. Elaboración propia con datos del BID (Banco Interamericano de Desarrollo)

Tal y como se advierte en el gráfico 4.3, el volumen total de gas exportado es alrededor de cinco veces mayor al total consumido en el país. Según un estudio realizado por el Banco

Central de Bolivia, el país no ha administrado de forma eficiente las exportaciones ya que, por ejemplo, estuvo exportando gas a Brasil y Argentina a precios ridículos durante el año 2009.

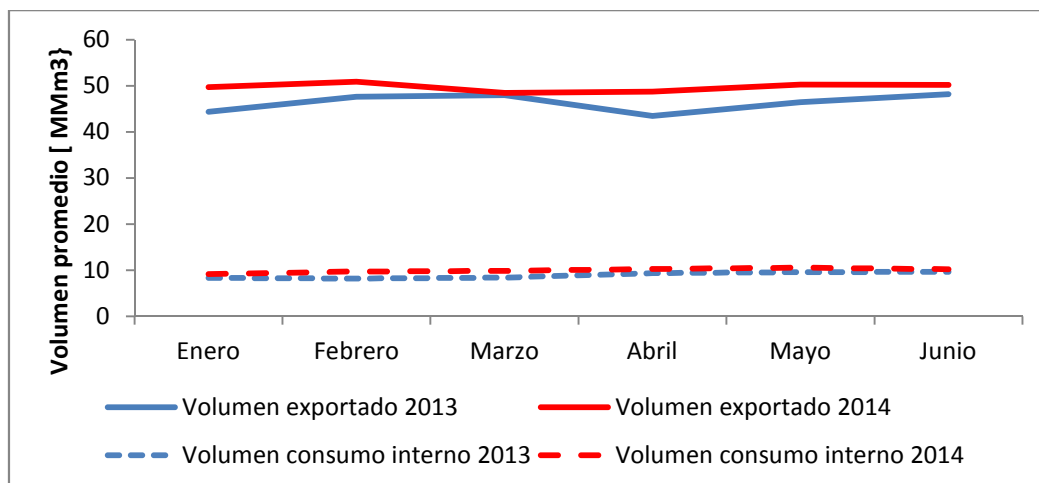


Gráfico 4.4. Volumen de gas natural exportado frente al consumo interno en Bolivia. Elaboración propia con datos del BID (Banco Interamericano de Desarrollo)

Desde el año 2013 se ha mantenido la proporción entre el volumen dedicado a la exportación y al consumo interno, experimentando un ligero incremento en ambos (11% en el consumo interno y 7% en el volumen exportado).

En los últimos años, el país está experimentando un crecimiento económico muy importante debido, fundamentalmente, al alto nivel de exportación de gas natural. Según datos del FMI, Bolivia experimentó un crecimiento del PIB del 6.8% en el año 2013 y prevé que la tendencia se mantenga para el 2014, año para el cual estima que experimente el mayor crecimiento de toda Sudamérica con un total del 5.2%. Resulta evidente pensar que dicho crecimiento pueda ser consecuencia de los altos niveles de explotación de las reservas de gas natural, sin embargo, no hay que olvidar que dichas reservas son finitas y que, en el caso de que el gobierno no invierta en fuentes de energía alternativas, para el año 2021 Bolivia se encontrará con serios problemas de abastecimiento energético.

En cuanto a la energía secundaria:

Año	2010
Electricidad	3787,14
GLP	2940,36
Diésel Oil	8382,12
Gasolinas	5715,67
Otros Derivados	1018,4
Gas Natural	7059,41
Biomasa	5685,65
Total	34588.39

Tabla 4.5. Consumo de energía secundaria según recurso energético medido en kbep. Elaboración propia con datos del BID (Banco Interamericano de Desarrollo)

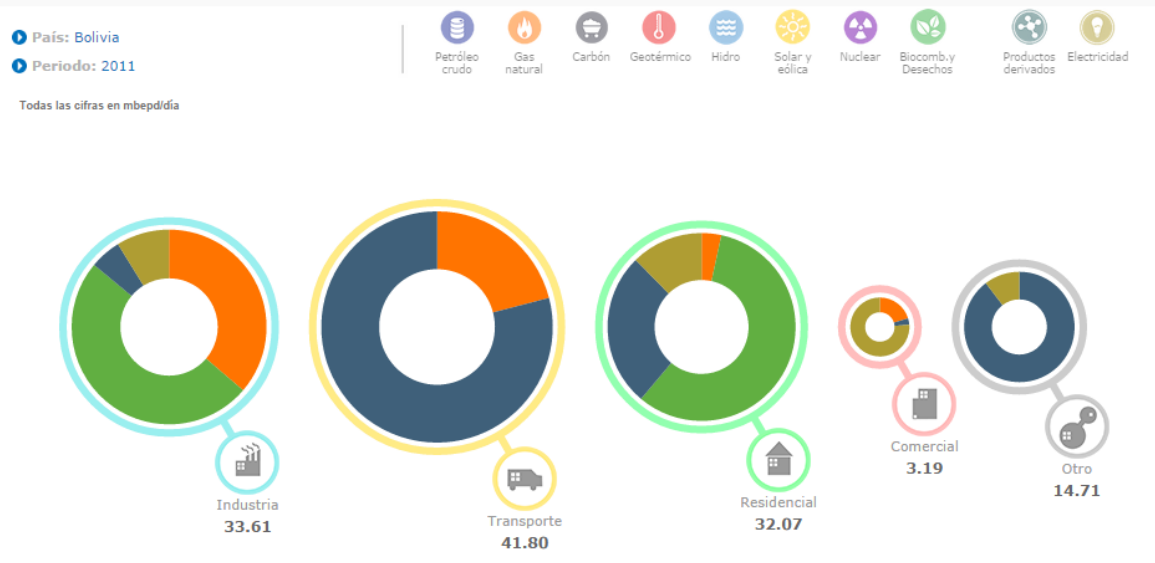


Imagen 4.6. Consumo energético final por sector y fuente en Bolivia. Fuente: BID (Banco Interamericano de Desarrollo)

Analizando el computo global de la energía consumida según sectores se observa que la industria consume un 26.80% , el transporte un 33.34%, el uso residencial supone un 25.59%, los comercios suponen el 2.54% y otros usos son un total de 11.73%.

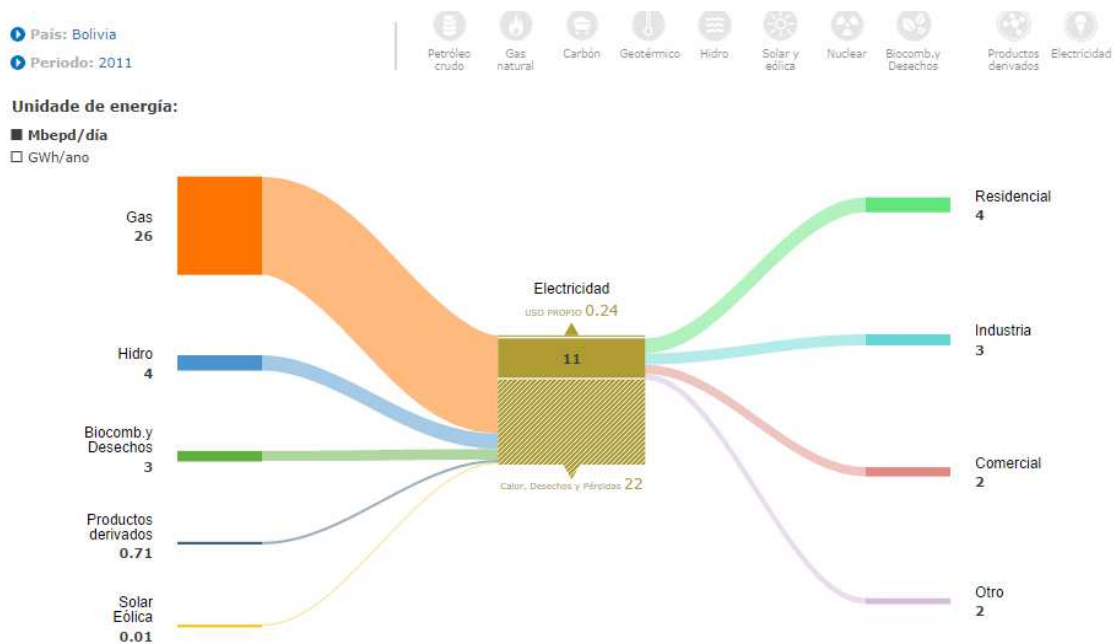


Imagen 4.7. Esquema eléctrico en Bolivia. Fuente: BID (Banco Interamericano de Desarrollo)

La imagen 4.7 muestra el esquema eléctrico de Bolivia en el cual se aprecia que la energía consumida en la producción de electricidad tiene como principal fuente de producción el gas natural (77,10%) seguida por la hidráulica (11.86%) , la biomasa (8.89%) y , en menor medida, la solar y eólica (0.0293%). En cuanto al destino de la electricidad, el uso residencial supone un 36.36%, la industria acapara el 27.27% y los comercios suponen 18.18%.

4.2.3.1. Energías Renovables

Este tipo de energías alternativas encuentran en Bolivia importantes dificultades para su implantación ya que existen multitud de barreras que impiden el acceso al sistema eléctrico. Existen diferentes tipos de barreras tales como, legales, económico-financieras, constructivas y otras propias de la operación y los requerimientos del sistema. Las barreras más importantes que han sido identificadas son:

- Barreras legales. El gobierno llevo a cabo una reforma legislativa en 1994 a través de la cual buscaba construir un mercado más competitivo y en la cual se impusieron distintas medidas que, en cierta medida, dificultaban el desarrollo de las energías renovables. Por ejemplo, está restringida la participación de las energías renovables en el proceso de generación hasta un máximo de un 15% sobre el total.
- Barreras económicas. Es la barrera que más dificulta el desarrollo de este tipo de energías debido en gran medida a dos factores:
 - Falta de incentivos
 - Dificil recuperación de la inversión.

Debido a que la mayor parte del sistema energético boliviano se sustenta en la explotación y comercio del gas natural, es este sector el que obtiene la mayor parte de las subvenciones por parte del gobierno. Así, es prácticamente imposible la competencia para otro tipo de energías.

- Operativas. El precio de la potencia instalada es calculado en base al costo de inversión necesario para la instalación de una turbina a gas y el precio de la energía es determinado por el sistema de costos marginales correspondiente al costo de operación de una turbina a gas. En consecuencia, es prácticamente imposible que ningún sistema de producción energética renovable del sistema energético boliviano sea competitivo en costos, pese a que los costos de operación son mínimos.

Tecnología	Impacto: desplaza o sustituye	Observaciones
Al menos 150.000 sistemas fotovoltaicos domésticos	2,4 millones de litros de diesel/año (mecheros) 12 millones/año de velas 300.000 /GLP año (lámparas a GLP) 4,8 millones de pilas/ año (uso en radio / linterna)	Instalaciones fundamentalmente domésticas y sociales de pequeña potencia
Al menos 1.100 sistemas de bombeo Fotovoltaicos comunales	6,6 millones litros de diesel/año	Instalaciones en comunidades semi-nucleadas para el abastecimiento de agua potable y abrevaderos de ganado
500.000 cocinas eficientes de leña	1 millón de toneladas de madera/año	Sustitución de fogones tradicionales de leña
50.000 biodigestores	215.000 toneladas de CO2/año	Instalación en las zonas con potencial ganadero
300 micro centrales hidroeléctricas	millones de litros diesel/año	En regiones de la cordillera con alto potencial hidroeléctrico. Posible interconexión a la red
2.500 aerogeneradores	60.000 litros diesel/año 300.000 velas/año	Sistemas aislados para abastecimiento doméstico y social prioritariamente.
4.000 sistemas termosolares (sociales)	4.241 toneladas de CO2/año	Sistemas de uso social en escuelas y postas en comunidades aisladas para provisión de agua caliente para uso sanitario
1.000 sistemas híbridos en el norte del país	15 millones de litros diesel/año	Sistemas de microredes que funcionan con diesel y serían sustituidos por aceite vegetal en combinación con solar/hidro

Imagen 4.8. Situación de las energías renovables en las áreas rurales 2010. Fuente: “El desafío de las energías renovables para su inserción a mayor escala en el mercado eléctrico boliviano” de la UMM.)

No obstante, tal y como se aprecia en la figura 4.8, la implantación de energías renovables ha ido en aumento por todo el territorio boliviano y , pese a que su uso se suele centra en el pequeño consumidor, se respira cierto optimismo en el sector.

4.2.3.1.1. Energía solar

Según estudios recientes de la UMSS, se advierte que el recurso solar existente en Bolivia es óptimo para su explotación en la gran mayoría de la región del país, a excepción de zonas situadas a las faldas orientales de la Cordillera de los Andes donde la radiación es muy baja pero únicamente suponen el 3% del territorio nacional.

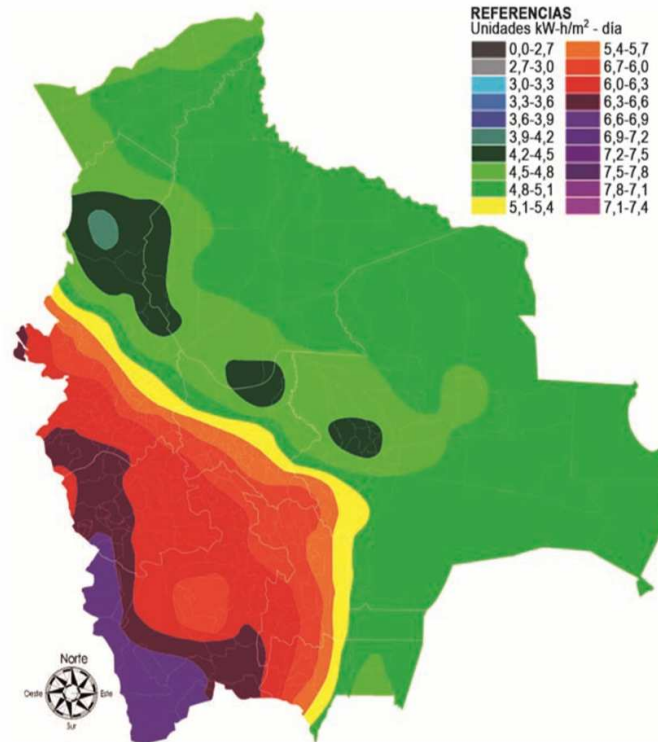


Imagen 4.9. Recurso solar en Bolivia. Fuente: "Proyecto de Energía Solar" de la UMSS (2010).

Tecnológicamente no existen problemas en la utilización de este recurso, sin embargo, tal y como se ha cita anteriormente, las barreras creadas en torno a la alta inversión inicial hacen de esta tecnología una fuente energética poco rentable.

4.2.3.1.2. Energía eólica

Existe muy poca información sobre el recurso eólico en Bolivia, tanto es así que apenas se han estudiado los escasos datos recabados de las diferentes estaciones meteorológicas repartidas por todo el país o los de los aeropuertos.

Otro gran impedimento es la enorme diversidad geográfica del país, ya que provoca que exista una gran variabilidad en los regímenes de vientos según la época del año y la región. Por ello, si no se realizan nuevos estudios más exhaustivos es muy complicado conocer con exactitud las velocidades y direcciones del viento.

Según un mapa eólico realizado por la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) en el año 2011, se observan zonas con un potencial eólico considerable en zonas de Santa Cruz y el altiplano.

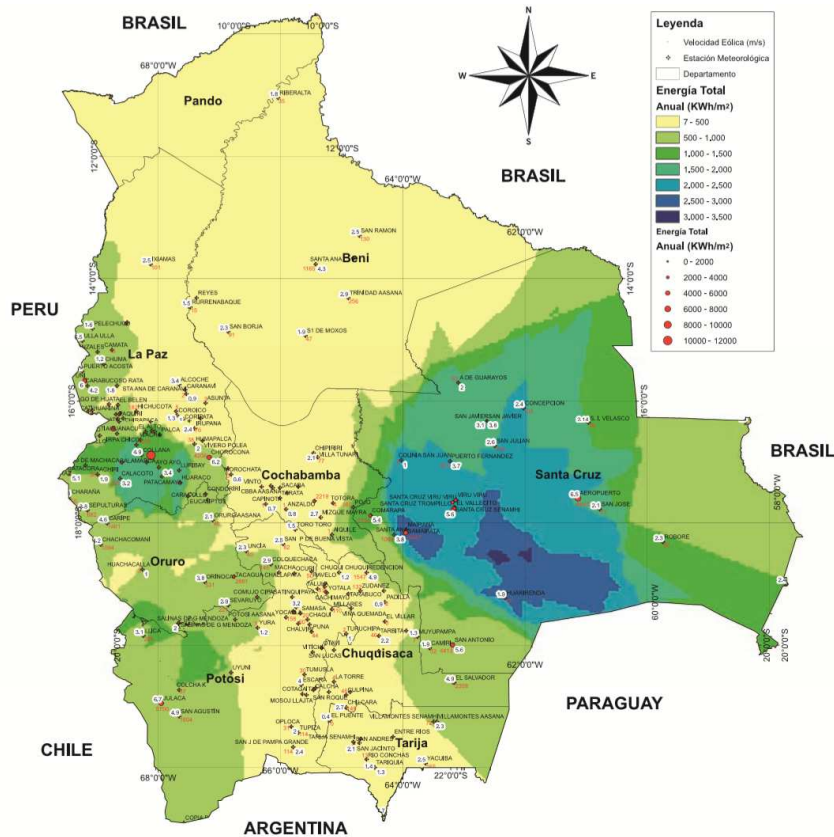


Imagen 4.10. Recurso eólico en Bolivia. Fuente: "Mapa eólico Bolivia" elaborado por TDE.

La principal barrera que impide el desarrollo de este tipo energía es el desconocimiento sobre el recurso eólico del país, así, la única forma de obtener datos con el suficiente grado de exactitud es realizar mediciones in-situ.

La producción de energía eólica era inexistente hasta hace escasos meses, hasta que, a principios de 2014, se puso en marcha el primer parque eólico del país en la localidad de Qollpana, en el departamento de Cochabamba. Desde que se finalizó la instalación de la primera fase del parque, se están aportando 3 MW al SIN. Lejos de mantener la producción, el gobierno va a tratar de aumentar esta aportación, por un lado, incorporando nuevos aerogeneradores, pero en mayor medida a través de la instalación de nuevas estaciones de medición del recurso eólico.

4.2.3.1.3. Biomasa

El mayor potencial de biomasa se encuentra al norte del país donde, a su vez, también existe la mayor demanda. La principal barrera de esta forma de energía es la falta de una normativa que regule las condiciones de aprovechamiento y, por otro lado, la falta de información sobre tecnologías que permitan un mayor aprovechamiento en campos como la producción de energía eléctrica.

4.2.3.1.4. Energía Hidroeléctrica

Bolivia dispone de un importante potencial hidroeléctrico (40.000 MW), del cual apenas se explota un 2%. Sin embargo, se satisface un total del 12% de la energía eléctrica consumida en todo el país, lo cual supone un 2,6% de la energía total consumida a nivel estatal. El gobierno prevé que para el año 2020 el 70% de la producción energética total se base en centrales hidroeléctricas.

4.2.3.2. Necesidad de las energías renovables

Un mercado eléctrico eficiente y sostenible se caracteriza por reflejar la totalidad de los costes asociados a la actividad, es decir, incluyendo el coste del daño medioambiental y social que, en muchas ocasiones, acarrea el proceso de producción. Sin embargo, el mercado eléctrico actual no funciona de esta manera, sino que los precios simplemente se basan en el coste de la generación eléctrica mientras que los impactos medioambientales y sociales repercuten a toda la sociedad y no solo sobre los propios consumidores de la electricidad.

Los principales impactos medioambientales sobre los que esta actividad puede tener influencia son:

- Contaminación atmosférica, terrestre y acuática.
Los principales contaminantes del aire se dividen en primarios y secundarios. Los primarios son aquellos que se emiten de forma directa a la atmósfera como los óxidos de azufre, monóxido de carbono, óxido de nitrógeno, hidrocarburos etc. Los secundarios son aquellos que se forman como consecuencia de transformaciones químicas de los primarios, como los oxidantes, fotoquímicos y radicales como el ozono. Algunos de los contaminantes primarios como los óxidos de azufre o el nitrógeno pueden reaccionar con el vapor de agua y, en combinación con los rayos solares, transformarse en ácido sulfúrico y nítrico que se precipitan a la superficie en forma de lluvia ácida. Esta provoca un deterioro considerable los bosques, la fertilidad de la tierra, la calidad del agua de los ríos y el patrimonio arquitectónico. Por último, los derramos directos de petróleo también afectan al suelo disminuyendo su fertilidad, y al agua afectando a los ecosistemas acuáticos.
- Calentamiento Global.
Se trata del proceso de aumento gradual de la temperatura de la Tierra causado principalmente por el incremento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera... El nivel de estos gases ha aumentado como consecuencia de procesos de combustión con fines energéticos y por la deforestación desde la revolución industrial
- Disminución de la capa de ozono. Es un proceso de reducción del grosor y la concentración en la capa. Este fenómeno es consecuencia de la alteración del balance atmosférico de oxígeno y ozono.

- Acidificación. Es el proceso de introducción de sustancias ácidas en el medio ambiente, provocado por las emisiones a la atmósfera de óxidos de azufre y nitrógeno provenientes principalmente de la quema de combustibles fósiles.
- Niebla de fotoquímica o verano. Es provocada por altas concentraciones de óxidos de nitrógeno y compuestos volátiles acompañados por una fuerte radiación solar y generando altas concentraciones de ozono superficial.
- Niebla de invierno. Es aquella provocada por altas concentraciones de óxidos de azufre y partículas provenientes de la industria y el transporte en condiciones de humedad elevada y bajas temperaturas.
- Generación de residuos industriales. Todos producidos en las industrias en sus distintos ámbitos.
- Agotamiento de los recursos. Los recursos energéticos no renovables (combustibles fósiles y minerales) se van agotando a medida que se van consumiendo, disminuyendo sus reservas progresivamente.

Frente a esta problemática, aparecen las energías renovables como alternativa ya que:

- No requieren de ningún proceso de combustión para su funcionamiento, el cual suele ser el causante de los mayores impactos ambientales.
- Los recursos energéticos renovables son inagotables y además dispersos, lo que hace que las necesidades de transformación sean menores.
- Los impactos medioambientales de las energías renovables son reales, pero en comparación a las fuentes de energía convencionales son prácticamente nulos. Por otro lado, estos son de carácter local, lo cual permite un mayor control y vigilancia.

4.2.3.3. Desafíos para las energías renovables en Bolivia

Las energías renovables no se encuentran en una situación muy favorable para su introducción y desarrollo en el mercado boliviano. En consecuencia, se encuentran ante un gran reto que deben superar para ser convertirse en una de las claves energéticas del país. Para conseguirlo deben:

- Ser una pieza clave en la ampliación de la cobertura de energía eléctrica.
- Buscar un mejoramiento tecnológico. Más concretamente en el caso de:
 - Biomasa. En las aplicaciones de potencia para generar calor o electricidad existe un gran desconocimiento.
 - Fotovoltaica. Actualmente está ampliamente asentada, pero debe profundizar y desarrollarse en aplicaciones más específicas de índole productiva.

- Micro Centrales Hidroeléctricas. Deben avanzar en la prospección de lugares potenciales para su instalación.
- Eólica. Es la energía menos explotada debido a la falta de conocimiento del recurso existente. El principal desafío será buscar una forma de impulsar la producción e inversión en nuevos parques ya sea de grandes o pequeñas potencias.
- Generar sostenibilidad de los servicios. Existe la necesidad de hacer sostenible el uso de estas tecnologías en el tiempo. Para ello es necesario contar con el apoyo del Estado para superar los altos costos de inversión inicial para que la responsabilidad del funcionamiento acabe en manos de los usuarios finales. Para ello, es necesario capacitar a los usuarios y, en determinados casos, que sean operadores y entes gestores los que se encarguen de la explotación.
- Aumentar los usos productivos. Se debe desarrollar el uso de estas energías con finalidades productivas, de modo que suponga beneficios económicos para la población y, además, genere un aumento en la producción y en la economía.

4.2.4. Sistema eléctrico

La característica principal que diferencia al sistema eléctrico boliviano de los demás existentes en todo el mundo es la división del mismo en :

- Sistema Interconectado Nacional. Comprende las actividades de generación , transmisión y distribución en prácticamente todo el país, responde a casi el 90 % de la demanda total.
- Sistemas eléctricos aislados. Son aquellos sistemas que no están conectados al SIN.

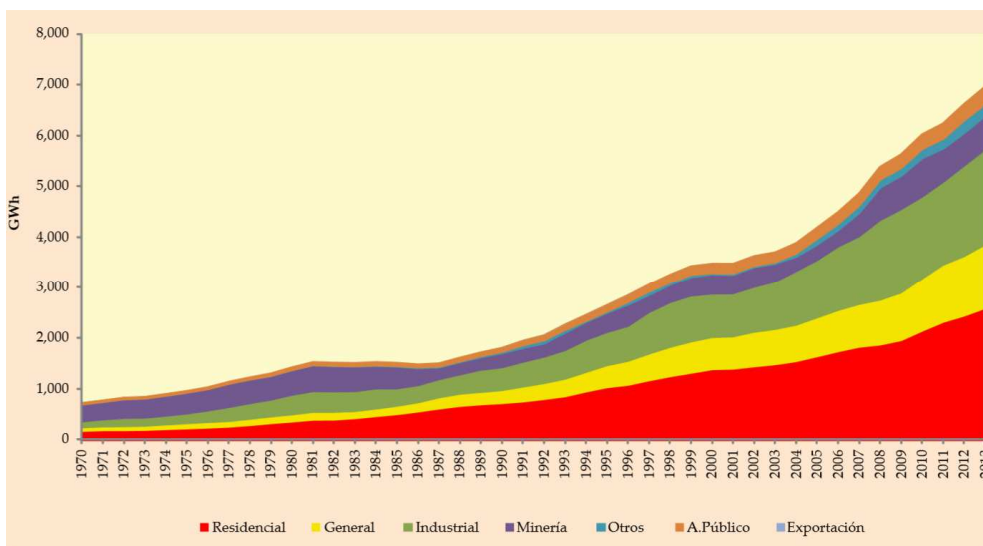


Imagen 4.11. Evolución demanda eléctrica en Bolivia. Fuente: "Anuario 2013" elaborado por Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

La demanda de energía eléctrica prácticamente se ha duplicado en los últimos 10 años debido, en gran parte, al desarrollo económico, tecnológico y social experimentado en los últimos mandatos de gobierno.

4.2.4.1. Sistema Interconectado Nacional

Dentro del SIN se realizan las tareas de:

- **Generación.** Es el proceso a través del cual se produce electricidad. En Diciembre del 2013 se calcula que la oferta de potencia efectiva media disponible era de 1529.2 MW, la cual estaba basada principalmente en fuentes energéticas como el gas natural, la energía hidroeléctrica o la biomasa. Además, la generación bruta en el mismo año ascendió a un total de 7348.95 GWh, de los cuales un 34.9% corresponde a la hidroeléctrica y un 65.1% a la termoeléctrica.

Potencia instalada y efectiva al 31 de diciembre de 2013									
Empresa	Potencia Instalada						Potencia Efectiva		
	(MVA)			(MW)			(MW)		
	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total	Hidro	Termo	Total
Generadores									
CORANI	173.7	0.0	173.7	147.3	0.0	147.3	147.3	0.0	147.3
EGSA		635.2	635.2		519.8	519.8		464.9	464.9
EVH		437.9	437.9		372.3	372.3		302.7	302.7
ENDE ANDINA		131.0	131.0		104.8	104.8		100.9	100.9
COBEE	243.7	37.3	280.9	213.1	29.8	242.9	209.2	18.7	227.9
CECBB		119.1	119.1		101.2	101.2		89.6	89.6
ERESA	24.5		24.5	19.8		19.8	19.1		19.1
HB	100.6		100.6	95.3		95.3	89.3		89.3
SYNERGIA	8.7		8.7	7.6		7.6	7.8		7.8
GE		32.0	32.0		25.0	25.0		21.0	21.0
SDB	2.5		2.5	2.1		2.1	1.9		1.9
ENDE		23.4	23.4		18.8	18.8		15.3	15.3
Total	553.6	1,415.8	1,969.5	485.2	1,171.6	1,656.8	474.5	1,013.2	1,487.7

Imagen 4.12. Potencia eléctrica instalada según empresa y recurso energético utilizado. Fuente: "Formularios ISE-130 de Centrales gestión 2010, Declaración de Agentes" elaborado por Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Se observa que existen 7 grandes empresas generadoras de electricidad, las cual aglomeran en torno al 90% de la producción total en el país.

- **Transmisión.** Este proceso que consiste en el transporte de la energía eléctrica desde los centros de producción hasta los puntos de distribución y consumo.

Longitud de líneas de transmisión-2013						
Sistema	Operador o Responsable	NIVEL DE TENSION			TOTAL (km.)	Porcentaje %
		230 kV	115 kV	69 kV		
LONGITUDES EN km.						
S.T.I.	TDE	958.18	953.80	112.11	2,024.09	37.20%
	ISA	587.00	-	-	587.00	10.79%
	ENDE	255.37	402.40	-	657.77	12.09%
Total S.T.I.		1,800.55	1,356.20	112.11	3,268.86	60.07%
FUERA DEL S.T.I.	TDE	-	63.90	177.70	241.60	4.44%
	SAN CRISTOBAL TESA	344.00	-	-	344.00	6.32%
	DELAPAZ	-	7.66	200.76	208.42	3.83%
	CRE	-	48.00	193.75	241.75	4.44%
	ELFEC	-	40.60	-	40.60	0.75%
	ELFEO	-	-	509.61	509.61	9.37%
	SEPSA	-	-	78.23	78.23	1.44%
	EMIRSA	-	61.30	-	61.30	1.13%
	COBOCE	-	2.11	-	2.11	0.04%
	CMVINTO	-	-	1.90	1.90	0.03%
LINEAS ASOCIADAS A LA GENERACIÓN	COBEE	-	211.76	134.00	345.76	6.35%
	HB	-	17.70	-	17.70	0.33%
	ERESA	-	-	65.70	65.70	1.21%
	EGSA	-	-	0.30	0.30	0.01%
	CECBB	5.50	-	-	5.50	0.10%
	GE	-	6.60	-	6.60	0.12%
	ENDE ANDINA	1.50	-	-	1.50	0.03%
Total Fuera del S.T.I.		351.00	459.63	1,361.95	2,172.58	39.93%
Total S.I.N		2,151.55	1,815.83	1,474.06	5,441.44	100.00%

Imagen 4.13. Clasificación de las líneas eléctricas en Bolivia según longitud y empresa responsable. Fuente: CNDC

Tal y como se aprecia en la Imagen 4.13 la mayor parte de las líneas de transmisión del país se concentran en el SIN alcanzando el 60% del total y, además, es la empresa Transportadora de Electricidad (TDE) la que domina el mercado acaparando el 62% de las líneas de distribución del SIN. Así mismo, se advierte que casi el 40% de las líneas de transmisión bolivianas se encuentran fuera del SIN, lo cual indica la magnitud de alcance de los sistemas aislados.



➤ Distribución. Se trata del último paso del proceso a través del cual se suministra, de manera regulada, la electricidad a los consumidores finales.

CATEGORIA	CONSUMO DE ENERGIA (MWh)												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Residencia	203.431,2	199.220,4	190.544,5	187.222,6	191.387,3	189.237,7	188.920,3	196.457,6	186.796,7	194.497,3	205.496,3	217.549,5	2.350.761,5
General	94.929,7	96.864,7	94.711,4	93.693,6	96.058,0	91.004,7	89.234,6	93.187,4	90.674,0	96.601,2	102.531,1	106.535,2	1.146.025,7
Industrial	126.171,3	124.797,6	129.231,3	137.534,3	137.312,3	136.193,1	132.646,3	137.851,4	139.354,7	141.778,1	143.205,0	142.653,1	1.628.728,5
Minería	10.896,7	9.023,3	11.429,5	11.801,3	9.622,2	11.398,1	11.714,4	11.279,8	11.631,2	11.969,4	11.638,6	11.808,0	134.212,5
Alumbrado Público	21.849,5	20.574,2	22.919,5	23.565,6	24.745,4	24.129,0	25.325,6	25.484,7	24.903,4	23.955,7	23.529,0	24.141,4	285.123,0
Otros	17.724,2	16.160,6	16.456,8	14.338,5	15.191,8	14.594,1	15.187,1	16.303,6	15.466,5	16.481,1	16.009,1	15.560,6	189.473,9
TOTAL	475.002,6	466.640,8	465.293	468.155,9	474.317	466.556,7	463.028,2	480.564,5	468.826,5	485.282,8	502.409,1	518.248,0	5.734.325,0

Tabla 4.6. Consumo total de energía según meses y finalidad en Bolivia año 2013. Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

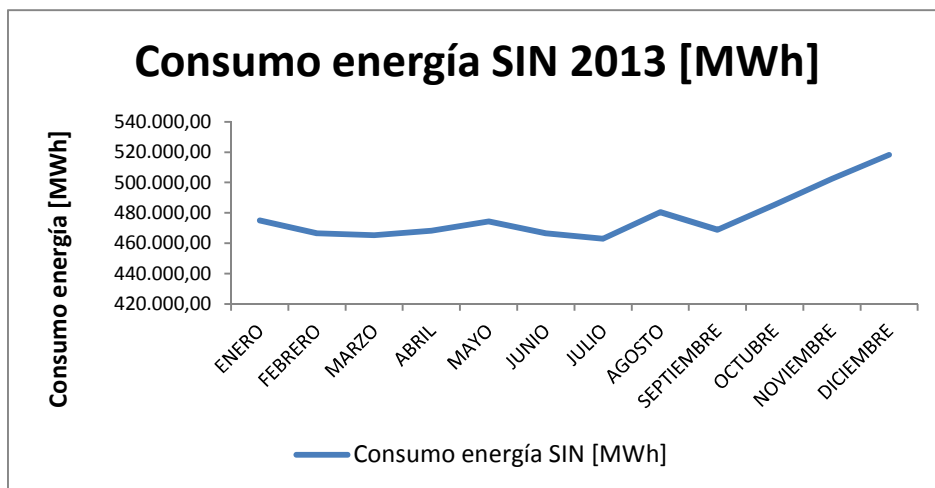


Gráfico 4.5 .Consumo total de energía del SIN según meses. Elaboración propia con datos de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

En el gráfico 4.5 se percibe un aumento considerable en el consumo energético a partir del mes de Agosto hasta Diciembre. Este fenómeno es consecuencia de la concentración de los meses climatológicamente más inestables del año durante los últimos meses del año, época que, además es en la que se experimentan las mayores temperaturas.

Por otro lado, en el proceso de distribución, encontramos 6 grandes empresas dedicadas a abastecer a los consumidores finales:

- ELECTROPAZ. Distribuye a un total de 392173 consumidores en La Paz.
- CRE. Abastece a un total de 298347 consumidores en Santa Cruz.
- ELFEC. Abastece a un total de 295622 consumidores en Cochabamba.
- ELFEO. Distribuye a un total de 56862 consumidores en Oruro.
- SEPSA. Abastece a un total de 56604 consumidores en Potosí.
- CESSA. Distribuye a un total de 51360 consumidores en Chuquisaca.

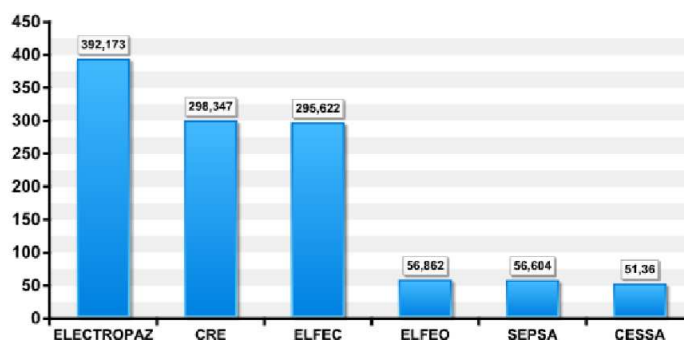


Imagen 4.14. Clientes del sector eléctrico según las distribuidoras bolivianas. Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

En la imagen 4.14 se advierte que en el proceso de distribución, de las principales operadoras son tan sólo 3 las que acumulan el 78% del total de consumidores finales. Este fenómeno es consecuencia de que dichas operadoras atiendan a los núcleos urbanos más poblados del país (La Paz, El Alto, Cochabamba y Santa Cruz).

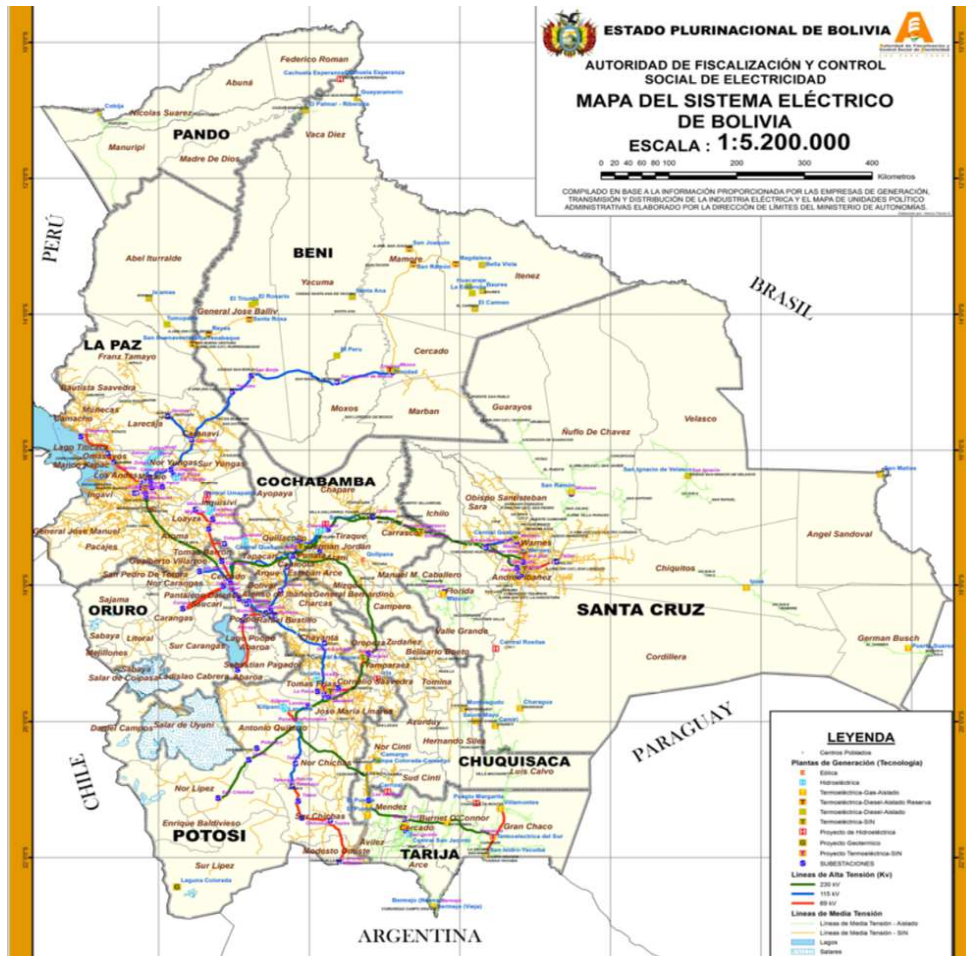


Imagen 4.14. Esquema eléctrico de Bolivia. Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad

Finalmente, en la imagen 4.14 se observa en el esquema eléctrico boliviano sus distintos centros de generación, líneas de distribución y los sistemas de generación aislados más importantes.

4.2.4.2. Sistemas aislados

La mayoría de los sistemas aislados del país están atendidos por empresas que no tienen conexión con el SIN y que realizan la generación y la distribución eléctrica.

Potencia instalada [MW]		
Hidroeléctrica	Termo	Total
8	245,7	253,7

Tabla 4.8 Potencia total instalada fuera del SIN según fuente energética. Elaboración propia con datos de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Generación bruta [GWh]		
Hidroeléctrica	Termo	Total
18,6	695,5	714,01

Tabla 4.9. Potencia total instalada fuera del SIN según fuente energética. Elaboración propia con datos de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Analizando las tablas 4.8 y 4.9, se aprecia que en el año 2013 la generación termoeléctrica, al igual que sucedió en el SIN, fue la principal fuente de generación eléctrica seguida por la hidroeléctrica.

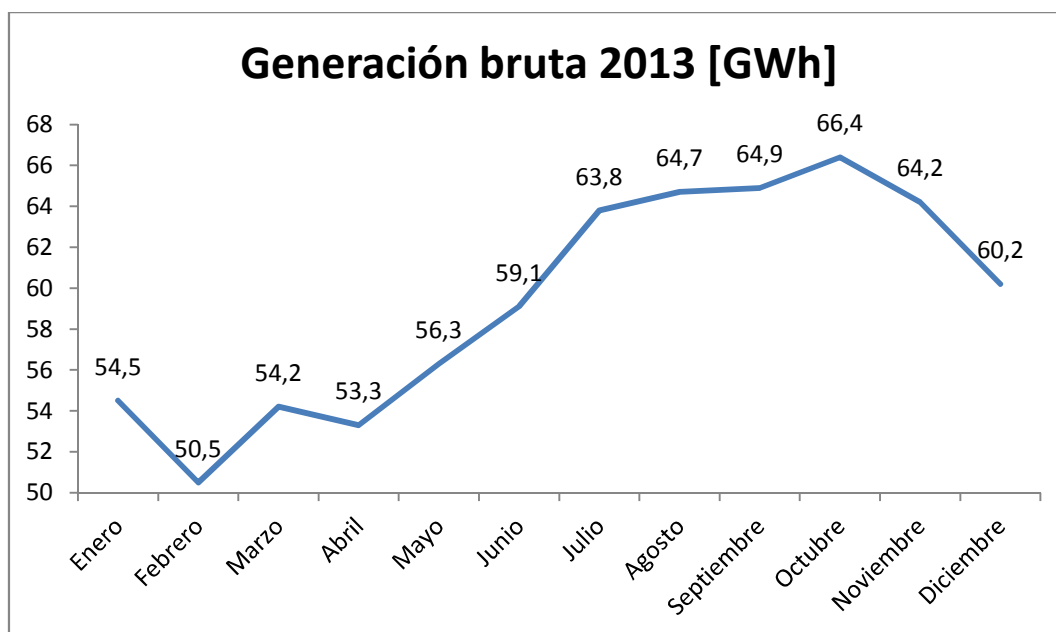


Gráfico 4.5. Evolución de la generación bruta en los sistemas aislados para el año 2013 en Bolivia. Elaboración propia con datos de Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad.

Por otro lado, tal y como se observa en la gráfico 4.5, la generación bruta experimentada en los sistemas aislados tiene un comportamiento similar al del SIN ya que a partir del mes de Agosto hasta Noviembre experimenta un aumento considerable. Este incremento es nuevamente consecuencia de las temperaturas tan elevadas que se experimentan durante estos meses, sobre todo en las regiones más orientales como Santa Cruz.

4.2.4.3. Marco regulatorio

El sector eléctrico está regulado por la Nueva Constitución Política del Estado (CPE), vigente desde el 7 de Febrero de 2009, la ley 1604 o “Ley de la Electricidad”, vigente desde Diciembre de 1994, y los reglamentos específicos del sector.

La CPE establece las diferentes formas de energía, sus fuentes y su acceso son un derecho fundamental y esencial para el desarrollo integral y social del país. Además, señala que la cadena productiva energética no podrá estar sujeta exclusivamente a intereses privados ni podrá concesionarse y que la participación privada será regulada por la ley.

La Ley de la Electricidad está siendo uno de los instrumentos legales más importantes para regular el sector hasta la fecha. En dicho reglamento se rigen normas de las actividades de la industria, la desagregación del sector, los principios para la determinación de tarifas etc. En lo relativo a la electrificación rural, en el artículo 61 se establece que:

“El Estado tiene la responsabilidad de desarrollar la electrificación en poblaciones menores y en el área rural, que no pueda ser atendida

exclusivamente por la iniciativa privada. Para cumplir con este propósito, el Poder Ejecutivo, a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, destinará recursos de financiamiento interno y externo con destino a proyectos de electrificación en poblaciones menores y en el área rural y propondrá políticas y estrategias que permitan el uso de otras fuentes energéticas, con destino al suministro de energía a poblaciones menores y al área rural, dentro del marco de las políticas integrales de desarrollo de este sector”.

Según este artículo se establece que no hay ninguna responsabilidad del sector privado en el ámbito de operación y mantenimiento y que, de no ser realizada por iniciativa privada, es el estado en el responsable de destinar recursos a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR).

Otro aspecto importante que aparece en esta ley, es que los sistemas aislados menores a 1MW de potencia no requieren de licencia o concesión para su instalación y funcionamiento. Es por tanto evidente que, al no existir regulación, no existe tampoco un control en precios, calidad de servicio o gestión. Estos sistemas son los que abastecen de electricidad en la gran mayoría de las áreas rurales. Actualmente, existen cooperativas que atienden el servicio eléctrico en sistemas aislados de hasta 1 MW sin que sobre éstas exista ningún tipo de control.

El problema es que esta ley, promulgada en 1994, responde a un contexto social y económico muy diferente al actual, en el cual lo que se buscaba era atraer capital privado e introducir conceptos de eficiencia del sector eléctrico a través de la competencia. A día de hoy se está trabajando en la elaboración de una nueva Ley de la Electricidad.

4.2.5. Subvenciones

4.2.5.1. Tarifa de la dignidad

Según el Decreto Supremo Nº del 31 de Marzo del 2010, se establece que la Tarifa de Dignidad favorece el acceso y uso del servicio público de electricidad a familias de escasos recursos económicos de la categoría domiciliaria. Esta tarifa consiste en una reducción del 25 % del monto total de la factura para los consumos que no superen los 70KWh al mes. En el año 2013 los porcentajes de beneficiados por esta tarifa según departamento son:

- Potosí 74.6%
- Oruro 62.5%
- La Paz 59.2%
- Cochabamba 53.0%
- Chuquisaca 49.3%
- Beni 51.6%
- Tarija 45.7%
- Pando 34.7%
- Santa Cruz 23.2%

Esto supone un total de 940434 usuarios beneficiados por la tarifa. Cabe destacar que son las empresas que operan en el Mercado Eléctrico Mayorista las que asumen el costo de la subvención y, por otro lado, es la Autoridad De Fiscalización y Control Social de la Electricidad la encargada de fijar los montos de rebaja para cada una de las empresas participantes.

4.2.5.2. Subsidio combustibles

El subsidio de los combustibles se instauró para suavizar la brecha que creada en el precio de la gasolina en la gran mayoría de países entre el precio del mercado interno y el precio internacional, debido al aumento del segundo. En el caso de Bolivia, al tratarse de un país importador de gas natural, hasta la fecha ha sido capaz de mantener el subsidio debido a los ingresos que ha tenido por sus actividades exportadoras.

Actualmente el precio del litro de gasolina es de 0.41 céntimos de euros, situándose en el puesto 16 en el ranking de los países con el precio de la gasolina más barata del mundo. Un consumidor en Bolivia paga aproximadamente el 37% del precio real del mercado (la información sobre el subsidio no es totalmente publica).



Imagen 4.15. Listado de precios de la gasolina en el mundo [\$/l]. Fuente: http://es.globalpetrolprices.com/gasoline_prices.

Sin embargo, parece obvio pensar que mantener este subsidio es peligroso por varios motivos:

- Supone un alto costo financiero, alcanzando en ocasiones cifras en torno al 2,2% del PIB.
- Permite que la sociedad se acomode en precios relativamente bajos, sin que se construya una conciencia sobre consumos responsables y, por lo tanto, se termine por derrochar combustible.
- En Bolivia, este subsidio beneficia más a los grupos con mayor poder adquisitivo en vez de a los más desfavorecidos. Esto es debido a que, a pesar de que todos los bolivianos tienen acceso al subsidio, una persona de bajo poder adquisitivo apenas consume carburantes. Sin embargo, las personas de alto poder adquisitivo tienden a aumentar el consumo debido a que los bajos precios se lo permiten.

A pesar de que no existen datos oficiales sobre el monto total destinado al subsidio de carburantes, según un artículo publicado por el economista boliviano Mauricio Medinaceli mediante simples cálculos conociendo la cantidad invertida en la importación y el importe generado en la venta interna de los combustibles entre otros, se puede obtener una estimación del subsidio.

4.2.6. Situación energética zonas rurales

Bolivia es un país con dos realidades energéticas muy diferentes. En primer lugar, las zonas urbanas que disfrutan de un nivel de vida aceptable y, por otro lado, una zona rural con una población dispersa, inconexa, aislada y marginada del mercado energético nacional que supone un 34% de la población del país la cual vive anclada en el siglo XIX.

Según los datos obtenidos en el año 2011 sobre cobertura eléctrica, el 11% de la población no disponía de electricidad y cerca de 800000 hogares aún usan la leña como principal fuente de energía. Esta situación obliga a las familias a usar fuentes de energía como pilas, velas o mecheros, lo cual agranda las diferencias en la calidad del nivel de vida y el impacto con el medio ambiente.

Por otro lado, la presencia de hidrocarburos en las zonas rurales también es muy escasa, siendo solo accesibles en los núcleos más importantes. Es por ello que la fuente de energía que más presencia tiene en zonas rurales en Bolivia es la biomasa, la cual cubre alrededor del 80% de la demanda.

Esta situación de marginación energética es una de las principales causas de las enormes diferencias en la calidad de vida entre las zonas rurales y urbanas.

BOLIVIA: HOGARES POR COMBUSTIBLE UTILIZADO PARA COCINAR, SEGÚN ÁREA GEOGRÁFICA (En porcentaje)												
DESCRIPCION	1998	1999	2000	2001	2002	2003-2004(1)	2005	2006	2007	2008	2009	2011
BOLIVIA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Leña	36,22	30,16	29,88	32,04	31,63	34,63	25,64	27,31	28,38	21,05	17,74	17,05
Guano, bosta o taquia	1,84	2,60	2,41	3,22	2,62	3,37	2,88	1,57	0,44	1,13	2,27	1,01
Kerosene	0,62	0,82	0,52	0,70	0,53	0,34	0,11	0,09	0,02	0,10	0,12	0,01
Gas licuado (Garrafa)	58,70	63,62	63,15	60,69	62,06	58,49	66,15	63,21	64,41	69,32	69,60	68,06
Gas natural por red (Gas por cañería)		0,71	0,87	0,94	0,84	1,38	2,52	2,54	3,53	5,51	7,17	10,91
Otro (1)	0,14	0,02	0,20	0,05		0,04	0,09	0,02	0,02	0,14	0,02	0,02
Electricidad	0,60	0,64	1,39	0,81	0,68	0,56	0,39	0,25	0,68	0,74	0,55	0,42
No cocina	1,88	1,42	1,57	1,55	1,63	1,18	2,22	5,01	2,52	2,00	2,52	2,52
Ns/Nr(2)											0,02	
Área Urbana	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Leña	5,80	4,20	5,57	8,10	6,00	8,40	4,77	3,97	6,55	2,56	2,77	2,31
Guano, bosta o taquia	0,07	0,16	0,15	0,24	0,32	0,15	0,04	0,04	0,11	0,20	0,03	0,13
Kerosene	0,79	0,88	0,41	0,98	0,81	0,35	0,17	0,09		0,04	0,02	0,00
Gas licuado (Garrafa)	89,31	90,77	88,41	85,72	88,20	86,29	87,39	86,80	83,49	85,36	82,27	77,62
Gas natural por red (Gas por cañería)		1,06	1,21	1,45	1,29	2,15	3,85	4,03	5,28	8,22	10,82	16,09
Otro (1)	0,20	0,04	0,03	0,08		0,06	0,14		0,03	0,18		0,03
Electricidad	1,05	1,00	2,15	1,29	1,09	0,93	0,60	0,40	1,05	0,90	0,70	0,61
No cocina	2,78	1,90	2,06	2,14	2,29	1,68	3,04	4,68	3,50	2,53	3,37	3,22
Ns/Nr(2)											0,02	
Área Rural	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Leña	77,70	73,82	72,25	71,26	74,42	75,22	63,61	66,96	69,05	57,29	46,51	46,83
Guano, bosta o taquia	4,24	6,72	6,35	8,09	6,45	8,35	8,05	4,16	1,05	2,97	6,57	2,78
Kerosene	0,39	0,71	0,72	0,23	0,08	0,32		0,09	0,06	0,22	0,33	0,04
Gas licuado (Garrafa)	16,96	17,97	19,13	19,71	18,43	15,48	27,50	23,17	28,87	37,86	45,24	48,73
Gas natural por red (Gas por cañería)		0,12	0,27	0,12	0,10	0,19	0,09		0,27	0,20	0,14	0,45
Otro (1)	0,07		0,49			0,01		0,06		0,07	0,06	0,01
Electricidad		0,04	0,07	0,01			0,03			0,44	0,28	0,03
No cocina	0,64	0,62	0,71	0,58	0,53	0,42	0,72	5,57	0,69	0,96	0,87	1,13

Imagen 4.16. Porcentaje de uso de combustibles para cocinar según área geográfica. Fuente: INE

Analizando la imagen 4.16, se puede apreciar la gran diferencia entre la población de área rural y urbana a la hora de cocinar. Tan solo un 49% de la población utiliza gas en zonas rurales, ya sea licuado o natural, mientras que, en zonas urbanas, el 94% de la población se vale de esta fuente energética.

BOLIVIA: HOGARES POR DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SEGÚN ÁREA GEOGRÁFICA														
DESCRIPCION	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003-2004(1)	2005	2006	2007	2008	2009	2011
BOLIVIA	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Tiene	65,48	67,33	71,28	70,93	70	69,26	64	66,51	68,29	76,21	80,16	84,82	86,77	88,34
No tiene	34,52	32,67	28,72	29,07	30	30,74	36	33,49	31,71	23,77	19,84	15,18	13,23	11,66
Área Urbana	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Tiene	94,26	95,82	96,18	97,84	95,85	94,21	88,6	90,67	89,92	95,17	98,2	99,14	98,87	99,08
No tiene	5,74	4,18	3,82	2,16	4,15	5,79	11,4	9,33	10,08	4,83	1,8	0,86	1,13	0,92
Área Rural	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Tiene	24,47	24,55	29,05	25,68	24,93	28,4	23	29,13	28,9	44,02	46,56	57	63,5	66,62
No tiene	75,53	75,45	70,95	74,32	75,07	71,6	77	70,87	71,1	55,94	53,44	43	36,5	33,38

Tabla 4.10. Porcentaje de disponibilidad de energía eléctrica según área geográfica en Bolivia. Fuente: INE

En cuanto al acceso a la energía eléctrica, el escenario es similar. En zonas rurales el 34% de la población no dispone de esta facilidad, mientras que en zonas urbanas es tan sólo el 12 % de la población la que vive aislada eléctricamente.

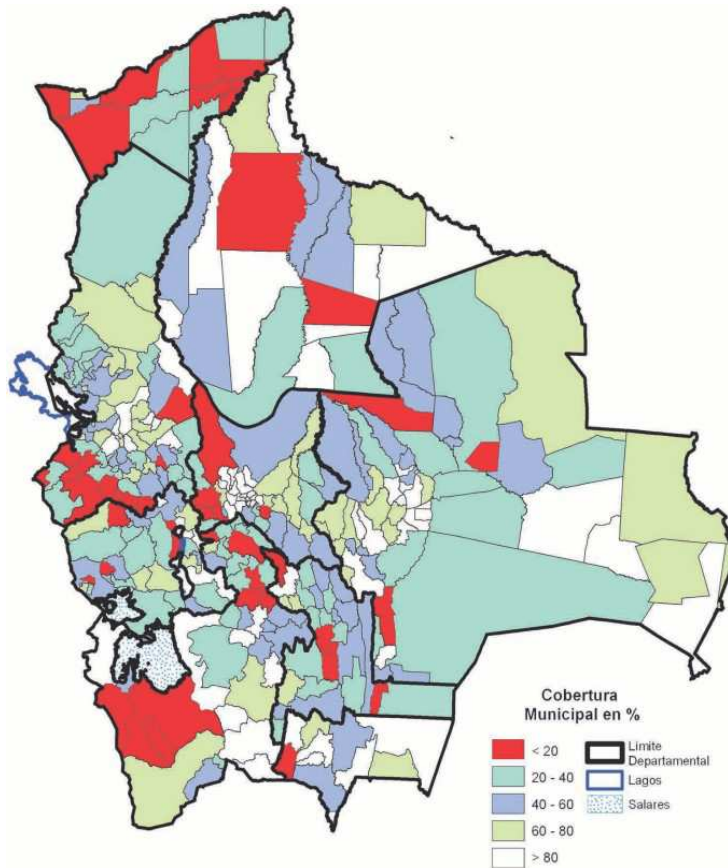


Imagen 4.18. Cobertura del servicio eléctrico de los municipios bolivianos para el año 2010. Fuente: "Memoria 2010 – 2011" elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE).

En la imagen 4.18, se aprecia con claridad que son escasos los municipios que cubren la demanda con porcentajes superiores al 80% y, por otro lado, aparecen alrededor de 30 municipios cuya cobertura eléctrica no alcanza al 20% de la población.

En el ámbito rural existe una estrecha relación entre pobreza y falta de acceso a la electricidad. En la publicación "Rol e impacto socioeconómico de las Energías renovables en el área rural de Bolivia" se encuentra un análisis de la relación entre la pobreza y la falta de servicio eléctrico.

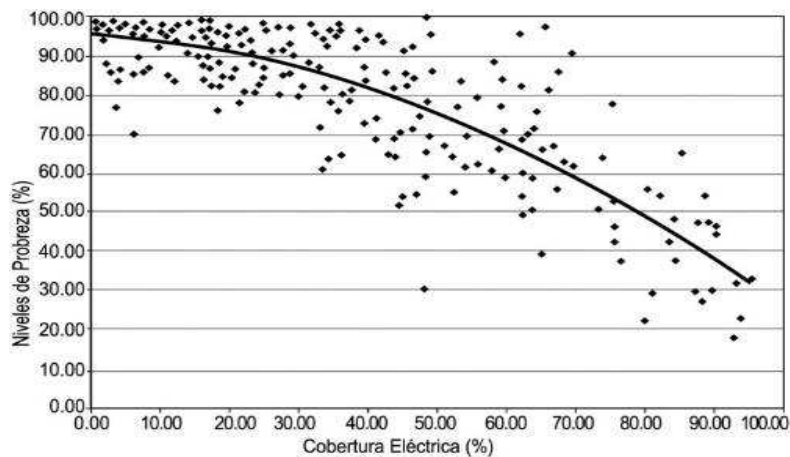


Imagen 4.17. Correlación entre el nivel de pobreza y la cobertura eléctrica en zonas rurales en Bolivia. Fuente: "Rol e impacto socioeconómico de las Energías renovables en el área rural de Bolivia" de Miguel Fernández Fuentes.



Utilizando el criterio de medición de la pobreza en Bolivia basado en las necesidades básicas insatisfechas, se observa que el número de hogares rurales en condiciones de pobreza extrema es muy próximo al número de hogares en el área rural que no cuentan con energía eléctrica, lo que se podría interpretar como que el 90,17 % de hogares sin energía eléctrica del área rural corresponden a hogares en situación de pobreza extrema. Cabe destacar que Fernández no menciona ni las fuentes exactas ni el año al cual que se refieren los datos que ha utilizado. Sin embargo, no cabe duda que la relación entre pobreza y la falta del servicio eléctrico es un fenómeno que está directamente relacionado.

4.2.7. Agua potable

El gobierno boliviano está trabajando para cumplir con los Objetivos del Milenio y, de esta forma, alcanzar para el año 2015 el 100% de cobertura de agua potable. Como ejemplo de este esfuerzo, cabe destacar que en los presupuestos del año 2014, se produjo un incremento del 86% en los fondos destinados al Ministerio de Medio Ambiente y Agua, alcanzando así su máximo histórico. Además, en el mes de Marzo del 2014, Bolivia alcanzó una cobertura de agua potable del 81% de la población, superando así los objetivos del milenio los cuales establecen un mínimo del 79%.

5. Situación Sistemas Híbridos de Generación Eléctrica Aislados

5.1. Generación eléctrica con combustibles fósiles-Grupos electrógenos

Tal y como se ha mencionado anteriormente, los combustibles fósiles como el petróleo o el gas natural se caracterizan por ser, no obstante, en lugares aislados de la red eléctrica son la solución para generar electricidad mediante grupos electrógenos. Se define como grupo electrógeno al conjunto de máquinas rotativas, eléctricas y de combustión, acopladas mediante un eje mecánico, capaces de transformar la energía térmica precedente del combustible en energía mecánica en forma de giro del eje y, a su vez, esta energía eléctrica en forma de corriente alterna. Están compuestos por las siguientes partes:

- Motor. Es el elemento encargado de producir la energía mecánica para que, a través de un eje, el alternador gire y genere electricidad. Pueden ser alimentados por gasolina o diésel aunque, por lo general, suelen utilizarse los de diésel por ser más económicos y duraderos.
- Regulador del motor. Se trata de un dispositivo mecánico que se encarga de que el motor funcione a velocidad constante para diferentes estados de carga. La frecuencia de salida del alternador está muy relacionada con la velocidad de giro del eje, por lo tanto, este dispositivo es de vital importancia.
- Alternador. Un alternador es una máquina eléctrica, capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, generando una corriente alterna mediante inducción electromagnética. Es autoexcitado, autorregulado y en general sin escobillas.
- Ventilación y aspiración. La ventilación debe garantizar las condiciones ambientales para la máquina y para los operarios. Este tipo de maquinaria pierde eficiencia a temperaturas elevadas.
- Sistema de escape. Sirve para evacuar los gases producto de la combustión.
- Sistema de refrigeración. El sistema de refrigeración del motor puede ser por medio de agua, aceite o aire. Consiste en un ventilador de gran capacidad que hace pasar aire frío a lo largo del motor para enfriarlo. El sistema de refrigeración por agua/aceite consta de un radiador, un ventilador interior para enfriar sus propios componentes.

La eficiencia del generador está fuertemente relacionada con el nivel de carga al que es sometido, por ejemplo, para niveles bajos de carga, la eficiencia suele ser muy baja. Por otro lado, todos los generadores tienen pérdidas eléctricas y mecánicas y, además, para cada generador existe un nivel de carga en el cual la eficiencia global del sistema es la máxima. Este

nivel se suele corresponde a niveles entre el 80 y el 90% de la potencia nominal. Por lo tanto, de este comportamiento se desprende que, para niveles de carga muy bajos, el uso de generadores de este tipo puede resultar ineficiente.

No obstante, la gran ventaja de este tipo de sistemas frente a los basados en energías renovables radica en el bajo coste de la inversión inicial, sin embargo, el uso de estos sistemas depende de la incesante fluctuación del precio del combustible. Por ello, es importante señalar que estos sistemas tienen un fuerte impacto en el medio ambiente, generando problemas tales como la contaminación atmosférica por los gases expulsados de la combustión o posibles escapes de combustibles a la tierra.

Por último, cabe destacar que la señal generada por estos sistemas es válida para prácticamente la totalidad de instrumentos y sistemas, a excepción de determinados componentes electrónicos en cuyo caso habría que estudiar la validez de la señal.

5.2. Generación eléctrica con fuentes renovables

Las fuentes de energías renovables son aquellas cuyo recurso es inagotable. Las principales fuentes de energía alternativas y renovables a estudiar son:

5.2.1. Energía eólica

El aprovechamiento de la energía eólica se obtiene a partir del uso de los distintos tipos de aerogeneradores, los cuales se encargan de convertir la energía del viento en energía eléctrica. Un aerogenerador es un equipo compuesto por varios elementos mecánicos y eléctricos. Al conjunto buje y palas se le denomina rotor y es el elemento que capta la energía del viento transmitiéndola al generador eléctrico a través de los ejes (existiendo la posibilidad de multiplicar la velocidad). Al conjunto rotor, caja multiplicadora y generador eléctrico se le suele denominar tren de potencia.

Entre los aerogeneradores existen multitud de tamaños y sistemas de generación distintos pero todos ellos dependen del recurso eólico disponible y su producción energética está directamente relacionada con el cubo de la velocidad y la densidad del aire. Así mismo, las configuraciones geológicas que rodeen el aerogenerador influyen de manera notable en la producción energética.

Al igual que ocurre con los grupos electrógenos, existe un punto de máxima eficiencia, en el cual a partir de un cociente óptimo entre la velocidad de rotación y la del viento, se obtiene el máximo aprovechamiento de la energía eólica.

Por último, debido a la variabilidad del recurso eólico, el sistema de generación eléctrica a través de energía eólica deberá ir acompañado de un sistema de almacenamiento energético que aproveche los picos de potencia cuando la demanda esté satisfecha.

5.2.2. Energía fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos son los encargados de convertir la radiación proveniente del sol en energía eléctrica con unas características de tensión y corriente que dependen directamente de la radiación incidente. En general, un sistema fotovoltaico está compuesto por varios paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie o paralelo según convenga. La conexión en serie se utiliza para adecuar la tensión generada a la tensión nominal del bus de DC mientras que, la conexión en paralelo se utiliza para aumentar la potencia hasta el valor deseado.

Debido a que la electricidad que se genera es en DC, para cualquier uso doméstico o industrial será necesaria la utilización de inversores que nos proporcionen corriente en AC con una frecuencia adecuada a la red, si es que el sistema estuviese conectado a la red.

Al igual que ocurre con la energía eólica, un sistema de generación eléctrica fotovoltaico aislado deberá contar con un sistema de almacenamiento de energía debido a la variabilidad del recurso solar.

Por último, la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de las energías hidroeléctrica y eólica.

5.2.3. Biomasa

La energía proveniente de la biomasa incluye la utilización de elementos como la madera, plantas de crecimiento rápido, algas cultivadas, restos de animales... Es una fuente de energía procedente, en último lugar, del sol, y es renovable siempre que se use adecuadamente.

Puede ser usada directamente como combustible, de hecho, casi la mitad de la población mundial sigue dependiendo de la biomasa como fuente principal de energía. El gran problema es que en muchas ocasiones se quema la madera y se destruyen los bosques a un ritmo superior al que se reponen, con los enormes problemas que ello conlleva. El uso de biomasa como fuente para combustible presenta la gran ventaja de que los gases producto de la combustión tienen menor proporción de compuestos de azufre. Otro uso de esta energía podría ser la preparación de combustibles líquidos para usar en motores o la producción de biogás.

La gran ventaja que tiene este tipo de energía frente al resto de las renovables es la facilidad de acceso y utilización, siempre y cuando se tengan los conocimientos correctos para su explotación. Por otro lado, si se cuenta con una buena organización, este tipo de recursos son prácticamente constantes en el tiempo.

5.2.4. Energía Hidráulica

La energía hidráulica es aquella que se aprovecha a través de turbinas, las cuales convierten la energía del agua en movimiento rotacional, el cual, a su vez, es convertido en energía eléctrica a través de un generador.

La energía hidroeléctrica se considera como renovable solo en el caso de mini centrales hidráulicas que obtienen la energía “a filo de agua”. En el caso de centrales de mayor tamaño, el impacto que se deriva del embalse necesario para su funcionamiento, hace que este tipo de generación provoque la suficiente huella medioambiental como para no ser considerada como fuente de energía renovable.

La gran ventaja de este tipo de energía, es que la generación es constante y, además, no es tan dependiente del recurso como ocurre en el caso de las energías eólica y fotovoltaica.

5.3. Generación Híbrida

El presente proyecto tiene como objetivo el estudio de un sistema híbrido de generación eléctrica aislado con energías renovables, tales como la eólica o la solar. Por ello, a lo largo del estudio se va a mencionar sistema a través de sus siglas, es decir, como SHGEAER.

Se ha demostrado que los sistemas híbridos de generación eléctrica reducen significativamente el costo total del ciclo de vida útil de los sistemas energéticos aislados para varias aplicaciones, al mismo tiempo que proveen un suministro confiable de electricidad mediante la combinación de varias fuentes energéticas. El término “*sistemas híbridos*” describe un sistema aislado de generación eléctrica que combina varias fuentes energéticas ya sean alternativas o convencionales junto a un sistema de almacenamiento químico mediante baterías, que generalmente son de plomo ácido.

Entre las principales aplicaciones de los sistemas híbridos de generación eléctrica se encuentran: la provisión de energía eléctrica para pequeños asentamientos poblacionales y/o agroindustriales en áreas aisladas, en centrales repetidoras de telecomunicaciones, estaciones de bombeo de fluidos, atención hospitalaria básica, construcciones civiles, atención a desastres, puestos militares, recreación, etc.

5.3.1. Según aplicación

5.3.1.1. Vinculados a red

Son aquellos que se corresponden con aquellos sistemas de conversión vinculados a una red de distribución de gran potencia. Dentro de esta categoría se encuentran sistemas de generación de potencia elevada.

5.3.1.2. Autónomos

Son aquellos que comprenden sistemas de conversión de energía aislados de una red de distribución de gran potencia. Estos sistemas se emplean generalmente para alimentar cargas de baja potencia o redes locales débiles.

5.3.2. Según la fuente de energía utilizada

Históricamente los sistemas autónomos han empleado el diésel como principal fuente energética. Sin embargo en lugares aislados, el uso de esta fuente conlleva diversos problemas operativos y logísticos tales como el suministro, el mantenimiento y posibles reparaciones. Así, se plantea como alternativa el uso de fuentes renovables como único sustento para el sistema de generación, no obstante, esta propuesta acarrea problemas de sobredimensionamiento debido a la variabilidad del propio recurso energético. Hay que diferenciar las configuraciones energéticas más relevantes:

5.3.2.1. Fósil-renovable

Se trata de sistemas que se basan en recursos renovables y no renovables. Actualmente se han instalado multitud de sistemas de este tipo en zonas energéticamente aisladas debido a los buenos resultados que proporcionan. Estas configuraciones cuentan con la ventaja de disponer del aporte del generador en caso de que el recurso renovable sea muy variable o escaso y, además, que la electricidad producida tiene las mismas características que la red. El problema es que requieren de un gran mantenimiento y, en situaciones de baja demanda, la operación del generador es muy ineficiente.

Por lo tanto, el uso de sistemas de generación eléctrica con fuentes alternativas permite que, en situaciones de baja demanda, la eficiencia global aumente. De esta forma, se podría basar el aporte energético al sistema en las fuentes renovables y las baterías, para únicamente utilizar el generador en casos de picos de potencia. Igualmente se consigue reducir en gran medida las horas de uso del generador, reduciendo así el costo de operación del sistema.

Por todo ello, este tipo de sistemas resultan ser los más adecuados para zonas rurales aisladas ya que, en primer lugar, su costo es accesible para los usuarios debido a la complementariedad entre las tecnologías y en segundo lugar, las energías renovables no consumen combustibles y, por tanto, la dependencia del sistema a la variabilidad en los precios de los carburantes no es tan estrecha.

Sin embargo, en estos sistemas suelen aparecer dos grandes problemas:

- El generador sufre excesivos arranques y paradas cuando se utiliza como generador de apoyo lo cual aumenta su desgaste al largo plazo.
- Puede ocurrir que el generador trabaje demasiado tiempo con bajas cargas que incrementen el desgaste y reduzcan la vida útil del mismo.

5.3.2.2. Renewable-Renovable (SHGEAER)

Ese tipo de sistemas están formados únicamente por fuentes de energías renovables. Se busca una configuración que evite el sobredimensionamiento del sistema, de forma que, debido a la complementariedad de dos fuentes de energía renovables distintas, se pueda satisfacer la demanda en todo momento con un nivel de confianza aceptable.

El gran problema de estos sistemas radica en la necesidad de un sistema de control más complejo y el proceso de optimización para evitar un sobredimensionamiento es mucho más

complejo. Por otro lado, aparece la necesidad de disponer un sistema de almacenamiento energético ya que, al no disponer de una fuente de energía complementaria fiable como un generador eléctrico, es la única forma de poder asegurar una fiabilidad aceptable.

5.3.2.2.1. Configuraciones típicas

Atendiendo a la configuración del bus podemos encontrar diferentes tipos de SHGEAER:

5.3.2.2.1.1. En serie

En esta configuración, toda la energía fluye a través de las baterías y toda la energía en AC es entregada mediante un inversor. El sistema puede operar en modo manual o en automático añadiendo un adecuado sensor de voltaje en la batería y control de arranque y parada del generador.

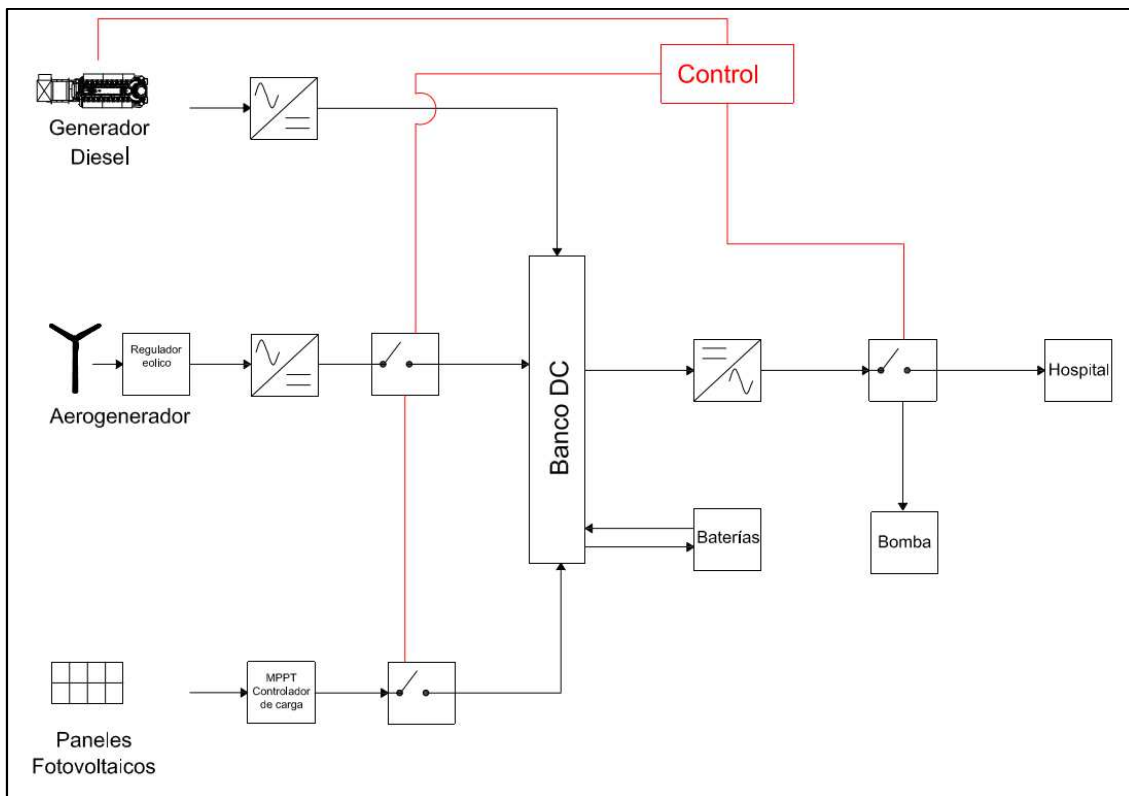


Imagen 5.1. Configuración serie. Elaboración propia.

*El control puede implementarse o no, en función a la complejidad del sistema.

Ventajas:

- No es necesario un interruptor de transferencia entre las distintas fuentes del sistema, lo cual simplifica la tarea de control.
- La potencia suministrada a la carga no se ve interrumpida cuando el generador entra a operar.
- Los inversores pueden ser de señal cuasisenoidal o de onda cuadrada;

- El generador puede ser diseñado para entregar toda su potencia útil aun cuando carga el banco de baterías, hasta alcanzar para este un estado de carga del 75 al 85%.

Desventajas

- Al no poder trabajar en paralelo el inversor y el generador, este último debe sobredimensionarse para soportar picos de potencia.
- Las baterías realizan ciclos enteros diariamente lo cual reduce considerablemente su vida útil.
- Al pasar toda la energía por el banco y por el inversor, la eficiencia global del sistema disminuye. Además un posible fallo del inversor condena al sistema al fracaso.

5.3.2.2.1.2. Conmutada

Se trata de la configuración más utilizada en la actualidad, pese a que no permite la operación del generador y los recursos alternativos simultáneamente. La posibilidad de utilizar las diferentes fuentes energéticas de forma conmutada hace posible un aumento de la vida útil de las baterías debido a una disminución en el número de ciclos a los que se les somete. Al igual que el sistema anterior éste puede manejarse de forma automática o manual, sin embargo, debido a la complejidad de la operación de las fuentes de generación es aconsejable disponer de un sistema de control que controle el banco de baterías, al generador y al sistema fotovoltaico.

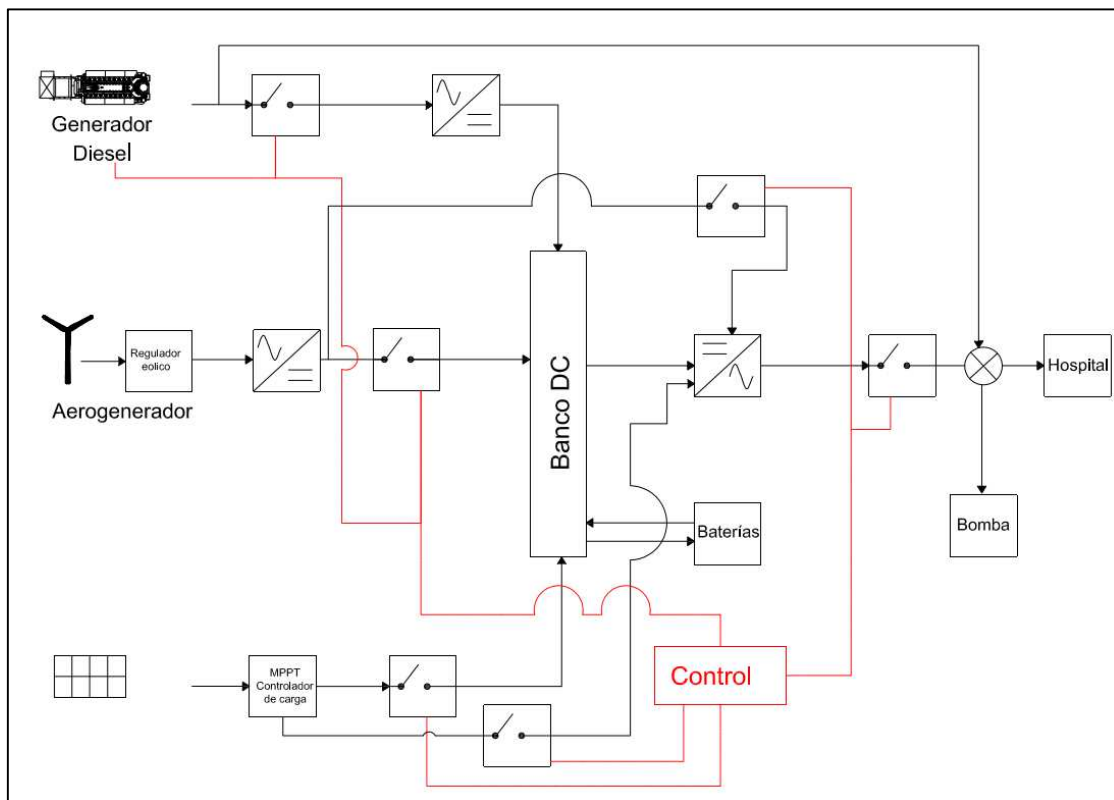


Imagen 5.2. .Configuración conmutada. Elaboración propia.

Ventajas:

- Las fuentes energéticas pueden alimentar la carga directamente.

Desventajas:

- Existe un momento en el cual se interrumpe la transferencia de energía a la carga cuando se cambia de fuente energética.
- El generador es necesario para responder a los picos de potencia.
- No es posible optimizar las fuentes renovables y no renovables.

5.3.2.2.1.3. Paralelo

A través de esta disposición se consigue que todas las fuentes energéticas puedan suministrar energía para demandas bajas y medias, y además, en momentos de picos de potencia.

A través de inversores bidireccionales e inversores se permite la carga del banco cuando exista exceso de energía o aportar energía al sistema según requiera la situación.

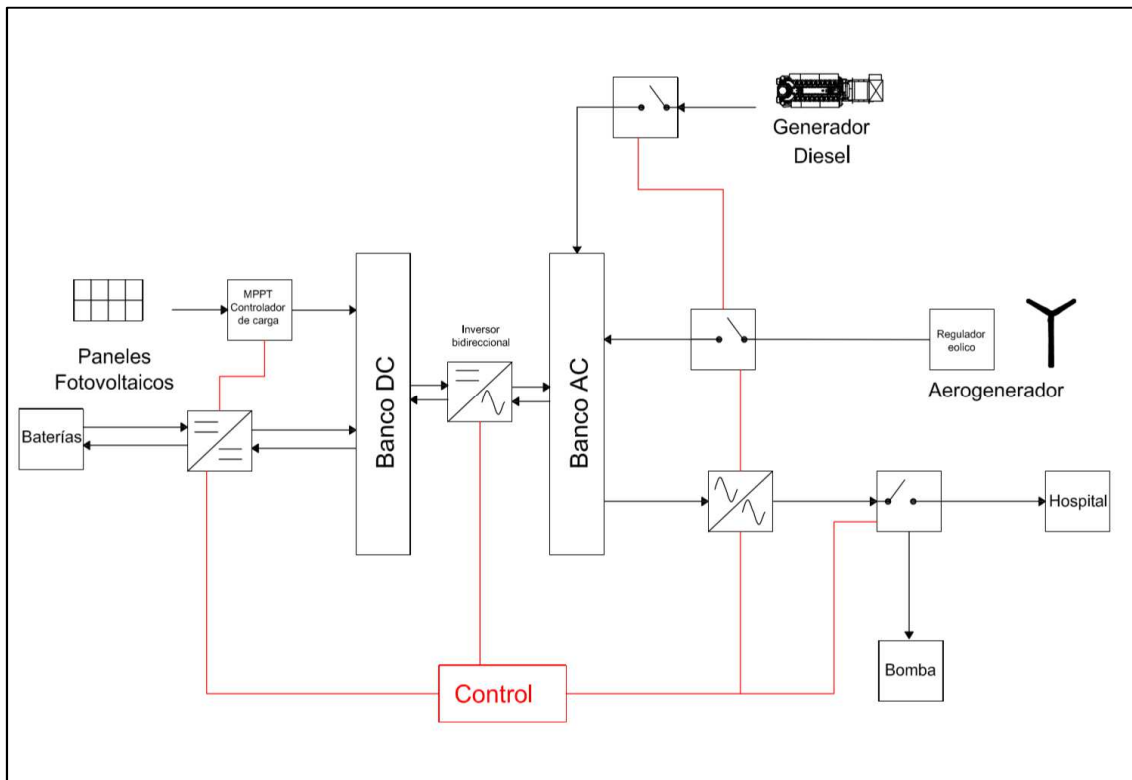


Imagen 5.3. .Configuración paralelo. Elaboración propia.

Ventajas:

- Atención óptima de la demanda de energía.
- Se maximiza la eficiencia del generador.
- Se reduce la dependencia del generador con la consecuente disminución de su mantenimiento.
- Permite el acoplamiento de nuevas formas de energía ya sea en AC o DC, de modo que la potencia nominal del sistema puede aumentarse si se requiere.



Desventajas:

- El sistema de control es muy preciso y complejo, por tanto, el costo y el mantenimiento son caros.
- El inversor a la salida del bus AC soporta toda la potencia del sistema, por lo que la eficiencia global del sistema disminuye. Además un posible fallo del inversor condena al sistema al fracaso.

6. Estructura del SHGEAER

6.1. Componentes

6.1.1. Aerogenerador

La energía eólica es la energía proveniente del movimiento de una cierta masa de aire, es decir, del viento. Los aerogeneradores son los encargados de transformar esta energía, en electricidad a través del movimiento de rotación de su eje.

Por lo general, un aerogenerador requiere un mantenimiento menor al de un panel fotovoltaico y, además, para velocidades de viento moderadas es capaz de producir una cantidad de energía notable. El gran problema de utilizar estos generadores como fuente de energía aparece en el estudio de viabilidad del sistema a la hora de estudiar el recurso eólico disponible ya que, en la mayoría de los casos, es muy variable y ello puede provocar importantes fluctuaciones en la producción energética.

La producción energética de un aerogenerador depende de la velocidad del viento, la densidad del aire, la variabilidad del recurso, el sistema de control del sistema, el tipo de turbina, el tipo de superficie que lo rodee etc. Pero, en la mayoría de los casos, se suele cumplir que cuanto más alto este colocado el aerogenerador respecto al suelo, mayor será la producción eléctrica.

Existen infinidad de tipos de aerogeneradores en función del número de palas, de la orientación del rotor, sistema de control de potencia, la potencia generada, el tipo de generador etc.

En el caso de los generadores, se clasifican en:

- **Asíncrono.** Es una máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en eléctrica. Está compuesto por una parte móvil o rotor y una parte fija o estator. El campo magnético giratorio se crea a través del estator, cuyos devanados deberán estar conectados a una fuente exterior de tensión alterna. La acción del campo sobre las bobinas del rotor inducen una fuerza electromotriz sobre las mismas, la cual motiva el paso de corrientes por las bobinas del rotor, estas, a su vez, suelen estar cortocircuitadas para presentar la menor resistencia. Por lo tanto, el campo giratorio ejerce fuerzas sobre los conductores recorridos por una corriente eléctrica, originando así un par de giro que pone en movimiento al rotor en el mismo sentido que el campo.
- **Síncrono.** Es una máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en eléctrica. Se denomina síncrono porque el generador girará a la velocidad del campo magnético. Su principio de funcionamiento se basa en el campo magnético creado en el rotor, el cual inducirá una tensión en el devanado del estator, por lo que tendremos una corriente alterna fluyendo por él. Son los más utilizados en los sistemas aislados.

Según la potencia generada:

- Mini eólica. Es el aprovechamiento del recurso eólico mediante la utilización de aerogeneradores de potencia menor a los 100 KW, de acuerdo a las normas internacionales estos aerogeneradores deben tener un área de barrido menor a 200 m². Estas aplicaciones son las más usadas en los sistemas aislados.
- Eólica de tamaño medio. Aquella cuya potencia oscila entre los 30 y 600 kW.
- Eólica multi-megavatio. Aquel aprovechamiento que supera el Megavatio de potencia.

6.1.1.1. *Funcionamiento General*

El aerogenerador es el encargado de recoger la energía proveniente del movimiento de una cierta cantidad de aire a través de sus palas y transformarla en movimiento rotatorio en un eje. A su vez, el par de giro en el eje se transforma, gracias a generadores eléctricos, en energía eléctrica.

Hay que distinguir entre dos grandes tipos de aerogeneradores en función a la posición del eje respecto del suelo:

- Eje horizontal. En este caso el rotor puede estar a barlovento, es decir, dispuesto en la dirección de incidencia del viento es por delante de la torre, o a sotavento, en cuyo caso el rotor se encuentra detrás de la torre en la dirección dominante del viento. En el segundo caso el rotor puede auto-orientarse con la dirección predominante del viento.
- Eje vertical. Este tipo de turbinas están siempre orientadas al viento debido a su simetría y son poco sensibles a condiciones de alta turbulencia.

Las turbinas de eje horizontal son las más eficientes y, además, están más probadas, son más económicas y hay mayor variedad en el mercado. Sin embargo, aparecen mayores dificultades de operación ya que deben soportar las continuas orientaciones y su eficiencia se reduce operando en régimen turbulento.

En el caso de la mini eólica, la principal dificultad radica en generar una corriente eléctrica a frecuencia de red, por ello se suelen disponer inversores que conviertan la corriente a DC.

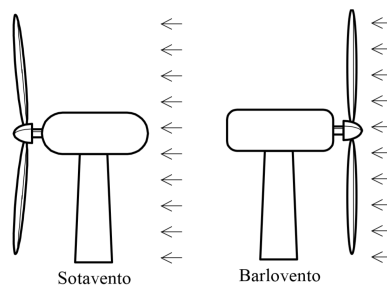


Imagen 6.1. Configuración a sotavento y barlovento de un aerogenerador.

Por otro lado, en el caso de aerogeneradores de rotor horizontal usados en la mini eólica, por lo general, no disponen de sistema de orientación al ser de rotor dispuesto a barlovento y, por lo tanto, pueden girar 360° para adaptarse a las fluctuaciones en la dirección del viento maximizando así la producción.

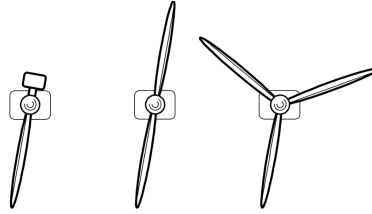


Imagen 6.2. .Configuración monopala, bipala y tripala de un aerogenerador.

La mayoría de los aerogeneradores son tripala ya que, pese a ser algo más costosos que los bipala, sufren menores esfuerzos y son menos vulnerables a esfuerzos a fatiga. Los aerogeneradores mono-pala tienen las mismas desventajas que los bipala frente a los tripala pero son más baratos.

6.1.1.2. Operación

El aerogenerador puede extraer energía durante un espacio de tiempo en el cual la velocidad del viento está dentro de un intervalo de velocidades admisibles, es decir, entre la velocidad de inicio y la velocidad de corte. Se denomina como velocidad de inicio o “cut-in”, a la velocidad a partir de la cual se estima que la producción eléctrica supera a la energía consumida por operar y a la velocidad a partir de la cual se estima que el aerogenerador no puede soportar estructuralmente las cargas dinámicas ejercidas por el viento se la denomina como velocidad de corte o “cut off”.

Una vez alcanzada la velocidad de corte, existen diferentes modos de control de potencia:

- Stall. Se trata de un sistema de regulación por entrada o pérdida aerodinámica, el cual se basa en un correcto diseño de las palas que permite, según aumenta el ángulo de ataque de la pala al aumentar la velocidad del viento, el paso de régimen laminar a turbulento con la consiguiente pérdida en la sustentación y, en consecuencia, la reducción de la potencia. También existe una versión activa del stall, la cual regula el ángulo de paso para conseguir una pérdida de sustentación y una reducción en la velocidad de rotación. Este sistema es necesario combinarlo con varios sistemas de protección contra sobre-velocidad, como por ejemplo, aerofrenos.
- Pitch. Es un sistema que regula la potencia mediante la modificación del ángulo de paso de la pala a través de un accionamiento mecánico, hidráulico o eléctrico. Esta acción se realiza a partir de una determinada velocidad de viento y provoca una reducción de la velocidad de rotación. En la mini eólica este sistema se implementa a través de contrapesos con muelles que voltean progresivamente la pala según la velocidad aumenta ya que la fuerza centrífuga sobre el contrapeso aumenta de la misma forma. El principal problema que surge en este tipo de sistemas basados en contrapesos es la dudosa fiabilidad del mismo y la dificultad en la fabricación.

- Desorientación o plegado del rotor. Este sistema trata de sacar del plano perpendicular al flujo del viento. Por un lado, el plegado o desorientación consigue reducir el ángulo de ataque lo cual reduce directamente la sustentación que experimenta la pala. La mayor dificultad de estos sistemas es obtener sistemas de plegado suficientemente rápidos como para que no dañen al aerogenerador.

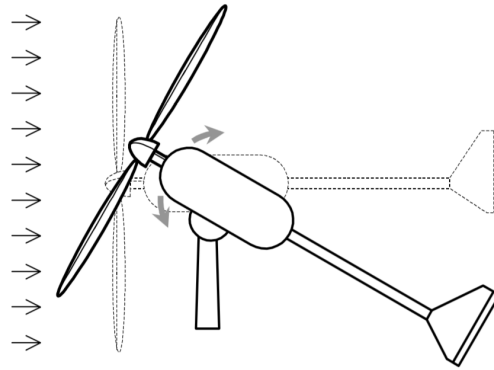


Imagen 6.3. .Orientación del rotor con la dirección del viento predominante.

A la hora de estudiar que aerogenerador es el adecuado para una ubicación concreta, se debe tener en cuenta la potencia nominal del modelo, pero existen otros parámetros que se deben estudiar. Por ejemplo, es de vital importancia conocer con exactitud el recurso eólico existente para poder calcular la producción energética anual. De modo que, si se conoce la distribución estadística que representa al régimen de vientos existente en el emplazamiento, se podrá seleccionar el mejor aerogenerador para la ubicación con mayor precisión.

6.1.1.3. Instalación

La instalación de un aerogenerador de baja potencia es relativamente sencilla. En primer lugar, se debe procurar que este se encuentre a una altura considerable para aprovechar mayores velocidades. Para ello se dispondrá la turbina sobre un poste metálico cimentado y atirantado. Por otro lado se deberá tener en cuenta que debe existir un sistema para el izado y descuelgue de la turbina en caso de ser necesario.

6.1.2. Módulos Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía solar en forma de radiación en energía eléctrica en DC. Lo más común son los paneles fotovoltaicos los cuales se componen de celdas que convierten la radiación solar en electricidad. Se clasifican en:

- Cristalinos
- Mono-cristalinos. Se componen de un único cristal de Silicio, son bastante caras y difíciles de conseguir y se consiguen rendimientos próximos al 30%.
- Poli Cristalinos. Cuando están formados por pequeñas partículas cristalizadas. Son más baratas que las mono-cristalinas pero, por otro lado, su eficacia es menor.

- Amorfos. Cuando el Silicio no ha cristalizado. Tiene grandes ventajas en las propiedades eléctricas y en el proceso de producción y, además, presenta un costo reducido en el proceso de producción.

Las células fotoeléctricas proporcionan una tensión entre 0,5 y 1 voltio, por ello es necesario asociarlas, en serio o paralelo, para adecuar la tensión a la requerida.

El nivel de energía eléctrica producida está relacionado con el nivel de radiación incidente. Por lo general, los fabricantes proporcionan una gráfica que relaciona la tensión y corriente generada para un nivel de radiación y una temperatura. Es importante tener en cuenta que la potencia de salida del sistema fotovoltaico disminuye con el aumento de la temperatura del panel.

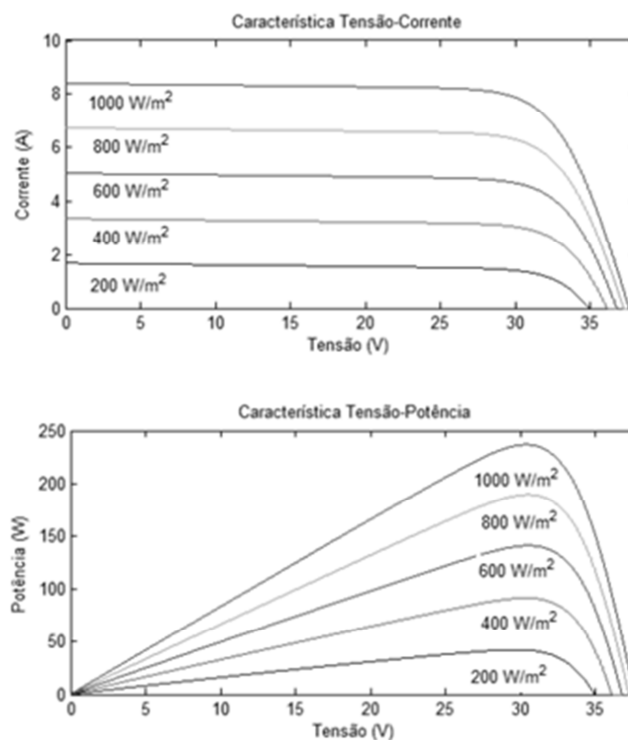


Imagen 6.4. Gráficas de trabajo de un panel fotovoltaico: Corriente frente a tensión y Potencia producida frente a tensión. Fuente: "Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Computación" de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto.

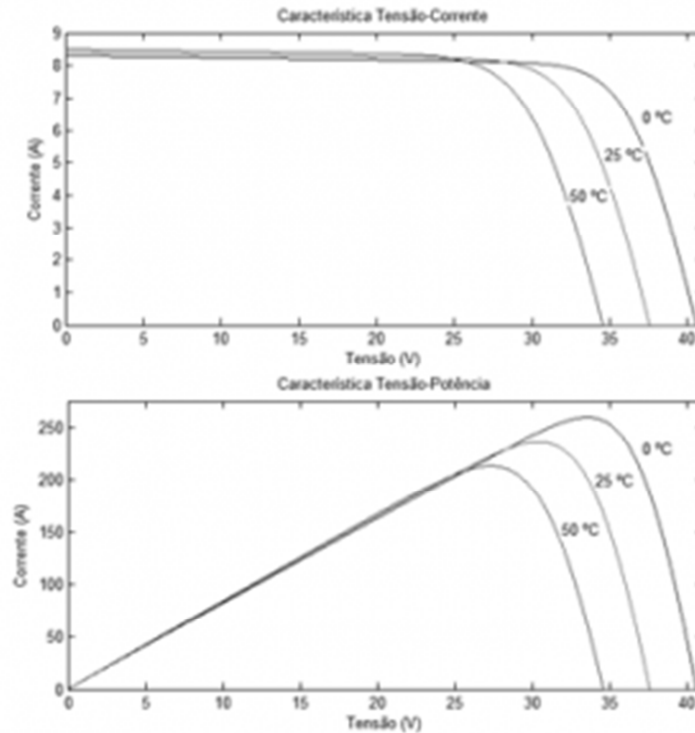


Imagen 6.5. Graficas de trabajo de un panel fotovoltaico. Comportamiento frente al cambio de temperaturas. Fuente: "Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica y Computación" de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Porto.

En los gráficos se muestra la relación entre voltaje, intensidad radiación y temperatura. En la imagen 6.5 se observa que, a mayor radiación incidente en la celda fotovoltaica, mayor en la corriente generada y, en consecuencia, mayor la potencia obtenida. Para un valor de radiación constante se aprecia que la corriente generada se mantiene constante desde la corriente de cortocircuito hasta valores próximos a la corriente de circuito abierto. Si aumenta el nivel de radiación, el voltaje correspondiente al punto de máxima potencia permanece constante.

En la gráfica Y; se advierte que, bajo condiciones de intensidad de radiación constante, con el aumento de la temperatura, la potencia máxima obtenida disminuye y el voltaje correspondiente al punto de máxima potencia disminuye de la misma forma.

En general puede decirse que a mayor temperatura del panel fotovoltaico, menor producción energética. Para maximizar la eficiencia del sistema se suelen usar MPPT.

6.1.2.1. Instalación

Actualmente existen diferentes dispositivos y configuraciones para aprovechar la energía solar, entre los que destacan:

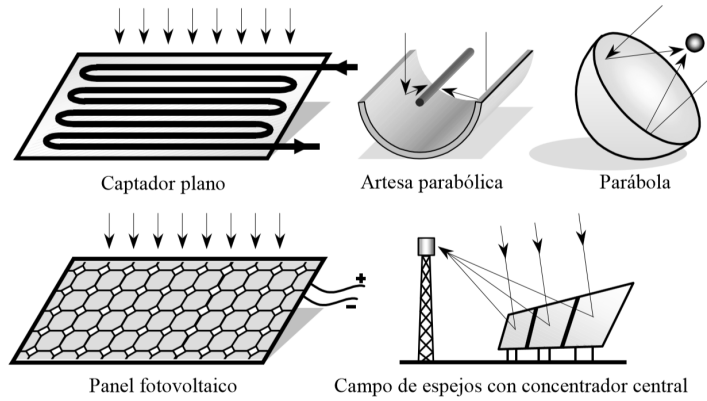


Imagen 6.6. Distintas configuraciones para la captación de energía solar. Fuente: "Tesis análisis y simulación de sistemas eólicos aislados" de Camilo José Carrillo González (2001).

En los sistemas de generación eléctrica aislados la disposición más utilizada y más eficiente es la que se basa en la utilización de paneles fotovoltaicos. Estos se instalan sobre estructuras metálicas que pueden ser rígidas o móviles. En el primer caso, será importante estudiar bien la ubicación ya que el panel no podrá acomodarse al movimiento del sol. En el segundo caso, es una estructura móvil que se mueve en relación al movimiento del sol, maximizando así la producción energética.

Por otro lado, es importante prever de forma correcta la disposición de los paneles ya que en el caso de que existan sombras sobre alguno de ellos se estará disminuyendo de forma considerable la producción global del sistema.

Por último, este tipo de sistemas requiere de un mantenimiento sencillo pero a la vez exhaustivo ya que es imprescindible que no se formen películas de polvo sobre las celdas.

6.1.3. Almacenamiento de energía

La incorporación de sistemas de energía a sistemas de generación energética responde a la necesidad de satisfacer a la demanda en situaciones en las que no exista producción de energía eléctrica por ausencia de recurso ya sea renovable o no renovable.

Mode	Primary Energy Type	Characteristic Energy Density kJ/kg	Primary Application Sector
Pumped Hydropower	Potential	1 (100 m head)	Electric
Compressed Air Energy Storage (CAES)	Potential/Enthalpy	15.000 in kJ/m ³	Electric
Flywheels	Kinetic	30-360	Transport
Batteries	Electrochemical	Lead acid – 60-180 Nickel Metal hydride – 370 Li-ion – 400-600 Li-polymer ~ 1.400	Transport, Buildings
Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)	Electromagnetic	100-10.000	Electric
Supercapacitors	Electrostatic	18-36	Transport
Thermal	Enthalpy (sensible + latent)	Water (100-40°C) – 250 Rock (250-50°C) – 180 Salt (latent) – 300	Buildings

Imagen 6.7. Diferentes sistemas para el almacenamiento de energía. Fuente: "Almacenamiento de Energía: Desarrollos Tecnológicos y Costos (2008)" de la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Tal y como se puede observar en la tabla anterior, existen 4 grandes procedimientos de almacenamiento de energía:

- Mecánico
- Eléctrico
- Químico

De estos 3 métodos, el más usado a día de hoy es el almacenamiento químico, es decir, a través de baterías.

6.1.3.1. Almacenamiento mecánico de energía eléctrica

Las tres formas más difundidas de este tipo de almacenamiento se basan en principios básicos de la física convencional:

- Bombas para almacenamiento hidroeléctrico. Consiste en un conjunto de bombas que hacen retornar agua a un depósito aguas arriba de las turbinas. Una central hidroeléctrica genera electricidad de manera casi constante durante las 24 horas pero la demanda es irregular siendo generalmente la diurna mayor a la nocturna. Para no desperdiciar el excedente nocturno idealmente se debería almacenar esta energía para el día siguiente. Si bien hacer subir un determinado volumen de agua para que recircule por la turbina requiere más energía de lo que luego genera, la ecuación de

generación en su totalidad es positiva ya que, de otra manera, se hubiera desaprovechado la generación nocturna por completo. Es un sistema muy utilizado en el sistema eléctrico español para aprovechar los excesos de producción.

- Almacenamiento por aire comprimido. Se trata de un sistema muy similar al anterior, ya que su fundamento es el de aprovechar los excesos de producción. Durante las horas de baja demanda se bombea aire dentro de cuevas subterráneas creando alta presión. Luego se aprovecha esta presión durante las horas de alta demanda para hacer girar unas turbinas generadoras.

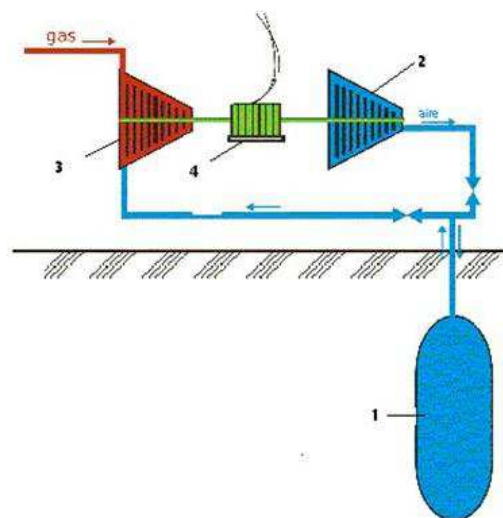


Imagen 6.8. Sistema de aire comprimido para el almacenamiento de energía. Fuente: sustentator.org

Se suele mezclar y quemar el aire comprimido con gas natural para evitar el efecto del enfriamiento que sufre el aire al expandirse, aumentando la eficiencia.

- Volantes de inercia. Es un sistema que se basa en el funcionamiento del volante. Un volante es un elemento totalmente pasivo, que solo aporta al sistema una inercia adicional de modo que le permite almacenar energía cinética. Este volante continúa su movimiento por inercia cuando cesa el par motor que lo propulsa. De esta forma, el volante de inercia se opone a las aceleraciones bruscas en un movimiento rotativo. Así se consiguen reducir las fluctuaciones de velocidad angular. Es decir, se utiliza el volante para suavizar el flujo de energía entre una fuente de potencia y su carga. Durante un corte de servicio o bajada de tensión el motor/generador brinda energía. La energía cinética almacenada en el rotor es transformada a corriente continua por el generador y luego a corriente alterna gracias a un inversor y un sistema de control. Su principal inconveniente es el poco tiempo de almacenamiento del que se dispone.

6.1.3.2. Almacenamiento eléctrico de energía eléctrica

Existen dos vertientes de almacenamiento eléctrico. El primero de ellos es un sistema basado en la utilización de capacitores, en el cual los capacitores simplemente almacenan electricidad

entre dos placas y pueden recargarse indefinidamente. El principal inconveniente es que son capaces de almacenar una baja densidad de energía y durante poco tiempo.

La segunda forma de es el almacenamiento de energía eléctrica a través de campos magnéticos y bobinas súper-conductoras. El funcionamiento se basa en un campo magnético creado por las corrientes que fluyen a través de un alambre bobinado.

6.1.3.3. Almacenamiento químico de energía eléctrica

Una batería eléctrica o un acumulador eléctrico es un dispositivo que almacena energía eléctrica usando procesos electroquímicos y permite devolverla luego para ser usada. Se considera un generador eléctrico secundario, pues no puede funcionar si no se le ha dado energía previamente cuando se carga. Existen diferentes tipos de baterías en función del proceso químico que se desarrolla en el proceso energético, entre las que destacan:

- Plomo-ácido
- Níquel-hierro
- Níquel-cadmio
- Níquel-hidruro metálico
- Iones de litio
- Polímero de litio

De todos los sistemas de almacenamientos existentes, el más adecuado para los sistemas aislados de producción de energía eléctrica son las baterías de plomo-ácido con electrolito líquido ya que pueden permanecer largos periodos de tiempo cargadas y soportar descargas profundas esporádicamente. Además son las baterías más conocidas, estudiadas y las más baratas, y en consecuencia, las más eficientes.

6.1.3.3.1. Batería Plomo-ácido

Las baterías químicas basan su funcionamiento en una doble conversión de energía llevada a cabo mediante un proceso electro-químico. La primera conversión tiene lugar durante el proceso de carga y la segunda mientras la descarga.

Cuando la batería esta cargada, el electrodo positivo tiene un deposito de dióxido de plomo y el negativo es plomo. Al descargarse la reacción que tiene lugar hace que, tanto la placa positiva como la negativa tengan un deposito de sulfato de plomo.

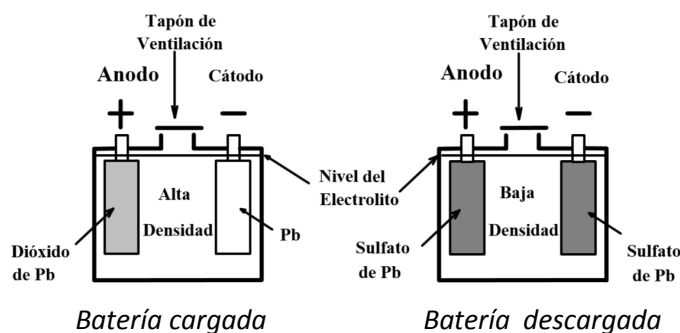
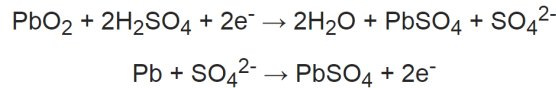


Imagen 6.9. Proceso de carga y descarga de una batería de plomo ácido. Fuente: "Batería Plomo ácido" de Daniel Pérez Obando.

La reacción global que tiene lugar en el proceso de carga y descarga es la siguiente:



Durante el proceso de carga, el sulfato de plomo es reducido a plomo metal en las placas negativas, mientras que en las positivas se forma óxido de plomo (IV). Por otro lado, en el proceso de descarga se invierte el proceso, el óxido de plomo (IV) es reducido a sulfato de plomo, mientras que el plomo elemental es oxidado para dar sulfato de plomo (II). Los electrones intercambiados en este proceso se utilizan como electrones en un circuito externo.

Existen cuatro características que definen una batería de acumulación: la cantidad de energía que puede almacenar, la máxima corriente que puede entregar (descarga), la profundidad de descarga que puede sostener y la vida útil. La cantidad de energía que puede almacenar se conoce por la magnitud Watt Hora (Wh) y la capacidad de una batería de sostener un régimen de descarga viene dada por el número de Amperes. Hora (Ah).

El concepto de Amperes.Hora es un valor que se deriva de un régimen de descarga especificado, es decir, en el caso de una batería que proporciona 10 A en el proceso de descarga durante 20 horas, el valor de esta magnitud adquiere un valor de 200Ah.

La magnitud de WattHora puede calcularse fácilmente multiplicando el valor del voltaje nominal por los Amperes Hora de la batería.

La profundidad de descarga representa la cantidad de energía, expresada en tanto por ciento que puede extraerse de una batería en una sola descarga respecto a la energía que posee la misma en estado de plena carga.

La vida útil es parámetro que se considera está agotado cuando su capacidad se reduce al 80% del valor original. Es lógico pensar que ésta disminuye con los ciclos de carga y descarga de la propia batería y será mayor cuanto menor sea la profundidad de cada descarga.

Por último, es importante tener en cuenta la relación entre la temperatura de trabajo y la reducción de la vida útil de la batería.

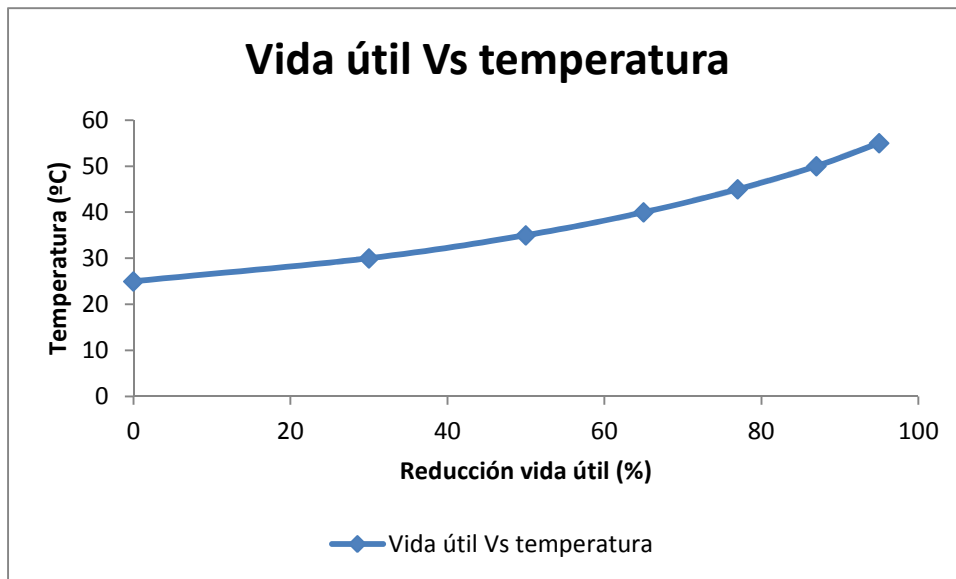


Gráfico 6.1. . Relación entre la vida útil de una batería y la temperatura a la que se le somete.

Se aprecia que al aumentar la temperatura de trabajo, la vida útil se reduce drásticamente, por lo tanto, es de vital importancia el control de este parámetro.

6.1.4. Sistemas de regulación

6.1.4.1. MPPT

Se trata de un convertidor DC-DC cuya función consiste en optimizar la generación eléctrica, de modo que se consiga extraer la máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. Para ello, el regulador está constantemente calculando la tensión a la cual se entrega la máxima potencia y ajusta la impedancia vista por los paneles de tal forma que trabajen en el punto óptimo.

6.1.4.2. Rectificador

Es un dispositivo electrónico que permite convertir la corriente en AC a DC. Para ello utiliza diodos rectificadores y válvulas al vacío. Existen distintos tipos en función de la alimentación en alterna que reciben y el tipo de rectificación. Se puede clasificar en función a diferentes parámetros:

- Según el número de fases de la fuente alterna:
 - Monofásicos
 - Trifásicos
 - Hexafásicos

- Según la posibilidad de control:
 - No controlados o rectificadores. No se puede fijar la magnitud de la tensión continua y esta será fija. Están formados únicamente por diodos.
 - Controlados. Se puede regular la magnitud de la tensión de salida. Tradicionalmente se construyen con tiristores de los que se controla el instante de comienzo de conducción (control por fase)

- Semicontrolados. Se puede controlar la magnitud de la tensión continua de salida aunque de manera menos flexible que los controlados.

El más básico es el rectificador de media onda, el cual está constituido por un solo diodo entre la fuente de alimentación y la carga. A continuación se observan las configuraciones más importantes para los distintos tipos de rectificadores de media onda:

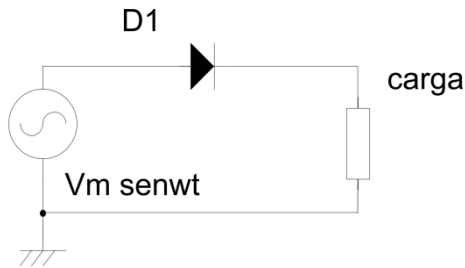


Imagen 6.10. Configuración de un diodo para carga resistiva

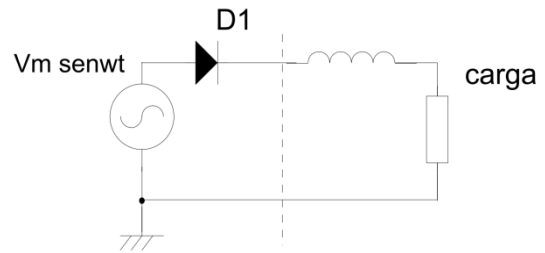


Imagen 6.11. Configuración de un diodo para carga mixta R-L

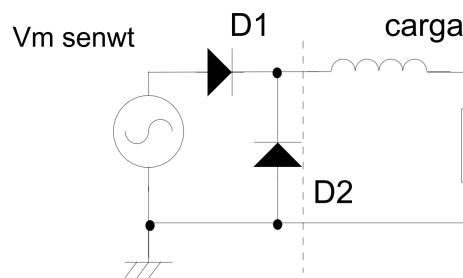


Imagen 6.12. Configuración de un volante para carga mixta R-L

Es un dispositivo muy usado en cualquier sistema de generación aislado que incorpore aerogeneradores ya que la corriente que generan es en AC y para poder almacenar la energía eléctrica, ésta ha de estar en DC.

6.1.4.3. Inversor

Es un dispositivo electrónico que permite convertir la corriente en DC a AC. La clasificación de estos dispositivos se puede realizar atendiendo a diferentes aspectos:

- Según el tipo de potencia:
 - Monofásica
 - Trifásica
- Según el funcionamiento:
 - Fuente de tensión. Son utilizados en sistemas de media y baja potencia.
 - Fuente de corriente. Se utilizan en sistemas de alta potencia.
- Según modo de operación:

- Variación de la tensión de entrada
- Variación del ancho del impulso (control de fase)
- Modulación del ancho de pulso (PWM)

Los inversores para conexión a la red eléctrica, además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión DC/AC, han de ser capaces de generar trabajar con gran calidad, es decir, baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas.

A la hora de seleccionar un inversor trifásico es importante estudiar su capacidad para alimentar cargas equilibradas. Por otro lado, en el caso de un sistema híbrido el inversor puede trabajar de en dos configuraciones diferentes en las que:

- El generador cuenta con fuentes renovables de apoyo, en cuyo caso se puede disponer un pequeño inversor para las cargas más pequeñas, mientras que, habrá que utilizar un inversor mayor para el generador que alimenta la gran parte de la carga.
- Las fuentes renovables son las encargadas de alimentar la mayor parte de la carga y el generador está como fuente de apoyo. En este caso, habrá que disponer inversores más grandes y sofisticados para poder abastecer la carga.

6.1.4.3.1. Operación

Las principales formas de operación son:

- Control por desplazamiento de fase:
El valor de la tensión de salida se controla mediante el regulado de CC de entrada o mediante el ángulo de conducción.
- Control por modulación por modulación de ancho de pulso:
En este proceso de control existe un único pulso por semiperiodo, de forma que variando la anchura de dicho pulso, se varía la tensión de salida del inversor. Dicha señal se obtiene por comparación de una onda rectangular de amplitud A_r (onda de referencia) con una onda triangular de amplitud A_c . La frecuencia de la señal de referencia determina la frecuencia de la tensión de salida, variando desde, y variando A_r desde 0 hasta A_c conseguimos variar la anchura desde 0 a 180°.

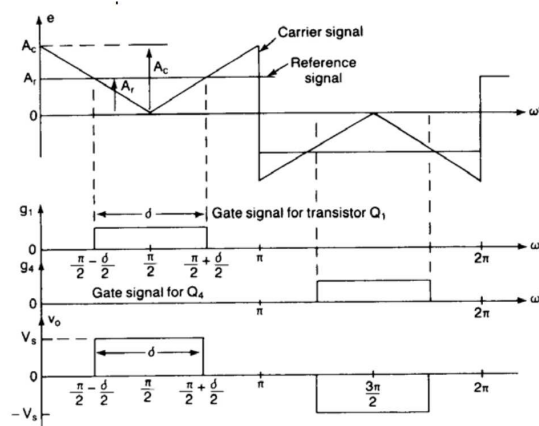


Imagen 6.13. Control por modulación de ancho de pulso.
Fuente: "Tema 11 Inversores" de la Universitat de Valencia.

Se define el índice de modulación tal que:

$$M = \frac{Ar}{Ac}$$

- Control senoidal de la anchura de impulso.

En este caso, en lugar de mantener la anchura de los pulsos constante, se pueden variar en proporción a la anchura en proporción a la amplitud de una onda senoidal, reduciendo el factor de distorsión y los armónicos de bajo orden. La frecuencia de la señal de referencia determina la frecuencia de salida del inversor, y su amplitud controla el índice de modulación controlando así también la tensión eficaz de salida.

6.1.4.4. Uninterruptable Power Supply (UPS)

Los "Sistemas de alimentación Ininterrunpida" son dispositivos que permite mantener la la alimentación eléctrica mediante baterías cuando falla el suministro o se produce alguna anomalía, es decir, son dispositivos de protección. Existen diferentes tipos, se pueden clasificar según su forma de funcionamiento.

- Off-line. La alimentación viene de la red eléctrica y en caso de fallo de suministro el dispositivo empieza a generar su propia alimentación. Debido a que no son activos, hay un pequeño tiempo en el que no hay suministro eléctrico. Típicamente generan una forma de onda que no es sinusoidal, por lo que no son adecuados para proteger dispositivos delicados o sensibles a la forma de onda de su alimentación. Su uso más común es en la protección de dispositivos domésticos como ordenadores, monitores, televisores, etc.
- In-line: también conocido como de "línea interactiva". Es similar al off-line, pero dispone de filtros activos que estabilizan la tensión de entrada. Sólo en caso de fallo de tensión o anomalía grave empiezan a generar su propia alimentación. Al igual que los SAI de tipo off-line tienen un pequeño tiempo de conmutación en el que no hay suministro eléctrico. Típicamente generan una forma de onda pseudo-sinusoidal o sinusoidal de mayor calidad que los SAI off-line. Su uso más común es en la protección de dispositivos en pequeños comercios o empresas, tales como ordenadores, monitores, servidores, cámaras de seguridad y videograbadores, etc.
- On-line: Es el sistema más sofisticado y complejo de todos. El dispositivo genera una alimentación limpia con una onda sinusoidal perfecta en todo momento a partir de sus baterías. Para evitar que se descarguen las carga al mismo tiempo que genera la alimentación. Por tanto, en caso de fallo o anomalía en el suministro los dispositivos protegidos no se ven afectados en ningún momento porque no hay un tiempo de conmutación. Su principal inconveniente es que las baterías están constantemente trabajando, por lo que deben sustituirse con más frecuencia. Su uso más común es en la protección de dispositivos delicados o de mucho valor tales como servidores,

electrónica de red, ordenadores de monitorización, videograbadores y cámaras de seguridad, etc.

6.2. Cargas

Las cargas que el sistema debe soportar se aglomeran en dos grandes conjuntos, el sistema de bombeo hidráulico y el puesto sanitario.

6.2.1. Sistema de bombeo hidráulico

En la búsqueda de agua potable a lo largo de la historia, el ser humano ha desarrollado diferentes métodos que le permitieran disponer de dicho recurso de forma continua, fiable y segura. Actualmente, según datos de la OMS, se calcula que 2600 millones de personas no disponen de acceso a una letrina y aproximadamente 1100 millones carecen de cualquier acceso a una fuente agua potable. Ante esta perspectiva, el bombeo de agua potable de acuíferos a través de la perforación de pozos, se ha erigido como una de las soluciones más aplicadas a nivel mundial.

6.2.1.1. Fundamentos

Una bomba de agua es una máquina hidráulica cuyo funcionamiento se basa en el principio de Bernoulli, según el cual, en un fluido ideal sin viscosidad, ni rozamiento, e incompresible que se encuentra en circulación por un conducto cerrado, su energía permanece constante en cada punto de su recorrido:

$$\frac{V^2 * \rho}{2} + P + \rho * g * z = Cte$$

Siendo:

V: Velocidad del fluido

ρ : Densidad del fluido

P: Presión del fluido a lo largo de la línea de corriente

g: Aceleración de la gravedad

z: Altura que alcanza el fluido en la dirección de la gravedad

Por lo tanto, se entiende que la bomba de agua es una máquina hidráulica capaz de transmitir energía al fluido que lo atraviesa, de forma que convierte la energía mecánica en energía hidráulica, aumentando así su velocidad, presión o altura, o todas las componentes a la vez.

6.2.1.2. Tipos de bombas

En el siguiente esquema encontramos una amplia clasificación de los distintos tipos de bombas que podemos encontrar atendiendo al modo de funcionamiento:

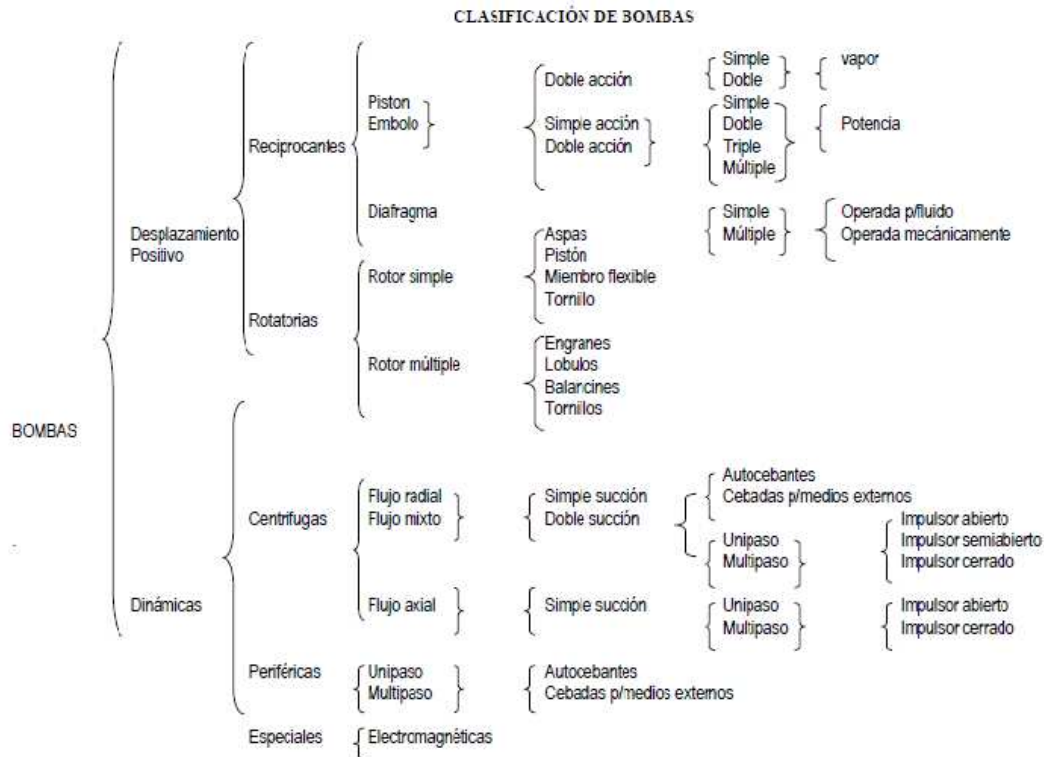


Imagen 6.14. Clasificación de bombas hidráulicas.

6.2.1.2.1. Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo

Este tipo de bombas se denominan así porque basan su funcionamiento en la hidrostática de modo que a través de un órgano propulsor, aumenta la presión y se varía el volumen. Estas bombas disponen de una cámara donde se aloja el fluido y cuyo volumen varía en cuando la bomba entra en funcionamiento. En cada ciclo el dispositivo propulsor genera un volumen dado o cilindrada, en el caso de poder variar el volumen máximo de la cilindrada se trata de bombas de volumen variable, de no poder realizar esta acción, se trataría de bombas de volumen fijo. A su vez podemos dividir este tipo de bombas en:

- Bombas reciprocantes Estas bombas se caracterizan por disponer de uno o varios compartimentos fijos, pero, debido a la acción de un émbolo, de volumen variable. Estas máquinas se caracterizan porque el movimiento del fluido en su interior es discontinuo y los procesos de carga y descarga se realizan por válvulas. Ejemplos:
 - Bomba alternativa de pistón o émbolo
 - Bomba de diafragma

- Bombas rotativas. La masa de fluido se dispone en uno o varios compartimentos que se desplazan desde la zona de baja presión, a la entrada, hasta la zona de alta, a la salida. Ejemplos:
 - Bomba de paletas
 - Bomba de lóbulos
 - Bomba de engranajes
 - Bomba de tornillo
 - Bomba peristáltica

Las bombas de desplazamiento positivo son aptas para:

- Volúmenes pequeños
- Altas presiones
- Líquidos limpios

6.2.1.2.2. Bombas dinámicas

Este tipo de bombas se basan en el principio de cantidad de movimiento entre la máquina y el fluido. Se suelen disponer una serie de álabes que giran generando un campo de presiones en el fluido, el cual impulsa el fluido en un flujo continuo. Existen multitud de tipos:

- Centrífugas. Son aquellas en las que el movimiento del fluido sigue una trayectoria perpendicular al eje del rodete impulsor. Pueden transportar grandes cantidades de fluido, pero su eficiencia y el flujo caen rápidamente a medida que la presión o la viscosidad aumentan.
- Axiales. Aquellas en las que el fluido pasa por los canales de los álabes siguiendo una trayectoria contenida en un cilindro.
- Diagonales. Aquellas bombas en las que la trayectoria del fluido es diferente a las anteriores mencionadas, es decir, en un cono coaxial con el eje del rodete.

Según el modo de accionamiento podemos distinguir entre:

- Electrobomba. Aquellas bombas que son accionadas por un motor eléctrico.
- Motobombas. Aquellas bombas accionadas por un motor de explosión.
- Bomba neumática. Son las bombas de desplazamiento positivo en las que la energía de la entrada es neumática, generalmente a partir de aire comprimido.
- Bomba de accionamiento hidráulico.
- Bomba manual.

Las bombas centrífugas o las de turbina se usan principalmente para transferir fluidos donde la única resistencia que encuentra es la creada por el peso del mismo fluido y el rozamiento.

Si consideramos el conjunto del grupo de bombeo, es decir, la bomba y el motor que lo impulsa, podemos hacer la siguiente distinción:

- Grupos horizontales. Son aquellos en los que la bomba y el motor se encuentran situados en la superficie, sin contacto con el fluido. Debido a esta configuración solo

pueden impulsar el fluido hasta una altura de 10,33 metros de columna de agua, ya que la presión a la que es sometida es la atmosférica. Lo más habitual es que un motor de combustión, por lo general diésel, este directamente unido a la bomba.

- Grupos verticales. Son aquellos en los que el nivel dinámico del agua respecto al motor se encuentra a más de 5 metros. La bomba se encuentra por debajo del fluido y dependiendo de dónde se encuentre el nivel dinámico del agua, existirá mayor o menor distancia entre el motor y la bomba. En este caso, el motor y la bomba irán separados. Existen diferentes tipos de bombas compatibles con este esquema:
 - Bombas verticales de turbina. Este tipo de bombas tiene un alto rendimiento y un gran rango de aplicaciones. El motor puede estar por encima del fluido o sumergido en él.
 - Bombas verticales de hélice o helicoidales. Son ideales para el bombeo de grandes caudales de agua a baja o media altura.
 - Bombas verticales de columna. Son utilizadas para bombear grandes caudales desde gran profundidad. El grupo de bombeo consiste en una tubería de aspiración y una bomba situada bajo el nivel de agua sostenida por la tubería de aspiración y el árbol motor.
 - Bombas verticales electro-sumergibles. Estos grupos requieren una alta inversión inicial para un buen funcionamiento. La potencia de la bomba la suministra un motor eléctrico que se encuentra en el fondo del pozo. La alimentación del motor proviene de la superficie conducida a través de un cable de potencia hasta el fondo del pozo.

- Grupos sumergidos. Este tipo de grupos de bombeo se caracterizan porque tanto el motor como la bomba están sumergidos a la profundidad que se requiera necesaria por debajo del fluido. En este caso se trabajara necesariamente con motores eléctricos por razones evidentes. Los motores sumergidos son de tipo asíncrono, rotor en cortocircuito y montado sobre cojinetes especiales, soportando el empuje axial de la bomba mediante un cojinete axial ampliamente dimensionado. El bobinado del estator es inundado en agua, aceite o encapsulado en resina según el tipo de motor que sea. En cualquier caso, este líquido ejerce una doble función, lubricar el sistema y refrigerarlo.

6.2.1.3. Motores

Los motores para bombas se clasifican en dos grupos:

- Eléctricos. Utilizan la corriente eléctrica como fuente de energía exterior. Los más usados en el abastecimiento de agua son los de velocidad constante o prácticamente constante, por ello, se consideran dos tipos de motores:
 - Síncrono de velocidad rigurosamente constante, dependiente del número de polos y la frecuencia de la alimentación. Estos pueden resultar más

económicos para sistemas de gran potencia y baja velocidad, sin embargo, pese a que son ligeramente más eficientes, requieren de una mayor precisión en la operación.

- Asíncrono con velocidad dependiente del valor de la carga. Son las máquinas más usadas en la industria ya que son más simples, fiables y económicas.

En general, son motores que tienen un funcionamiento sencillo, una construcción robusta y, por otro lado, no exigen grandes requisitos de mantenimiento por lo que evitan costosas interrupciones por labores de servicio. Además, si se respetan los parámetros de trabajo (tensión, frecuencia, velocidad...) el costo de mantenimiento es relativamente bajo.

- **Combustión interna.** Este tipo de motores obtiene la potencia motriz de la quema de un combustible dentro de los cilindros del motor. Se pueden usar los motores diésel o de encendido por bujías, alimentados por gas natural o gasolina. Estos equipos tienen una velocidad de giro menor a la obtenida en los motores eléctricos y generalmente oscila entre las 1700 y las 2400 rpm. El uso de este tipo de motores en zonas aisladas no es muy recomendable por la constante necesidad de combustible, sin embargo, podría utilizarse como fuente de energía de reserva en caso de fallo de suministro del motor eléctrico.

6.2.1.4. *Parámetros de funcionamiento*

6.2.1.4.1. *Potencia de la bomba*

La potencia que consume un equipo de bombeo no es exactamente igual a la que le transmite al fluido. La potencia teórica transmitida al fluido o potencia útil es dependiente de la densidad del fluido, el caudal y la altura manométrica a su paso por el equipo de bombeo:

$P_u = \rho * g * Q * H$

- Siendo: P_u : Potencia útil [W]
- ρ : Densidad del fluido [kg/m³]
- H: Altura manométrica [m]
- Q: Caudal del fluido que atraviesa la bomba [m³/s]
- g: Aceleración de la gravedad [m/s²]

Por otro lado, se deben considerar los rendimientos de los diferentes dispositivos y las pérdidas:

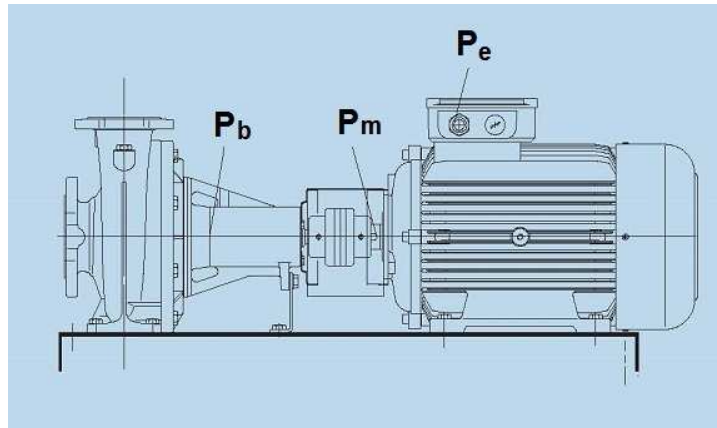


Imagen 6.15. Esquema de potencias de una bomba hidráulica.

Hay que considerar la potencia entregada por el motor y su rendimiento, sea cual sea el tipo, la potencia mecánica generada en el eje y, por último, la potencia absorbida por la bomba para suministrar el caudal y la altura manométrica necesaria, de modo que:

$$P_b = \frac{\rho * g * Q * H}{\eta_H * \eta_V} \text{ [KW]}$$

Siendo: Q: Caudal del fluido que atraviesa la bomba [m³/s]

H: Altura manométrica [m]

ρ : Densidad del fluido [kg/m³]

g: Aceleración de la gravedad [m/s²]

η_H : Rendimiento hidráulico [%]

η_V : Rendimiento volumétrico [%]

El rendimiento hidráulico es un dato facilitado por el fabricante en el cual se tienen en cuenta las pérdidas de cargas debido a rozamientos internos del fluido con las paredes. Es un dato equivalente al cociente entre la altura manométrica teórica del fluido y la real. Para bombas de gran tamaño y con condiciones favorables este rendimiento alcanza valores comprendidos entre 0,95 y 0,98, mientras que, para bombas más pequeñas y de diseño simple los valores alcanzados están entre 0,85 y 0,88.

En cuanto al rendimiento volumétrico, este es un dato también proporcionado por el fabricante y hace referencia a posibles fugas de fluido por dentro de la bomba. Es un parámetro muy condicionado a la temperatura y presión a la que circula el fluido por el interior de la bomba. Los valores más comunes de este parámetro son los siguientes:

- [0.97,0.98] para bombas precisas y grandes caudales
- [0.94,0.96] para bombas precisas y pequeños caudales
- [0.89,0.92] para bombas poco precisas y pequeños caudales

Si se tienen en cuenta los rendimientos anteriores, la relación entre la potencia útil y la generada por la bomba es la siguiente:

$$P_u = P_b * \eta_H * \eta_V$$

En el supuesto de que la bomba sea accionada por un motor eléctrico, la potencia mecánica que podría generar sería directamente dependiente de la potencia eléctrica generada y la eficiencia mecánica en la transmisión.

En el caso de un motor monofásico:

$$P_e = \frac{U * I * \cos(\varphi)}{1000} \text{ [KW]}$$

En caso de tratarse de un motor trifásico:

$$P_e = \frac{\sqrt{3} * U * I * \cos(\varphi)}{1000} \text{ [KW]}$$

Siendo: U: Tensión de servicio de la red que alimenta la bomba [V]

I: Consumo de corriente en el estator [A]

Sin embargo debido a las pérdidas mecánicas presentes en la transmisión del motor, la potencia mecánica generada responde a la siguiente expresión:

$$P_m = P_e * \eta_m$$

El rendimiento mecánico puede alcanzar valores comprendidos entre 0.94 y 0.96 en el caso de bombas directamente acopladas al motor, de gran caudal y diseño preciso y, en el caso de bombas pequeñas y transmisión por correas o engranajes, valores de 0.83 a 0.86.

Relacionando ahora la potencia absorbida por el fluido con la generada en el motor:

$$P_u = P_e * \eta_H * \eta_V * \eta_M$$

6.2.1.4.2. NPSH

El *NPSH*, en inglés *Net Positive Suction Head*, es un parámetro que nos indica la *Altura Neta Positiva de Aspiración*, *ANPA*, y que define la diferencia entre la presión del líquido en el eje impulsor y su presión de vapor a la temperatura que se realiza el bombeo.

Se consideran dos tipos de NPSH:

- **NPSH disponible.** Se trata de un parámetro característico de cada instalación y de la bomba utilizada. Obtenida a partir del principio de conservación de la energía, la expresión para este parámetro es la siguiente:

$$NPSH_d = \frac{10 * P_a}{\rho * g} - H_a - P_{ca} - \frac{10 * P_v}{\rho * g}$$

Siendo: P_a: Presión en el nivel de aspiración [kg/cm²]

- H_a: Altura geométrica de aspiración [m]
- P_{ca}: Pérdida de carga originada en la aspiración [m]
- P_v: Presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo [kg/cm²]
- ρ: Densidad del fluido [kg/m³]
- g: Aceleración de la gravedad [m/s²]

- NPSH requerido. Es un parámetro característico de la bomba empleada que es facilitado por el fabricante de la bomba.

$$NPSHr = H_z - \frac{V_a^2}{2 * g}$$

Siendo: H_z: La presión mínima necesaria en la zona inmediatamente anterior a los álabes del rodete [m]

V_a: Velocidad de entrada del líquido a la bomba

$\frac{V_a^2}{2 * g}$: Representa la altura dinámica que tiene el líquido a la entrada de la bomba [m]

Estos parámetros son de vital importancia ya que permiten asegurar el correcto funcionamiento de la bomba o detectar el problema más crítico de una bomba, la cavitación. Este problema está muy presente en bombas dinámicas y, en especial, en las centrífugas.

La relación entre estos parámetros que asegura que no exista el problema de la cavitación es la siguiente:

$$NPSHd \geq NPSHr + 0,5m$$

6.2.1.4.3. Cavitación

De acuerdo a su definición, la cavitación es “la formación de burbujas de vapor o de gas en el seno de un líquido, causada por las variaciones que este experimenta en su presión”. Este fenómeno ocurre en las bombas cuando el fluido alcanza su presión de vapor de forma que parte las moléculas cambian inmediatamente de estado a vapor, formándose así burbujas. Estas burbujas siguen fluyendo hasta alcanzar zonas de mayor presión donde implosionan ocasionando graves desperfectos al metal de la superficie. A largo plazo, este fenómeno puede producir graves daños en la bomba que repercutan en su rendimiento.

Como medidas de prevención ante este fenómeno se puede instalar un medidor de vacío en el lado de la succión y asegurarse que está a presión igual o superior a la recomendada por los fabricantes. Si no se dispusiera de un dispositivo de estas características, se puede simplemente escuchar la bomba y en caso de escuchar ruidos de descascareo, como si transportara arena, se trataría de un caso de cavitación.

6.2.1.5. Estación de bombeo

Una estación de bombeo son un conjunto de estructuras, equipos, tuberías y accesorios, que toman el agua directa o indirectamente de la fuente de abastecimiento y la impulsan a un sistema de almacenamiento o directamente a la red de distribución según convenga.

6.2.1.5.1. Elementos estación de bombeo

Los elementos básicos de una estación de bombeo de agua potable son:

- Caseta de bombeo
- Cisterna de bombeo
- Equipo de bombeo
- Grupo generador de energía
- Grupo generador de fuerza motriz
- Tubería succión
- Tubería impulsión
- Válvulas de regulación y control
- Interruptores y sensores de máximo y mínimo nivel
- Tableros de control eléctrico
- Sistema de ventilación

6.2.1.5.2. Capacidad estación de bombeo

La determinación del cálculo sobre caudal de bombeo se debe realizar sobre la concepción básica del sistema de abastecimiento y del régimen de operación para la estación de bombeo. Los factores a considerar son los siguientes:

- Periodo de bombeo. El número de horas de bombeo y el número de arranques en un día, dependen del rendimiento de la fuente, el consumo de agua, la disponibilidad de energía y el costo de operación.
- Tipo de abastecimiento. Se debe considerar dos casos:
 - Si el sistema incluye un sistema de almacenamiento posterior a la estación de bombeo. En este caso la capacidad de la tubería de succión, el equipo de bombeo y la tubería de impulsión deben ser calculadas en base al caudal máximo diario y el número de horas de bombeo. De forma que:

$$Q_b = Q_{\text{máx.d}} * \frac{24}{N}$$

Siendo: Q_b : Caudal de bombeo [l/s]

$Q_{\text{máx.d}}$: Caudal máximo diario [l/s]

N: Número de horas de bombeo

- Si el sistema de abastecimiento de agua no incluye ningún tipo de reserva de almacenamiento. En tal caso, se deben dimensionar el sistema en base al caudal máximo horario y las pérdidas en la red de distribución.

6.2.1.5.3. Potencia del equipo de bombeo

El cálculo de la potencia de la bomba y del motor que la alimenta, deben realizarse de acuerdo a la siguiente expresión:

$$P_b = \frac{Q_b * \rho * g * H_b}{765 * \eta} [HP]$$

Siendo: P_b : Potencia de la bomba y del motor [HP]

Q_b : Caudal de bombeo [l/s]

H_b : Altura manométrica total [m]

η : Eficiencia del sistema de bombeo ($\eta = \eta_{\text{motor}} * \eta_{\text{bomba}}$)

Es necesario consultar al fabricante o proveedor sobre las curvas características de cada bomba y motor para conocer sus capacidades y rendimientos reales.

6.2.1.5.4. Número unidades de bombeo

En función al caudal de bombeo y sus variaciones, puede que sea necesario instalar equipos de reserva para satisfacer situaciones de emergencia. En este caso, se debe estudiar cual es el costo total del sistema y, en función a dicho valor, decidir si procede o no la instalación del equipo extra.

6.2.1.5.5. Selección de la bomba hidráulica

Las bombas han de seleccionarse según el trabajo que van a realizar, es decir, atendiendo a los siguientes conceptos:

- Bomba
 - Número de unidades. Debido a que las características de operación no son muy exigentes, utilizando un único equipo es posible responder a la demanda.
 - Tipo de bomba. Se va a utilizar una bomba centrífuga.
 - Servicio de horas por día y variabilidad. La bomba se va a utilizar una media de 2 horas al día en un periodo equivalente a 323 días en un año.
- Características del líquido
 - Temperatura. Por simplificar los cálculos se va a suponer que el líquido que se extrae es agua potable a 25 °C y con un pH de 7,5.
- Condiciones de operación
 - Caudal. El caudal de operación de la bomba es de 4 l/s.
 - Altura manométrica. La altura manométrica es de 15,34 metros (Los cálculos correspondientes se encuentran en el anexo X)
 - Condiciones de succión
- Posición o instalación de las bombas
 - La bomba que se va a utilizar es una bomba horizontal, situada en el exterior del pozo y que tiene un motor eléctrico acoplado.

6.2.1.6. Caso de La Brecha

Actualmente la extracción del agua se realiza mediante un sistema de bombeo basado en una motobomba centrífuga. Debido al elevado costo del combustible, el pozo únicamente se rellena cada dos días, lo cual obliga a la población a ser precavidos en el consumo y racionar el agua.

En el estudio del sistema de generación híbrida con energías renovables, se ha valorado la opción de mantener la bomba actual y realizar modificaciones que permitan alimentarla con la energía producida por el propio sistema. Sin embargo, valorando las complicaciones que aparecen en dicho proceso de modificación, se ha decidido remplazar la motobomba por una electrobomba de características similares, que será alimentada con la energía producida en el SHGEAER.

El sistema de bombeo que se utiliza actualmente en La Brecha extrae agua de un pozo de 78 metros de profundidad y 4 pulgadas de diámetro con un caudal de 4 l/s. Además, se dispone de un tanque de 30.000 litros de capacidad que únicamente se rellena cada dos días. La estructura del sistema es la siguiente:

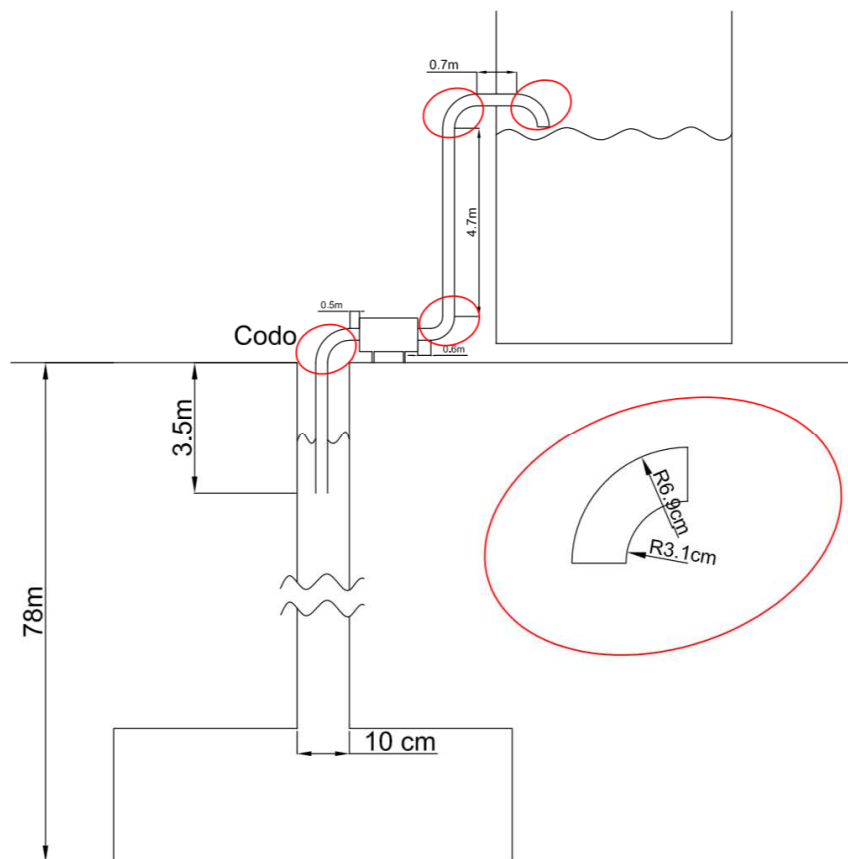


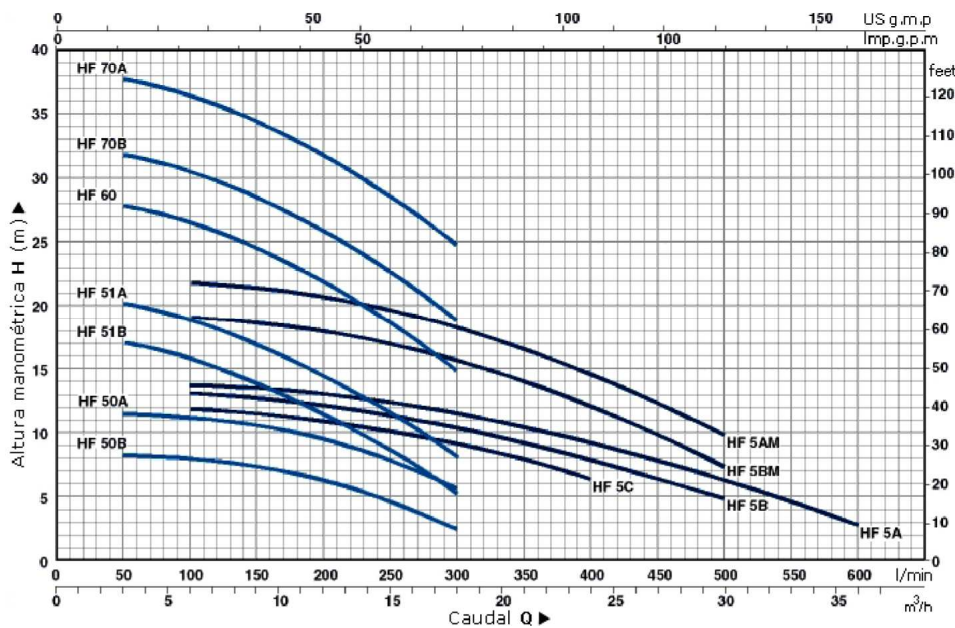
Imagen 6.16. Esquema del sistema de bombeo propuesto para La Brecha.

Para poder seleccionar un equipo de bombeo hidráulico que responda a los requerimientos del sistema existente, es necesario realizar un estudio la altura manométrica total del sistema, caudal etc. Estos cálculos aparecen en el anexo 19.3.

Una vez analizados los resultados, se ha elegido como proveedor al Grupo San Rafael y la bomba seleccionada es el modelo HFm70B cuyas especificaciones son las siguientes:

- Potencia: 1.5 [kW] / [2 HP]
- Altura manométrica: 19 [m]
- Caudal: 300 [l/min]
- Cuerpo de la bomba: Está fabricado en hierro fundido, con bocas de aspiración e impulsión roscadas ISO 228/1.
- Rodete: Fabricado en latón, del tipo a flujo radial centrífugo.
- Eje motor: Fabricado en acero inoxidable EN 10088-3 - 1.4104.
- Sello mecánico: Fabricado en cerámica - grafito - NBR.
- Motor eléctrico: Las bombas están acopladas a un motor eléctrico PEDROLO expresamente dimensionado, silencioso, cerrado, con ventilación externa, apto para servicio continuo. HF: trifásico 230/400 V - 50 Hz.
- Aislamiento: Clase F.
- Protección: IP 44.

La curva de Caudal frente a altura manométrica es la siguiente:



El esquema de la bomba se presenta a continuación:

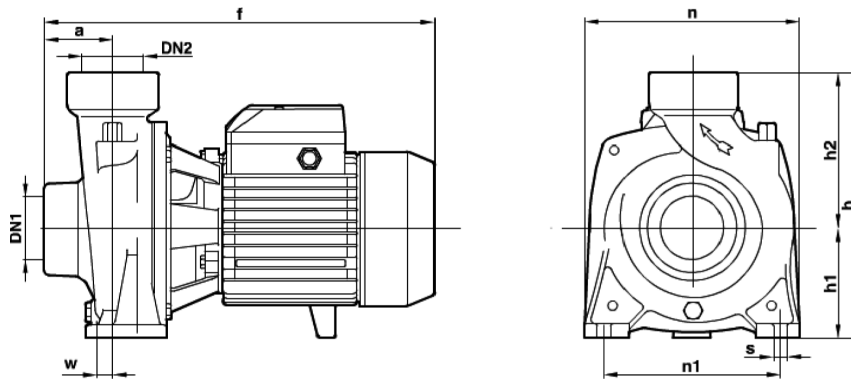


Imagen 6.17. Vistas de la bomba seleccionada para el sistema de bombeo propuesto para la localidad de La Brecha.

Las medidas indicadas en la figura son:

- DN1: 1,5 [Pulgadas]
- DN2: 1,5 [Pulgadas]
- a: 48.5 [mm]
- f: 347 [mm]
- h: 269 [mm]
- h1: 114 [mm]
- h2: 155 [mm]
- n: 216 [mm]
- n1: 171 [mm]
- w: 12 [mm]
- s: 12 [mm]

El fabricante indica que es la altura de aspiración manométrica disponible no debe superar los 7 metros. Tras realizar los cálculos pertinentes se obtiene:

$$H_{asp} = H_{aspG} + h_{asp} = 3.5 + 2.64765 = 6.14765m < 7m$$

Por lo tanto, la bomba es adecuada para la instalación y su funcionamiento será el óptimo para que no aparezcan sucesos de cavitación.

Además, se precisa que los límites de operación respecto a la temperatura son:

- Temperatura del líquido hasta + 90°C.
- Máxima temperatura ambiente hasta + 40°C

Por un lado, debido a que se trabaja con agua extraída directamente de un pozo, difícilmente se superarán los 30°C pero, por otro lado, la temperatura ambiente si puede llegar a ser un problema ya que, en los meses más calurosos, en el La Brecha se pueden alcanzar temperaturas cercanas a los 40 o 45°C. Por lo tanto, habrá que instalar la bomba en una ubicación protegida del sol y bien aireada.

6.2.1.6.1. Potencia requerida

El cálculo de la potencia de bombeo se ha realizado según las indicaciones presentes en el apartado 19.3. Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Potencia eléctrica: 1.4 [kW]
- Potencia de bombeo: 1.2 [HP]

Los cálculos se han realizado en base a un caudal de 4 l/s, para un sistema de bombeo como el mostrado en la figura 6.16. (Aparecen reflejados en el anexo X)

6.2.2. Cargas hospital

Es necesario estudiar la estructura del sistema de salud boliviano para comprender el propósito del estudio.

6.2.2.1. Sistema de salud en Bolivia

El sistema de salud boliviano está estructurado desde sus divisiones más básicas hasta las redes sanitarias en función del alcance poblacional que tengan. Las subdivisiones más básicas del sistema de salud boliviano son:

- Puesto de salud. El hospital es una empresa social, con funciones de asistencia, enseñanza e investigación. Cuenta con personal especializado y con los medios técnicos para desarrollar actividades de promoción, protección, recuperación y rehabilitación de la salud, con orientación preventiva dirigida a la persona, familia y comunidad, con atención en servicios de emergencia, consulta y hospitalización las 24 horas durante todo el año y cuenta mínimamente con 20 camas.
- Centro de salud. Es el establecimiento de salud que brinda servicios y atención de salud básica, basada en la atención primaria y urgente, como la promoción de la salud y prevención de las enfermedades, consulta ambulatoria médica con carácter resolutivo o para estabilización y referencia y no dispone de gran tecnología.
- Centro de salud ambulatorio. El hospital es una empresa social, con funciones de asistencia, enseñanza e investigación. Cuenta con personal especializado y con los medios técnicos para desarrollar actividades de promoción, protección, recuperación y rehabilitación de la salud, con orientación preventiva dirigida a la persona, familia y comunidad, con atención en servicios de emergencia, consulta y hospitalización las 24 horas durante todo el año y cuenta mínimamente con 20 camas.

Los establecimientos anteriormente citados se pueden clasificar en tres niveles distintos según su funcionalidad:

- Primer nivel. Este nivel corresponde a las modalidades de atención cuya oferta de servicios es para resolver los problemas de salud que se enmarcan predominantemente en el auto cuidado de la salud, la consulta ambulatoria y la internación de tránsito. En este nivel está integrado por unidades como: brigadas móviles de salud, puesto de salud, consultorio médico, centro de salud con y sin

- camas, policlínicos y poli consultorios; incluyendo todos los subsectores. Se corresponde con la entrada al sistema.
- Segundo nivel. En este nivel se encuadra la ambulatoria de mayor complejidad que el primer nivel de atención. Este nivel está compuesto por las especialidades de: Internación hospitalaria (Pediatria, Gineco-obstetricia, Cirugia General y Medicina Interna; con apoyo de anestesiología, y servicios complementarios de diagnóstico y tratamiento)
 - Tercer nivel. Se corresponde con la red de hospitales, los cuales se definen como una empresa social, con funciones de asistencia, enseñanza e investigación. Cuentan con personal especializado y con los medios técnicos para desarrollar actividades de promoción, protección, recuperación y rehabilitación de la salud, con orientación preventiva dirigida a la persona, familia y comunidad, con atención en servicios de emergencia, consulta y hospitalización las 24 horas durante todo el año y cuenta mínimamente con 20 camas.

En el caso del departamento de Santa Cruz, el sistema de salud se comprende de 15 redes rurales y 4 redes urbanas. A su vez, una red de salud está conformada por una serie de establecimientos de salud como son los puestos, centros y hospitales de 2do nivel y 3er nivel de atención. La organización de las distintas redes se enmarca en una jerarquía departamental:

- Red departamental de salud. Está conformada por redes municipales y establecimientos de tercer nivel, ubicadas en las ciudades capitales de departamento.
- Red municipal de salud. Se compone de uno o varios establecimientos de primer nivel y por un establecimiento de referencia de mayor nivel.
- Red Municipal de salud-metropolitana. Se ubican dentro de un municipio metropolitano, de acuerdo a las necesidades de población y en concordancia con la estructura urbana de los distritos municipales.
- Red municipal de salud-Urbana y/o rural. Es la red que comprende establecimientos de primer y segundo nivel de atención en un mismo municipio.

En el departamento de Santa Cruz, en el año 2007 existían un total de 448 establecimientos de primer nivel, 71 de segundo nivel y tan solo 9 de tercer nivel. En el caso del municipio de Charagua existen un total de 17 establecimientos operativos, entre los cuales se encuentran 11 puestos de salud, 5 centros de salud y un hospital básico.

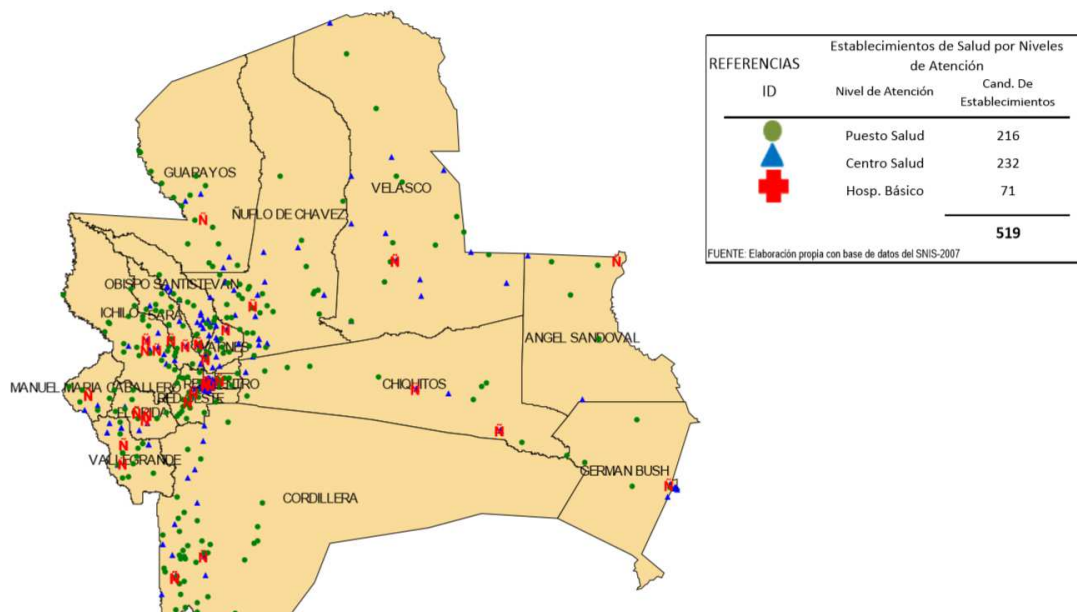


Imagen 6.18. Ubicación de los diferentes establecimientos sanitarios en Bolivia según el tipo. Fuente: "Atlas de salud departamento Santa Cruz 2008" elaborado por el INE.

La situación del sistema de salud en el municipio de Charagua no es muy alentadora ya que, según datos del INE del año 2008 por cada 10.000 habitantes hay 2 médicos y apenas 0.5 licenciados en enfermería.

La localidad de La Brecha dispone de un puesto sanitario que atiende a gran parte de la población próxima a la localidad. A continuación se presenta una tabla que muestra la cobertura del puesto de salud. (Los datos se han aproximado al año 2015 de la misma forma que en el apartado X)

Comunidad	Población
La Brecha	887
Tamachindi	414
Rancho Viejo	240
Rancho Nuevo	545
Total	2086

Tabla 6.1. Población a la que atiende el puesto sanitario de La Brecha. Fuente: INE

Debido al aislamiento energético que sufre esta zona del municipio de Charagua, el correcto funcionamiento del puesto de salud resulta muy complicado. Actualmente el hospital se vale de un generador para proveerse de electricidad y satisfacer sus necesidades de funcionamiento entre las que aparece la refrigeración de vacunas, equipos de rayos X, ecógrafos, iluminación y otros usos.

7. Modelado del SHGEAER

El diseño de un sistema híbrido de generación eléctrica con energías renovables, es fuertemente dependiente del funcionamiento como un sistema individual. Para predecir el comportamiento del mismo, es necesario que primero sean los componentes individuales los que sean modelados y, una vez realizada dicha tarea, a través de un análisis de todo el conjunto poder llegar a un sistema fiable.

Si el funcionamiento de los diferentes sistemas individuales se consigue modelar, maximizar y predecir con precisión, la combinación de todos ellos desembocará en un sistema híbrido que funcionará al menor coste posible con la mayor eficiencia.

7.1. Modelado de componentes

7.1.1. Modelado del sistema fotovoltaico

La energía producida por un sistema fotovoltaico es fuertemente dependiente de la radiación incidente sobre la superficie, de modo que:

$$I_t = I_n * R_n + I_d * R_d + (I_b + I_d)R_r$$

La intensidad total captada por el sistema es suma de la componente normal y de la componente difusa, teniendo en cuenta el factor de inclinación de la difusa R_d y el factor de inclinación de la reflejada R_r .

La producción depende de la posición del sol, la estación del año etc. La producción horaria de un sistema fotovoltaico de área útil A_{pv} [m^2] en el momento que recibe una radiación I_t [KWh/m^2], se podría estimar según:

$$P_{pv} = I_t * \eta * A_{pv}$$

El rendimiento global a su vez se define como:

$$\eta = \eta_m * \eta_{pc} * P_f$$

El rendimiento a su vez depende de parámetros como el P_f o *Packing factor*, que define el porcentaje de la A_{pv} que está cubierto por células solares, la eficiencia en función de las condiciones de operación o la eficiencia modular. Esta última es dependiente de la temperatura de operación del sistema, de modo que:

$$\eta_m = \eta_o [1 - \beta(T_c - T_o)]$$

La eficiencia modular considera la variación desde un estado concreto de operación a un estado estándar teórico caracterizado por garantizar una eficiencia η_o a una temperatura T_o . Es

decir, considerando que T_c es la temperatura media de un mes, mediante el cálculo de η_m se es consciente de cuán lejos dista ese estado del ideal.

7.1.2. Modelado del aerogenerador

La producción energética de un aerogenerador en un determinado emplazamiento, depende directamente de la velocidad que experimente a la altura de la góndola y las características de la turbina. La velocidad del viento a la altura de la góndola se puede obtener según la ley de Hellman:

$$V_z = V_i * \left[\frac{H_z}{H_i} \right]^\alpha$$

Según esta relación, en función del valor del coeficiente α obtendremos el perfil vertical del viento, es decir, podremos relacionar la velocidad a la altura del anemómetro H_i (V_i) con la velocidad a la altura del eje H_z (V_z).

location	α
Unstable air above open water surface:	0.06
Neutral air above open water surface:	0.10
Unstable air above flat open coast:	0.11
Neutral air above flat open coast:	0.16
Stable air above open water surface:	0.27
Unstable air above human inhabited areas:	0.27
Neutral air above human inhabited areas:	0.34
Stable air above flat open coast:	0.40
Stable air above human inhabited areas:	0.60

Imagen 7.1. Valores del coeficiente de rugosidad según el tipo de terreno. Fuente: "Renewable energy: technology, economics, and environment" de Martin Kaltschmitt (2007).

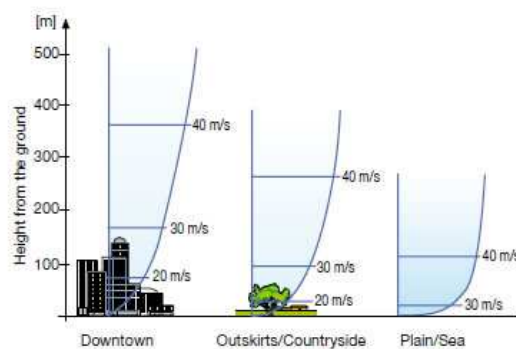


Imagen 7.2. Perfil de velocidades de vientos según distintos terrenos. Fuente: "Renewable energy: technology, economics, and environment" de Martin Kaltschmitt (2007).

Este parámetro depende del terreno en el que se esté estudiando el perfil, de modo que a medida que este sea más rugoso o aparezcan en él más obstáculos, menor será el valor.

Tal y como se ha estudiado anteriormente, la producción energética del aerogenerador queda definida por la velocidad del viento de modo que si:

$$\left\{ \begin{array}{ll} V < V_{cutin} & P_w = 0 \\ V_{cutin} < V < V_r & P_w = av^3 - bP_{nom} \\ V_r < V < V_{cutoff} & P_w = P_{nom} \\ V > V_{cutoff} & P_w = 0 \end{array} \right.$$

Siendo: $a = \frac{P_r}{(V_r^3 - V_{cutin}^3)}$

$$b = \frac{V_{cutin}^3}{(V_r^3 - V_{cutin}^3)}$$

P_{nom} : Potencia nominal del aerogenerador [KW]

P_w : Potencia generada por el aerogenerador [KW/m²]

V_{cutin} : Velocidad de inicio de producción.

V_{cutoff} : Velocidad de corte en la producción

Estas expresiones se representan gráficamente de la siguiente forma:

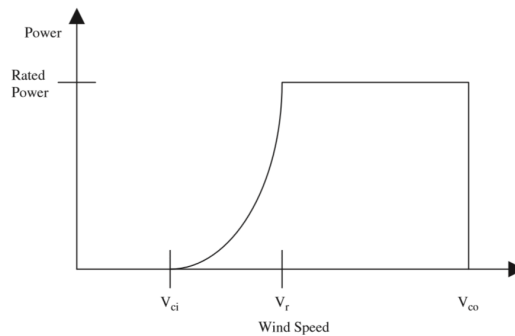


Imagen 7.3. .Curva de trabajo de un aerogenerador. Potencia producida frente a velocidad del viento. Fuente: "Modeling of hybrid renewable energy systems" de M.K. Deshmukh (2006).

Sin embargo, este es caso releja el sistema de control por pitch. En los generadores de la mini eólica el control de potencia se obtiene, en general, por la desalineación de la góndola respecto a la dirección del viento. Únicamente mediante el conocimiento de datos experimentales de velocidad y potencia podremos, a través de un ajuste de mínimos cuadrados, obtener un modelo de la curva de producción del aerogenerador.

La potencia total que produce el aerogenerador se calcula a través de la siguiente expresión:

$$P = P_w * A * \eta$$

Es decir, depende del área que puede llegar a abarcar con las palas y el rendimiento global del sistema, el cual a su vez se desglosa en:

$$\eta = \eta_{mec} * \eta_{trans} * \eta_{elec}$$

La eficiencia del sistema es dependiente de la eficiencia del rotor, de la transmisión y del generador eléctrico.

7.1.3. Modelado del generador

En el caso de que el sistema de fuentes renovables no pueda abastecer la totalidad de la demanda, es necesario que se incluya un generador que pueda satisfacer este defecto. En este último supuesto habría que diferenciar dos situaciones:

- El generador está directamente conectado a la carga, por lo tanto la potencia del mismo ha de ser al menos la nominal.
- El generador está dispuesto de forma que alimenta un banco de baterías, en cuyo caso la producción del generador no ha de superar $C_{AH}/5$ [A], donde C_{AH} es la capacidad de amperios de la batería

En cuanto la eficiencia global del generador:

$$\eta = \eta * \eta_{gen} * \eta_{break}$$

El rendimiento global del generador depende del rendimiento a su vez del rendimiento térmico del freno motor y, por otro lado, del propio rendimiento del generador.

7.1.4. Sistema de almacenamiento energético

Los bancos de baterías se incluyen en este tipo de sistemas de generación para, en caso de déficit o ausencia de producción, poder satisfacer la demanda durante un tiempo que puede oscilar entre 2 o 3 días.

El dimensionamiento de una batería depende de factores como la máxima profundidad de descarga, la temperatura de operación, capacidad nominal o la vida útil. La capacidad de una batería viene dada según la siguiente expresión:

$$B_{rc} = \frac{E_c * D_s}{(DOD)_{max} * \eta_t}$$

Donde E_c son los Amperes Hora de la batería [Ah], D_s es la autonomía de la batería, $(DOD)_{max}$ es la máxima profundidad de descarga del dispositivo y η_t es el factor de corrección de la temperatura.

Por otro lado, para saber si la batería se está cargando o descargando se debe estudiar la diferencia entre la potencia generada y la carga. La cantidad de carga en el tiempo t se puede calcular a través de la siguiente expresión:

$$E_b(t) = E_b(t - 1)(1 - \sigma) + \left(E_{ga}(t) - \frac{E_l(t)}{\eta_{inv}} \right) * \eta_{bat}$$

Siendo: $E_b(t)$: El nivel de carga del banco de baterías en el instante t

$E_b(t-1)$: El nivel de carga del banco de baterías en el instante $t-1$

σ : El ratio de descarga por hora

E_{GA} : Energía total generada por las fuentes renovables

E_l : Demanda de la carga en el instante t

η_{BAT} : Eficiencia de la batería

η_{INV} : Eficiencia del inversor

Por último, es necesario definir una carga máxima y mínima para la batería de forma que:

$$E_b^{min} \leq E_b^t \leq E_b^{max}$$

7.2. Modelo económico

Para el modelo económico, el principal parámetro a tener en cuenta es el costo del ciclo de vida del sistema. En el proceso de selección de la mejor configuración, siempre será preferible el sistema de generación híbrida con el menor coste del ciclo de vida. El cálculo de dicho parámetro se puede realizar teniendo en cuenta la depreciación del sistema en función del tiempo o sin tenerla en cuenta:

$$C_v = \sum_{k=1}^t \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Siendo: C_v : El valor actual sin tener en cuenta la depreciación del sistema

C_t : Costo en el año t

i : La tasa de interés anual

t : Tiempo de análisis

$$C_{vd} = (C + m)_{PV} + (C + m)_{WIND} + (C + m)_{BATTERY} + (C + m)_{DIESEL} - D$$

Siendo: C_{vd} : El valor actual teniendo en cuenta la depreciación del sistema

m : Es el costo de mantenimiento

D : El valor actual de la depreciación

Por otro lado, son muchos los investigadores que consideran el costo del KWh producido para determinar cuál es el sistema más conveniente. De tal manera que;

$$C_{KWh} = \frac{C_{actual}}{Average\ electricity}$$

Siendo: C_{actual} : El coste anual total

Average electricity: La generación media anual

7.2.1. Problema de optimización

Para encontrar la solución económica más óptima para nuestro sistema, existen multitud de formas de hacerlo, sin embargo se puede resolver de una forma sencilla a través de un algoritmo de optimización lineal.

7.2.1.1. Función Objetivo

La función objetivo del problema de optimización del diseño es el minimizar el coste anual total. Este coste se desglosa en el coste capital anual, el coste de mantenimiento anual y el coste del combustible total consumido anualmente. Por tanto, se puede definir una función de la siguiente forma:

$$Minimizar\ C_t = C_{pt} + C_m + C_f$$

Siendo: C_t : Coste total anual

C_{pt} : Coste capital total anual

C_m : Coste del mantenimiento anual total

C_f : Coste del combustible consumido anualmente

El coste de mantenimiento aparece durante los años de vida del sistema mientras que el costo capital aparece en los primeros momentos de funcionamiento del sistema. Para convertir el coste de la inversión inicial al coste capital anual, se utiliza un factor llamado "factor de recuperación de capital" (CRF):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Siendo: i : La tasa de interés

n : La esperanza de vida del sistema

En el caso de las baterías se estima una vida útil de 12 años, por otro lado, para los inversores se suele asumir una esperanza de vida de 10 años.

Para el cálculo de del coste capital anual y el de mantenimiento se utilizan las siguientes expresiones:

Coste capital total:

$$C_{Cpt} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \left[N_{wind} * C_{wind} + N_{pv} * C_{pv} + N_{batt} * C_{batt} + N_{\frac{Conv}{inv}} * \frac{C_{conv}}{inv} + C_f * L \right]$$

Siendo: N_{wind} : Número de aerogeneradores

C_{wind} : Coste unitario del aerogenerador

N_{pv} : Número de paneles fotovoltaicos

C_{pv} : Coste unitario del panel fotovoltaico

N_{batt} : Número de baterías

C_{batt} : Coste unitario de la batería

$N_{inv/conv}$: Número de inversores/convertidores

$C_{inv/conv}$: Coste unitario inversor/convertidor

C_f : Es el coste unitario del combustible

L : Volumen total de combustible usado

Coste mantenimiento:

$$C_{Mtn} = N_{pv} * C_{Mtn}^{pv} + N_{wind} * C_{Mtn}^{wind} + C_{Mtn}^f * H_f$$

Siendo: C_{Mtn}^{pv} : Coste del mantenimiento anual de los paneles fotovoltaicos

C_{Mtn}^{wind} : Coste del mantenimiento anual de los aerogeneradores

C_{Mtn}^f : Coste del mantenimiento por horas de funcionamiento del generador

H_f : Horas de funcionamiento del generador

7.2.1.2. Restricciones

El problema de optimización se resuelve según las siguientes restricciones:

$N_{wind} = Integer$	$0 \leq N_{wind} \leq N_{wind}^{max}$
$N_{pv} = Integer$	$0 \leq N_{pv} \leq N_{pv}^{max}$
$N_{batt} = Integer$	$0 \leq N_{batt} \leq N_{batt}^{max}$

Siendo: N_{wind}^{max} : El máximo número de aerogeneradores disponibles

N_{pv}^{max} : El máximo número de paneles fotovoltaicos disponibles

N_{batt}^{max} : El máximo número de baterías disponibles

A las restricciones anteriores se les añaden las siguientes:

$E_b^{min} \leq E_b^t \leq E_b^{max}$ $P_l = P_p$

Siendo: P_j : Potencia de entrada al convertidor DC/AC

P_p : Potencia producida en el sistema

A su vez, P_p se define como:

$P_p = P_{re} + P_d - P_b$

Siendo: P_{re} : La potencia generada por los sistemas renovables

P_b : La potencia del banco de baterías ($P_b > 0$ en el proceso de carga, mientras que, $P_b < 0$ en el proceso de descarga)

Por último P_{re} se define como:

$P_{re} = \sum_{i=1}^{N_{pv}} N_{pv}^i * P_{mpp}^i + \sum_{j=1}^{N_{wind}} N_{wind}^j * P_{wind}^j$

Siendo: P_{mpp}^i : La potencia en el punto de máxima potencia del panel fotovoltaico i

P_{wind}^j : La potencia de salida del aerogenerador j

8. Emplazamiento seleccionado

El municipio de Charagua se encuentra en la segunda sección de la provincia Cordillera al sur del río Grande entre los 18° 56' 07" y 20° 30' 17" de latitud sur, entre los 58° 45' y 63° 20' de longitud oeste, en el departamento de Santa Cruz. El municipio de presenta tres grandes sistemas fisiográficos: faja subandina, área de transición y llanura chaqueña. A su vez, dentro de la llanura chaqueña se pueden distinguir dos unidades ecológicas:

- Monte seco templado. Se trata de un zona situada al norte y oeste del río Parapetí
- Monte espinoso templado. Zona situada al este y sur del mismo río.

La llanura chaqueña se caracteriza por estar a una altura promedio de 500 m.s.n.m y por tener un clima de estepa o semiárido, caliente, con temperatura media anual mayor a 18°C e invierno seco. Los vientos fuertes son frecuentes, su velocidad puede sobrepasar los 30 km/h, con ráfagas de hasta 60 km/h; los más dominantes y fuertes son de noroeste a sudeste. Los vientos del sur son igualmente veloces, aunque de más corta duración, ocurren con mayor frecuencia e intensidad en la época de invierno.

8.1. Organización socio-territorial

El municipio de Charagua esta organizado de acuerdo a a la Ley de Participación Popular, en marzo de 1997, en seis distritos municipales. El distrito Isoso, conforman este distrito 25 comunidades del Alto y Bajo Isoso con población predominantemente guaraní. Entre las asociaciones comunitarias existentes en el municipio de Charagua se encuentra la Capitanía del Alto y Bajo Isoso (CABI). El caso de la CABI (25 comunidades) y la Capitanía del Gran Kaipependi-Kaarovaicho (22 comunidades) es particular ya que, aún cuando en ambos casos agrupan a varias comunidades, ellos han obtenido su representación jurídica como si fuera una sola comunidad.

En el municipio se encuentran tres demandas de Tierras: Comunitarias de Origen (TCO), que corresponde al Pueblo Guaraní organizados en tres capitanías: Capitanía Charagua Norte, Capitanía Parapitiguasu y Capitanía Isoso. Las TCO son los espacios geográficos que constituyen el hábitat de los pueblos y comunidades indígenas y originarias, a los cuales han tenido tradicionalmente acceso y donde mantienen y desarrollan sus propias formas de organización económica, social y cultural, de modo que aseguren su sobrevivencia y desarrollo. Son inalienables, indivisibles, irreversibles, colectivas, inembargables e imprescriptibles.

La ubicación elegida para el desarrollo del proyecto es “La Brecha”. Esta comunidad se enmarca dentro del distrito de Isoso, en el municipio de Charagua.

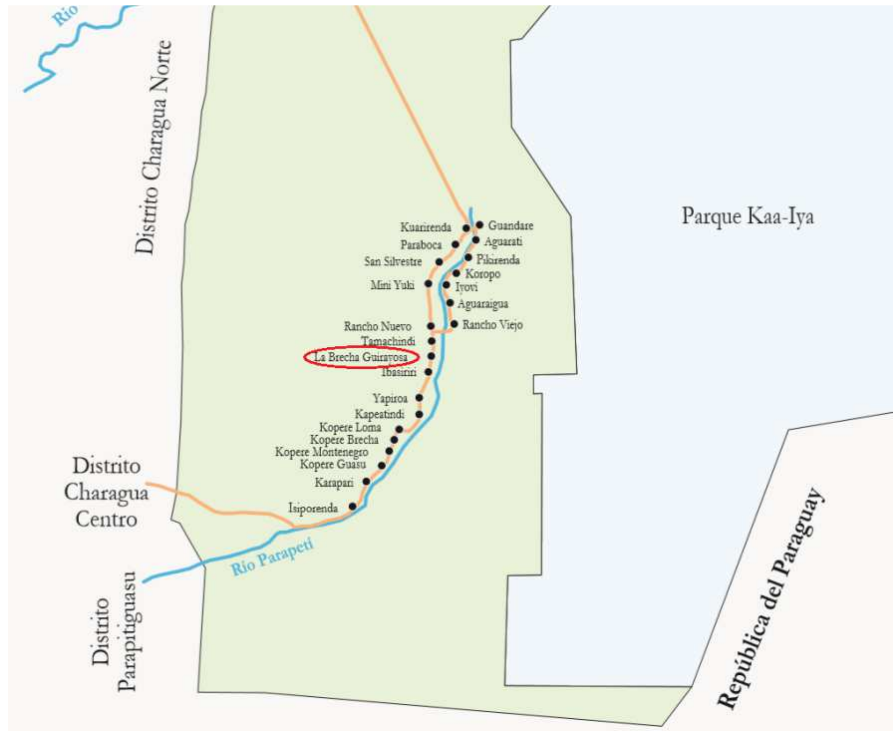


Imagen 8.1. Mapa del distrito de Isoso. Fuente: “Plan de Desarrollo Municipal: Diagnóstico socioeconómico (2003)” elaborado por el Gobierno Municipal de Charagua.

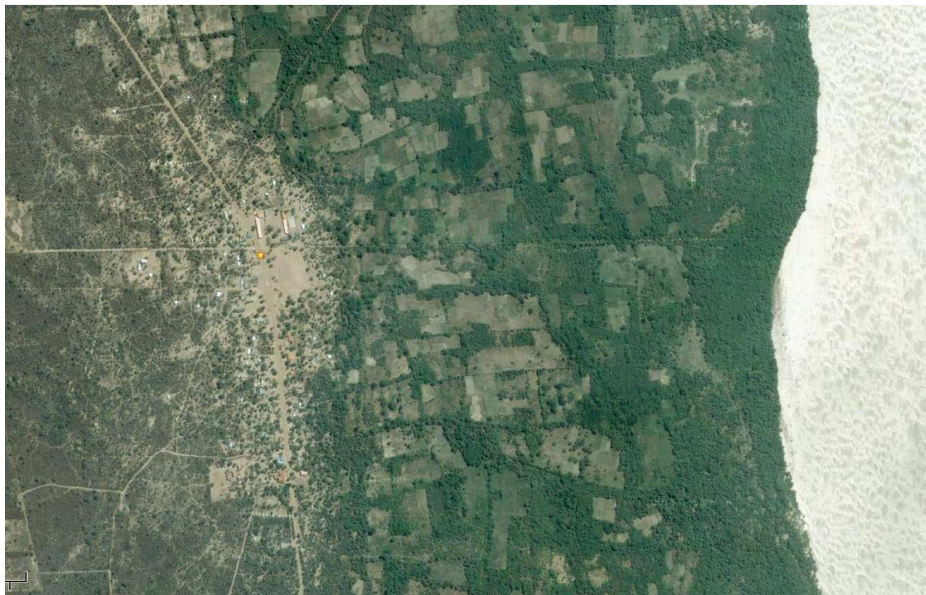


Imagen 8.1. Vista satélite de la localidad de La Brecha. Fuente: Google.maps

A continuación se muestra una tabla que recoge los datos característicos de la población seleccionada:

Comunidad	La Brecha (Guirayoasa)
Municipio	Charagua
Provincia	Cordillera
Departamento	Santa Cruz

Población (2001)	724
Cobertura eléctrica municipal (%)	20-40
Velocidad de Viento media [m/s]	5,3
Potencia de viento media [W/m2]	194
Global Solar Rank	46
Radiación [kWh/m2 por día]	4,8-5,1
Potencial hidráulico	0

Tabla 8.1. Características generales de la localidad de La Brecha. Elaboración propia con datos de "Aplicación de responsabilidad Social Corporativa en sistemas de energía rural en zonas aisladas de Bolivia" (2013).

A través de los datos de población del municipio de Charagua obtendremos el índice de crecimiento de la población en dicha zona:

	2009			2010			2011		
	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres	Total	Hombres	Mujeres
Charagua	27.410	14.127	13.283	27.475	14.16	13.315	28.219	14.538	13.682

Tabla 8.2. Evolución de la población en el distrito de Charagua. Fuente: INE

Tal y como se aprecia en la tabla 8.2, el municipio a experimentado un crecimiento poblacional en los últimos años. La tasa de crecimiento anual que refleja esta variación en el municipio de Charagua es:

$i = 1.4650 \%$

Si se supone un crecimiento de la población lineal y aplicando la tasa de crecimiento a la localidad de La Brecha según:

$$P_f = P_a \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^t$$

- Pf = Población futura
- Pa = población actual
- i = Tasa crecimiento población
- t = Tiempo (años)

Se obtienen los siguientes resultados proyectados para los años previsto de duración del proyecto:

Año	Población la brecha
0	888
1	901
2	914
3	927
4	941
5	955
6	969
7	983
8	997

9	1012
10	1027
11	1042
12	1057
13	1072
14	1088
15	1104
16	1120
17	1136
18	1153
19	1170
20	1187

Tabla 8.3. Variación de la población estimada para la población de La Brecha para los años de duración del proyecto.

8.2. Servicios básicos y comunicaciones

Los asentamientos en estas zonas, caracterizadas por ser poblaciones dispersas, obedecen a las expectativas de crecimiento de la población.

El suministro de agua y luz no es permanente y, en determinadas zonas, el agua se extrae de pozos mediante bombeo alimentado, en su mayoría, por diésel. En la llanura chaqueña, se encuentran las mejores condiciones hidrogeológicas para almacenar agua de todo el municipio; en los bañados del Isose se han obtenido caudales de bombeo entre 1,7 y 7 l/s, algunos acuíferos tienen agua salada y otros de agua dulce. La profundidad de los acuíferos está entre 25 y 168 m. Además, en la zona del Proyecto Abapo-Isose se han establecido caudales de bombeo de 70 a 80 l/s, con agua de buena calidad y acuíferos entre los 30 y 167 m de profundidad. Por último, en la cuenca del Parapetí se posee acuíferos con una profundidad de entre 30 y 150 m de los cuales se extrae agua con caudales entre 0,8 y 5 l/s.

Por otro lado, la electricidad es un bien que escasea en el municipio la zona, basando su presencia en generadores diésel.

En lo relativo a las comunicaciones, los medios de comunicación presentan grandes dificultades. En primer lugar los caminos están en condiciones bastante precarias y su transitabilidad no está garantizada. La ruta Charagua-Santa Cruz es la que mayor flujo de vehículos recibe, actualmente existe transporte a través de autobús y, salvo en época de lluvias, asegura transporte regular. Sin embargo, la ruta Charagua-La brecha, tan solo dispone de transporte vía autobús una vez a la semana.

Otra gran dificultad para el desarrollo de la región es la falta de canales de comunicación vía telefónica.

8.3. Situación económica

Según el censo realizado en el año 2001, aproximadamente el 83.9% de la población de la provincia de Cordillera es pobre lo cual contrasta con el hecho de que el departamento de Santa Cruz sea uno de los menos pobres del país, con tan solo un 38% de la población en situación de pobreza. La gran mayoría de las personas que viven en situación de pobreza en Charagua se encuentra en zonas rurales, esto puede ser debido a la falta de acceso a agua potable y a unas viviendas que no cumplen con unas condiciones de vida apropiadas para su habitabilidad. Según datos oficiales, el 77% de la población del municipio de Charagua se encuentra en situación de pobreza, este dato puede parecer alentador si se compara con los datos de pobreza en toda la provincia, sin embargo, el nivel de pobreza extrema muy elevado. Se calcula que el 60% de la población percibe el 29% de los ingresos, mientras que el 40% se queda con el 71% de los ingresos.

Categoría según IDH Nacional	Municipio	Esperanza de vida al nacer (años)	Alfabetismo 15 y más años	Mediana escolaridad (grado)	Ingreso real PC* Sus.	Ingreso real PC* PP** Sus.	IDH
1	Santa Cruz	64	94,55	8	1.120	3.664	0,686
18	Camiri	61	88,71	7	588	1.924	0,551
Municipios con IDH bajo							
75	Cabezas	57	89,82	4	347	1.135	0,465
114	Charagua	56	80,83	3	371	1.214	0,437
123	Cuevo	57	79,05	3	322	1.054	0,429
124	Boyuibe	55	79,41	3	370	1.212	0,428
Municipios con IDH muy bajo							
182	Lagunillas	53	68,23	2	382	1.251	0,387
207	Gutiérrez	54	68,76	2	278	910	0,374

Imagen 8.3. Características socio-económicas de la población en el departamento de Santa Cruz. Fuente: "Plan de Desarrollo Municipal: Diagnóstico socioeconómico" elaborado por el Gobierno Municipal de Charagua (2003).

8.4. Situación energética

En las localidades del distrito de Isozo, no se dispone de servicio de electricidad mediante conexión a red, tan solo en los centros de salud se cuenta con grupos electrogenos para suministrar electricidad en determinados casos. Por lo tanto, se utilizan mecheros y velas como fuentes de electricidad. En el gráfico podemos observar la infraestructura eléctrica en el municipio de Charagua.

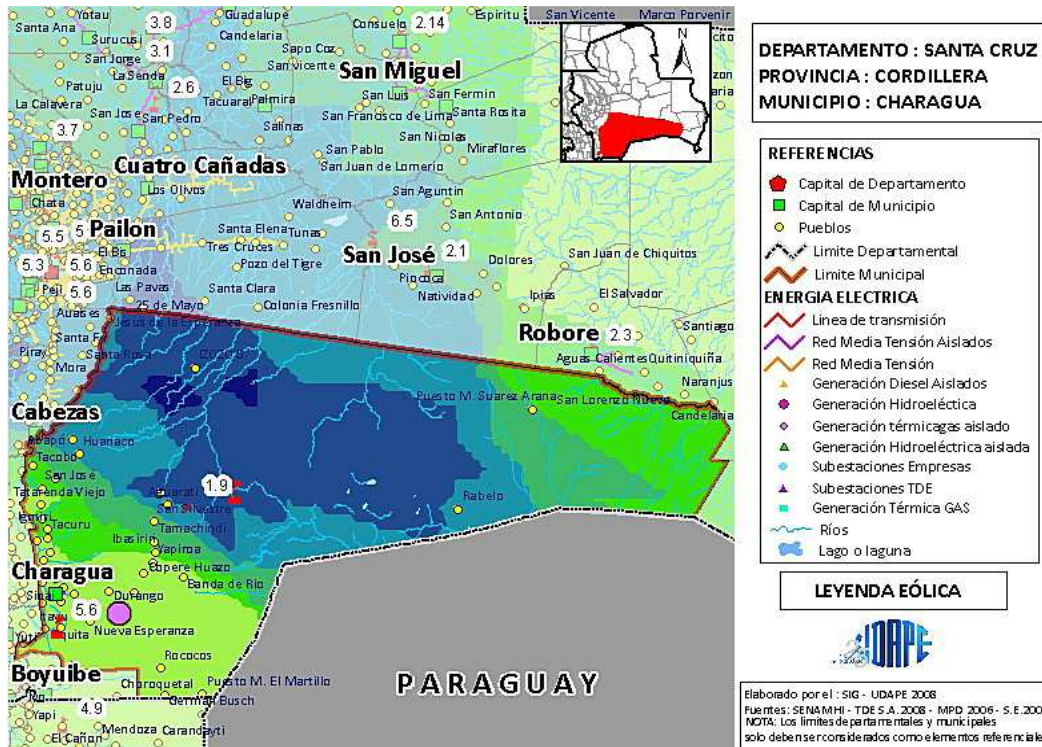


Imagen 8.4. Infraestructura eléctrica en el departamento de Santa Cruz. Fuente: "Infraestructura por municipios" elaborado por UDAPE.

La localidad de la brecha se encuentra a 110 km de la capital del municipio, Charagua, y a 85 km del punto más cercano que dispone de red eléctrica. Según declaraciones del presidente del gobierno boliviano, Evo Morales, para el año 2020 el Chaco contará con un 100% de cobertura eléctrica y de agua potable.

9. Evaluación del recurso renovable

Para el estudio de viabilidad y factibilidad de un SHGEAER, el proceso de evaluación del recurso energético renovable es uno de los puntos más importantes. En el caso de Bolivia, apenas se disponen de fuentes de información fiables. El gobierno boliviano dispone del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrografía (SENAMHI), el cual opera un gran número de estaciones meteorológicas repartidas por todo el país. El problema es que estas estaciones raramente recogen datos eólicos y solares y, además, al tratarse de una localización tan aislada, no existe ninguna lo suficientemente cerca de La Brecha como para que los datos puedan ser extrapolados.

Por otro lado, en un estudio preliminar del recurso energético aprovechable en la zona, se ha concluido que las únicas fuentes energéticas eficientes son el viento y el sol. La energía hidráulica es descartada porque la región es muy seca y no se dispone de una fuente lo suficientemente potente para incluirla en el sistema. La biomasa también queda fuera de estudio debido al tipo de vegetación presente en la zona y al clima presente en la región, el cual no favorece el cultivo.

9.1. Recurso eólico

El viento puede ser un recurso energético muy importante en ciertas zonas del planeta, sin embargo, hay que estudiar su disponibilidad como suministro: sus variaciones temporales, a pequeña y grande escala de tiempo, y espaciales, tanto en superficie como en altura. Además se debe considerar la potencialidad energética por área expuesta al viento ya que la energía eólica producida es proporcional al cubo de la velocidad. En consecuencia, a la hora de estudiar el recurso eólico en un emplazamiento concreto se deberán obtener los siguientes datos:

- Velocidad del viento y frecuencia
- Dirección del viento y frecuencia
- Temperatura
- Presión atmosférica

La determinación de la velocidad y dirección del viento son datos fundamentales para el estudio del recurso eólico y la potencialidad de la futura instalación. La temperatura y presión son factores que, en función del emplazamiento seleccionado, pueden ser más o menos determinantes.

La frecuencia de las medidas depende del uso destinado para los mismos. Si se requiere una medida de datos muy precisa, es conveniente tomar los datos con una frecuencia de 5 a 10 segundos, y promedios en intervalos de 10 minutos a 1 hora. El procedimiento a seguir para la evaluación del recurso eólico responde a las siguientes directrices:

- Realizar mediciones durante un periodo de tiempo lo más largo, practica y económicamente posible. (No menor a 12 meses)
- Realizar mediciones en cada estación del año para poder determinar los patrones del viento en cada una de ellas.
- Comparar los datos obtenidos para el emplazamiento con datos disponibles de zonas cercanas y de otras fuentes.

9.1.1. Obtención de datos

Debido a la falta de datos fiables sobre el recurso eólico en Bolivia, una de las fuentes más utilizadas son las herramientas de prospección que ofrece la empresa 3TIER. La herramienta utilizada se denomina “Firstlook” la cual, previo pago, suministra simulaciones sobre velocidades de viento, dirección de procedencia etc.

En el caso de Bolivia, el proyecto se denomina “Atlas Eólico de Bolivia” y fue realizado por la propia 3TIER tras ser firmado un acuerdo con el IFC (siglas en inglés de International Finance Corporation) y la Transportadora de Electricidad S.A. (TDE). Según este acuerdo, la empresa se comprometía a entregar los datos y asignar una interfaz que facilitará la obtención de los mismos. Esta iniciativa responde a la voluntad de 3TIER para ayudar a comunidades en países en desarrollo que carecen de electricidad, para que, haciendo la información más accesible, puedan tomar decisiones sobre su futuro energético. El acceso a estos datos es gratuito, pero el grado de precisión de la información es muy limitado ya que los archivos disponibles se tratan de mapas en los cuales se representan las velocidades medias y los parámetros weibull de la siguiente manera:

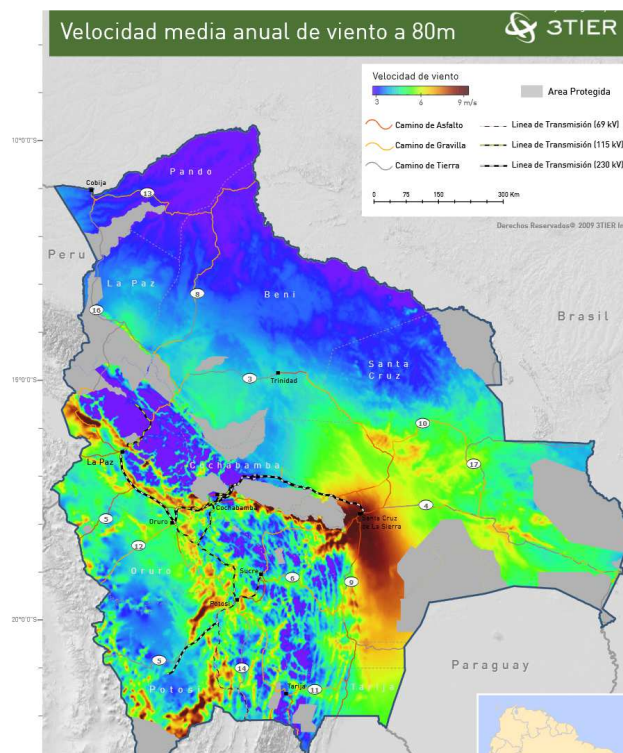


Imagen 9.1. Velocidad media anual del viento a 80m en Bolivia.
Fuente: “Atlas eólico” elaborado por 3TIER

Por lo tanto, obtener los datos del recurso eólico a través fuente puede dar lugar a grandes errores de aproximación debido a que la aproximación ha de ser manual a través de las gráficas proporcionadas.

Es por ello que resulta necesaria la utilización de herramientas de prospección proporcionadas por 3TIER como “Wind Time Series and Prospecting Tools” para obtener datos con una precisión lo suficientemente alta. Estos softwares tienen una alta fiabilidad ya que los datos obtenidos se han contrastado con observaciones de más de 4000 estaciones meteorológicas del NCEP-ADP (siglas en inglés de National Centers for Environmental Prediction-Automated Data Processing). Las simulaciones de las herramientas de prospección tienen una diferencia menor a 0.5 m/s con el 50% de las estaciones contrastadas y menor a 1 m/s con el 78% de las estaciones. Además, el sesgo total con respecto a las observaciones del NCEP-ADP es de 0,05 m/s y la raíz error cuadrático medio (RMS) es de 0,93 m/s.

9.1.2. Validación de los datos obtenidos

En el apartado anterior se ha comprobado que las herramientas de prospección de 3TIER tienen una fiabilidad suficientemente alta como para poder considerarlos como válidos, sin embargo, es conveniente estudiar la correlación con otras fuentes de información. Una fuente comúnmente utilizada a la hora de estudiar el recurso renovable en un emplazamiento aislado, es el simulador “Surface meteorology and Solar Energy” (SSE). A través de su directorio de misiones científicas, la NASA ha apoyado durante muchos años sistemas satélites que han sido capaces de proporcionar importantes datos para el estudio del clima y sus procesos. Estos estudios han demostrado ser lo suficientemente eficaces como para poder estimar el recurso solar y eólico en regiones donde no existen mediciones previas. Es por ello que para facilitar el acceso a toda esta información, decidieron crear esta nueva interfaz abierta de forma gratuita para todo el público.

El SSE es capaz de proporcionar datos de velocidades de viento con una precisión notable ya que, el sesgo total es de -0,2 m/s y el (RMS) es de 1.3 m/s.

Para comprobar la validez de estas dos fuentes de información, se recurre al coeficiente de Pearson. Mediante el cálculo de este coeficiente, se puede estudiar la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas, la principal ventaja de este parámetro es que es independiente de la escala de medida de las variables. Su cálculo responde a la siguiente expresión:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sigma_{XY}}{\sigma_X * \sigma_Y} = \frac{E[(X - \mu_X)(Y - \mu_Y)]}{\sigma_X * \sigma_Y}$$

Siendo: σ_{XY} : Covarianza de X e Y

σ_X : Desviación típica de la variable X

σ_Y : Desviación típica de la variable Y

Meses	X = DATOS NASA [m/s]	Y = Datos 3TIER [m/s]
Enero	5,58	5,3
Febrero	5,2	5,6
Marzo	5,45	5,25
Abril	4,98	5,4
Mayo	5,08	5,3
Julio	5,77	5,9
Junio	6,07	5,9
Julio	6,07	6
Agosto	5,93	6,4
Septiembre	5,87	6,1
Octubre	5,74	5,9
Noviembre	5,69	5,7
Diciembre	5,3	6
Media	5,555	5,7375

Tabla 9.1. Valores medios mensuales y anual de la velocidad del viento obtenidos por la herramienta de prospección de 3TIER "FirstLook" y el simulador de la NASA "Surface meteorology and Solar Energy".

Según los datos de la tabla 9.1, se obtiene que el coeficiente Pearson adopta un valor de 0,67306; lo cual no indica una correlación extremadamente fuerte entre ambas variables. Este resultado puede ser debido a que los datos obtenidos con las herramientas de prospección de 3TIER tienen un alto grado de incertidumbre. Según información proporcionada por la empresa, la baja precisión puede deberse a que en las validaciones realizadas con datos de estaciones cercanas o representativas se hayan observado desviaciones moderadas o a la variabilidad interanual que puede ser muy alta e, incluso, por ambas sucesos. Estas variaciones son relativamente lógicas debido a que ambas bases de datos no incluyen información real, sino que son simulaciones realizadas por falta de datos.

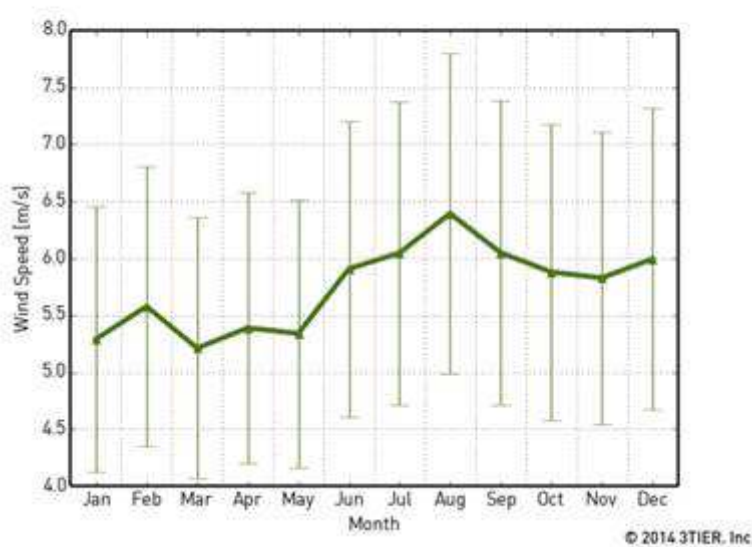


Imagen 9.2. Velocidad media mensual en la localidad de La Brecha. Fuente: 3TIER

Las herramientas de prospección facilitan la aproximación de las velocidades medias para cada mes en la ubicación seleccionada. Tal y como se advierte en la imagen 9.2, estos datos tienen un alto grado de variabilidad ya que, según lo estudiado en el apartado 9.1.1, la simulación es poco precisa por falta de información.

9.1.3. Estudio de los datos obtenidos

El estudio del recurso eólico tiene cuatro objetivos principales. El primero de ellos consiste en estandarizar el régimen de vientos en la zona elegida, para ello se recurre a la estadística y a las distribuciones estadísticas que mejor expliquen el comportamiento del viento. La segunda meta es, previo cálculo de la distribución estadística, el estudio de la producción energética anual de un aerogenerador concreto para dicho régimen de vientos. A continuación, resulta de vital importancia conocer la dirección predominante de viento para que la orientación del aerogenerador sea coherente. Y, por último, conviene estudiar el perfil de vientos, también conocido como “Wind shear”, ya que la rugosidad del terreno que rodea al aerogenerador influye enormemente en la velocidad del viento.

9.1.3.1. Distribución estadística

Existen dos tipos de funciones que, por lo general, se adaptan con gran exactitud a la distribución de velocidades del viento, estas son la de Weibull y la de Rayleigh. Sin embargo, el estudio se va a centrar en la Weibull ya que se trata de un caso particular de la Rayleigh y, además, es más precisa.

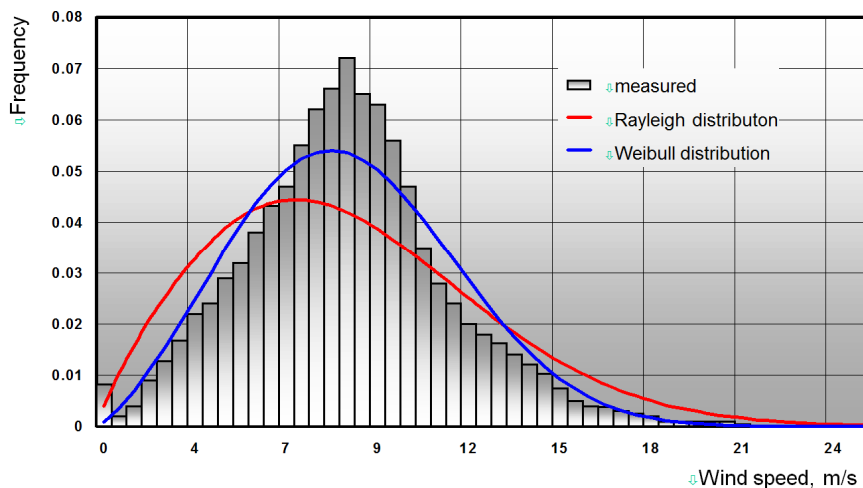


Imagen 9.3. Distribución weibull frente a la distribución Rayleigh

En la imagen anterior, se aprecia la mayor precisión descrita por la distribución Weibull para una distribución de vientos dada.

9.1.3.1.1. Weibull

La distribución estadística Weibull queda definida, entre otras, por su función de probabilidad:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right]$$

Siendo: c: Parámetro de escala

k: Parámetro de forma. Para k=2, la distribución Weibull se convierte en Rayleigh.

u: Velocidad del viento [m/s]

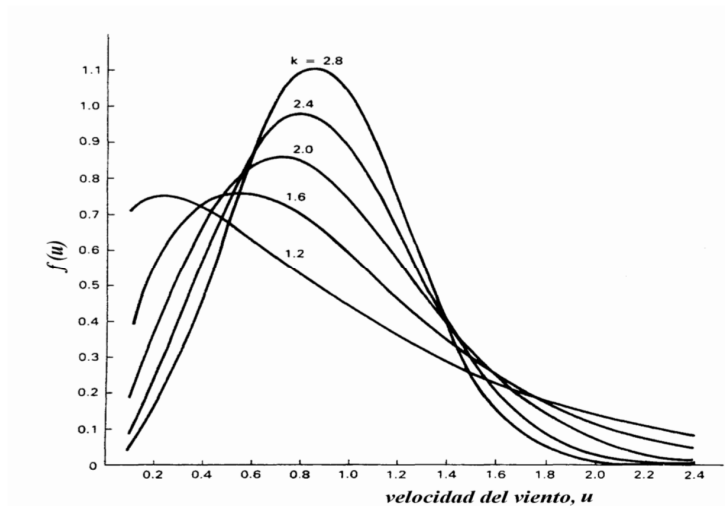


Imagen 9.4. Variación de la distribución weibull en función al factor de forma.

Los parámetros de forma y escala son los que describen la distribución de vientos y varían a lo largo de toda la superficie terrestre debido a los distintos climas y, en consecuencia, al régimen de vientos existente. En la imagen 9.4 se puede observar que, para un mismo valor de c, a mayores valores de k, la curva que resulta de representar la probabilidad puntual frente a la velocidad, pasa a ser más angosta y el pico de la curva se desplaza para la derecha, es decir, hacia velocidades de vientos mayores.

Además, la función de probabilidad acumulada de la Weibull es imprescindible en el estudio del recurso eólico y responde a la siguiente expresión:

$$F(u) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right]$$

Existen otros parámetros derivados de las funciones anteriormente citadas y que caracterizan al régimen de vientos estudiado. Se tratan de la moda, la mediana y la media:

➤ Moda. Es la velocidad que da la mayor probabilidad puntual:

$$\frac{df(u)}{du} = 0 \rightarrow u_{mod} = c * \left(1 - \frac{1}{k}\right)^{\frac{1}{k}}$$

En el caso de la distribución de vientos de La Brecha, el valor de viento para la moda es de 4,745 [m/s].

- Mediana. Es la velocidad que hace que la probabilidad acumulada sea el 50%:

$$F(u) = 0,5 \rightarrow u_{mediana} = c(\ln(2))^{\frac{1}{k}}$$

En el caso de la distribución de vientos de La Brecha, el valor de viento para la mediana es de 5.437 [m/s].

- Velocidad media. Responde a la siguiente expresión:

$$\bar{u} = c * \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Siendo: Γ : Función Gamma. Esta función se calcula según:

$$\Gamma(p) = \int_0^{\infty} x^{p-1} e^{-x} dx \rightarrow \Gamma(p) = (p-1)\Gamma(p-1)$$

$$\Gamma(p) = (p-1)!$$

En el caso de la distribución de vientos de La Brecha, el valor de viento para la media es de 4,739 [m/s].

Para la determinación de los parámetros de forma y escala de la Weibull existen diferentes métodos de aproximación, no obstante, uno de los más utilizados es el ajuste por mínimos cuadrados. Según este procedimiento, si se conocen datos de velocidades y sus probabilidades acumuladas se puede proceder de la siguiente manera:

Conocida expresión de la función acumulada de la distribución Weibull:

$$F(u) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right]$$

Operando matemáticamente:

$$-\ln(1 - F(u)) = \left(\frac{u}{c}\right)^k \rightarrow \ln\left(-\ln(1 - F(u))\right) = k \ln(u) - k \ln(c)$$

Si se representa ahora $\ln\left(-\ln(1 - F(u))\right)$ frente a $\ln(u)$ y se aplica la regresión lineal, se obtiene una recta de la forma:

$$y = ax + b$$

Así, la pendiente de la recta, a , se corresponde con el parámetro k y el término b se equivale a la expresión $k \ln(c)$. De esta forma, la distribución Weibull queda perfectamente caracterizada según sus parámetros de forma y escala.

Los datos obtenidos por la herramienta de proyección de 3TIER facilitan los parámetros de forma y escala en la ubicación seleccionada:

- $k = 2.09$
- $c = 6.48$

Según estos datos, la función de probabilidad de la Weibull en la localidad de La Brecha tiene la siguiente forma:

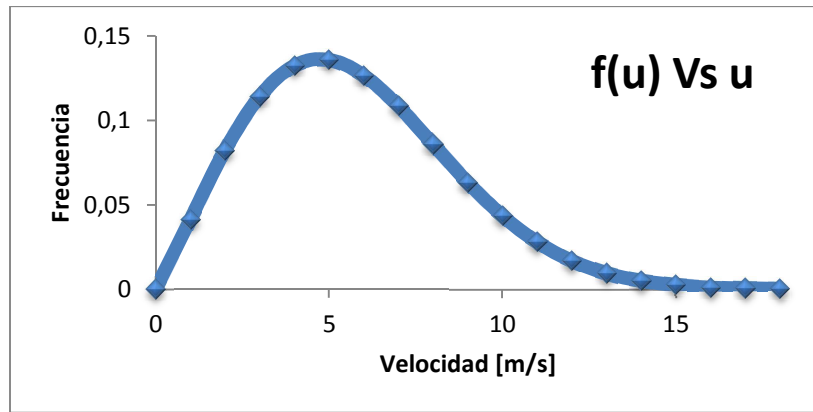


Gráfico 9.1. Probabilidad puntual de la distribución Weibull característica de la zona seleccionada en la localidad de La Brecha frente a la velocidad del viento.

Y la función de probabilidad acumulada:

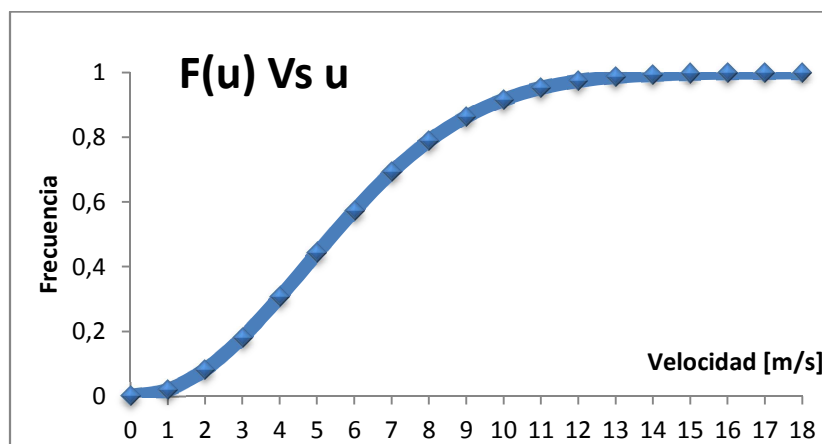


Gráfico 9.2. Probabilidad acumulada de la distribución Weibull característica de la zona seleccionada en la localidad de La Brecha frente a la velocidad del viento.

9.1.3.2. Parámetros eólicos

Continuando el estudio del recurso eólico, existen otros parámetros a estudiar tales como la producción energética anual, la potencialidad del viento, la potencialidad eléctrica del aerogenerador o la densidad de potencia disponible por área.

- Potencialidad energética del viento. Se trata del producto de la potencia del viento para una velocidad por la probabilidad puntual de que se suceda dicha velocidad. El potencial eólico para un caudal másico de aire \dot{m} , que atraviesa perpendicularmente una sección de área A, a una velocidad v, se define como:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

Por lo tanto, la potencialidad energética del viento se define como:

$$P_v = P * f(u)$$

- Velocidad de máxima potencialidad energética. Es la velocidad que posee la máxima potencialidad, es decir que proporciona el mayor valor al producto entre la potencia y la probabilidad puntual.

$$u_{maxP} = c(1 + \frac{2}{k})^{\frac{1}{k}}$$

En el caso de la distribución de vientos de La Brecha, el valor de viento para la velocidad de máxima potencialidad es de 8,934 [m/s].

- Densidad de potencia disponible por área. Hace referencia a la potencia disponible por área proyectada por las palas del aerogenerador:

$$\left(\frac{P}{S}\right) = \frac{1}{2} \rho \bar{v}^3 \rightarrow \left(\frac{P}{S}\right) = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma(1 + \frac{3}{k})$$

En el caso de la distribución de vientos de La Brecha, la densidad de potencia disponible por area es de 211,929 [W/m²].

- Potencialidad eléctrica del aerogenerador. Conociendo la potencia que entrega el aerogenerador para una velocidad de viento concreta, la potencialidad se define como el producto de dicha potencia por la probabilidad puntual de que se suceda dicha velocidad de viento:

$$P_{elw} = P_{el} * f(u)$$

- Producción energética anual. Se trata del cálculo aproximado de la producción energética en un periodo de 8760 horas. Una vez calculado se tendrán que aplicar las correspondientes pérdidas mecánicas, eléctricas, por estela y la disponibilidad:

$$AEP = 8760 \sum P_u * f(u) = 8760 \sum \frac{P_u + P_{u+1}}{2} (F(u + 1) - F(u))$$

El aerogenerador seleccionado para el sistema es el modelo Enair DB30 suministrado por la empresa Quelat (Las características técnicas se encuentran en el anexo 19.7.1). Para el cálculo de la AEP, es necesario conocer la potencia que produce el aerogenerador dentro del rango de velocidades admisible y para ello se estudia la curva de potencia del aparato:

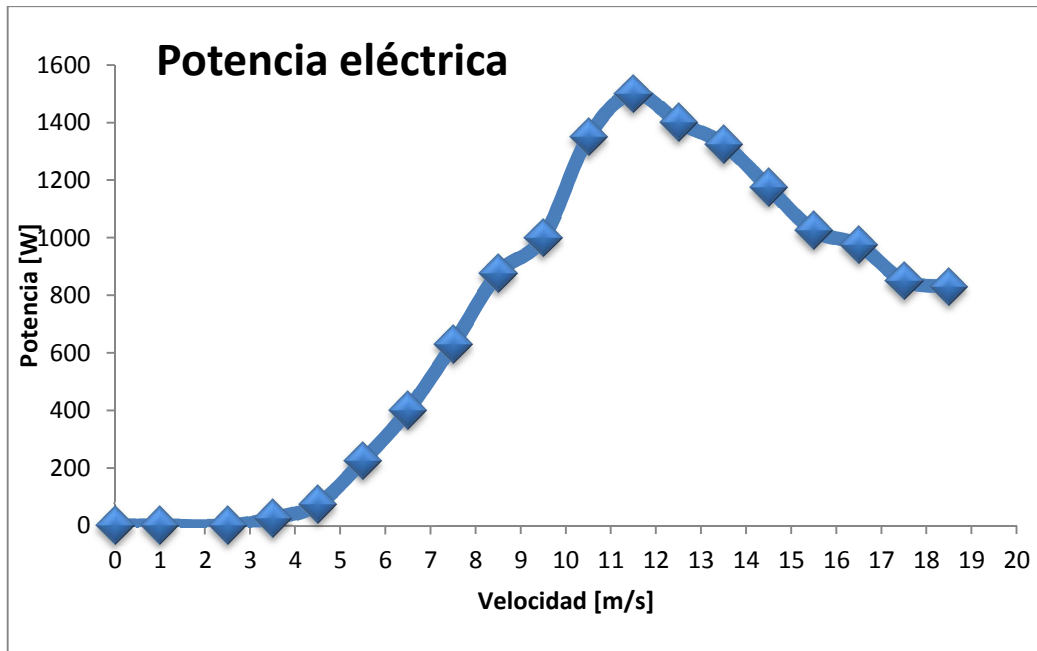


Grafico 9.3. Curva de potencia del aerogenerador Enair DB30 seleccionado para el SHGEAER.

La producción anual de este modelo de aerogenerador en la ubicación seleccionada en La Brecha sería de 2657,12 kW en un año. (Los cálculos están desarrollados en el anexo X)

9.1.3.3. Rosa de los vientos

Se trata de un gráfico en el que se representa la frecuencia, el valor medio de la velocidad y dirección del viento para una ubicación dada. En este diagrama polar se representa el porcentaje de vientos medidos para cada dirección y, en módulo, su velocidad media. Con todo ello, se intuye la dirección predominante del viento, lo cual es tremendamente útil para prever sombras de vientos entre aerogeneradores y maximizar el rendimiento. Para el cálculo de este gráfico se ha utilizado el programa “Lakes Environmental”, el cual, una vez introducidos datos de velocidades y frecuencia de viento para cada mes del año, realiza los cálculos y devuelve el siguiente gráfico:

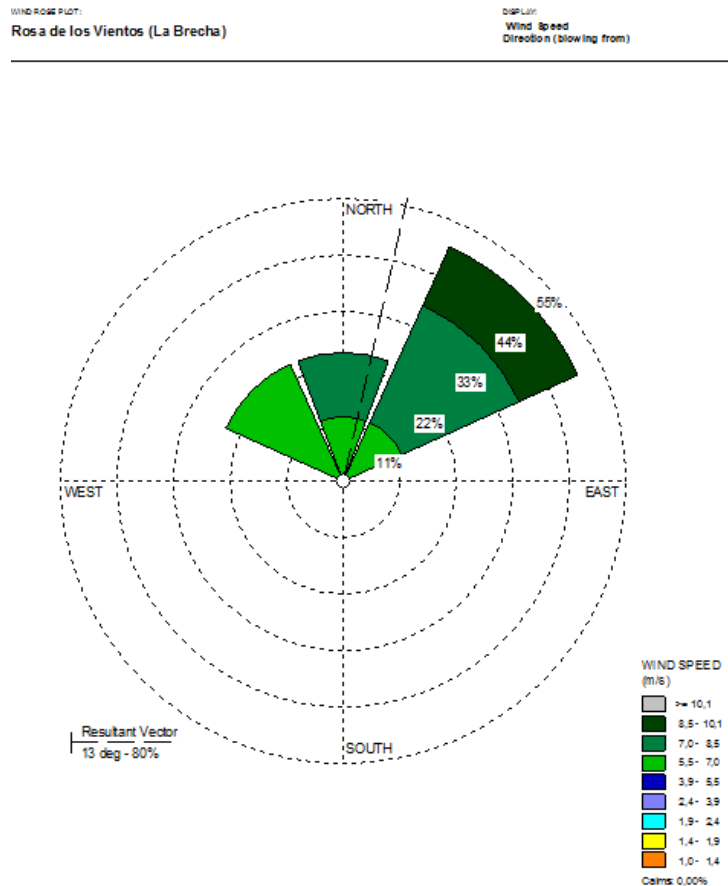


Imagen 9.5. Rosa de los vientos característica de la ubicación seleccionada en la localidad de La Brecha obtenida con el programa “Lakes Environmental”.

En la imagen 9.5 se percibe que la dirección predominante resulta en la zona es noreste con predominancia hacia el norte, tal y como muestra el vector resultante.

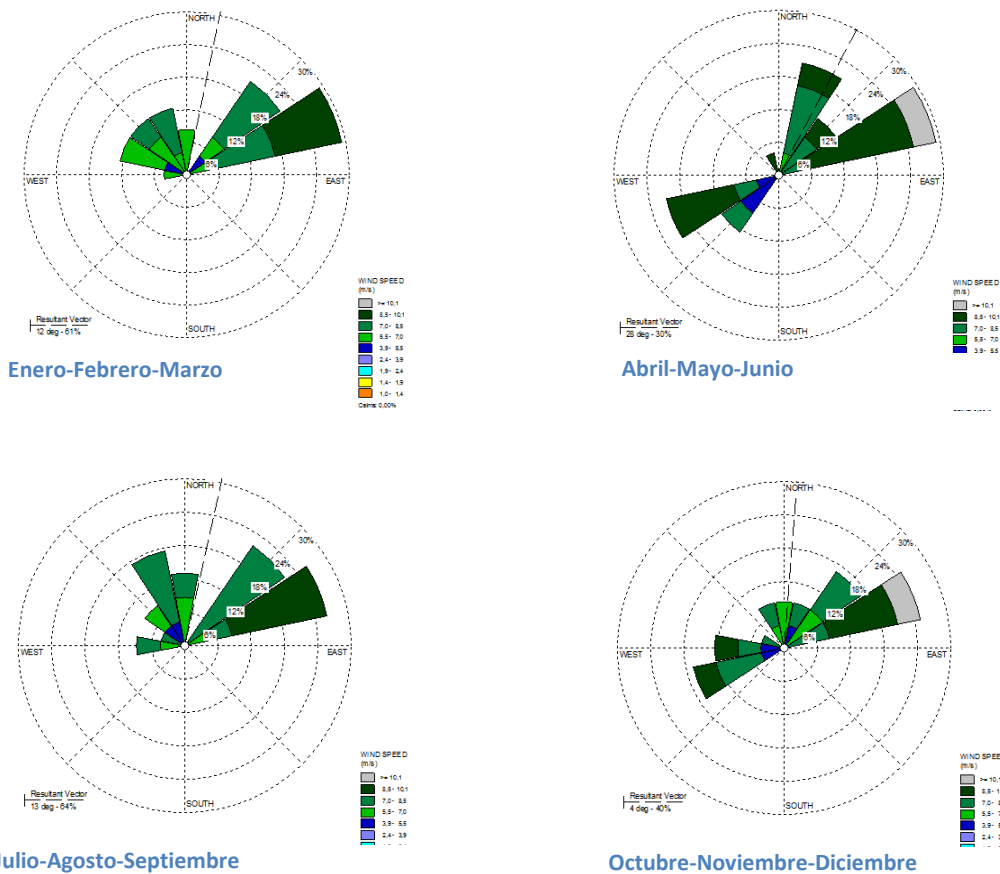


Imagen 9.6. Variación de la rosa de los vientos según los meses obtenida del programa "Lakes Environmental"

Observando los gráficos de la imagen 9.6 respecto a la dirección del viento a lo largo del año, se aprecia que el vector resultante en los cuatro casos está comprendido en el sector noreste del diagrama. No obstante, aparece una variación sensiblemente importante en la dirección en algunos gráficos en los que existen importantes porcentajes orientados hacia el suroeste, en el caso del segundo y último trimestre del año, y orientados hacia el noroeste, en el primer y tercer trimestre. A pesar de ello, según se advierte en la imagen 9.5, la dirección media anual predominante es en la dirección noreste, tal y como indica el vector resultante. Es por ello que, en el proceso de diseño del SHGEAER, se tendrá presente que el aerogenerador se debe disponer frente a dicha dirección, simplificando así los cálculos y minimizando las pérdidas por posicionamiento.

9.1.3.4. Wind Shear

Los datos de velocidad proporcionados por 3TIER se han simulado para una altura de 20 metros, esto es muy importante si tenemos en cuenta la rugosidad del terreno y su impacto en la velocidad del viento. Si se tratase de un terreno muy rugoso, el perfil de velocidades sería más acusado, lo cual provocaría que a alturas ligeramente distintas se puedan experimentar velocidades muy distintas. Atendiendo a la fórmula proporcionada por Hellman:

$$V_z = V_i * \left[\frac{H_z}{H_i} \right]^\alpha$$

- Siendo: V_i : Velocidad medida por el anemómetro.
- V_z : Velocidad a la altura del eje del aerogenerador.
- H_i : Altura a la que está dispuesto el anemómetro.
- H_z : Altura del eje del aerogenerado.r

Teniendo en cuenta que en el terreno estudiado es moderadamente rugoso, se selecciona un valor del coeficiente de Hellman, de los expuestos en la imagen 9.1, de 0.13. El perfil de velocidades queda representado según:

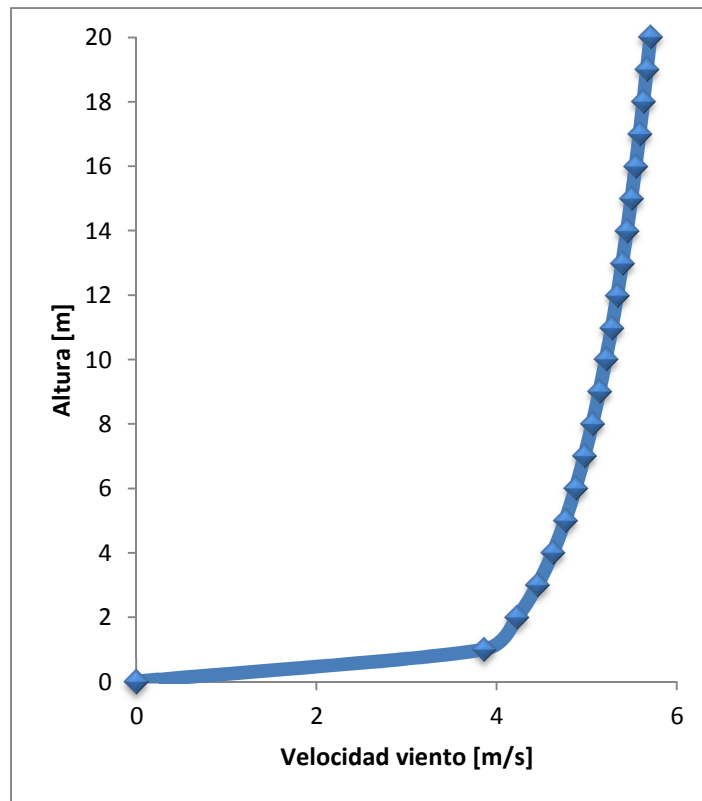


Imagen 9.7. Wind shear característico de la ubicación seleccionada.

Observando la figura 9.7, se advierte que se trata de un perfil de velocidades con un gradiente de velocidades pequeño, lo cual beneficia enormemente al aerogenerador ya que la velocidad del viento incidente varía lentamente en función de la altura. Al tratarse de un aerogenerador de pequeña potencia, la instalación sitúa a la góndola a una altura de 12 metros, donde anualmente incide de una velocidad media de 5,33 [m/s].

9.2. Recurso solar

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura de 6000 K, está situada a $149,6 \cdot 10^5$ km de la tierra y tiene una potencia de $3,72 \cdot 10^{20}$ MW, es decir, lo equivalente a 760.000 veces la producción energética anual a nivel mundial.

Las magnitudes meteorológicas de la radiación se suelen dividir en dos grupos según su origen, a saber, la radiación solar y la terrestre:

- Radiación solar. Es la radiación electromagnética procedente del sol.
- Radiación terrestre. Es la radiación de onda larga emitida por la superficie de la tierra y por los gases, los aerosoles y las nubes de la atmosfera.

La energía liberada por el sol, se emite en forma de radiación solar. Estas ondas electromagnéticas abarcan desde longitudes de onda cercanas a los 200 nm hasta los 4000 nm, el 7% de su espectro lo abarcan los rayos ultravioletas, el 47% se corresponde al espectro visible y el 46% restante lo ocupa la radiación infrarroja.

A la hora de realizar la medición de la radiación solar, es importante que los datos sean homogéneos, no solo en cuanto al calibrado, sino también con respecto a los instantes en que se efectúa la observación.

9.2.1. Obtención de datos

Para la obtención del recurso solar, nuevamente se ha usado la herramienta de prospección que facilita la empresa 3TIER, ya que se trata de una de las herramientas más fiables para el estudio de recurso energético en zonas aisladas en las que no se han realizado estudios previos.

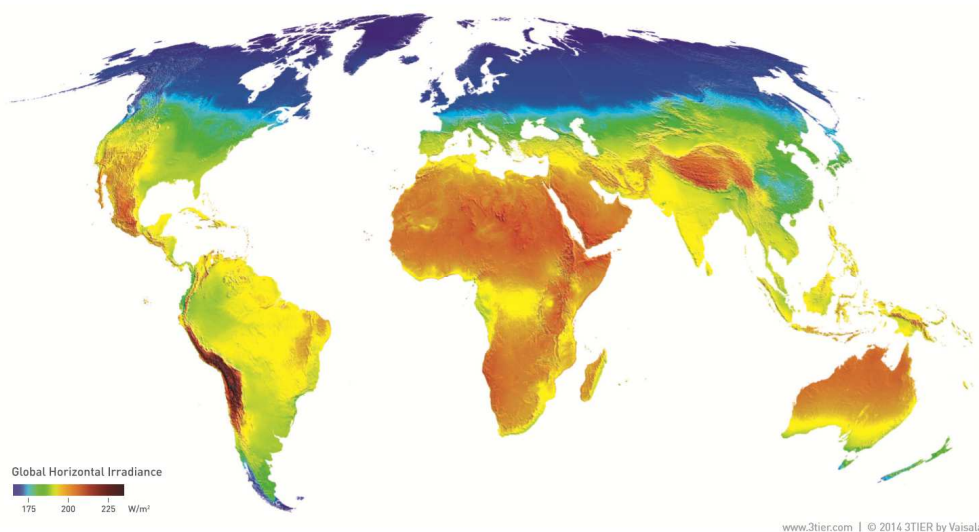


Imagen 9.8. Atlas solar mundial. Fuente: 3TIER:

9.2.2. Validación de datos

La validación de los datos obtenidos a través de la herramienta de 3TIER se ha realizado con la herramienta de obtención de datos anteriormente utilizada, “Surface meteorology and Solar Energy” (SSE). La herramienta estadística utilizada para validar los datos obtenidos es el coeficiente de Pearson:

	3TIER	NASA
MES	GHI [W/m2 día]	GHI [W/m2 día]
Enero	6130	5960
Febrero	5802	5550
Marzo	5459	4990
Abril	4603	4160
Mayo	3708	3510
Junio	3396	3420
Julio	3839	3870
Agosto	4545	4560
Septiembre	4978	5190
Octubre	5559	5650
Noviembre	5976	5790
Diciembre	6119	5780

Tabla 9.2. Valor de la irradiación mensual media obtenida a través de la herramienta de prospección ofrecida por 3TIER llamada “FirtsLook” y, por otro lado, a través del simulador de la NASA “Surface meteorology and Solar Energy”

El valor obtenido del coeficiente de Pearson en esta validación es de 0.975, es decir, la correlación es positiva y se tomarán los datos obtenidos por la herramienta “FirstLook” como válidos. La incertidumbre de los datos obtenidos es del 5%, por lo tanto, el error cometido en la aproximación es relativamente bajo y los cálculos a realizar tendrán un alto grado de fiabilidad.

9.2.3. Estudio de los datos obtenidos

Los datos obtenidos de radiación horizontal incidente en la localidad de La Brecha, reflejan una variación del recurso solar con una gran diferencia entre los meses centrales del año (Abril, Mayo, Junio, Julio y Agosto) en los cuales el recurso solar es sensiblemente menor en comparación al disponible en el resto del año.

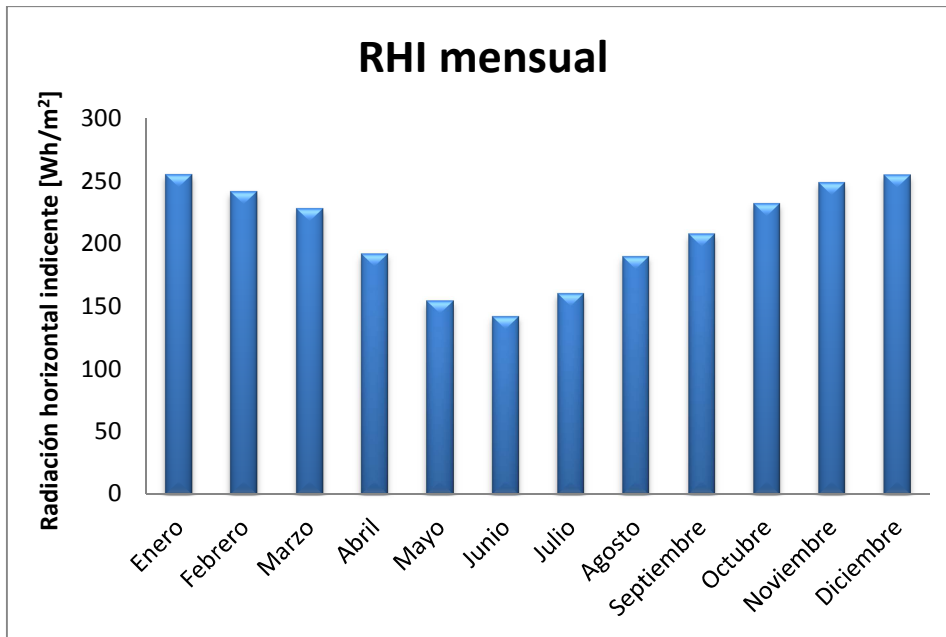


Grafico 9.4. Variación del índice de la radiación horizontal incidente en la ubicación seleccionada.

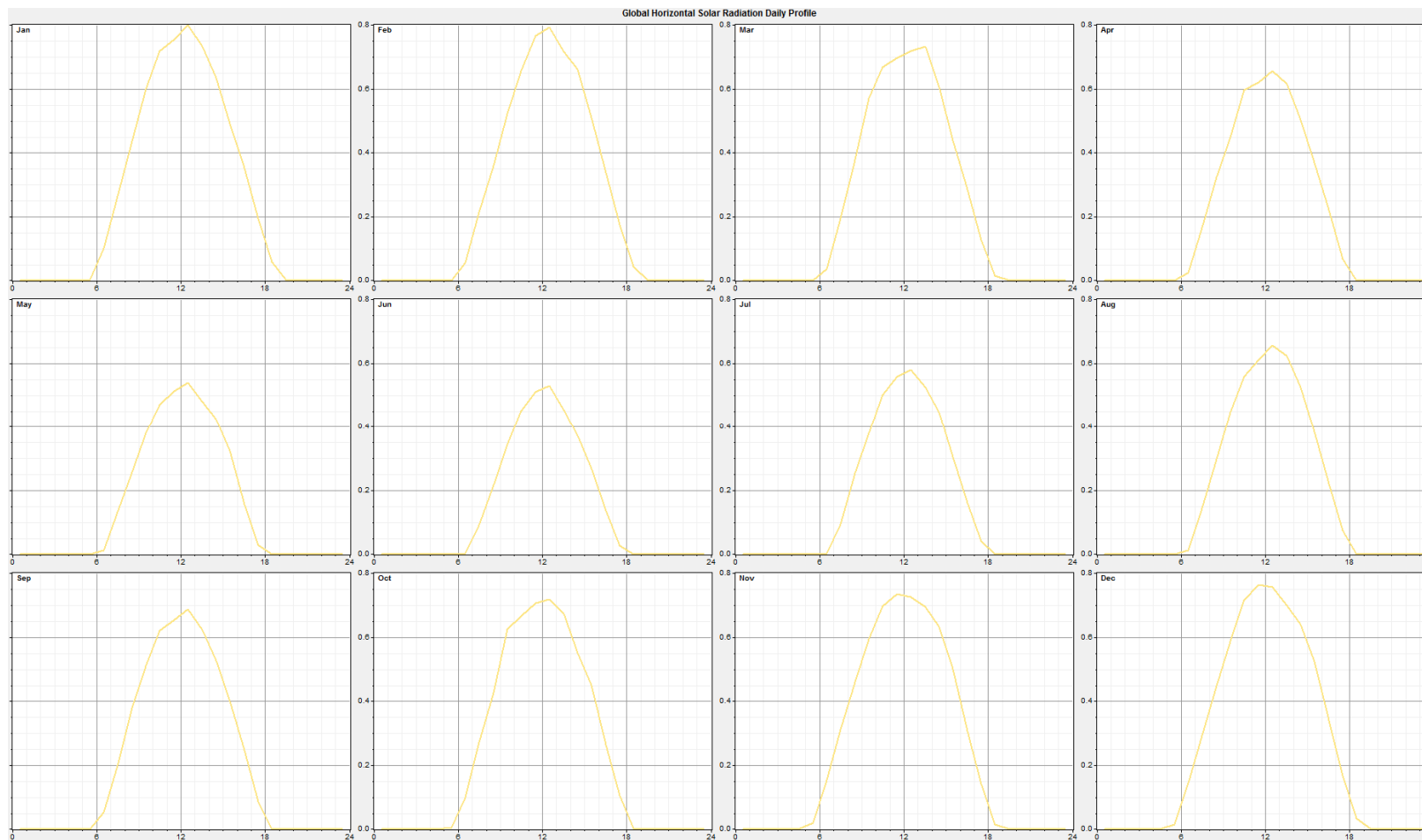
9.2.3.1. Índice claridad

Por último, para realizarla simulación con HOMER es preciso conocer los datos del índice de claridad, el cual muestra la relación entre la irradiación anual sobre una superficie horizontal en la Tierra y la irradiación anual sobre una superficie de mismas características situada fuera de la atmósfera. Con los datos obtenidos a través de la herramienta de la NASA, se obtiene que el índice de claridad medio es de 0,51.



9.2.3.2. Perfil por horas (HOMER)

Por otro lado, introduciendo los datos del recurso en HOMER, podemos obtener el perfil de variación del recurso según los meses del año y a lo largo de un día.



9.2.3.3. Transformación a plano inclinado

Los datos de radiación obtenidos según la herramienta de prospección de 3TIER, responden a la radiación incidente sobre un plano horizontal. Hay que diferenciar estos valores a los que finalmente alcanzan el panel solar ya que este estará ligeramente inclinado para maximizar la absorción de la radiación.

El cálculo de la radiación incidente sobre un plano inclinado resulta extremadamente laborioso por lo que, para simplificar y facilitar los cálculos, se tomarán como válidos los datos obtenidos. (En el anexo 19.1 se explica esta transformación)

9.2.3.4. Temperatura media

La temperatura es un factor que influye de manera determinante en el funcionamiento de diferentes componentes tales como los paneles fotovoltaicos. Por ello, es importante conocer este parámetro antes de dimensionar el sistema. Estos datos se adjuntan en el anexo 20.7.

9.3. Complementariedad del recurso

Uno de los principales problemas de los sistemas de generación alimentados por recursos renovables, es la variabilidad de los mismos. A pesar de que, por lo general, se dispone de un grupo electrógeno para satisfacer los picos de demanda, es importante seleccionar una ubicación en la que las fluctuaciones del recurso renovable sean las mínimas posibles. Sin embargo, resulta evidente que el control del recurso escapa a la autoridad del ser humano y, por lo tanto, la eficiencia del sistema queda expuesta al comportamiento climático.

En el sistema estudiado, los recursos estudiados son el eólico y el solar y, en la gran mayoría de los casos, existe una complementariedad entre ambos. Suele suceder que en las épocas en las que el recurso eólico es menor, la radiación incidente es mayor y viceversa. Los datos de energía en la ubicación seleccionada son:

Mes	Energía eólica [W/m ² día]	Energía solar [W/m ² día]
Enero	6875,35	6130,54
Febrero	8110,19	6130,54
Marzo	6682,59	6130,54
Abril	7271,91	6130,54
Mayo	6875,35	6130,54
Junio	9484,69	6130,54
Julio	9975,18	6130,54
Agosto	12106,18	6130,54
Septiembre	10482,3	6130,54
Octubre	9484,69	6130,54
Noviembre	8552,47	6130,54
Diciembre	9975,18	6130,54

Tabla 9.3. Datos de la energía eólica media mensual que se estima producir y de la energía solar media incidente en la ubicación seleccionada.

A continuación se representa gráficamente:

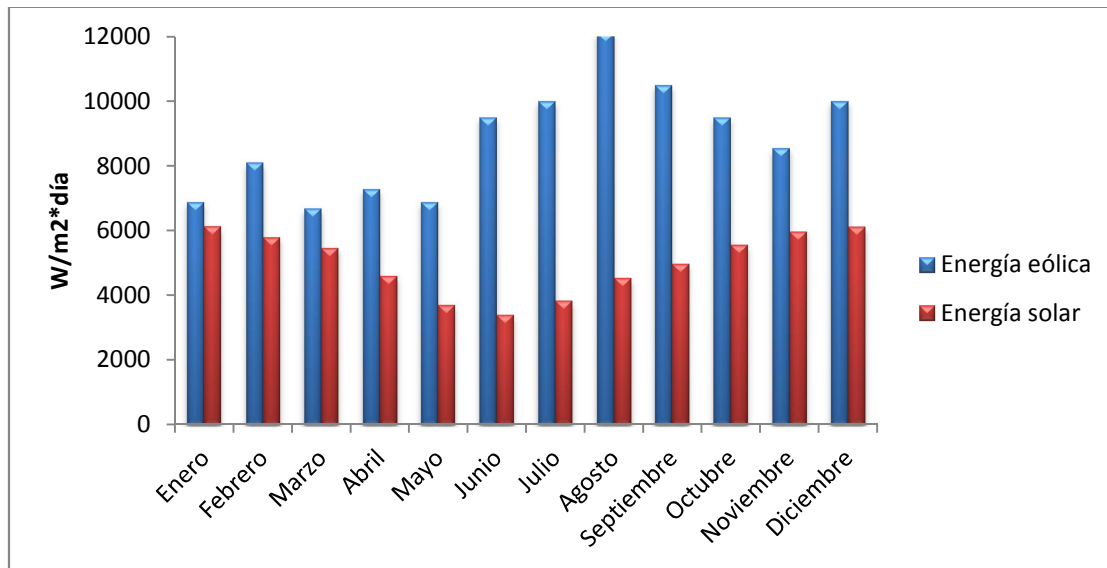


Gráfico 9.5. Datos de la energía eólica media mensual que se estima producir y de la energía solar media incidente en la ubicación seleccionada.

Se aprecia que, en los meses centrales del año, la energía solar disponible disminuye considerablemente, por el contrario, es la energía eólica producida la que aumenta considerablemente en este periodo. Por lo tanto, se puede afirmar que SHGEAER eólico-solar es una buena solución para satisfacer la demanda existente. Además, la producción energética de los módulos solares puede aumentar si se orientan los paneles una cierta inclinación. Para conocer la inclinación adecuada hay que realizar una serie de cálculos presentes en el anexo 19.1. Sin embargo, en zonas en las que las características climatológicas no son muy particulares se puede simplificar este cálculo inclinando el panel un ángulo igual a la latitud de la ubicación.



10. Cálculo de la demanda

El dimensionamiento del sistema debe realizarse de acuerdo al cumplimiento de los requisitos que se plantean para el horizonte del proyecto, en este caso, deben ser coherentes a la demanda requerida para el año 20.

10.1. Hospital

El cálculo de la demanda energética del puesto de salud se ha realizado a partir de registros anuales de atención médica de forma que, conociendo el número intervenciones de cada tipo y los instrumentos utilizados en cada una de ellas, se ha estimado la duración de cada intervención para poder realizar un cálculo aproximado del consumo energético total. Dichos cálculos se han realizado en base a los registros del puesto sanitario del año 2013 y, a continuación, se han extrapolado los datos al año 20, que se corresponde con el horizonte del proyecto. A continuación se presentan los resultados para dicho año:



10.1.1. Potencia requerida

A continuación se muestra el cálculo realizado para obtener la potencia requerida por el puesto sanitario en el año 0:

Equipo	Unidades	Potencia [W]	Nº de usos*	Duración media uso [h]	Potencia media consumida [Wh/día]
Refrigeración vacunas	1	260	#	#	6240
Ordenador	1	175	110	1	53
Ecógrafo	1	350	50	0.12	6
Bisturí eléctrico	1	100	150	0,5	21
Electrocardiogramas	1	300	120	0,2	20
Bombillas	10	25	360	1	247
Rayos X	1	40000	263	0.15	4325
Total	11	41210	1053	2.97	10912

La extrapolación de la demanda al año 20 muestra los siguientes datos:

Mes	Potencia puesto sanitario [Wh/mes]
Enero	413521,84
Febrero	344429,42
Marzo	276230,69
Abril	364949,17
Mayo	428042,8
Junio	402021,15
Julio	378664
Agosto	356224,46
Septiembre	430114,25
Octubre	441242,23
Noviembre	455927,25
Diciembre	476019,84

*El número de usos hace referencia a la totalidad de veces que se utiliza el aparato durante un tiempo que se corresponde a la duración media de uso de cada uno, contabilizadas en un periodo de un año.

El refrigerador debe estar en funcionamiento permanente

La extrapolación de los datos se ha realizado según la tasa de variación poblacional de la zona y de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Dt_{i+1} = Db_i * (1 + t_c) + [(Dh_i - D_r - D_L) * (1 + t_c) + (D_r + D_i)]$$

- Siendo: Dt_{i+1} : Demanda total en el año i+1
 Db_i : Demanda sistema bombeo en el año 1
 t_c : Tasa de variación poblacional
 Dh_i : Demanda puesto sanitario año i
 D_r : Demanda refrigerador vacunas (6.96 kWh/día)
 D_L : Demanda iluminación hospital (20 Wh/día)

La evolución de la demanda se ha realizado considerando que el uso del ordenador, el ecógrafo, el bisturí eléctrico, el electrocardiograma y el equipo de rayos X varía de acorde a la población y que el consumo energético del refrigerador y el sistema de iluminación se mantiene constante.

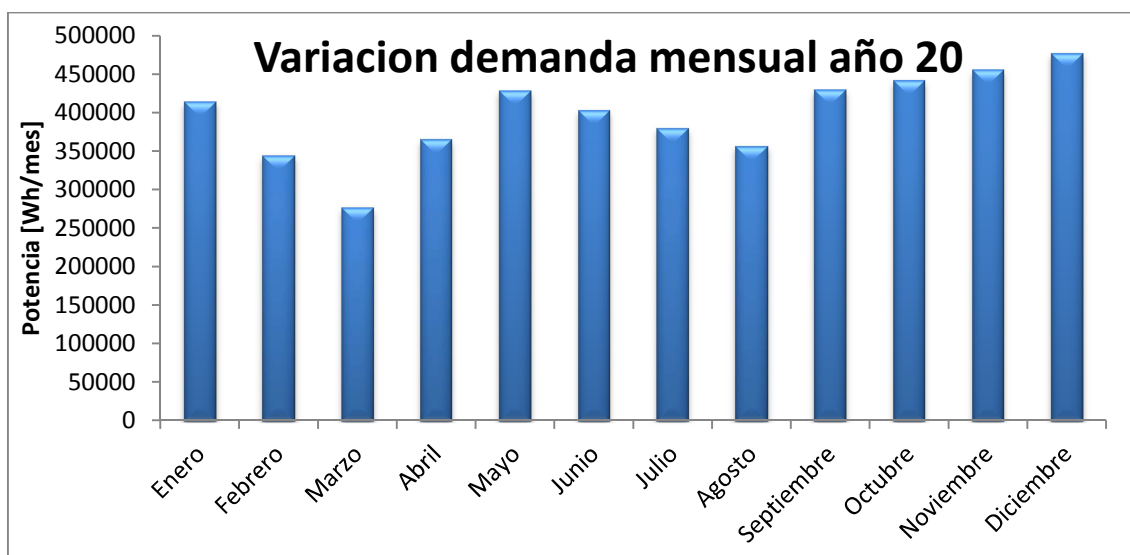


Gráfico 10.1. Proyección de la variación de la demanda del puesto sanitario para el año 20 de proyecto.

En el grafico 10.1 se observa una gran variación en el consumo energético en las diferentes estaciones del año. El pico de consumo de potencia aparece en el mes de Diciembre con una potencia total de 452806.84 Wh, es decir, 14606.67Wh/día.

Es importante tener en cuenta que en Bolivia durante los meses de Noviembre, Diciembre y Enero acontece la época de lluvias y, en el caso de la localidad de La Brecha, durante estos meses queda prácticamente aislada por vía terrestre. Por todo ello, parece lógico pensar que las intervenciones médicas durante estos meses puedan aumentar en número.

10.2. Bombeo

Para el cálculo de potencia demandada, se estima que una persona consume 20 l/día y, a través de la proyección de la población realizada en el apartado 10.1.1, se obtiene que el consumo medio de agua diario en el año 0 es de 17760 litros. Por lo tanto, en un año es necesario rellenar el depósito 216 veces para satisfacer la demanda de la localidad.

Sin embargo, debido a las fluctuaciones climáticas, la demanda de agua a lo largo del año no es constante. Existe una gran diferencia entre la demanda en los meses de invierno y verano debida, en gran parte, a las altas temperaturas experimentadas en los meses de Octubre a Enero y, en última instancia, al aumento de la necesidad de hidratación de la población. Los cálculos de potencia eléctrica requerida para la demanda de agua existente aparecen reflejados en el anexo 19.3. A continuación se muestra el gráfico que muestra la demanda para el año 20:

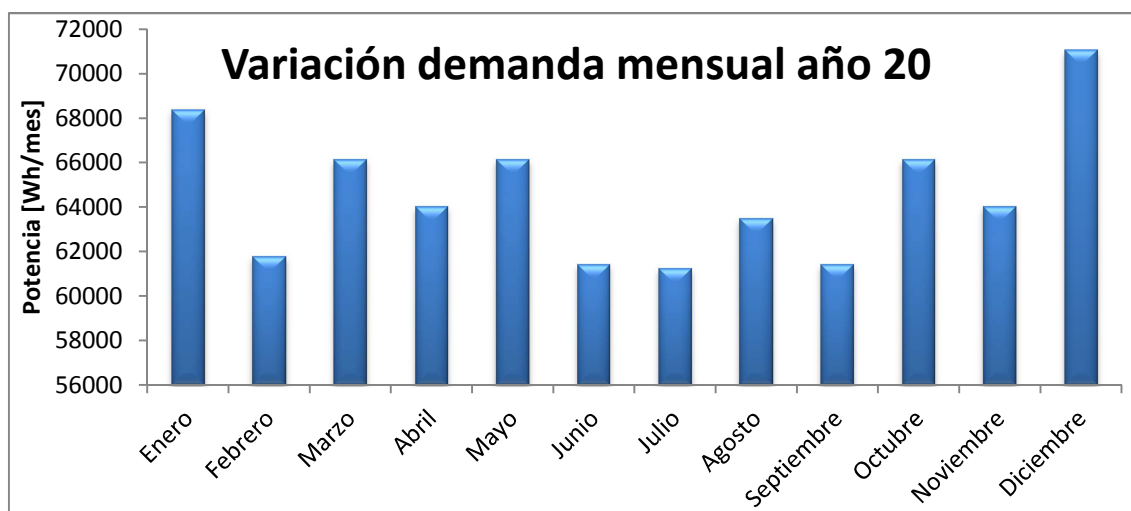


Gráfico 10.2. Proyección de la variación de la demanda del sistema de bombeo para el año 20 de proyecto.

Tal y como se aprecia en el gráfico 10.2, el pico de demanda aparece en el mes de Diciembre con potencia requerida de 71060,48 Wh. Por lo tanto, el dimensionamiento del sistema se realizará en función este pico de demanda para, de esta forma, asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en todo momento.

10.3. Demanda total

La demanda energética total proyectada para el año 20 de proyecto se obtiene de la suma de la demanda del puesto sanitario y del sistema del bombeo.

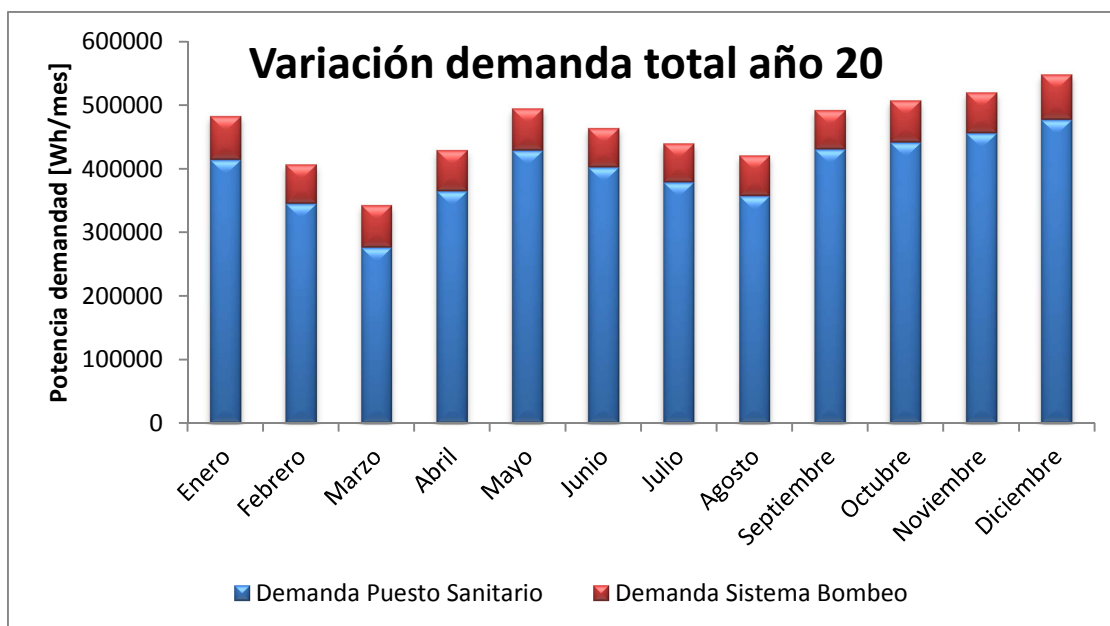


Gráfico 10.3. Proyección de la variación de la demanda total para el año 20 de proyecto.

En el gráfico 10.3, se aprecia que el sistema de bombeo es el que más energía eléctrica consume, sin embargo, y a pesar de que en ambos casos se trata de una extrapolación, los cálculos de la demanda del puesto sanitario son relativamente poco fiables ya que es muy difícil prever su variación temporal. En el caso del sistema de bombeo, suponiendo una variación anual constante en la población y, asumiendo una demanda también constante, se obtiene una aproximación parcialmente fiable. No obstante, el uso que una población hace de un puesto de salud es un hecho extremadamente variable y que, además, está fuertemente ligado a posibles epidemias, a la climatología, decisiones gubernamentales etc... Para simplificar los cálculos, se ha estimado que la demanda varía de la misma forma que lo hace la población, es decir, de forma constante según una tasa de crecimiento previamente calculada en el apartado 8.1.

10.4. Problema del dimensionado el sistema

En el proceso de estudio de viabilidad previo a la implantación de un sistema de generación eléctrica basado en energías renovables, uno de los aspectos más delicados a tener en cuenta es el cálculo de la potencia nominal para cada uno de los diferentes componentes del mismo. Uno de los métodos más usados en estos casos es el del “mes más desfavorable” el cual tiene en cuenta la variabilidad en el recurso disponible y en la demanda.

10.4.1. Método del mes más desfavorable

Esta metodología consiste en realizar los cocientes entre los consumos mensuales y la disponibilidad energética total (en este caso eólica y solar). El cociente de mayor valor indica cual es el mes más desfavorable, es decir, en que mes se está produciendo la mayor diferencia

entre demanda y el recurso energético del que se dispone. Los resultados obtenidos para el SHGEAER estudiado, son los siguientes:

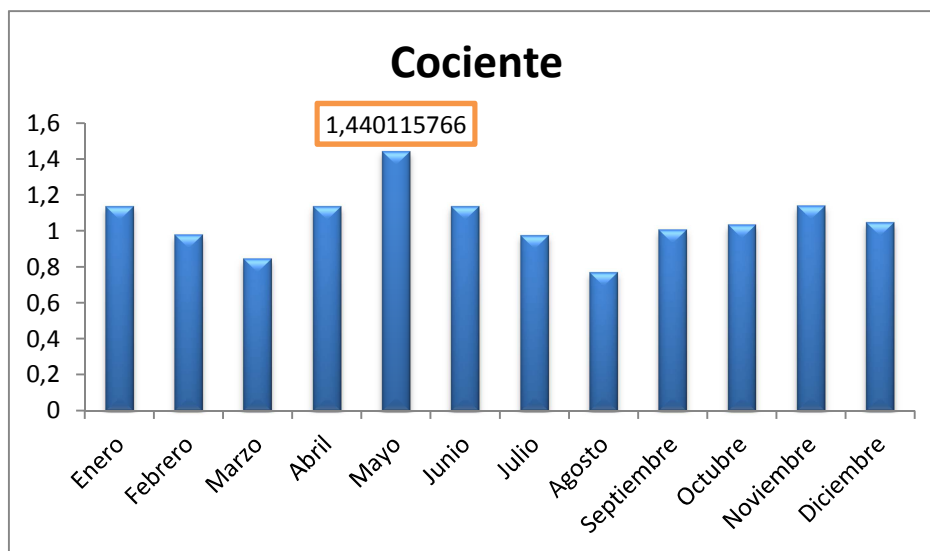


Gráfico 10.6. Variación mensual del cociente entre la demanda mensual y la energía disponible.

Mes	Demanda total [Wh/mes]	Energía total disponible [W/m2 día]	Cociente
Enero	458019,03	403182,59	1,136008948
Febrero	382309,31	389567,36	0,981368947
Marzo	318493,33	376410,68	0,846132554
Abril	405078,03	356270,4	1,136996029
Mayo	472520,69	328112,99	1,440115766
Junio	439555,03	386445,6	1,137430546
Julio	416010,45	428255,39	0,971407388
Agosto	395805,53	516202,08	0,766764694
Septiembre	467648,14	463816,2	1,008261764
Octubre	483504,85	466380,74	1,036717018
Noviembre	496056,16	435860,7	1,138107106
Diciembre	523198,51	498944,07	1,048611541

Tabla 10.1. Variación mensual del cociente entre la demanda mensual y la energía disponible.

Según se observa en la tabla 10.1, los resultados calculados para el año 0 de proyecto, muestran que el mes de Mayo resulta ser el más desfavorable para satisfacer la demanda, por lo tanto el SHGEAER tendrá que ser dimensionado en función a la demanda y recurso del mes.

10.4.2. Variación por horas

Para la simulación que realiza HOMER, es necesario definir la variación en la demanda eléctrica y el recurso energético disponible por horas en el mes de Mayo del año 20 del proyecto, el cual ya se ha definido como el más desfavorable. Por un lado, el cálculo de la demanda diaria del sistema de bombeo se realiza a partir de los datos de consumo medio mensual y, en el caso del puesto sanitario, para el cálculo de la potencia diaria demandada se requiere definir un coeficiente de uso del puesto sanitario. Este parámetro muestra la variación en el uso que los pacientes hacen del puesto sanitario a lo largo del día, es decir, de la potencia consumida por el electrocardiograma, el equipo de rayos X, el bisturí, el ordenador y el ecógrafo. Para

simplificar los cálculos, se estima que la demanda horaria es proporcional a la total requerida en un día de Mayo del año 20 de acuerdo al coeficiente de uso del puesto sanitario.

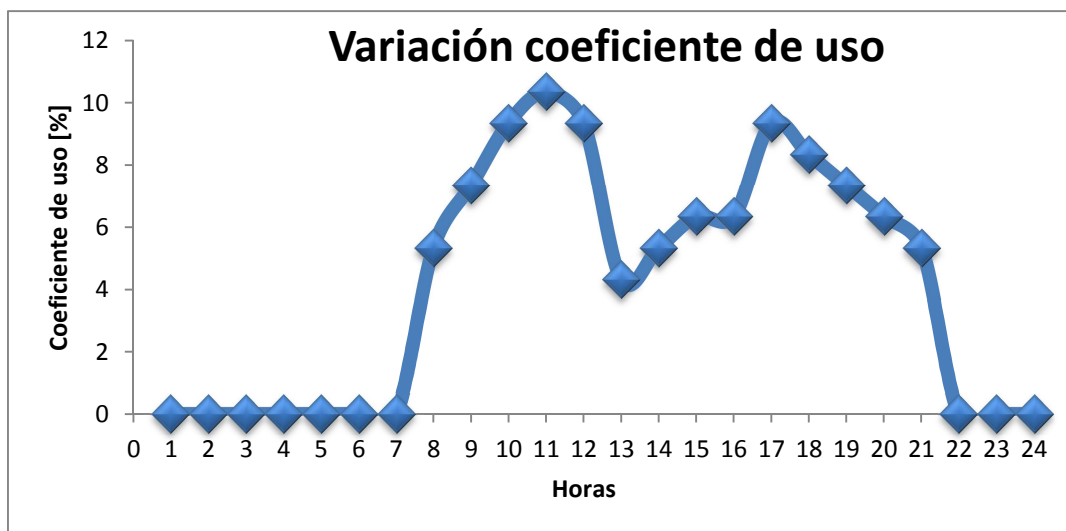


Gráfico 10.4. Variación diaria del coeficiente de uso del puesto sanitario.

En el gráfico 10.4, se advierte que las horas de mayor afluencia coinciden con las horas previas al mediodía y las últimas horas de la tarde. En Bolivia, en general, la hora de la comida suele ser en torno a las doce, por lo tanto, es lógico que sea durante ese periodo de tiempo en el cual hay menos demanda médica. Es importante recalcar que el sistema de refrigeración de vacunas permanece en constante funcionamiento y que, salvo pequeñas intervenciones quirúrgicas, las bombillas únicamente se utilizan en las últimas horas del día en las cuales ya no hay luz natural.

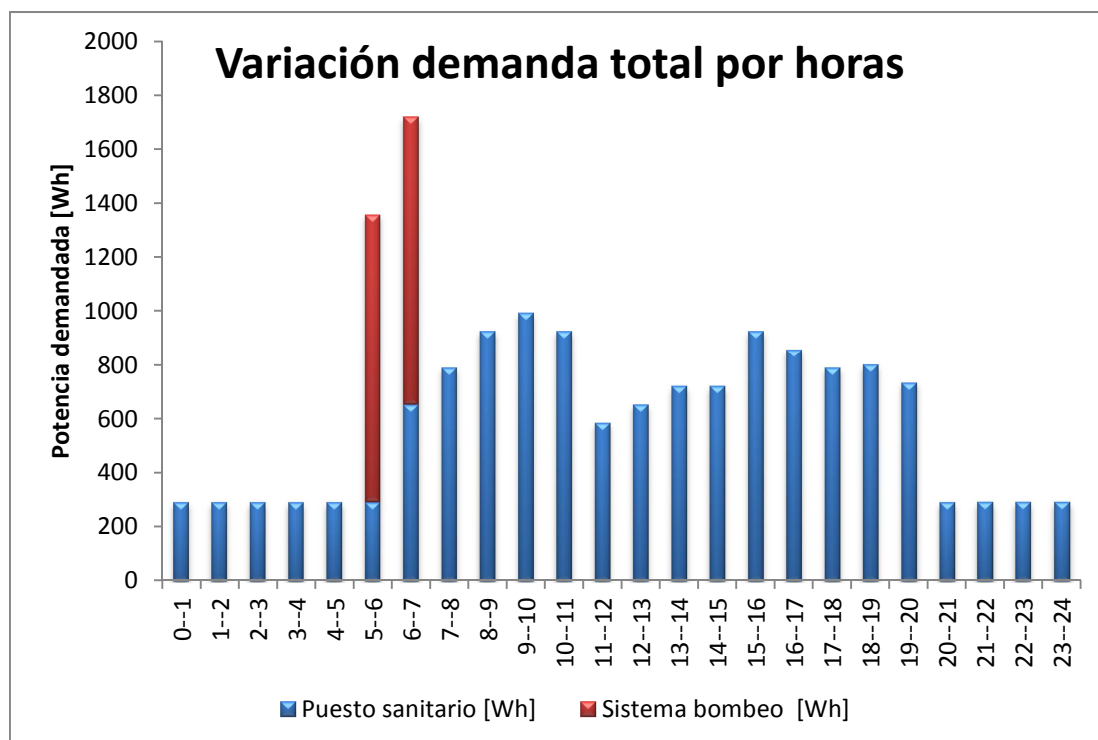


Gráfico 10.5. Variación diaria de la demanda total.



La variación de la demanda a lo largo del día mostrada en el gráfico 10.5, refleja un pico de potencia a primeras horas del día de 1356,84 W que coincide con las horas en las que se utiliza el sistema de bombeo para suministrar agua a la población. Por otro lado, se confirma la tendencia a la baja en el uso del puesto sanitario hacia el mediodía y, tal y como se comentaba en el gráfico anterior, existe un mínimo de potencia demandada (290 Wh) por el refrigerador durante todo el día

11. Selección de componentes

La selección de los componentes del SHGEAER resulta algo complicada debido a que las energías renovables son aún un sector que no ha entrado en un proceso de expansión. Tras ponerse en contacto con algunas empresas, se han encontrado varios proveedores de los componentes requeridos para la instalación:

- SIE S.A. (Servicios Integrales Energéticos). Proveedor de equipos fotovoltaicos, eólicos, de eficiencia energética y para el aprovechamiento de energía solar-térmica.
- Isofoton. Empresa especializada en energía solar que provee desde paneles solares para parques, cubiertas o viviendas.
- Grealtec. Proveedor de equipos fotovoltaicos, de eficiencia energética, bombas solares DC y para el aprovechamiento de energía solar-térmica.
- Queulat Energy. Se trata de una empresa chilena proveedora de aerogeneradores, paneles fotovoltaicos y componentes para aprovechar la energía hidroeléctrica.

11.1. Aerogeneradores

Dos de las empresas seleccionadas ofrecen diferentes modelos de aerogeneradores:

- SIE S.A. La empresa únicamente dispone del modelo AIRX. Las características más importantes de este modelo son
 - Potencia nominal: 400 W a 12.5 m/s.
 - Diámetro: 1,15 m.
 - Coste: 9020 bs (incluye 3 años de garantía)
- Queulat Energy. Esta distribuidora ofrece varios modelos de aerogeneradores de potencia que oscilan desde los 400W hasta los 5 kW.

11.1.1. Criterios

Para poder seleccionar el modelo que más se ajusta al sistema, hay que estudiar las características más relevantes de cada componente.

11.1.1.1. Potencia nominal

Pese a que la potencia nominal no suele ser un factor discriminante en este tipo de decisiones, es importante que el número de equipos necesarios no sea muy elevado, es decir, que para satisfacer la demanda de las cargas la relación entre la potencia suministrada y el número de equipos sea lo más ajustada posible.

Empresa	Modelo	Potencia nominal [kW]
SIES S.A	AIR X	0,4
QUEULAT ENERGY	Aerogenerador 400	0,4
	Enair DB30	1.5
	X-2000	2
	ENAIR 70	3,5

Tabla 11.1. Modelos de aerogeneradores propuestos.

La empresa SIE S.A. ofrece un único modelo de baja potencia, y, sin embargo, en la empresa chilena se encuentra gran variedad de potencia y especificaciones. En el supuesto de elegir el AIRX, se necesitarían un gran número de equipos para satisfacer los requerimientos energéticos del puesto sanitario y el sistema de bombeo. Es por ello que se van a estudiar los modelos ofrecidos por Queulat Energy ya que hay varios modelos que se encuentran dentro de un rango de potencias nominales mayores. De los modelos ofrecidos se selecciona el Enair DB30 B, X-2000 y ENAIR 70 para seguir estudiando sus especificaciones.

11.1.1.2. Producción energética

La producción energética anual del aerogenerador es un dato muy ligado a la curva de potencia del mismo y a la distribución de vientos que se suceden en la zona.

11.1.1.2.1. Enair DB30

- AEP : 2657.2 kWh/año
- Potencia viento anual: 1665.43 kWh/año
- Coeficiente de potencia medio: 14.30 [%]
- Coeficiente de potencia máximo: 23.54 [%]
- Horas equivalentes: 1771.41 [h]
- Coste unitario: 1.385 [€/kWh]

11.1.1.2.2. X-2000

- AEP : 1860.57 kWh/año
- Potencia viento anual: 1665.43 kWh/año
- Coeficiente de potencia medio: 26.40 [%]
- Coeficiente de potencia máximo: 38.95 [%]
- Horas equivalentes: 930.28 [h]
- Coste unitario: 4.12 [€/kWh]

11.1.1.2.3. ENAIR 70

- AEP : 6745003 kWh/año
- Potencia viento anual: 1665.43 kWh/año
- Coeficiente de potencia medio: 19.99 [%]
- Coeficiente de potencia máximo: 34.61 [%]
- Horas equivalentes: 1686.4 [h]
- Coste unitario: [1.344€/kWh]

El dato más interesante es el coste unitario de producción del kWh ya que la optimización del sistema se basa en un análisis económico-energético. El modelo X-2000 produce el kWh a

4,12€, lo cual supone un costo muy elevado si lo comparamos con los precios ofrecidos por los modelos ENAIR 70 y Enair DB30. Los cálculos de los parámetros anteriormente expuestos se encuentran en el anexo 19.5.

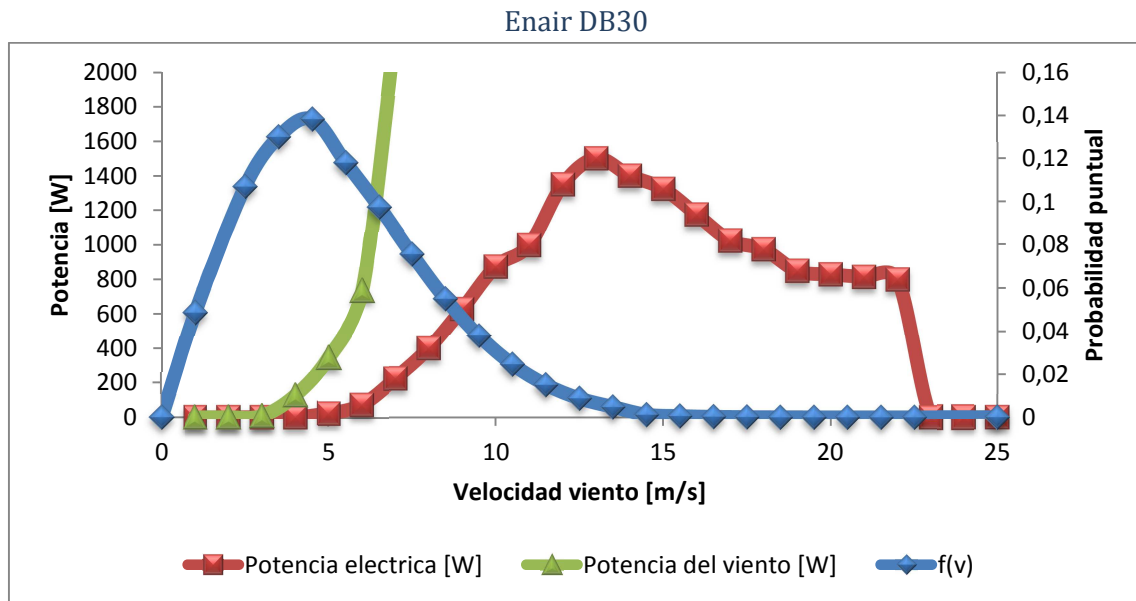


Gráfico 11.1. Curva de potencia del modelo Enair DB30 frente a la función de probabilidad puntual y la .potencia del régimen de vientos en la zona.

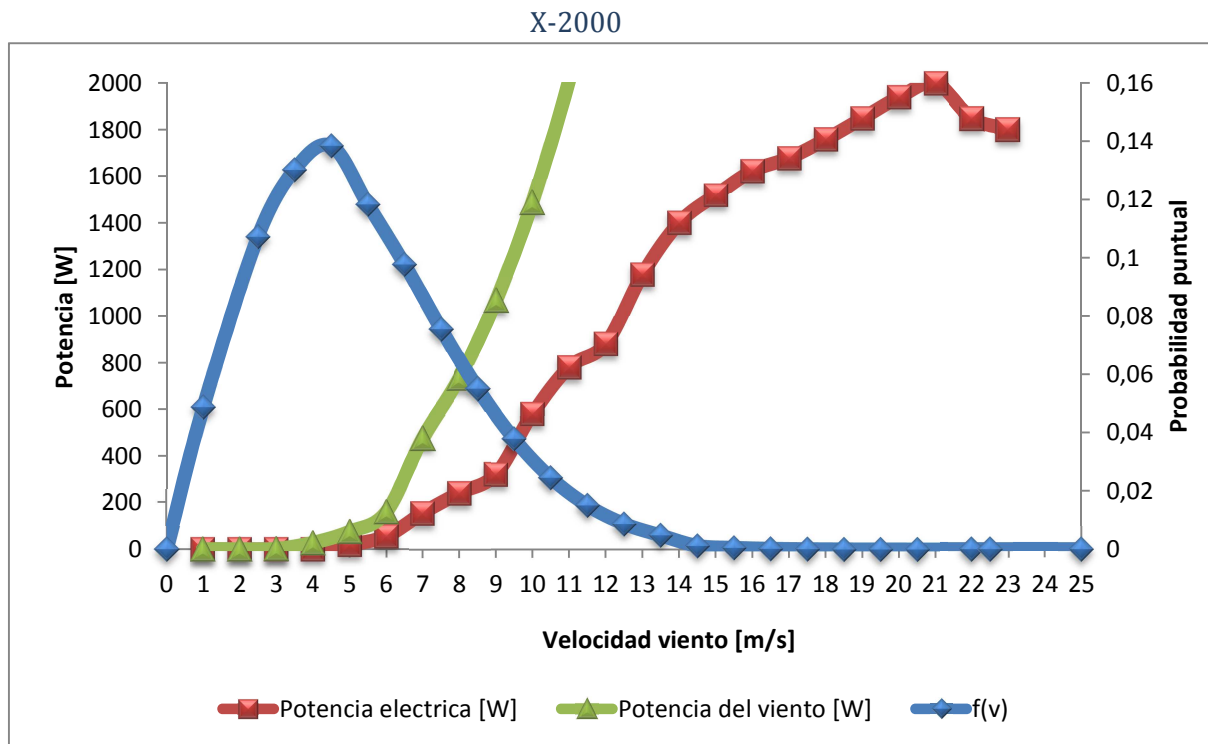


Gráfico 11.2. Curva de potencia del modelo X-2000 frente a la función de probabilidad puntual y la .potencia del régimen de vientos en la zona.

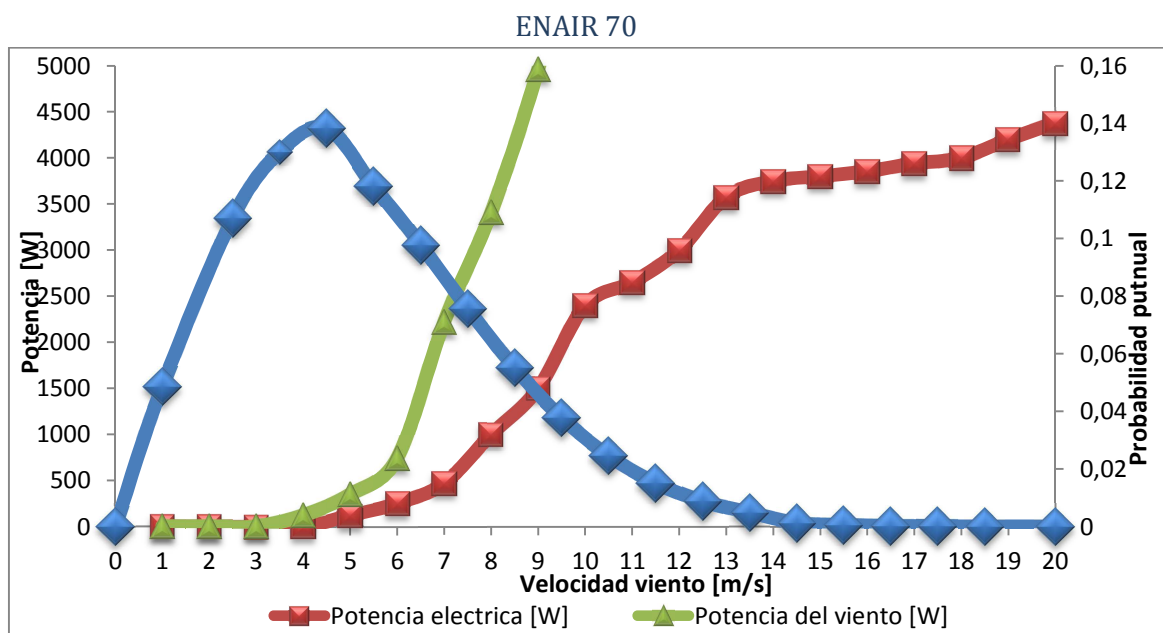


Gráfico 11.3. Curva de potencia del modelo Enair DB30 frente a la función de probabilidad puntual y la potencia del régimen de vientos en la zona.

Los gráficos 11.1, 11.2 y 11.3 muestran información relevante para poder conocer con mayor precisión el funcionamiento de cada aerogenerador en la ubicación seleccionada. En ellos, se muestra la producción energética y la potencia del viento disponible en función a la velocidad del viento para cada modelo y, a su vez, la distribución Weibull del régimen de vientos.

El modelo ENAIR 70 tiene una producción energética considerable dentro de un rango de velocidades cuya probabilidad puntual es relativamente elevada. La intersección de la curva de potencia eléctrica y la curva de probabilidad puntual se encuentra para una velocidad de 9 [m/s], cuya probabilidad puntual es de 0,0464, para la cual el aerogenerador está produciendo alrededor de 1.5kW (33.3% de la potencia nominal).

En el caso del Enair DB30 la intersección entre la curva de potencia eléctrica y la curva se encuentra también para una velocidad de 9 [m/s] para la cual el aerogenerador está produciendo 600W (40% de la potencia nominal). Por otro lado, en la gráfica del X-2000 la intersección se encuentra de nuevo para una velocidad de 9 [m/s] lo cual supone una producción de 400W (20% de la potencia nominal).

11.1.1.3. Fatiga

El aerogenerador está sometido constantemente a esfuerzos debidos a las fluctuaciones del régimen de vientos. Las variaciones de carga cíclicas pueden resultar fatales para el equipo y pueden llegar a romperlo. Según las especificaciones del fabricante, las máximas velocidades que soporta cada modelo son:

- ENAIR 70. Velocidad supervivencia: 40 [m/s]
- X-2000. Velocidad supervivencia: 50 [m/s]
- Enair DB30. Velocidad supervivencia: 60 [m/s]

Según las estimaciones obtenidas por la herramienta de prospección de 3TIER, las velocidades máximas en la zona no superan los 30 m/s, por lo tanto, se puede afirmar con certeza que ninguno de los aerogeneradores corre riesgo estructural.

11.1.1.4. Tiempo de calma

El proceso productivo de un aerogenerador comienza cuando el anemómetro percibe velocidades por encima de una cierta velocidad de inicio, v_{in} , a partir de la cual el balance energético es positivo. Se define como tiempo de calma, al periodo en el que no se genera energía debido a que no se ha alcanzado la v_{in} o a que no se superado la velocidad de corte, velocidad a partir de la cual se estima que el aerogenerador corre riesgos estructurales o mecánicos.

Resulta evidente pensar que a mayor tiempo de calma, menor producción energética. De los tres modelos planteados, el que más acusa este fenómeno es el X-2000 ya que, tal y como se aprecia en la gráfica 11.2, durante el intervalo de vientos que tienen la mayor probabilidad puntual el aerogenerador no está funcionando.

11.1.2. Conclusión

Tras analizar los resultados obtenidos en los apartados anteriores, no se puede decidir con certeza cuál de los dos modelos es el más adecuado para el sistema híbrido. Por lo tanto, se deben incluir ambos modelos en el proceso de simulación (Apartado X) para determinar cuál de los dos se encuentra en la solución óptima.

11.2. Paneles fotovoltaicos

La oferta de sistemas fotovoltaicos en Bolivia es muy amplia y se han encontrado gran variedad de ofertas por parte de las empresas Grealtec, Isofoton y SIE S.A.

11.2.1. Criterios

Para la selección de sistemas fotovoltaicos es importante estudiar características técnicas más relevantes como la potencia nominal, la tolerancia, la eficiencia o el coste:

Empresa	Modelos	Tipo células	Potencia [W]*	Tolerancia [%]	Rendimiento [%]
SIE S.A.	ZYTECH	Policristalinos	75-280	5	13–16,5
	ZYTECH	Monocristalinos	20-240	5	14,5–17,5
ISOFOTON	ISF-145	Monocristalinos	145	3	14,6
	ISF-150	Monocristalinos	150	3	15
	ISF-215	Monocristalinos	215	3	14,3
	ISF-220	Monocristalinos	220	3	14,6
	ISF-225	Monocristalinos	225	3	14,9
	ISF-245	Monocristalinos	245	3	14,8
	ISF-250	Monocristalinos	250	3	15,1
	ISF-255	Monocristalinos	255	3	15,4
	ISF-240	Policristalinos	240	3	14,5
	ISF-245	Policristalinos	245	3	14,8
	ISF-250	Policristalinos	250	3	15,1
Grealtec	BIPV Vidrio-Vidrio	Monocristalinos	5-300	3	10-15,38
	BIPV Vidrio-Vidrio	Policristalinos	5-301	3	9,8-14,8
	GAT 200 S	Monocristalinos	200	3	15,63
	GAT 205 S	Monocristalinos	205	3	16,02
	GAT 210 S	Monocristalinos	210	3	16,41
	GAT 240 P	Policristalinos	240	3	14,49
	GAT 245 P	Policristalinos	245	3	14,79
	GAT 250 P	Policristalinos	250	3	15,39

Tabla 11.2. Características más importantes de los modelos de paneles fotovoltaicos propuestos por los proveedores.

*Potencia medida bajo condiciones STC (Irradiancia de 1000 W/m², temperatura de célula 25°C, AM 1,5)

En la tabla 11.2, se encuentran las características de todos los modelos ofertados por los proveedores. Los modelos ofrecidos por SIE S.A son los que peores prestaciones tienen debido a que ofrecen una tolerancia de la potencia mayor al resto, por lo tanto, no se tendrán en cuenta en el proceso de selección. Respecto a los productos ofrecidos por Grealtec e Isofoton, existe un gran rango de potencias y rendimientos, en consecuencia, el factor discriminativo va a ser la relación calidad- precio y la tolerancia en la potencia nominal. De este modo, si se estudia la relación calidad-precio, se concluye que el mejor modelo de todos los propuestos es el GAT 240 Policristalino. Pese a que hay modelos con una relación potencia nominal-eficiencia mejor, el precio de adquisición de estos es sensiblemente mayor, por lo tanto, y debido a la importancia de que la inversión inicial no se dispare, se ha decidido seleccionar este modelo para el SHGEAER.



11.3. Baterías

Existe una amplia oferta de baterías en Bolivia y se han encontrado multitud de ofertas por parte de SIE S.A y Grealtec. Para poder seleccionar una de ellas, se deben estudiar diferentes aspectos:

11.3.1. Criterios

11.3.1.1. Especificaciones

A continuación se exponen las características más relevantes de cada modelo:



Empresa	Modelos	Voltaje nominal [V]	AH descarga (C10)	Efectos Tª	Dimensiones [mm]	Peso [kg]	Vida útil
SIE S.A.	Deep Cycle Gel	12	12-200	-24 mV /°C (si se supera los 20 °C)	151*98*101 - 522*238*240	4,1 - 65	400 ciclos en descarga 50 %
		12	55-200	-24 mV /°C (si se supera los 20 °C)	239*132*235 - 522*238*240	20- 66	600 ciclos en descarga 50 %
		2	800-3000	-24 mV /°C (si se supera los 20 °C)	215*193*710 - 215*580*815	56- 202	1200 ciclos en descarga 50 %
	OPzS	1,8	600-3000	#	147*208*666 - 576*212*797	50-240	2500 ciclos en descarga 50 %
	Trojan	12	72-115	1 mes trabajando a 35°C equivale a 2 meses a 25°C	276*167*236 - 171*283*39	24-39	500 ciclos en descarga al 50%
		6	167-192	1 mes trabajando a 35°C equivale a 2 meses a 25°C	534*279*233- 260*181*276	31	700 ciclos en descarga al 50%
		12	207	1 mes trabajando a 35°C equivale a 2 meses a 25°C	244*190*270	73	800 ciclos en descarga al 50%
Grealtec	MasterVolt Ion de litio	13,25	180	Temperaturas por encima de 25 o por debajo de 5 °C afectan a la vida útil	339*197*355	31	2000 ciclos en descarga 80 %
		13,25	360	Temperaturas por encima de 25 o por debajo de 5 °C afectan a la vida útil	622*197*355	58	2000 ciclos en descarga 80 %
		26,5	180	Temperaturas por encima de 25 o por debajo de 5 °C afectan a la vida útil	622*197*355	58	2000 ciclos en descarga 80 %
	AGM Solarmotion	12	7-230	-30mV/°C (Si supera los 25°C)	242*175*1920 - 518*274*242	18-73	500 ciclos en descarga al 75 %
	AGM Vision	12	58-211	-30mV/°C (Si supera los 25°C)	229*138*208 - 522*238*218	19,5-65	600 ciclos en descarga al 50%

Tabla 11.3. Características principales de los modelos de baterías propuestos por los proveedores.

El sistema de almacenamiento debe dimensionarse según el pico de la demanda del sistema, que está alrededor de 1,8 kW, y, además, de acuerdo a las especificaciones del resto de componentes del sistema, prestando especial atención a los inversores.

De las baterías propuestas se han seleccionado dos opciones:

- Deep Cycle Gel 12 V (110Ah)
- AGM Vision 6FM100X 12V

Para determinar cuál de ellas es la más óptima para el sistema, hay que estudiar diversos aspectos tales como el costo, la capacidad de la batería o el número de baterías necesarias.

11.3.1.2. Capacidad batería

La fórmula para el cálculo de la capacidad de obtiene según:

$$Capacidad\ batería = \frac{N^{\circ}\ días\ de\ autonomía * Consumo\ diario}{Máxima\ profundidad\ de\ descarga}$$

El número de días de autonomía depende de las características del sistema y del recurso renovable disponible, en caso de que sea muy variable se recomienda que el sistema de almacenamiento tenga una autonomía superior a 5 días. Al tratarse de un SHGEAER, tal y como se ha mostrado en el apartado 9.3, el recurso solar y eólico son complementarios a lo largo del año, por lo tanto, se va a considerar que 3 días de autonomía son suficientes para el correcto funcionamiento del sistema.

Modelo	Consumo diario [kWh/día]	Máxima profundidad descarga	Capacidad [kWh]
Deep Cycle Gel	1,8	0,5	13,17073171
AGM Vision	1,8	0,62	10,24667932

Tabla 11.4. Máxima profundidad de descarga y capacidad de los modelos de baterías Deep Cycle Gel y AGM Vision 12V.

11.3.1.3. Número de componentes

Para poder satisfacer la demanda requerida por el sistema en caso de ausencia de recurso eólico y solar durante un periodo superior a 2 días es necesario disponer de más de un sistema de almacenamiento. Para calcular el número necesario para satisfacer la demanda se utiliza la siguiente expresión:

$$N^{\circ}\ de\ baterias = \frac{N^{\circ}\ días\ autonomía * Pico\ demanda\ diaria}{Rendimiento * Descarga\ batería * Ah * Vn * Ft}$$

Los resultados que se obtienen son:

Modelo	Rendimiento	Ah	Vn [V]	Nº de baterías
Deep Cycle Gel	0,82	110	12	8,622813501
AGM Vision	0,85	100	12	7,379295804

Tabla 11.5. Características principales de los modelos de baterías Deep Cycle Gel y AGM Vision 12V y el número necesario para satisfacer la demanda.

Así, el número de baterías necesarias es proporcional al número de días de autonomía y la potencia máxima demandada e inversamente proporcional al rendimiento, la máxima profundidad de descarga, la capacidad de la batería, el voltaje nominal y el factor de corrección por efectos de la temperatura. No obstante, es necesario aplicar un margen de seguridad al cálculo realizado, por lo tanto, en el caso del modelo Deep Cycle Gel se necesitan 9 baterías y en el caso de AGM Vision se requieren 8 baterías.

Además, para cumplir con los requisitos de tensión nominal se deben colocar las baterías en paralelo. En el caso del modelo Deep Cycle Gel, se requieren 5 líneas de dos baterías para cumplir con una tensión de 24 V y en el caso del AGM Vision serían 4 las líneas requeridas.

11.3.1.4. Número de ciclos/ Precio adquisición

En la selección de componentes de un sistema híbrido de generación eléctrica aislado es de vital importancia tener en cuenta la vida útil de los sistemas de almacenamiento así como el número de ciclos que es capaz de realizar para distintos niveles de descargas. Además, si se trata de un sistema basado en la sinergia de energías renovables y convencionales, es aún más importante considerar la relación nivel de descarga por ciclo.

Modelo	Número de ciclos	Precio adquisición [\$]
Deep Cycle Gel	750 en descarga al 50 %	376.28
AGM Vision	600 en descarga al 50 %	400

Tabla 11.6. Comportamiento en descarga y precio de los modelos de baterías Deep Cycle Gel y AGM Vision 12V

Tal y como se advierte en la tabla 11.6, el modelo Deep Cycle tiene mejor respuesta en el proceso de descarga al largo plazo y, además, valorando el precio de adquisición de modelos, el número de baterías necesarias, y las diferentes características técnicas, se concluye que el modelo más adecuado para el sistema estudiado es el Deep Cycle Gel.

11.4. Inversores

La oferta de inversores que cumplen las especificaciones de potencia y tensión nominal del sistema propuesto es relativamente escasa en Bolivia. De los catálogos estudiados se han seleccionado dos modelos ofertados por:

- SIE S.A. La empresa ofrece varios inversores de la marca “Victron Energy”, más concretamente del modelo “Red BlueSolar”. Las especificaciones más importantes son:
 - Potencia nominal: 1.6 kW/2.5 kW
 - Tensión nominal: 24 V
 - Eficacia máxima 93-95%

- Grealtec. La empresa ofrece varios modelos de la marca “Phocos” pero el único válido para el sistema es el SI1500 cuyas características más importantes son:
 - Potencia nominal: 1.5kW
 - Tensión nominal: 24 V
 - Eficacia: 94%

En primer lugar, se deben estudiar las condiciones ambientales que pueden soportar los modelos. En los tres casos propuestos, los equipos soportan temperaturas que oscilan desde los -20°C hasta los 50°C y condiciones de humedad máxima del 95%. En la localidad de La Brecha se alcanzan temperaturas que superan los 35 grados en determinadas épocas del año y la humedad media relativa se sitúa en torno al 40 %, por consiguiente, cualquiera de las tres opciones podría ser válida bajo estas premisas.

También es importante estudiar la potencia que ha de soportar el componente en condiciones nominales. En el caso del Red BlueSolar 1.6 y el Phocos 1.5 las potencias nominales se encuentran muy próximas al pico de potencia demandada, es por ello que, aplicando el correspondiente coeficiente de seguridad, se selecciona el modelo Red BlueSolar 2.5.

11.5. Regulador de carga

Las empresas SIE S.A. y Grealtec son las proveedoras de este tipo de componentes y, tras estudiar los catálogos, se ha seleccionado un único modelo de la marca “Phocos” que cumple con las características técnicas requeridas para el sistema.

➤ PL 60

Los paneles fotovoltaicos se van a disponer en dos conjuntos de 6 paneles con un regulador para cada rama, es decir, que cada regulador va a tener que ser dimensionado para soportar corrientes máximas de los 6 paneles en paralelo. En el anexo 19.6.5 aparece que la corriente de cortocircuito del panel es de 8,35 A, por lo tanto, el regulador seleccionado debe soportar intensidades de al menos 50 A. En el anexo 19.6.8 aparecen las especificaciones técnicas del modelo seleccionado y se puede afirmar que soportará las condiciones de trabajo anteriormente citadas.

11.6. Bomba hidráulica

La elección de un modelo comercial de la bomba no resulta determinante en el estudio del sistema híbrido de generación, sin embargo, es necesario seleccionar una bomba que cumpla con los requisitos de la carga en el sistema de bombeo. Es por ello que, previo cálculo de las cargas de bombeo, en el apartado 6.2.1.6. se selecciona una bomba modelo HF70B ofertada por la empresa proveedora “San Rafael” cuyas características se encuentran en el apartado 6.2.16.

11.7. Generador eléctrico

El objetivo principal del proceso de optimización es minimizar el consumo de diésel en el proceso de generación, así, la selección de un modelo comercial de generador eléctrico no resulta relevante en dicho proceso. Por lo tanto, se selecciona un modelo de bomba como referencia cuya potencia cubra el pico de la demanda del sistema.

12. Simulación del sistema híbrido eólico-fotovoltaico-diésel con HOMER

En el estudio de viabilidad y factibilidad de un SHGEAER apoyado por un generador diésel es necesario utilizar herramientas informáticas que evalúen multitud de opciones y simulen el comportamiento del sistema en un entorno concreto.

Existen multitud de softwares capacitados para desarrollar esta tarea, sin embargo, se ha seleccionado HOMER. Se trata de un modelo informático de optimización de sistemas micro energéticos desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) que evalúa distintas opciones de diseño de sistemas de generación energética para sistemas conectados a red o aislados.

El proceso de optimización del programa se basa en un análisis económico y técnico buscando la mejor opción de electrificación para satisfacer una carga conocida. Permite diseñar el número, tamaño y especificaciones de cada componente y, además, ofrece un amplio análisis económico entre las soluciones alternativas que calcula. Para todo ello, HOMER simula la operación de un sistema llevando a cabo cálculos de balance de energía para cada una de las 8760 horas de un año. En dicho proceso compara la demanda eléctrica y térmica con la energía que el sistema puede suministrar a cada hora y, en caso de incluir generador y baterías, decide el cuándo y cómo operan estos componentes.

Este modelo de optimización destaca porque:

- Para la evaluación de los criterios técnicos y económicos tiene en cuenta sistemas de energía sistemas aislados y conectados a red
- Los criterios económicos tienen en cuenta todos los elementos de la instalación.
- Permite evaluar el recurso energético mediante una herramienta informática.

Pero por otro lado tienes ciertas debilidades como:

- La optimización únicamente se realiza bajo criterios técnicos y económicos.
- Utiliza los mismos criterios para evaluar diferentes tipos de tecnologías renovables.

12.1. Introducción de los datos

Tal y como se ha mencionado, HOMER compara gran variedad de opciones tecnológicas para el diseño, por ello se debe incluir la información de los componentes, el recurso, las cargas y otros parámetros restrictivos.

12.1.1. Componentes

El sistema estudiado puede incluir aerogeneradores, paneles fotovoltaicos, baterías, generadores eléctricos, e inversores. A continuación se exponen los componentes seleccionados y sus características más relevantes así como los parámetros de operación requeridos por el programa.

12.1.1.1. Aerogenerador

Tal y como se comentaba en el apartado 11.1.2, no se ha seleccionado un único modelo de aerogenerador ya que con las características proporcionadas por el fabricante y los cálculos realizados no se puede concluir cuál de los dos modelos es el óptimo. Por ello se realizan dos simulaciones para cada modelo. Las características que se exponen a continuación han sido extraídas de las hojas de características que se encuentran en el anexo 19.7.1.

12.1.1.1.1. Enair DB30

Modelo	Enair DB30	
Curva de potencia		El fabricante proporciona esta curva que aparece en la gráfica 19.7.1.
Potencia Nominal [kW]	1,5 kW	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Cantidad	1	
Inversión Inicial [\$]	5760	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,35* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [\$]	3750	Se considera que el coste del reemplazamiento es únicamente el coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [\$/año]	188	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es 0,1* Coste de adquisición
Vida útil [años]	15	Este dato debería ser proporcionado por el fabricante pero dado que no es así, se estima que para un aerogenerador de potencia menor a 2 kW la vida útil está en 10 años.

Altura del eje [m]	10	El fabricante proporciona gran variedad de torres para la instalación, por lo que se ha seleccionado una de 10 m.
---------------------------	----	---

Tabla 12.1. Características principales del modelo de aerogenerador Enair DB30 requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.1.1.2. Enair 70

Modelo	Enair 70	
Curva de potencia		El fabricante proporciona esta curva que aparece en la gráfica 19.7.
Potencia Nominal [kW]	4	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Cantidad	1	
Inversión Inicial [\$]	13972	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,35* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [\$]	10350	Se considera que el coste del reemplazamiento es únicamente el coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [\$/año]	517	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es 0,1* Coste de adquisición
Vida útil [años]	20	Este dato debería ser proporcionado por el fabricante pero dado que no es así, se estima que para un aerogenerador de potencia menor a 2 kW la vida útil está en 10 años.
Altura del eje [m]	10	El fabricante proporciona gran variedad de torres para la instalación, por lo que se ha seleccionado una de 10 m.

Cantidad a considerar	0,1,2,3,4,5	Dado que son aerogenerador de baja potencia y el recurso eólico es relativamente alto.
------------------------------	-------------	--

Tabla 12.2. Características principales del modelo de aerogenerador Enair 70 requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.1.2. Panel Fotovoltaico

Las características que se exponen a continuación han sido extraídas de las hojas de características que se encuentran en el anexo 19.7.5.

Modelo	Grealtec 240 Policristalino	
Potencia Nominal [kW]	0,24	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Inversión Inicial [\$]	266	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,15* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [\$]	231	Se considera que el coste del reemplazamiento es únicamente el coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [\$/año]	13	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es 0,05* Coste de adquisición
Vida útil [años]	25	Este dato debería ser proporcionado por el fabricante pero dado que no es así, se estima que para un panel fotovoltaico de esa potencia es de 25 años.
Factor de reducción [%]	90	Este dato debería se proporcionado por el fabricante, pero dado que no es así se supone que la reducción de le eficiencia debido a la presencia de polvo. Se estima que dado que el terreno es bastante arenoso, pese a que se limpien con frecuencia, siempre habrá algo de perdida por este fenómeno

Inclinación [°]	19,5	HOMER da la opción de incluir un sistema de orientación automática, sin embargo, en el sistema no se contempla. Por lo tanto, se estima que el ángulo de inclinación óptimo es de 19,5 °.
Azimut [°]	180	La orientación óptima al situarse en el hemisferio sur es hacia el norte.
Reflectancia del suelo [%]	21	Dado que se los paneles van a ser instalados en un terreno arenoso, se estima que este parámetro ronda el 20 %.
Efecto de la temperatura [mV/°C]	-0,45	Este dato es proporcionado por el fabricante. Se entiende que por cada grado que oscila de la temperatura nominal tiene un efecto de 0,45 mV.
Temperatura nominal [°C]	47	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Eficiencia en condiciones estándar [%]	14,49	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Cantidad a considerar	0-35	Dado que el recurso solar es abundante se valorará la opción de instalar un número elevado de equipos.

Tabla 12.3. Características principales del modelo de panel fotovoltaico Grealtec 240P requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.1.3. Generador

Tal y como se citará en el apartado 12.3.2, la función objetivo del problema de optimización está relacionada con la minimización el consumo de combustible. En consecuencia, no es relevante la elección de un modelo concreto de generador y las características que se exponen a continuación han sido seleccionadas de un modelo estándar. Las características que se exponen a continuación han sido extraídas de las hojas de características que se encuentran en el anexo 19.7.7.

Potencia Nominal [kW]	2.5	Dado que el pico de la demanda se sitúa en 1,8 kW, se ha decidido elegir un generador de al menos 2.5 kW
------------------------------	-----	--

Tipo de generador	AC	Se considera un generador AC ya que es el adecuado para la configuración del sistema estudiado.
Inversión Inicial [\$]	1207,5	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,15* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [\$]	1050	Se considera que el coste del reemplazamiento es únicamente el coste de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [\$ /h]	0,01575	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es el 10% del precio de adquisición durante las 10.000 horas de vida útil.
Vida útil [horas]	10000	Se supone que para un generador de baja potencia diésel con un buen mantenimiento la vida útil está en torno las 10000 horas.
Carga mínima [%]	30	Se supone que para un generador de baja potencia diésel la carga mínima para tener una eficiencia aceptable es del 30 %.
Cantidad a considerar	0, 1	Ya que se trata de minimizar el uso de este componente, únicamente se valora la opción de que haya un generador o no.
Curva de consumo		La curva de consumo de combustible se calcula a partir de los datos disponibles en el anexo 19.6.7.
Modo operación generador	Optimizado	Se selecciona que el generador opere de la manera más eficiente posible de acorde a las condiciones de trabajo, carga etc...
Emisiones		Se dejan los valores predeterminados por HOMER.

Tabla 12.4. Características principales del modelo de generador diésel estándar requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.1.4. Baterías

Las características que se exponen a continuación han sido extraídas de las hojas de características que se encuentran en el anexo 19.7.2.

Modelo	Victron VRLA 12 V Deep Cycle Gel	
Voltaje Nominal [V]	12	Este dato es proporcionado por el fabricante.

Inversión Inicial [€]	432	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,15* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [€]	376	Se considera que el coste del reemplazamiento es 1,05* Precio de adquisición. Esto es debido a que la empresa se hace cargo de los residuos.
Coste de operación y mantenimiento [€/año]	8	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es el 2% del precio de adquisición.
Mínima vida útil [años]	4	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Baterías por línea	2	Debido a que se va a trabajar a 24 V, es necesario colocar dos baterías para conseguir dicho voltaje
Estado de carga inicial [%]	100	Se suponen cargadas las baterías.
Capacidad nominal [Ah]	110	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Mínimo estado de carga [%]	30	Este dato debería ser facilitado por el fabricante, pero dado que no es así se supone que para este tipo de baterías el mínimo nivel de carga debe ser del 30 %
Vida de flotación [años]	12	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Máxima corriente de carga [A]	21	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Curva profundidad de descarga- Número de ciclos		Los datos para esta curva aparecen en el anexo 19.7.2.

Tabla 12.5. Características principales del modelo de baterías Victron VRLA Deep Cycle Gel requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.1.5. Inversor

Las características que se exponen a continuación han sido extraídas de las hojas de características que se encuentran en el anexo 19.7.4.

Modelo	Red BlueSolar 2,5
---------------	-------------------

Potencia Nominal [kW]	2,5	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Inversión Inicial [\$]	2864	Se considera que la inversión inicial debe ser 1,1* Coste de adquisición. Esto es debido a que se debe transportar e instalar.
Reemplazo [\$]	2604	Se considera que el coste del reemplazamiento es el precio de adquisición.
Coste de operación y mantenimiento [\$/año]	260	Se considera que el coste de operación y mantenimiento es el 10% del precio de adquisición.
Mínima vida útil [años]	15	Este dato es proporcionado por el fabricante.
Eficiencia [%]	87	La eficacia es el del 95 % y es un dato proporcionado por el fabricante. Sin embargo, este dato está medido bajo condiciones de potencia nominal y , dado que raramente va a trabajar a esa potencia se estima que la eficiencia sea del 87%

Tabla 12.6. Características principales del modelo de inversor Red Blue Solar 2.5 requeridas para llevar a cabo la simulación de HOMER

12.1.2. Cargas

12.1.2.1. Recursos

Los recursos que HOMER valora son los renovables, en este caso el eólico y solar, y el combustible diésel.

12.1.2.1.1. Renovables

En el caso de la energía solar, se deben introducir los datos de irradiación por horas, tal y como se presentan en el apartado 9.2.3.2. Por otro lado, respecto al recurso eólico, además de introducir las velocidades medias de cada mes, es necesario indicar los siguientes parámetros:

- El intervalo de medida 60 min
- la altitud de la localización 504 [m]
- Altura del anemómetro 20 [m]
- Parámetro de forma 2.09
- Wind Shear. Para introducir el perfil del viento se selecciona la rugosidad del terreno en función del tipo de superficie, en este caso es de 0.08 [m].

12.1.2.1.2. Diésel

Respecto al combustible se indica que en el año 2015, el del inicio del proyecto, el precio es de 0.54 [\$/l].

12.1.3. Otros

Además existen otras restricciones que HOMER requiere para la simulación:

12.1.3.1. Parámetros económicos

Para poder realizar el cálculo del NCP, es necesario introducir conceptos tales como:

- Interés real anual. Este parámetro es difícil de calcular, debido a la inexactitud de los datos. Sin embargo, según datos del Banco Mundial, la media de los últimos 10 años en Bolivia es del 5,1 %.
- Duración del proyecto. Tal y como se ha definido el horizonte del proyecto, la duración está prevista para 20 años.
- Impuestos. Según se indica en el apartado 4.2.4.3, la regularización del sistema eléctrico boliviano no contempla ningún tipo de impuesto o control a sistemas que no superen el megavatio de potencia, por lo tanto, no se impone ninguna restricción económica de este tipo.

12.1.3.2. Sistema de control

El sistema híbrido incorpora un mecanismo de control para los inversores y los sistemas MPPT para optimizar el funcionamiento y la producción energética. Además, se controla el flujo de energía hacia los buses y la carga para intentar que el generador funcione la menor cantidad de tiempo posible. En este apartado, el único parámetro que requiere HOMER es el tamaño del intervalo de simulación, que en este caso es de 60 minutos.

12.1.3.3. Temperatura

Para la correcta optimización del sistema es necesario incluir los datos de temperatura media en la ubicación seleccionada. Esto es debido a que el funcionamiento de la mayoría de componente está fuertemente ligado a las condiciones ambientales y más concretamente a la temperatura. Los datos incluidos en el software relativos a la temperatura media se encuentran en el apartado 19.8.

12.1.3.4. Extensión de la red eléctrica

Una de las características del proceso de optimización que lleva a cabo HOMER es que, en el caso de sistemas de generación aislados, compara las soluciones calculadas con una posible extensión de la red eléctrica. Es decir, una vez que calcula las soluciones alternativas, para cada una de ellas comprar el costo total con una posible extensión de la red eléctrica. Para ello es necesario introducir los siguientes datos:



- Coste 4300 [\$/km]
- Operación y mantenimiento 15 [\$/km*año]
- Precio energía 0.087 [\$/kWh]

Los datos han sido calculados mediante información extraída de un informe del Ministerio de Hidrocarburos llamado “Programa Multisectorial Rural”.

12.1.3.5. Emisiones

Los parámetros que HOMER incluye respecto a la emisión de productos contaminantes no se han modificado.

12.1.3.6. Restricciones

HOMER permite restringir el modo de operación del sistema, es decir, se puede limitar la producción energética del generador y, a su vez, establecer mínimos en la producción a través fuentes renovables. En este caso se ha impuesto que la producción eólica debe ser de al menos un 40% y la fotovoltaica de al menos un 25%.

12.2. Resultados

Tras realizar la simulación, los SHGEAER obtenidos con los dos modelos de aerogenerador propuestos son los siguientes:

➤ Aerogenerador Enair DB30

Modelo	Potencia PV [kW]	Aerogenerador	Generador	Baterías
M1	3,36	0	1	10
M2	2,64	1	1	10
M3	7,44	2	0	20

Tabla 12.7. Soluciones posibles con el aerogenerador Enair DB30 tras la simulación con el programa HOMER.

➤ Aerogenerador Enair 70

Modelo	Potencia PV [kW]	Aerogenerador	Generador	Baterías
M1.1	4,32	0	1	10
M1.2	2,88	1	1	10
M1.3	6,96	1	0	20

Tabla 12.8. Soluciones posibles con el aerogenerador Enair 70 tras la simulación con el programa HOMER.

12.3. Análisis resultados HOMER

Debido a que en el proceso de simulación y optimización Homer devuelve varias soluciones alternativas, es necesario definir una serie de criterios sociales y técnicos que permitan elegir la solución más adecuada para el sistema mediante la utilización de una herramienta de análisis.

12.3.1. Modelos

Para el análisis multicriterio existen infinidad modelos para apoyan la toma de decisiones de problemas complejos que tienen multitud de dimensiones a considerar. A continuación se van a estudiar dos de los más conocidos:

12.3.1.1. Método del Scoring

Este método es uno de los más sencillos de comprender y aplicar para resolver problemas de decisión multicriterio en los que las opciones se valoran de la misma forma, es decir, que el nivel de satisfacción que se asigna a cada criterio se valora de la misma forma. Los pasos a seguir son los siguientes:

- Identificar la Meta del Problema General
- Obtener las soluciones alternativas(A través de algoritmos de optimización)
- Elegir los criterios de selección
- Ponderar cada uno de los criterios
- Valorar los criterios en cada solución alternativa
- Sumar las valoraciones de cada solución alternativa
- Ordenador de mayor a menor las puntuaciones obtenidas. La mayor se representa a la solución óptima de acorde a la ponderación y valoración de los criterios empleados.

12.3.1.2. Método AHP

Se trata de un método matricial más complejo que el anterior muy apropiado para valorar la importancia relativa de cada criterio elegido para la toma de decisiones. Los pasos a seguir en este método son los siguientes:

- En primer lugar, hay que descomponer el problema en sus elementos más simples:
 - Objetivo General
 - Criterios ($i=1,2,\dots,m$)
 - Soluciones alternativas ($j=1,2,\dots,n$)
- Elaborar la Matriz de Comparación por Pares (MCP) de alternativas para cada criterio. Para cada solución alternativa se valora cada criterio de acuerdo a una escala previamente establecida.
- Normalizar la matriz dividiendo cada elemento de la matriz por la suma total de los elementos de la columna.
- Determinar el cociente de consistencia (CR). Para ello hay que:
 - Para fila de la MCP se calcula una suma ponderada en base a la suma del producto de cada celda por la prioridad de cada alternativa.
 - Dividir para cada línea la suma anteriormente calculada por la prioridad de su alternativa.
 - Calcular la medía del cálculo realizado en el paso anterior.
 - Calcular el índice de consistencia (CI):

$$CI = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$$

- Determinar el CI:

$$CR = \frac{CI}{RI}$$

El RI se obtiene de una tabla tal que:

Total soluciones alternativas	RI
3	0,58
4	0,9
5	1,12
6	1,24
7	1,32
8	1,41

Un Cr menor a 0,10 se considera aceptable, sin embargo, si es mayor a 0,10 se deben replantear las valoraciones.

- Crear la Matriz de Prioridad. Esta matriz incluye los vectores de prioridad y se listan las soluciones alternativas por fila y los criterios por columna.
- Elaborar una MCP de forma similar a la anteriormente utilizada pero esta vez con los criterios.
- Por último, desarrollar un Vector de Prioridad Global multiplicando del vector de prioridad de criterios por la matriz de alternativas. La alternativa que mayor puntuación obtenga será la que mayor prioridad tenga.

12.3.2. Modelo utilizado

El proceso de toma de decisiones para el sistema híbrido está basado en una modificación del primer modelo presentado en el apartado anterior. La metodología propuesta presenta cuatro pasos a seguir:

Identificar la Meta del Problema General.

El proceso de tomas de decisiones para la optimización del sistema de generación híbrida tiene como objetivo principal el diseño de un sistema que minimice el uso del diésel en pro de las energías renovables y que resulte viable y sostenible en el tiempo para la comunidad y los usuarios.

Obtener las soluciones alternativas

Las soluciones obtenidas mediante HOMER están mostradas en el apartado 19.6.

Elegir los criterios de selección

Los criterios se definen según Hans Voogd como “los aspectos medibles del juicio al que se someten las alternativas”. Se debe identificar los criterios de modo que reflejen las preocupaciones relacionadas con el cumplimiento de la meta general y, además, el número

total de estos debe estar entre 7 y 12. En el caso de La Brecha se dividen los criterios en base a su naturaleza de la siguiente forma:

- Criterios técnicos:
 - Coste inicial [€]
 - Coste operación [€/año]
 - NPC [€]
 - Consumo diésel [l]
 - Exceso electricidad [%]
 - Emisiones [kg/año]
- Criterios sociales
 - Facilidad de gestión
 - Facilidad de pago usuarios [€/kWh]
 - Usos productivos
 - Ruido
 - Impacto visual

Ponderar cada uno de los criterios

Se trata de asignar un peso relativo a cada uno de los criterios, el cual indica la importancia de cada uno respecto al resto. Para ello, se requiere de una valoración subjetiva que, en ocasiones, se realiza a modo de encuesta pero que en este caso se realiza de forma individual. Los pesos asignados se dividen por naturaleza y se ponderan de forma individual cada una ellas:

- Criterios técnicos:

○ Coste inicial	0.15
○ Coste operación	0.1
○ NPC	0.2
○ Consumo diésel	0.1
○ Exceso electricidad	0.25
○ Emisiones	0.1
- Criterios sociales

○ Facilidad de gestión	0.3
○ Facilidad de pago usuarios	0.25
○ Usos productivos	0.15
○ Ruido	0.2
○ Impacto visual	0.2

Valorar los criterios en cada solución alternativa

Elaborar una escala equitativa para cada uno de los parámetros resulta muy complicado cuando los criterios son tan variados, en consecuencia, se ha decidido procesar previamente los datos para facilitar esta tarea. De modo que, para determinar la valoración para cada solución alternativa, en función de cada uno de los criterios se procede de la siguiente forma:

- Coste inicial. Se valora en cantidad monetaria con el valor que devuelve HOMER

- Coste operación. Se valora en cantidad monetaria por año con el valor que devuelve HOMER
- NPC. Se valora en cantidad monetaria con el valor que devuelve HOMER
- Consumo diésel. Se valora en litros con el valor que devuelve HOMER
- Exceso electricidad. Se valora en porcentaje con el valor que devuelve HOMER
- Emisiones. Se valora en kilogramos por año con el valor que devuelve HOMER
- Facilidad de gestión. Hace referencia a la dificultad o facilidad de gestión por parte de la comunidad beneficiaria del sistema y se valora de la siguiente forma:
 - 3 - Fácil
 - 2 - Media
 - 1 - Complicada
 - 0 – Muy difícil
- Facilidad de pago usuarios. Se valora en \$ por kW con el valor que devuelve HOMER
- Usos productivos. Hace referencia a si la solución aporta puestos de trabajo en la comunidad beneficiaria y se valora según:
 - 3 - Pocos
 - 2 - Algunos
 - 1 - Bastantes
 - 0 - Muchos
- Ruido. Hace referencia al ruido ambiental que el sistema pueda crear y se valora según:
 - 0 – Ninguno/Poco
 - 1 – Bastante/Mucho
- Impacto visual. Hace referencia al impacto visual que pueda tener el sistema y se valora según:
 - 0 – Ninguno/Poco
 - 1 –Bastante/ Mucho

Normalizar las valoraciones asignadas a los criterios de cada solución alternativa.

Dado que las valoraciones de cada criterio están en unidades diferentes, es necesario normalizarlas para poder hacer un estudio objetivo y homogéneo. Para normalizar las valoraciones hay que:

- Calcular la media del conjunto de todas las valoraciones de un mismo criterio.
- Calcular la desviación típica del conjunto de todas las valoraciones de un mismo criterio.
- Normalizar de acuerdo a:

$$z = \frac{x - \bar{x}}{\sigma}$$



Elegir la mejor solución

En el proceso de selección de la mejor solución se debe tener en cuenta el objetivo fundamental del proceso de selección, es decir, cual es la función objetivo del problema de optimización. En este caso se trata de minimizar costes, facilitar la implantación en la localidad seleccionada y, por último, reducir los impactos medioambientales.



12.3.3. Presentación resultados

1-Valoración de los criterios en cada solución alternativa

		Peso relativo /Solución	M1	M2	M3	M1.1	M1.2	M1.3
Criterios técnicos	Coste inicial [\$]	0,15	12120	16992	31904	13184	2556	33194
	Coste operación [\$/año]	0,1	1925	1661	1587	1462	1381	1567
	NPC [\$]	0,2	35905	37523	50709	31246	42629	52556
	Consumo diésel [l]	0,2	1537	1023	0	1144	381	0
	Exceso electricidad [%]	0,25	18,5	23,2	55,3	17,2	38	57,5
	Emisiones [kg/año]	0,1	4155	2768	0	3090	1031	0
Criterios sociales	Facilidad gestión	0,3	3	1	2	2	3	1
	Facilidad de pago usuarios [\$/kWh]	0,2	0,494	0,516	0,697	0,43	0,586	0,723
	Usos productivos	0,3	2	1	1	2	1	2
	Ruido	0,1	1	1	0	1	1	0
	Impacto visual	0,1	0	1	1	0	1	1

Tabla 12.9. Valoración de cada uno de los criterios de las distintas soluciones posibles al problema de optimización.



2-Normalización

		Peso relativo /Solución	Media	Desviación típica	M1	M2	M3	M1.1	M1.2	M1.3
Criterios técnicos	Coste inicial [\$]	0,1	19771	8027,516289	-0,1429	-0,0519	0,2267	-0,1230	-0,32168	0,2508
	Coste operación [\$/año]	0,1	1462,5	219,7695172	0,21042	0,0903	0,0566	-0,0002	-0,0371	0,0475
	NPC [\$]	0,2	38809	7234,340544	-0,0802	-0,0355	0,3289	-0,2090	0,10560	0,3800
	Consumo diésel [l]	0,2	482,09	541,5044219	0,19481	0,0998	-0,0890	0,12223	-0,01867	-0,0890
	Exceso electricidad [%]	0,2	38,977	16,26702571	-0,3147	-0,2424	0,2508	-0,3346	-0,01502	0,2846
	Emisiones [kg/año]	0,2	1303,5	1463,871563	0,19478	0,1000	-0,0890	0,12203	-0,01862	-0,0890
Criterios sociales	Facilidad gestión	0,3	1,0909	0,811177328	0,70604	-0,0336	0,3321	0,33621	0,70604	-0,0336
	Facilidad de pago usuarios [\$/kWh]	0,15	0,5342	0,099544167	-0,0808	-0,0366	0,3270	-0,2094	0,10402	0,3792
	Usos productivos	0,2	1,4090	0,50323628	0,24387	-0,3522	-0,3522	0,24387	-0,35227	0,2438
	Ruido	0,15	0,5454	0,509647191	0,08918	0,08918	-0,1073	0,08918	0,08918	-0,1070
	Impacto visual	0,2	0,5454	0,509647191	-0,1070	0,08918	0,0891	-0,10703	0,08918	0,0891
TOTAL					0,45666	-0,1419	0,48912	-0,035	0,16534	0,6783

Tabla 12.10. Normalización de cada uno de los criterios de las distintas soluciones posibles al problema de optimización.

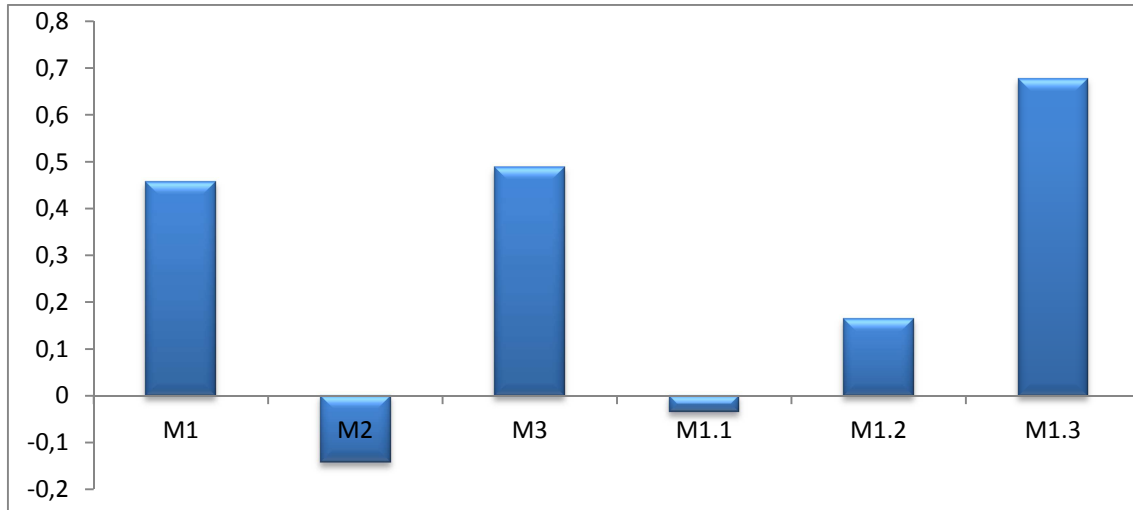


Grafico 12.1. Resultados finales del proceso de decisión multicriterio para cada una de las soluciones posibles.

En la gráfica 12.1, se observa la valoración final de cada una de las propuestas por HOMER como solución al problema de optimización del SHGEAER. Siguiendo el criterio de minimización de la función objetivo, se concluye que la solución que más se ajusta a los criterios seleccionados es la M2, cuyas especificaciones se exponen a continuación:

Modelo	M2
Potencia PV [kW]	2,64
Aerogenerador	1
Generador	2
Baterías	10
Coste inicial [\$]	16992
Coste operación [\$/año]	1661
NPC [\$]	37523
\$/kWh	0,516
Consumo diésel [l/año]	1023
Exceso electricidad [%]	23,2
Fracción renovable	0,605
Emisiones [kg/año]	2768,29

Tabla 12.11. Características principales del modelo elegido como solución óptima para el SHGEAER.

La solución obtenida se corresponde con aquella cuyo funcionamiento más se ajusta a los requisitos impuestos, es decir, aquella que minimiza el consumo de diésel en beneficio de las energías renovables, que genera electricidad a un precio razonable para los usuarios y que puede satisfacer la demanda requerida en todo momento.

13. Análisis de sensibilidad de la solución alternativa optima

Los resultados obtenidos de la simulación con HOMER son los más adecuados a las condiciones medias de recurso solar y eólico y, por otro lado, al precio del combustible correspondiente al año 2015. Sin embargo, es de vital importancia analizar las posibles consecuencias de la variación del precio del combustible para los años de duración previstos para el proyecto del SHGEAER.

En primer lugar se analiza la evolución del precio el combustible a nivel internacional:

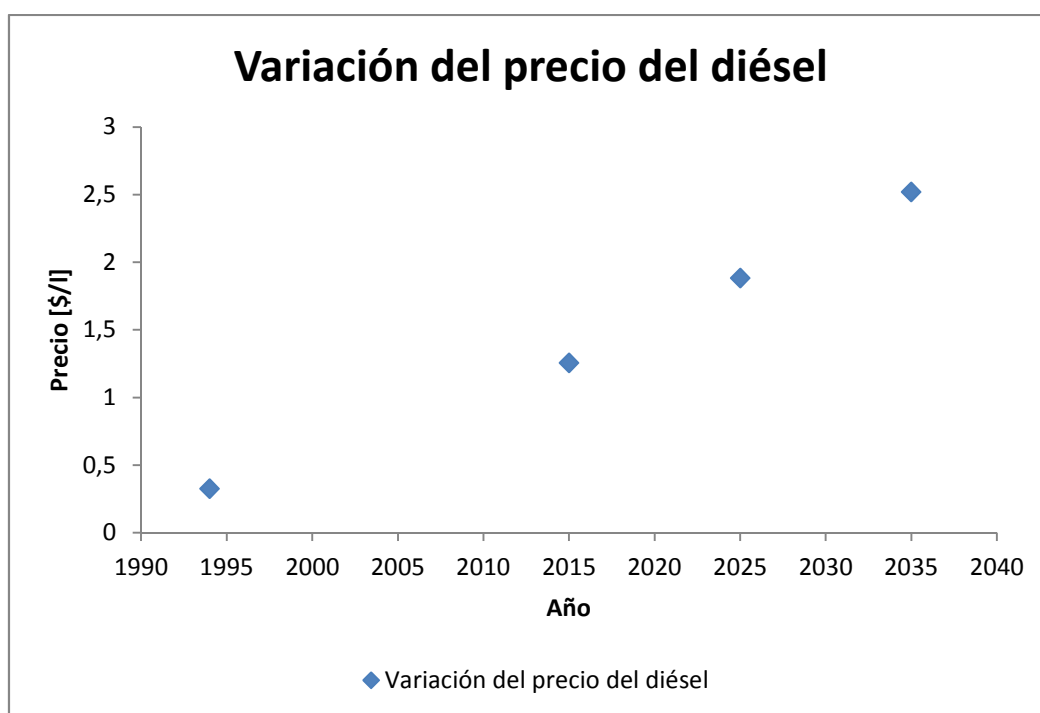


Gráfico 13.1. Variación del precio del diésel en el panorama internacional desde año 1994 hasta el 2015 y estimación del comportamiento para los próximos 20 años. Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

En Bolivia, tal y como se cita en el apartado 4.2.5.2, el combustible está subvencionado en gran medida por el Estado. En los primeros meses del año 2015 esta ayuda ha alcanzado casi el 42% del precio total, no obstante, ya son muchos los expertos que advierten de la imposibilidad de mantener el subsidio en los próximos años. Por ello, suponiendo que el Estado pueda ir retirando progresivamente esta ayuda y que el precio a nivel internacional aumenta constantemente, se ha realizado una estimación del aumento del precio del combustible en el país para los próximos años según la siguiente aproximación:

- En el año 2025 la subvención estatal será el 35% del precio a nivel internacional.
- En el año 2035 la subvención estatal será el 10% del precio a nivel internacional.
- El precio del diésel aumentará según la tasa promediada desde 1994 (0.04657 \$/año).

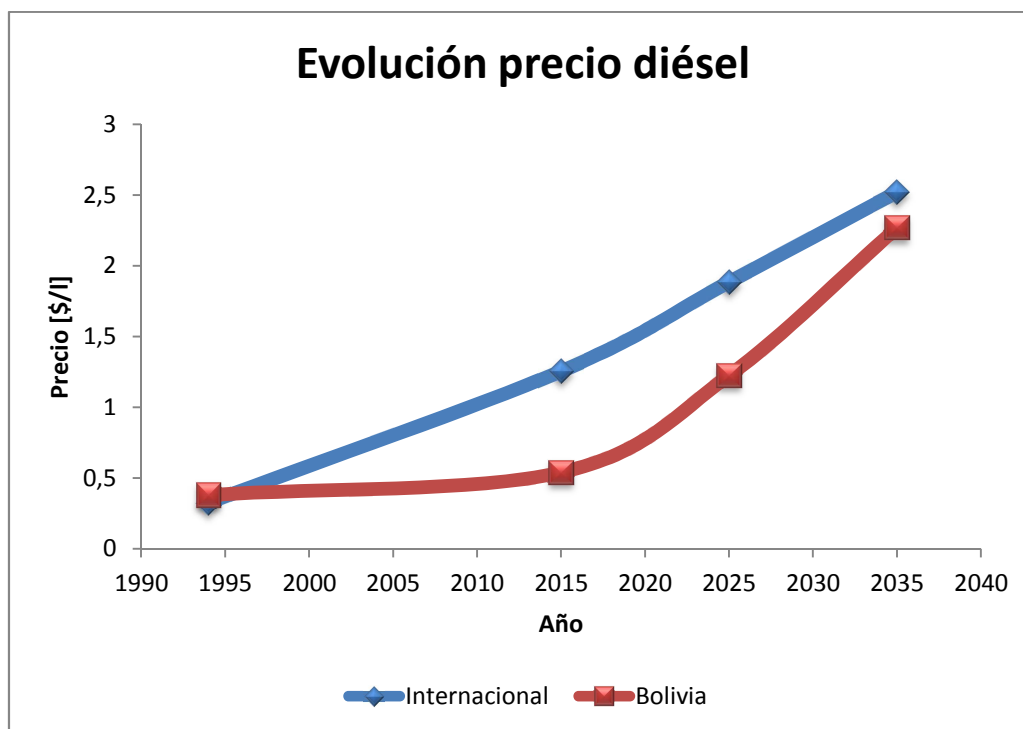


Gráfico 13.2. Variación del precio del diésel en el panorama internacional y en Bolivia desde año 1994 hasta el 2015 y estimación del comportamiento para los próximos 20 años. Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

Tal y como se percibe en la gráfica 13.2 el precio del combustible en Bolivia a lo largo de las últimas décadas ha sido sensiblemente inferior. Sin embargo, según los cálculos realizados, se estima que el precio del diésel se aproxime al internacional con el paso de los años.

13.1. Análisis de sensibilidad

Resulta necesario realizar un análisis de sensibilidad del comportamiento del SHGEAER a la variación del precio del diésel. Suponiendo como válidos los datos del precio del combustible estimados en el apartado anterior para los próximos años, vamos a analizar el comportamiento de las características del SHGEAER al aumento del precio del diésel:

En primer lugar, se observa un cambio importante en el comportamiento la gran mayoría de las variables en el momento que el precio del combustible supera los 1.2246 [\$/l] previstos para el año 2025. Por lo tanto, se va a analizar la respuesta al aumento del precio del diésel:

- La fracción renovable en la producción energética aumenta conforme lo hace el precio del diésel, aunque cuando se superan los 1.2246 [\$/l] la pendiente de la recta disminuye. Además el aumento en la fracción renovable conlleva:

- Una disminución en la pendiente del Coste Total Neto

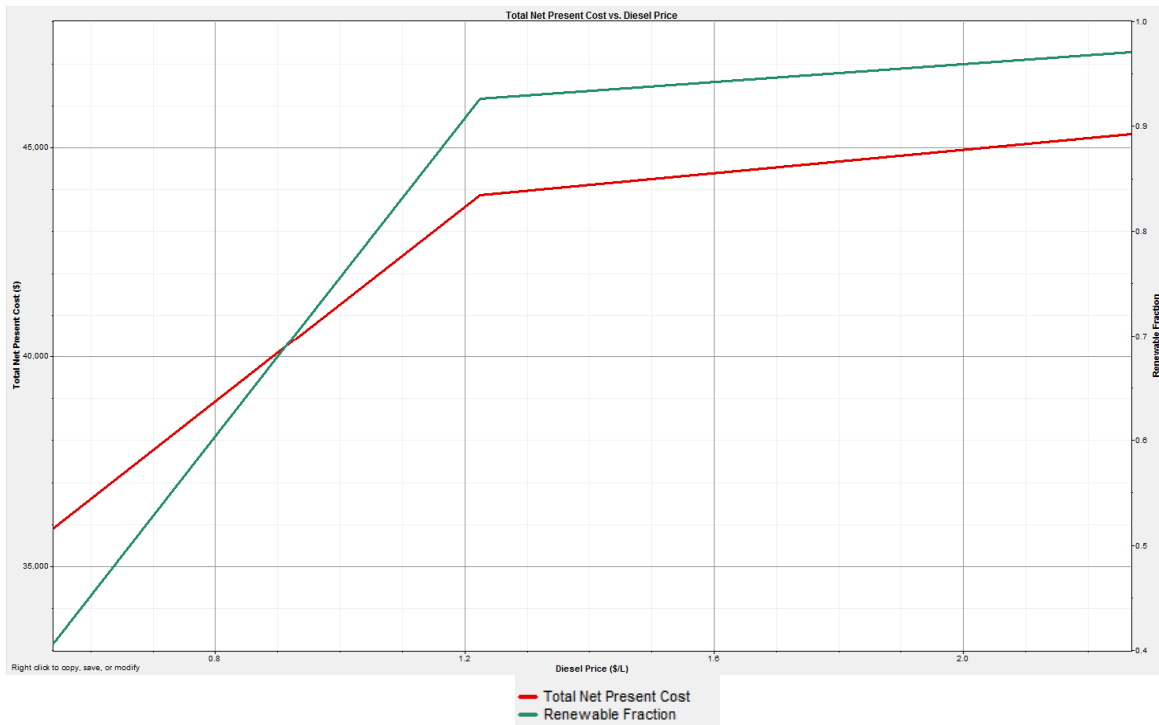


Imagen 13.1. Variación del coste neto total y la fracción renovable del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

El coste total neto sufre gran variación en el momento que el precio supera los 1.2246 [\$/l] y desde ese punto aumenta de la misma forma que lo hace la fracción renovable.

- Disminución de la pendiente de la vida de las baterías:

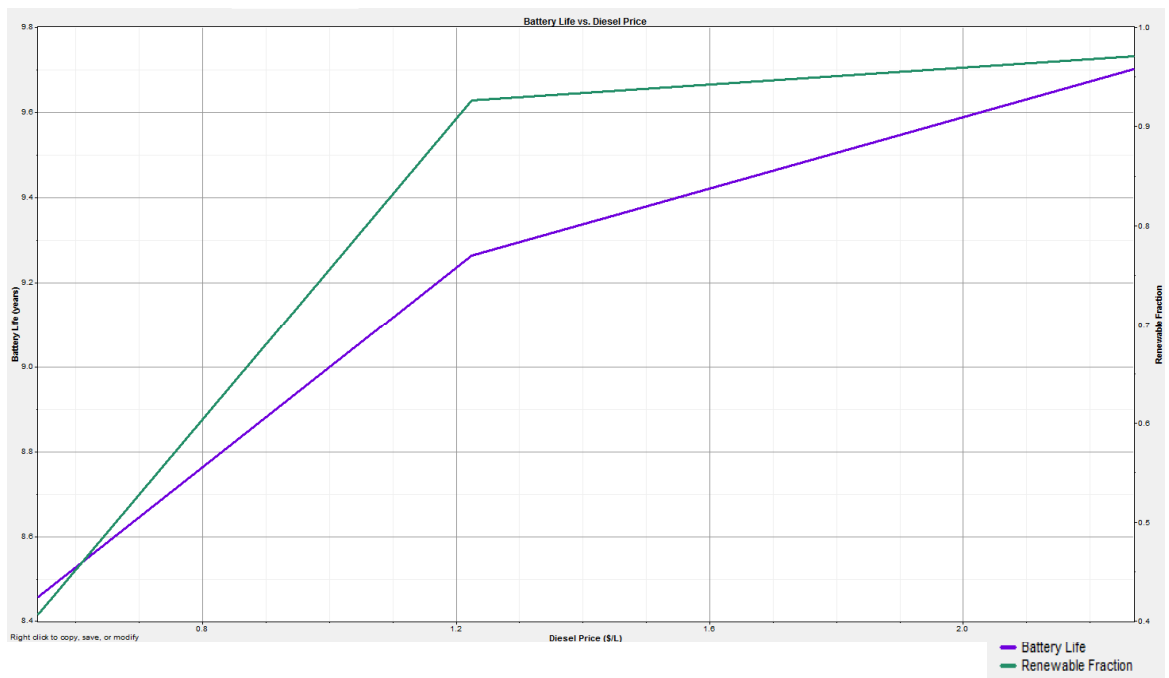


Imagen 13.2. Variación de la vida media de las baterías y la fracción renovable del SHGEAER seleccionado respecto a la variación precio del diésel.

Según aumenta la fracción renovable menor es el uso del generador y, por tanto, mayor uso se hace de las baterías. Pese a que la vida útil sigue aumentando debido a que cada vez se usan con mayores rendimientos, la pendiente disminuye ya que cada vez trabajan más y sufren más desgaste.

- Disminución en el consumo de diésel y, por lo tanto, del gasto en combustible.

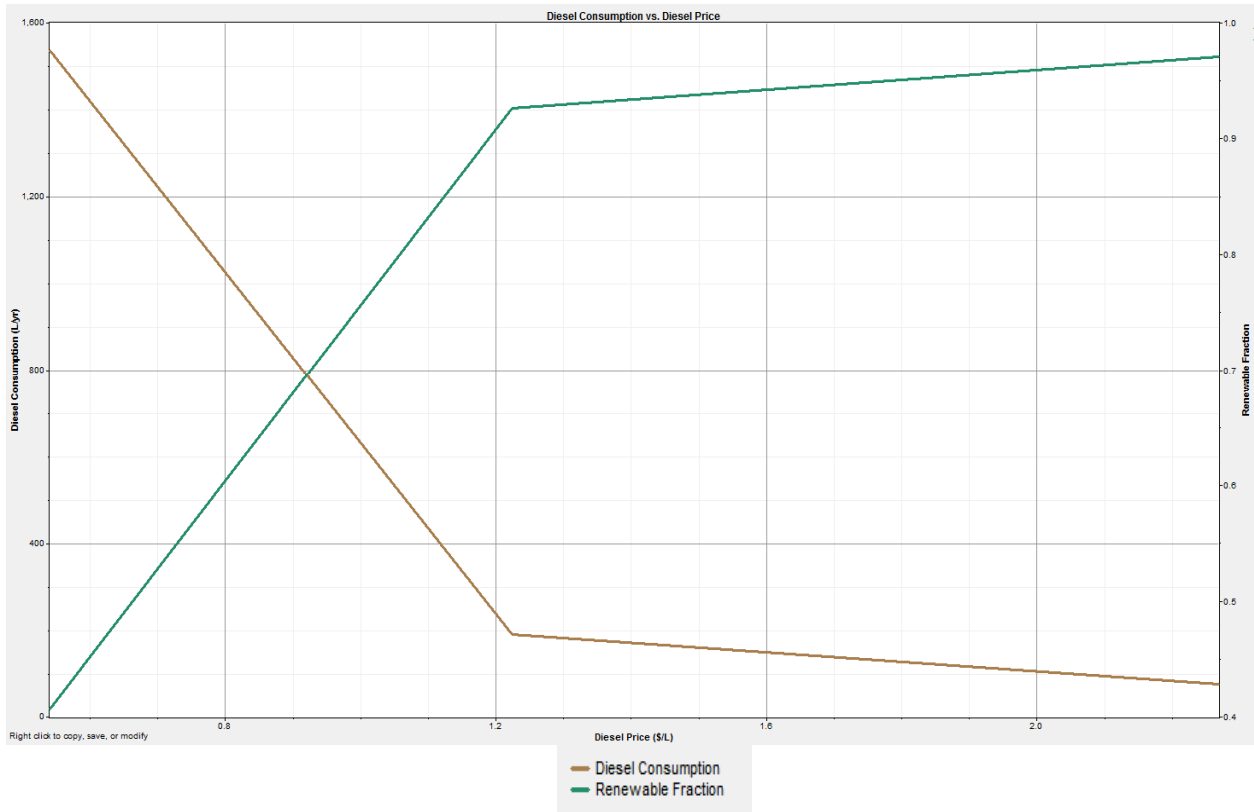


Imagen 13.3. Variación del consumo de diésel y la fracción renovable del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

Resulta evidente pensar que un aumento de la fracción renovable en la producción supone una disminución en el uso del generador. En consecuencia, el consumo de combustible y la emisión de productos contaminantes también disminuye.

- Disminución del coste de producción unitario:

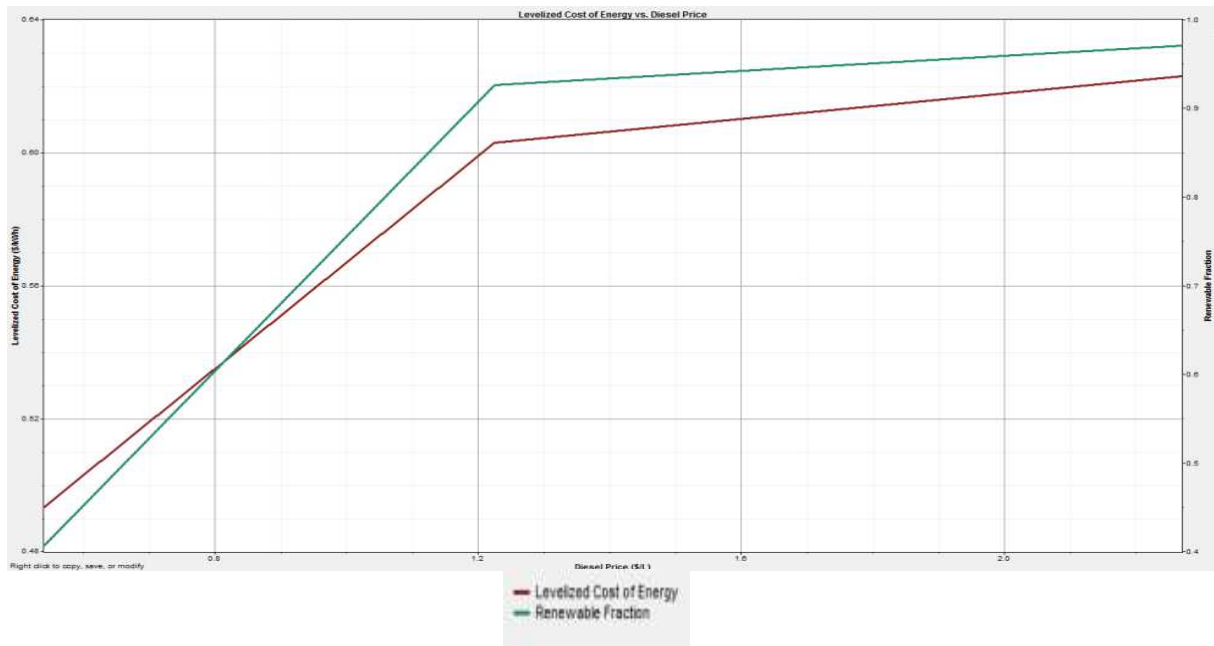


Imagen 13.4. Variación del coste unitario de producción y la fracción renovable del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

Tal y como se aprecia en la imagen 13.4, el aumento en la penetración de la renovables trae consigo una reducción considerable en la pendiente del costo de producción unitario. Esto es consecuencia de la disminución del costo fijo proveniente de la utilización del combustible que, por otro lado, conlleva un aumento del número de baterías necesarias.

- El aumento de la fracción renovable como consecuencia de un aumento en la producción fotovoltaica.

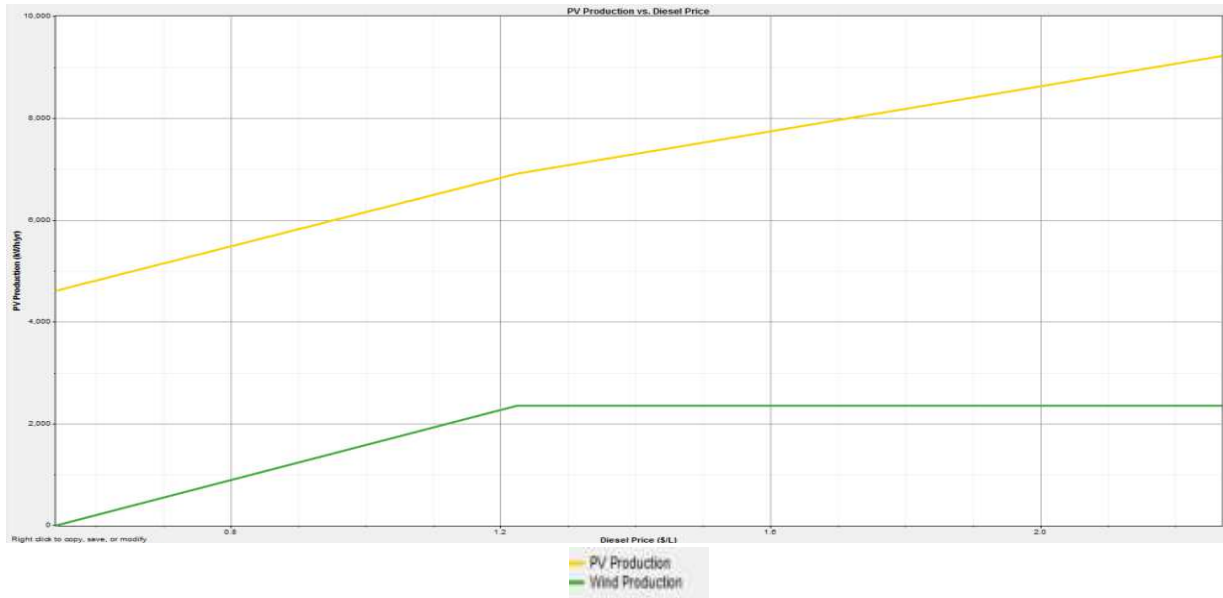


Imagen 13.5. Variación de la producción eólica y solar del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

Hay que destacar que HOMER apuesta por la energía solar en el momento en el que el precio del combustible es demasiado elevado. Esto quiere decir que, para el emplazamiento seleccionado, las condiciones ambientales y el equipo seleccionado la energía solar es la fuente renovable más fiable y eficaz.

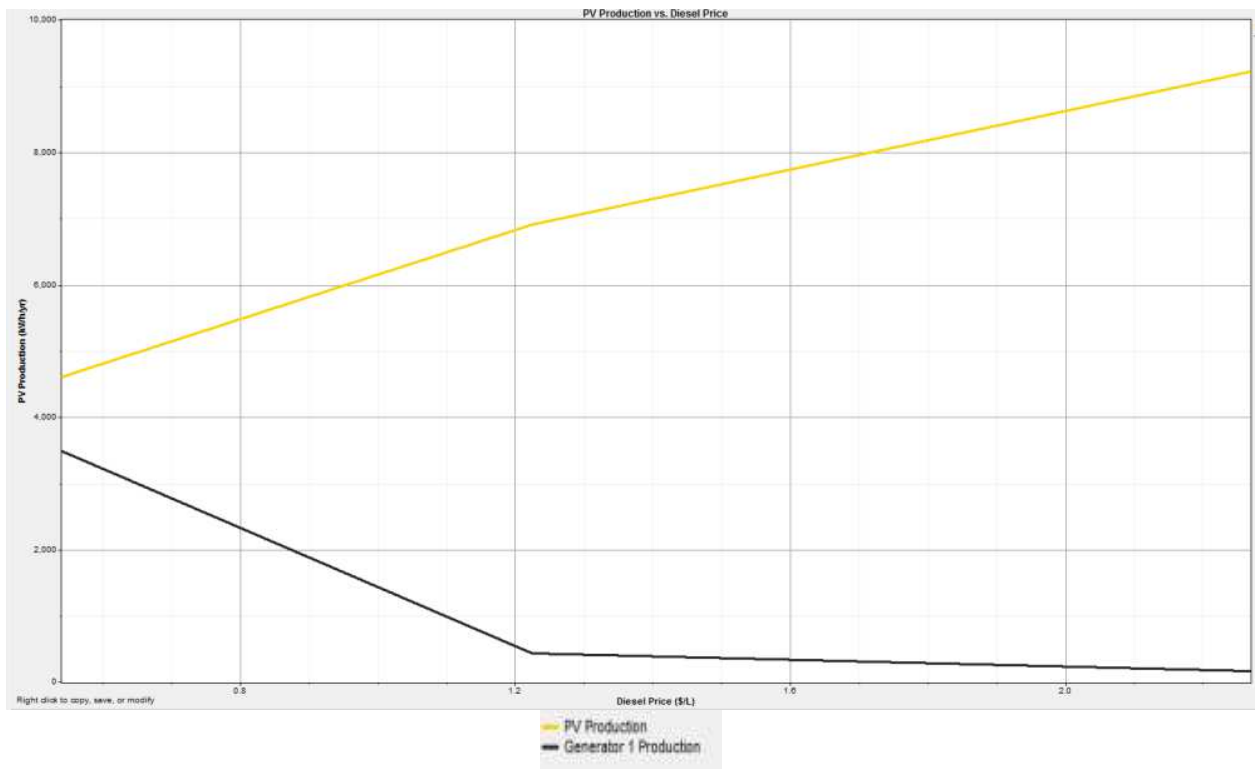


Imagen 13.6. Variación de la producción solar y la obtenida con el generador del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

La producción energética del generador disminuye conforme aumenta el precio del combustible ya que HOMER optimiza el funcionamiento del SHGEAER de acuerdo a minimizar costes.

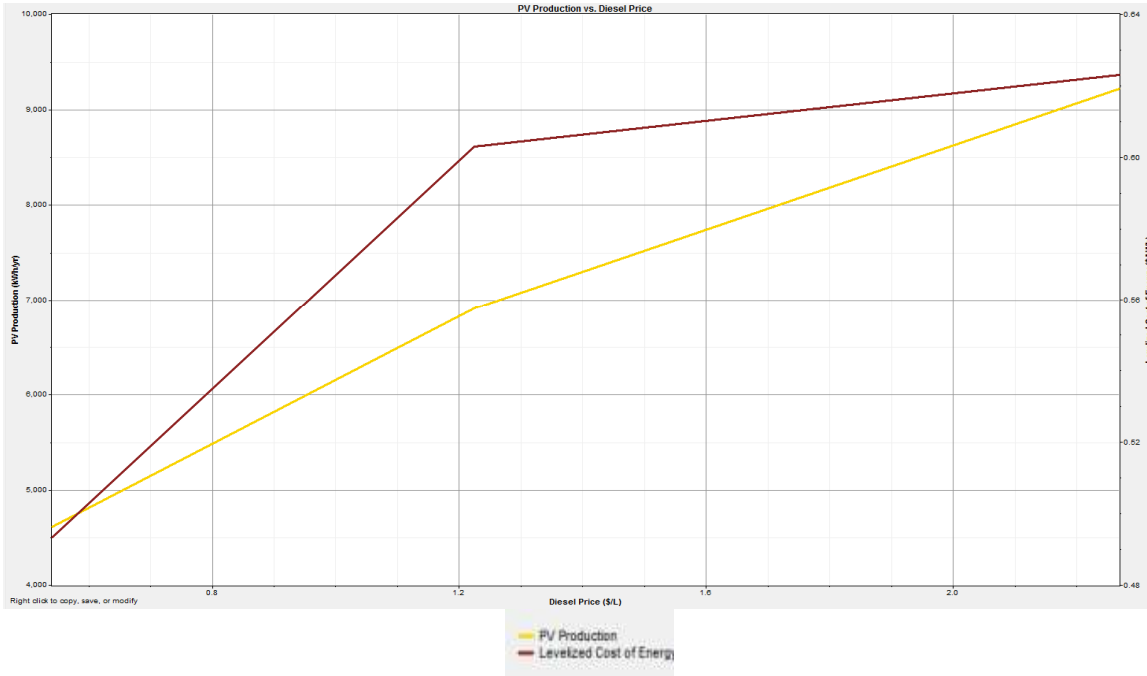


Imagen 13.7. Variación de la producción solar y el coste unitario de producción del SHGEAER seleccionado respecto a la variación del precio del diésel.

El aumento de la fracción solar en el proceso productivo y la consecuente disminución del uso del generador provocan una disminución en el aumento del precio unitario de la energía.

13.2. Conclusión

Tras analizar los gráficos del apartado anterior, se deduce que el futuro del SHGEAER propuesto depende del sistema de generación solar ya que, tal y como se aprecia en la imagen 13.1, en el momento en que el precio del diésel supera los 1,2246 [\$/l] la fracción renovable aumenta de forma que la producción eólica se mantiene constante y la solar continúa aumentando. De este modo se consigue frenar el aumento del precio unitario de producción y del coste total neto. Además, se consigue reducir el consumo de diésel y, por lo tanto, la emisión de productos contaminantes a la atmósfera

13.3. Extensión de la red

El análisis realizado por HOMER incluye una comparativa entre el costo del sistema y la extensión de la red eléctrica. En este caso, si existiera un punto de conexión a red a menos de 7 kilómetros el SHGEAER no sería rentable frente a una posible extensión. Sin embargo, el punto de conexión a la red eléctrica más cercano está a 85 kilómetros, por tanto, el sistema se da por válido.

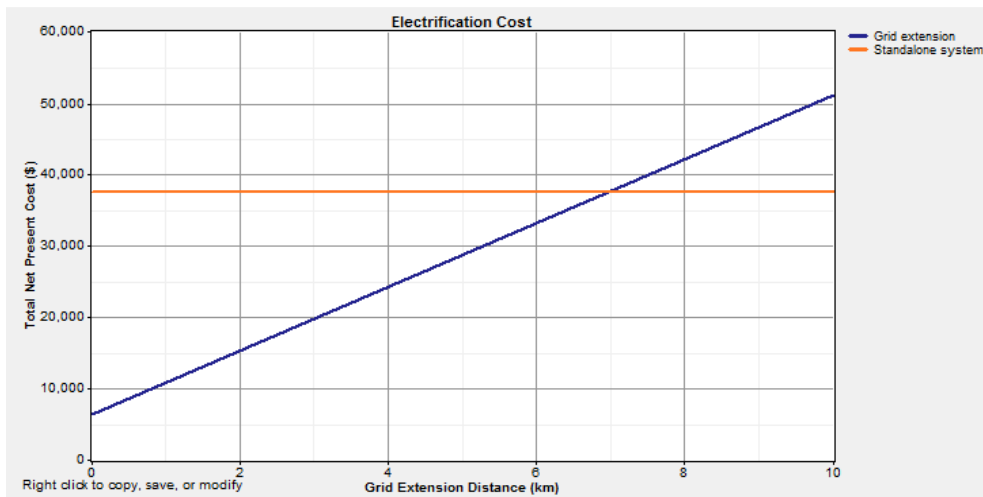


Imagen 13.8. Gráfica comparativa entre el costo total neto presente frente al costo de una posible extensión a la red eléctrica.

14. Diseño final

El diseño de la instalación del SHGEAER parte de la solución obtenida en el apartado 12.3.3 y se compone de un sistema de generación, distribución y de control de cada componente para satisfacer la demanda de la manera más eficiente.

14.1. Elementos de la instalación

14.1.1. Aerogenerador

Según los resultados del proceso de optimización del apartado 12.3.3, únicamente se va a instalar un aerogenerador. El modelo seleccionado es el modelo ENAIR DB30 cuyas especificaciones pueden encontrarse en el anexo 19.6.1.

Para maximizar la producción eólica es importante orientar el aerogenerador en la dirección correcta. Así, tal y como se ha calculado en el apartado 9.1.3.3, la dirección predominante que sigue el régimen de vientos en la localidad de La Brecha es el NE, con gran predominancia hacia el Norte. Por lo tanto, el aerogenerador se instalará de acuerdo a dicha orientación y eligiendo la localización que menor número de obstáculos presente a su alrededor.

14.1.2. Baterías

Se requieren un total de 10 baterías del modelo Victron Gel Deep Cycle 12V, cuyas especificaciones de encuentran en el anexo 19.6.2. Debido a que el Bus DC al que se conectan está a 24V, es necesario disponer cinco líneas de baterías en paralelo. En cada línea se dispondrán dos baterías en serie, de modo que el voltaje se corresponda con el del Bus. La instalación se dispondrá en una caseta que proteja a los equipos del sol y que, además, este perfectamente ventilada.

14.1.3. Paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos seleccionados son del modelo GAT 240P, cuyas especificaciones se encuentran en el anexo 19.6.5. La potencia instalada en el sistema de generación fotovoltaico es de 2.64 kW, por lo tanto, se requieren al menos 11 paneles. Sin embargo, la instalación de los módulos depende directamente del sistema y, en mayor medida, de los reguladores de carga. La corriente que el regulador de carga puede soportar es el parámetro fundamental para seleccionar el modelo, tal y como se ha presentado en el apartado 11.5. Por consiguiente, para que el sistema no dependa del funcionamiento de un único regulador se van a instalar dos componentes. De esta forma, en caso de fallo de uno de ellos, el sistema fotovoltaico puede continuar generando energía y, además, el hecho de utilizar dos modelos de menores prestaciones resulta más rentable.

La configuración elegida comprende dos bloques de paneles conectados al Bus DC a través de distintos reguladores, a su vez, cada bloque se compone de seis paneles conectados en paralelo para que la tensión sea coherente con la del Bus DC. Así, se obtiene una potencia

fotovoltaica de 2.88 kW, potencia superior a la obtenida como óptima en el apartado 12.3.3, sin embargo, se ha preferido dicha configuración para que el sistema quede equilibrado con dos bloques de 6 paneles cada uno. De esta forma, el sistema fotovoltaico queda ligeramente sobredimensionado ya que se instalan 12 módulos en vez de los 11 óptimos calculados con HOMER, no obstante, es preferible esta configuración porque se consigue satisfacer la demanda requerida en todo momento y el sistema queda equilibrado.

14.1.4. Regulador de carga

El regulador es el componente fundamental de control del sistema de generación fotovoltaica, así, tal y como se analiza en el apartado 14.1.3, su dimensionamiento está directamente relacionado con la configuración de los paneles. En consecuencia, según el esquema descrito, cada regulador debe soportar picos de intensidad que superan los 50 amperios. Ambos reguladores se instalarán en la caseta de las baterías.

14.1.5. Generador diésel

El generador se va a instalar en la caseta de las baterías y los reguladores. Como se ha comentado anteriormente, el generador es monofásico, cuya potencia es superior al pico de la demanda para el mes más desfavorable del año 20 de proyecto y de arranque automático.

14.1.6. Inversor

Se instalan dos inversores en el SHGEAER. El primero de ellos es el encargado de transmitir la energía desde el Bus DC hacia las cargas y se instala en la caseta. El segundo es el que une el generador diésel con el Bus DC. Ambos están dimensionados de forma que puedan soportar los picos de demanda.

14.1.7. Sistema de control

El sistema de control del SHGEAER trata de regular el funcionamiento del mismo para que trabaje de la forma más eficiente en función del recurso disponible. En el caso de aerogenerador, este incluye un inversor en su estructura que controla su funcionamiento y, además, se incluyen unas resistencias de disipación para situaciones en las que las baterías están cargadas y la producción eólica supera la demanda. El control de los módulos fotovoltaicos se realiza a través de los reguladores, los cuales controlan el flujo de energía hacia el Bus DC en función del estado en que se encuentran las baterías. Por último, el sistema de control monitoriza el estado de las baterías y el flujo de energía desde el aerogenerador y los paneles fotovoltaicos hacia el Bus DC para que el generador diésel trabaje de forma óptima. En el caso de que no existe energía almacenada en las baterías y tampoco exista producción renovable, existe la posibilidad de que el generador suministre energía directamente a la carga mediante una conexión manual.

14.2. Distribución

El sistema de distribución se divide en dos subsistemas, ambos tendidos, cuya diferencia radica en el tipo de corriente que transportan, a saber:

- Corriente en DC. Comprende la distribución entre los siguiente puntos:
 - Grupo fotovoltaico 1 – Regulador 1 (E-A')
 - Grupo fotovoltaico 1 – Regulador 2 (D-A')
 - Aerogenerador – Baterías (F- A, se considera que las baterías (A) y el regulador están en el mismo punto(A'))

Dentro de la caseta:

- Inversor 2- Bus DC
- Baterías – Inversor 1

- Corriente en AC. Comprende la distribución entre los siguientes puntos:
 - Inversor 1 – Puesto sanitario
 - Inversor 1 – Sistema de bombeo

Dentro de la caseta:

- Generador – Salida del Inversor 1



Imagen 14.1. Esquema de la red de generación y distribución del SHGEAER en la localidad de La Brecha. Fuente: Google Maps.

14.2.1. Dimensionamiento conductores

El dimensionamiento de los conductores se va a realizar según dos criterios:

- Máxima caída de tensión admisible
- Intensidad máxima admisible

14.2.1.1. Máxima caída de tensión admisible

El criterio de máxima caída de tensión admisible es fundamental en el diseño de los conductores debido al hecho de que el cable no es ideal y, por lo tanto, tiene una resistencia interna. Por ello, se trata de limitar la caída de tensión producida en el cable hasta un pequeño porcentaje de la tensión nominal de la línea. Siguiendo la normativa, se va a limitar a un 5% de la tensión nominal:

$$AV(\%) = \frac{(U_1 - U_2) * 100}{U_1} \leq 5\%$$

Siendo: U_1 : Tensión en bornes del Inversor (230 V)

U_2 : Tensión en los puntos de consumo

Así, la tensión U_2 queda limitada hasta los 218.5 V. Además, la caída de tensión se puede expresar según:

$$(U_1 - U_2) = I * R$$

Y, a su vez:

$$R = \frac{L * \rho}{S}$$

$$I = \frac{P}{U_2}$$

Por lo tanto, la expresión para el cálculo de la sección que proporcione la caída de tensión deseada es la siguiente:

$$S = \frac{L * P * \rho}{(U_1 - U_2) * U_2}$$

Siendo: L: Longitud del conductor. Se toma como dos veces la distancia entre el punto de distribución y el de consumo.

P: Potencia demandada.

ρ : Resistividad del cable. En este caso se trata de un cable de cobre y se toma un valor de 56 [$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]

Para el caso concreto del diseño del SHGEAER se va a dimensionar el sistema de distribución según el caso del mes más desfavorable en el año 20 de proyecto.

Las secciones obtenidas para cada uno de los tramos de distribución en AC son las siguientes:

Tramo	Longitud [m]	AV (%)	Sección [mm ²]
I1-Puesto sanitario	126	5	1,611779922
I1-Sistema bombeo	130	5	1,662947539
Generador- Salida I1	4	0,5	2,432894682

Tabla 14.1. Datos redes de distribución en corriente alterna.

En el caso de los tramos de distribución en DC:

Tramo	Longitud [m]	AV (%)	Potencia Máxima [W]	Sección [mm ²]
E-A'	65	2	1400	143,9377834
D-A'	63	2	1400	139,5089286
F-A'	200	2	1500	474,5201652
I2-BusDC	3	0,5	2500	46,73665949
Bat-I1	2,6	0,5	3000	48,60612587

Tabla 14.2. Datos redes de distribución en corriente continua.

A continuación, hay que realizar una búsqueda de proveedores de cables en Bolivia que proporcionen, además de cables con la sección adecuada, modelos que soporten las condiciones ambientales de la zona. Se ha seleccionado la empresa "GISMART SRL" la cual provee, entre otros, modelos de cableado de la marca "Prysmian".

Para los tramos en AC:

Tramo	Sección [mm ²]	Modelo comercial	Sección
I1-Puesto sanitario	2,046704663	Wirepol Flex	2,5
I1-Sistema bombeo	2,238583226	Wirepol Flex	2,5
Generador- Salida I1	2,128782847	Wirepol Flex	2,5

Tabla 14.3. Datos redes del cableado seleccionado para la red de distribución en corriente alterna según el criterio de la máxima caída de tensión admisible.

Y para los tramos en DC:

Tramo	Sección calculada [mm ²]	Modelo comercial	Sección [mm ²]
E-A'	143,9377834	P-Sun sp	150
D-A'	139,5089286	P-Sun sp	150
F-A'	474,5201652	Afumex Expo	500
I2-BusDC	46,73665949	Wirepol Flex	50
Bat-I1	48,60612587	Wirepol Flex	50

Tabla 14.4. Datos redes del cableado seleccionado para la red de distribución en corriente continua según el criterio de la máxima caída de tensión admisible.

14.2.1.2. Intensidad máxima admisible

El, el criterio de intensidad máxima admisible es consecuencia directa del efecto Joule según el cual, un conductor que es atravesado por una corriente sufre un calentamiento derivado de la conversión de la energía cinética de los electrones en forma calor. En consecuencia, es de vital importancia limitar esta corriente para que el conductor no se deteriore y funcione correctamente.

Atendiendo a los valores proporcionados por el fabricante de la máxima corriente admisible y según la normativa el “Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión” se calcula la máxima tensión a la que va a estar sometido cada tramo para compararlo con las especificaciones facilitadas por el fabricante:

En el caso de los conductores en AC:

Tramo	Sección [mm ²]	Intensidad máxima sistema [A]	Intensidad máxima estimada [A]	Factor de corrección	Intensidad máxima admisible real [A]
I1-Puesto sanitario	2,5	5,4021	21	1,1	23,1
I1-Sistema bombeo	2,5	5,7934	21	1,1	23,1
Generador - Salida I1	2,5	10,8695	21	1,1	23,1

Tabla 14.5. Comprobación de la selección del cableado del sistema de distribución en AC (seleccionado en el apartado 14.2.1.) mediante el criterio de máxima intensidad admisible.

Y en el caso de los conductores en DC:

Tramo	Sección [mm ²]	Intensidad máxima sistema [A]	Intensidad máxima estimada [A]	Factor de corrección	Intensidad máxima admisible real [A]
E-A'	150	50,1	438	0,9	394,2
D-A'	150	50,1	438	0,9	394,2
F-A'	500	78,125	549	1,1	603,9
I2-BusDC	50	104	125	1,1	137,5
Bat-I1	50	75	125	1,1	137,5

Tabla 14.6. Comprobación de la selección del cableado del sistema de distribución en DC (seleccionado en el apartado 14.2.1.) mediante el criterio de máxima intensidad admisible.

14.2.1.3. Conclusión

Tras estudiar los criterios en los apartados anteriores se obtienen resultados favorables en ambos casos, por lo tanto, se concluye que los conductores seleccionados para ambos casos son óptimos.

14.3. Esquema instalación

El esquema de la instalación es el siguiente:

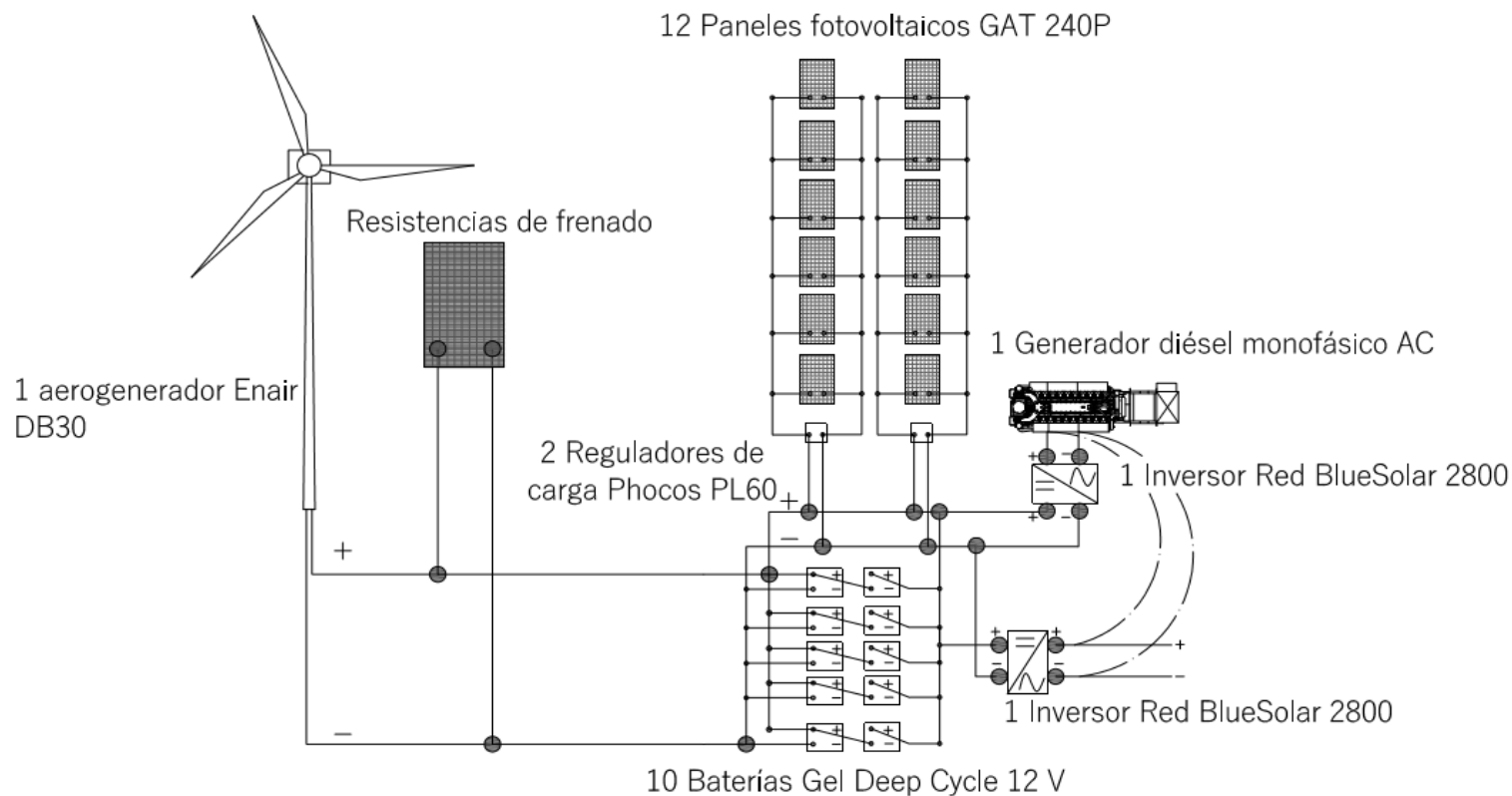


Imagen 14.2. Esquema del SHGEAER seleccionado.

14.4. Justificación

En el proceso de diseño del SHGEAER se ha seleccionado la configuración mostrada en la imagen 14.2, para ello se han tomado diferentes de decisiones en algunos aspectos:

- Distribución monofásica. Se distribuye de esta forma debido a que dentro del horizonte del proyecto no se prevé una conexión a red. Además, es una configuración más simple que no requiere de cargas equilibradas.
- Distribución en AC. De esta forma se facilitan las conexiones de cualquier tipo a la red del SHGEAER y, pese a que se pierde energía en los inversores, se prefiere la facilidad en la conexión.
- Conexión generador. El generador tiene dos conexiones:
 - La primera de ellas está gestionada por el sistema de control lo conecta con el Bus DC.
 - Por otro lado, existe la posibilidad de una conexión manual a la salida del inversor 1 en el caso de que no exista producción renovable y tampoco energía acumulada en las baterías.
- Instalación progresiva. Tal y como se cita en el apartado 10.4.1, el sistema está dimensionado para poder satisfacer la demanda en el año 20 de proyecto. Por ello, durante los primeros años de funcionamiento la eficiencia global del sistema será muy baja debido, en gran parte, a la baja eficiencia de los inversores y del generador al trabajar a bajos regímenes. Por otro lado, tal y como se estudiaba en los apartados 9.1.2 y 9.2.2, el estudio del recurso renovable tiene una fiabilidad que en ocasiones puede resultar dudosa. Así, el sistema se debe ir estableciendo por módulos en función a la demanda existente en cada momento. De esto modo, se consigue una mayor eficiencia del sistema y una mayor flexibilidad para ajustar la producción a las variaciones en la demanda o en el recurso energético.

15. Presupuesto

El presupuesto que se realiza no se corresponde con la realidad del proyecto, esto es debido a que la instalación se va a realizar de forma progresiva. Sin embargo, al tratarse de un estudio de viabilidad y factibilidad se va a presupuestar la totalidad de la instalación según lo calculado en el apartado 14.1:

Concepto	Modelo	Precio unitario	Cantidad	Total [€]	Comentarios
Aerogenerador	Enair DB30	3750	1	3750	#
Panel fotovoltaico	GAT 240P	231	12	2772	#
Generador diésel	KDE 2500X	1050	1	1050	#
Regulador de carga	PL60	540	2	1080	#
Inversor	Red BlueSolar 2,5	2604	1	2604	#
Baterías	Deep Cycle Gel 12 V	376	10	3760	#
Cableado	Wirepol Flex	1,15	340,6	391,69	El precio unitario es por metro de cable y la cantidad son los metros requeridos.
	Psun sp	5,56	128	711,68	
	Afumex Expo	3,35	200	670	
Instalaciones	#	#	#	8917	Están incluidos los gastos de instalación de todos los componentes, los soportes de los paneles fotovoltaicos, la caseta y la torre del aerogenerador
TOTAL				25706,37	

Tabla 15.1. Detalles del presupuesto del SHGEAR seleccionado.

Por lo tanto, la inversión requerida para la completa instalación del SHGEAER dimensionado en el apartado 12.2 es de 25706,37 €, es decir, 24081.99 euros.

16. Estudio de viabilidad y sostenibilidad

Un estudio de viabilidad y factibilidad de un sistema aislado de generación eléctrica con energías renovables debe reflexionar sobre si el proyecto puede o no ser sostenible en el tiempo para, de esta forma, poder cumplir con el horizonte del mismo y las expectativas proyectadas. En primer lugar, se debe estudiar si las tecnologías renovables seleccionadas están disponibles en la región seleccionada.

16.1. Criterios

Se define *tecnología disponible* como aquella que:

- El personal local conoce y es capaz de controlar y mantener. Además se produce a nivel local o que, al menos, tiene la capacidad de reparación local con las capacidades técnicas disponibles en la zona.
- Tiene disponibilidad local de los equipos y repuestos necesarios. Además se tiene la garantía, por parte de los proveedores, de total acceso a recambio para los equipos, de manera que, en caso de falla, sea posible obtener un recambio en un periodo de tiempo razonable.
- Tiene experiencia de haberse aplicado anteriormente de manera positiva por los alrededores.
- Cuyo costo a largo plazo es asequible para la población, pese a que la inversión inicial sea alta.

16.1.1. Personal

16.1.1.1. Situación

En general, la población del Chaco no tiene conocimiento técnico relacionado a sistemas de generación eléctricos. En el caso de la localidad de La Brecha en alguna de las viviendas se dispone de sistemas fotovoltaicos y los usuarios de los mismos tienen conocimientos básicos para el mantenimiento de los mismos. Sin embargo, no existe ninguna persona con los conocimientos técnicos para, en caso de falla, poder realizar alguna reparación ocasional.

16.1.1.2. Conclusión

Se debe plantear un proceso de formación, capacitación y concienciación para que estas tareas sean llevadas a cabo desde la propia iniciativa local. En este proceso se contemplaría: la importancia del cuidado del sistema y sus alrededores, explicaciones básicas del funcionamiento y de las debilidades del mismo para que estén capacitados para realizar el mantenimiento y/o reparaciones básicas y los beneficios sociales y ambientales que supondría la adaptación. Es importante concienciar a la población de la importancia del sistema para que la comunidad se comprometa con el proyecto y se organice para que el sistema sea sostenible. Por otro lado, se debe establecer acuerdos con técnicos de las localidades más cercanas para

que sean ellos los encargados de llevar a cabo el mantenimiento y las reparaciones más laboriosas y, a su vez, para desarrollar un plan de sostenibilidad a largo plazo. En caso de que no exista ningún técnico a una distancia razonable, se debe realizar un plan de sostenibilidad estricto en el que se incluyan los puntos necesarios para el mantenimiento. Se debe diferenciar entre tres tipos de mantenimientos:

- Preventivo. Son las operaciones que se realizan antes de que suceda una avería para evitar un retraso en el funcionamiento de un equipo y garantizar así un periodo de uso fiable.
- Predictivo. Son el conjunto de operaciones que se realizan previo fallo de la máquina y que se llevan a cabo por diferentes avisos del equipo. Es decir, se trata de percibir los síntomas de las máquinas que puedan indicar la posibilidad de un fallo a corto plazo y actuar antes de que suceda la avería.
- Correctivo. Son las acciones reparadoras que se llevan a cabo una vez que se ha producido el fallo.

El mantenimiento preventivo y predictivo puede llevarse a cabo por personas locales que, previa capacitación, sean capaces de realizar la sustitución de las piezas cuando lo requieran etc... Sin embargo, el mantenimiento correctivo requerirá de un técnico para el arreglo en la mayoría de las ocasiones, por lo tanto, se hace más necesario el acuerdo con técnicos cercanos.

A continuación se exponen las operaciones de mantenimiento predictivo y preventivo a llevar a cabo y el personal encargado:

Componente	Operación	Frecuencia	Encargado
Generador	Cambio aceite	50 horas	Personal local capacitado
	Revisión general	750	Técnico especializado
	Cambio filtros	3 meses	Personal local capacitado
Bomba	Limpieza	5 años	Técnico especializado
Paneles fotovoltaicos	Limpieza	Semanalmente	Personal local capacitado
	Verificar condiciones: Verificar terminales y conexiones, asegurar que la estructura está en buenas condiciones y de que no halla sombras que disminuyan la eficiencia del sistema.	Semanalmente	Personal local capacitado
Baterías	Verificar condiciones: Mantener nivel electrolitos, ventilación de la zona, Limpieza cubierta, protección de los bornes y verificar conexiones.	Semanalmente	Personal local capacitado

Inversor /convertidor	Verificar que el área de trabajo esté seca, limpia y ventilada	Semanalmente	Personal local capacitado
	Verificar que está protegido de rayos solares	Semanalmente	Personal local capacitado
	Verificar el correcto funcionamiento y que no existan ruidos extraños.	Semanalmente	Personal local capacitado
Controlador de carga	Verificar que el área de trabajo esté seca, limpia y ventilada	Semanalmente	Personal local capacitado
	Verificar el correcto funcionamiento y que no existan ruidos extraños.	Semanalmente	Personal local capacitado
	Verificar el buen estado del fusible de entrada y las conexiones	Semanalmente	Personal local capacitado
Tanque almacenamiento	Limpieza	Cada dos semanas	Personal local capacitado
Aerogenerador	Revisión general	1 año	Técnico especializado
	Verificar tuercas y conexiones	Mensualmente	Personal local capacitado
	Verificar bordes palas	Mensualmente	Personal local capacitado
UPS	Revisión general	6 meses	Técnico especializado

Tabla 16.1. Tareas de mantenimiento de cada uno de los elementos del SHGEAER, frecuencia y personal responsable.

En el caso de que se produzca un fallo o avería y se necesite una acción de mantenimiento correctivo, se deberá realizar por parte del personal cualificado ya que requiere de un estudio concreto del problema para localizar el motivo del fallo.

16.1.2. Disponibilidad

16.1.2.1. Situación

Las empresas proveedoras tienen gran cobertura por todo el país, sin embargo, el acceso a La Brecha es muy dificultoso ya que únicamente existe acceso a través de caminos de tierra y apenas existen conexiones con autobuses. Además, durante los meses de Diciembre y Enero el acceso a la localidad es muy complicado debido a que son los meses de lluvia y los caminos quedan impracticables para los automóviles.

16.1.2.2. Conclusión

Dado que el acceso al pueblo es limitado, siempre que se pidan nuevos recambios o componentes se deberá tener en cuenta este factor y, de esta forma, sobredimensionar el pedido para evitar futuras complicaciones.

16.1.3. Experiencia

16.1.3.1. Situación

Hace ya dos años que en la localidad se implantaron varios paneles fotovoltaicos para uso privado en algunas viviendas, desde entonces, se han utilizado correctamente y son los propios usuarios los que realizan los mantenimientos básicos. Además existen casos de sistemas de bombeo solar en pueblos del Chaco que, al igual que ocurre en La Brecha, están aislados del sistema eléctrico y de agua potable.

16.1.3.2. Conclusión

Tras analizar diferentes ejemplos de este tipo de sistemas, se observa que con el paso de los años su funcionamiento es el correcto y que la población se ha concienciado de la necesidad del mismo. Por lo tanto, y pese a las dificultades y el esfuerzo que pueda suponer el proceso de capacitación, se valora como positiva la actitud de la gente hacia el proyecto.

16.1.4. Coste

16.1.4.1. Situación

Tal y como se ha estudiado en el apartado 8.3, la situación económica en la región del Chaco es bastante desalentadora ya que muestra los mayores índices de pobreza extrema del país.

16.1.4.2. Conclusión

En primer lugar, para llevar a cabo el proyecto se debería buscar financiación privada o pública ya que la inversión inicial es elevada. Y, por otro lado, pese a la difícil situación que se vive en gran parte del Chaco, resulta necesario que los comunitarios paguen una tarifa por el uso de estos sistemas, fundamentalmente los habitantes de La Brecha ya que son los más beneficiados por el sistema de bombeo. Por lo tanto, se debería pactar una tarifa, de acuerdo al poder adquisitivo de la zona y sin ánimo de lucro, y crear un comité que regule el pago de la mensualidad a los habitantes.

16.2. Estudio final

La implantación de este sistema de generación eléctrica requiere de la creación de un comité regulador que sea el encargado de realizar los cobros de las mensualidades, de controlar que los comunitarios formados cumplan sus cometidos y de contactar con los proveedores y técnicos cualificados cuando sea necesario.

Por otro lado, es necesario que se busque financiación para cubrir la inversión inicial. Una buena idea podría ser presentar al gobierno el proyecto e incluso a entidades privadas ya que resulta imposible que los habitantes de la zona reúnan el monto necesario para cubrir la inversión necesaria.

17. Evaluación del impacto ambiental

El SHGEAER planteado está compuesto por elementos que, debido a la naturaleza de la operación que desarrollan, conllevan un impacto ambiental de mayor o menor calibre. Se va analizar cada componente de forma independiente y sus efectos en el medio ambiente:

- El generador diésel. Según se define la función objetivo en el apartado 12.3.2, el proceso de optimización tiene dos metas principales: Buscar el SHGEAER más económico y eficiente que satisfaga la demanda en todo momento y, por otro lado, el sistema que menor impacto ambiental cause. El generador diésel es el componente que mayor impacto ambiental genera porque, en primer lugar, contamina de forma directa la atmosfera a través de las emanaciones de los gases producto de la combustión y, además, puede generar altos niveles de ruido ya que se suelen ser grupos que no han sido insonorizados y que en ocasiones pueden llegar a niveles de ruido que sobrepasen los 85 dB. De esta forma, se coloca el generador dentro de una caseta de forma que se minimice el impacto acústico en la población. Por último, puede ocurrir que se produzca un derrame de combustible causado por una fuga en la unión con el taque de combustible que acabe contaminando el suelo.
- Aerogenerador. El mayor impacto de este componente es de carácter visual debido a se requiere que la góndola del aerogenerador este situada a una altura de 12 metros. Además, tiene repercusiones directas sobre las aves de la zona ya que la presencia del aerogenerador dificulta su vuelo. Por otro lado, existe impacto ambiental derivado del proceso de transporte e instalación que incide de forma directa en la atmosfera y el suelo. El SHGEAER planteado incluye un aerogenerador de 4,1 metros de diámetro que puede afectar a la fauna de la zona, sin embargo, no se trata de una zona que se caracterice por la presencia de aves, por lo tanto, el impacto en la fauna será escaso. Por otro lado, al tratarse de un aerogenerador pequeño va a producir contaminación acústica debido al ruido mecánico, por ello, se sitúa lejos de los núcleos habitables para prevenir a la población de esta molestia.
- Paneles fotovoltaicos. El mayor impacto ambiental derivado de la utilización este tipo de componentes aparece en el proceso de producción. En dicho proceso se generan residuos como partículas de NOx, SO2 o CO2 como consecuencia de la utilización de fuentes energéticas convencionales. Una vez que salen de la fábrica, los módulos fotovoltaicos tienen un impacto ambiental prácticamente nulo ya que su modo de operación no es dependiente de combustibles y tampoco generan ningún tipo de residuo.
- Baterías. Se trata de un elemento que puede ser muy contaminante con el medio ambiente a lo largo de su vida útil, es decir, desde el proceso de fabricación y generación hasta su degradación. Las baterías seleccionadas en el SHGEAER incluyen plomo y ácido sulfúrico en sus elementos, ambos muy contaminantes con el medio ambiente. En caso de que se produzca una fuga de alguno de estos dos componentes,

los efectos en el medio pueden ser catastróficos pudiendo causar la acidificación de aguas subterráneas, lluvia ácida e, incluso, intoxicación en los seres humanos y animales que estén en contacto con dichos elementos. No obstante, el modelo seleccionado para el SHGEAER es del tipo VRLA, es decir, regulada por válvula o más comúnmente conocida como batería sellada. Por ello, no requiere de ventilación, ni de mantenimiento constante con lo cual, se reducen las posibilidades de contaminación

- Distribución. Los tendidos instalados en la localidad suponen un riesgo de electrocución real para las aves de la zona e, incluso, para los habitantes de La Brecha. Sin embargo, se prefiere este tipo de configuración por su facilidad en el mantenimiento y las menores prestaciones requeridas en el cableado.

18. Conclusiones

Para finalizar el estudio de factibilidad del SHGEAER en la localidad de La Brecha se plantean las siguientes cuestiones:

- ¿Es posible cubrir la demanda? Tras realizar la simulación con HOMER y valorando el recurso energético tanto renovable como convencional, se concluye que el sistema propuesto es capaz de satisfacer la demanda estimada para el sistema de bombeo y el puesto sanitario.
- ¿Se trata de un sistema factible? Según la Real Academia de la Lengua Española, se define “factible” como algo que se puede hacer. Por lo tanto, en el caso del SHGEAER, se puede afirmar que es factible debido a que se dispone del recurso energético necesario y, además, es posible disponer del equipo seleccionado. Por otro lado, el sistema propuesto obtenido de la simulación realizada es capaz de satisfacer los requerimientos demandados.
- ¿Es, además, un sistema viable? Según la RAE se entiende por viable el asunto que, por circunstancias, tiene probabilidades de llevarse a cabo. Es decir, en el contexto del desarrollo de un proyecto se entiende que es viable cuando es rentable desde el punto de vista económico y sostenible. Así, según lo estudiado a lo largo de estas páginas resulta complicado dictaminar si se trata de un proyecto rentable económicamente ya que la rentabilidad es un concepto muy relativo en función a los objetivos esperados. Sin embargo, según los criterios establecidos en el apartado 16.1 y las conclusiones redactadas en el apartado 16.2 se concluye que el SHGEAER se trata de un sistema viable y sostenible en el tiempo.
- ¿La solución elegida es la óptima? El proceso de simulación desarrollado por HOMER devuelve la solución óptima atendiendo únicamente a criterios económicos, de forma que la mejor solución es la que menor NPC (Net Present Cost) conlleva. Sin embargo, para la selección de una solución a un problema de estas características no se debe plantear el criterio económico como única variable de decisión. En consecuencia,

según el modelo planteado en el apartado 12.3.2, se considera que la solución elegida es la óptima de acuerdo a los criterios establecidos en el apartado 16.1.

- ¿Es el SHGEAER dependiente del precio del combustible? Según el estudio desarrollado en el apartado 13, se concluye que el sistema es fuertemente dependiente al costo del combustible. Por ello, cabe plantearse la siguiente disyuntiva respecto a la forma de operación del sistema: ¿Dónde debe centrarse el flujo de energía del sistema? ¿Se debe fundamentar el sistema en la producción del generador diésel o, por el contrario, se debe estudiar un sistema de almacenamiento más eficiente? Para responder a esta pregunta se debe plantear la respuesta de cada uno de los elementos en dicha situación. En primer lugar, el generador diésel no es muy eficiente en situaciones en las que es sometido a arranques y paradas continuamente. Y, por otro lado, la vida útil de las baterías está fuertemente ligada a la temperatura de operación y a su estado de carga.

Las simulaciones obtenida por HOMER ofrecen resultados que muestran el funcionamiento del generador, así, tal y como se observa en los gráficos X, el generador es contantemente utilizado en las primeras horas del día como suplemento a la demanda del sistema de bombeo y se estima que la vida útil del mismo es de 4,63 años en los cuales se arranca 748 veces. Por otro lado, según se observa en la gráfica X, las baterías mantienen en todo momento niveles de almacenamiento superiores al 70%. En consecuencia, se concluye que el futuro del SHGEAER pasa por una mayor utilización del sistema de almacenamiento en detrimento del generador diésel, el cual se utiliza como elemento de apoyo en situaciones en las que la demanda así lo requiere.

- ¿Cómo es el grado del impacto ambiental generado por el SHGEAER? Tras el análisis desarrollado en el apartado 17, se concluye que el impacto ambiental es mínimo ya que, pese a que en el proceso de fabricación de los componentes se producen elementos contaminantes, una vez implantado el SHGEAER únicamente tiene un impacto ambiental importante a través del generador diésel. No obstante, se estima que el ahorro en el consumo de combustible es de gran importancia ya que, suponiendo un demanda media de 470 [kWh/mes] y un consumo específico de [0.44 l/kWh], mediante el sistema propuesto se está evitando el consumo de más de 950 litros de combustible.
- ¿Es un modelo único? Tras realizar el estudio del SHGEAER, se puede afirmar que este modelo es fácilmente exportable a otras zonas aisladas de la red eléctrica, siempre y cuando el recurso energético renovable sea el suficiente y exista la posibilidad de adquirir el equipo requerido en las inmediaciones del emplazamiento estudiado. Es decir, la metodología del estudio para cualquier zona del planeta sería muy similar a la planteada a lo largo de estas páginas.

19. Bibliografía

- [1] A NONLINEAR-DISTURBANCE.OBSERVER-BASED DC-BUS VOLTAGE CONTROL FOR A HYBRID AC/DC MICROGRID. Chengshan Wan, IEE 2014.
- [2] ATLAS SOLAR. 3TIER 2013.
- [3] ATLAS EOLICO. 3TIER 2013.
- [4] IMPLANTACIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES EN UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE AMONIACO. Francisco Javier Ramon Ducoy, Escuela de Ingenieros de Sevilla 2011.
- [5] OBJETIVOS DE DESARROLLO DEL MILENIO. Naciones Unidas 2014.
- [6] ASPECTOS BÁSICOS DE LA RADIACIÓN SOLAR.
- [7] ATLAS CLIMATICO DE IRRADIACIÓN SOLAR A PARTIR DE IMÁGENES DE SATELITE NOAA: Nelson Vera Mella 2005.
- [8] ATLAS DE SALUD DEPARTAMENTO DE SANTA CRUZ. Gobierno Departamental Autónomo de Santa Cruz 2008.
- [9] BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. BP 2014.
- [10] WORLD ENERGY RESOURCES. World Energy Council 2013.
- [11] DIAGNOSTICO SOCIOECONOMICO, PLAN DE DESARROLLO MUNICIPAL. Gobierno municipal de Charagua 2003.
- [12] FEASIBILITY STUDY OF A WIND-PV-DIESEL HYBRID POWER SYSTEM FOR A VILLAGE. Shafiqr Rehman 2010.
- [13] SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO. Miguel Alonso Abella, Faustino Chenlo Romero CIEMAT 2012.
- [14] GUÍA SOBRE TECNOLOGÍA MINIEOLICA. Comunidad de Madrid 2012.
- [15] A REVIEW OF COMPUTER TOOLS FOR ANALYSING THE INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGY INTO VARIOUS ENERGY SYSTEMS. D. Conolly , H. Lund 2009.
- [16] TECHNICAL FEASIBIITY STUDY ON A STANDALONE HYBRID SOLAR.WIND SYSTEM WITH PUMPED HYDRO STORAGE FOR A REMOTE ISLAND IN HONG KONG. Tao Ma, Hongxing Yang 2013.

- [17] BOLIVIA CARACTERISTICAS DE POBLACIÓN Y VIVIENDA. CENSO NACIOANL DE LA POBLACIÓN Y LA VIVIENDA 2012. INE 2012.
- [18] APLICACIÓN DE RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA EN SISTEMAS DE ENERGIA RURAL EN ZONAS AISLADAS DE BOLIVIA. Walter Canedo Espinoza, Norbert Hackenberg 2013.
- [19] MAPA EOLICO. Transportadora de electricidad S.A. 2012.
- [20] PV-DIESEL HYBRID ENERGY SYSTEMS FOR A REMOTE AREA POWER GENERATION - A REVIEW OF CURRENT PRACTICE AND FUTURE DEVELOPMENTS. B. Wichert 1997.
- [21] MODELING OF HYBRID RENEWABLE ENERGY SYSTEMS. M.K. Deshmukh 2006.
- [22] OPTIMAL SIZING OF A PV/WIND/DIESEL SYSTEM WITH BATTERY STORAGE FOR ELECTRIFICATION TO AN OFF-GRID REMOTE REGION: A CASE STUDY RAFSNJAN IRAN. Akbar Maleki, Alireza Askarzadeh 2014.
- [23] OPTIMAL SIZING STUDY OF HYBRID WIND/PV/DIESEL POWER GENERATION UNIT. Rachid Belfkira 2010.
- [24] OPTIMUM AUTONOMOUS WIND-POWER SYSTEM SIZING FOR A REMOTE CONSUMER, USING LONG-TERM WIND SPEED DATA. J.K. Kaldellis 2001.
- [25] OPTIMIZACIÓN, ANALISIS DE FACTIBILIDAD Y DISEÑO DE UN SISTEMA HIBRIDO RENOVABLE AISLADO PARA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA EN LA LAGUNA COLORADA (BOLIVIA). Jorge Piedrafita 2012.
- [26]C AMBIO CLIMÁTICO, AGUA Y ENERGÍA EN BOLIVIA. Naciones Unidas 2012.
- [27] SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA EN EL CHACO BOLIVIANO. Stijn T.A. van den Heuvel, MA 2004.
- [28] ROL E IMPACTO SOCIOECONOMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL ÁREA RURAL DE BOLIVIA. Miguel Fernández Fuentes 2010.
- [29] SISTEMAS EÓLICOS PEQUEÑOS PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. Departamento de Energía EE.UU. 2007.
- [30] STAND-ALONE HYBRID SYSTEMS. KA Avadias 2012
- [31] TECHNO-ECONOMIC OPTIMIZATION OF HYBRID PHOTOVOLTAIC/WIND/DIESEL/BATTERY GENERATION IN A STAND-ALONE SYSTEM. Abdelhamid Kaabeche 2014.



- [32] ANALISIS Y SIMULACIÓN DE SISTEMAS EÓLICOS AISLADOS. Camilo José Carrillo González 2001.
- [33] TOMO II. EL SECTOR ELECTRICO. Gustavo Zárate Taborga, Mónica Sanabria Rocha 2009.
- [34] Apuntes de clase de las asignaturas de “Tecnología Energética”, “Proyectos”, “Ingeniería de Proyectos” e “Ingeniería eléctrica”.

20. Anexos

20.1. Inclinación panel fotovoltaico

20.1.1. Introducción

El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura de 6000 K, está situada a $149,6 \cdot 10^5$ km de la tierra y tiene una potencia de $3,72 \cdot 10^{20}$ MW, es decir, lo equivalente a 760.000 veces la producción energética anual a nivel mundial.

20.1.1.1. Radiación solar

La energía liberada por el sol, se emite en forma de radiación solar, es decir, el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. Estas abarcan desde longitudes de onda cercanas a los nm hasta los 4000 nm, el 7% de su espectro lo abarcan los rayos ultravioletas, el 47% se corresponde al espectro visible y el 46% restante lo ocupa la radiación infrarroja.

20.1.1.2. Declinación solar

La tierra gira alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica, con el sol ubicado en uno de sus focos. El plano de revolución de la Tierra alrededor del Sol se denomina plano eclíptico, a su vez, la tierra gira sobre sí misma según un eje denominado polar, el cual se encuentra inclinado aproximadamente $23,5^\circ$ respecto de la normal del plano eclíptico. La rotación de la Tierra sobre este es la razón de los cambios estacionales en la radiación solar.

Existen dos ángulos que permanecen invariables, el primero de ellos es el que aparece entre el eje polar y la normal del plano al plano elíptico y el segundo de ellos es el que surge entre el plano ecuatorial de la Tierra y plano eclíptico. Sin embargo, el ángulo formado entre el plano ecuatorial y la línea que une los centros del sol y de la tierra cambia constantemente, es el conocido como ángulo de declinación solar. Este ángulo se hace cero en los equinoccios de primavera y otoño y tiene un valor aproximado de $23,5^\circ$ y $-23,5^\circ$ en los solsticios de verano e invierno respectivamente. En conclusión, para cualquier instante, la posición del Sol relativa al plano del ecuador celeste, se representa según el ángulo de declinación.

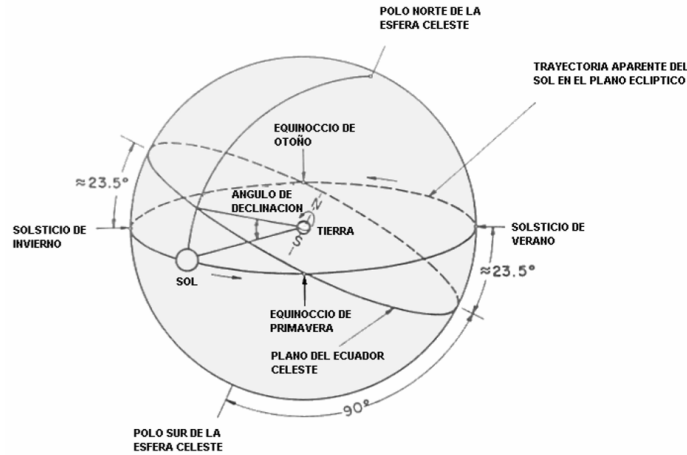


Imagen 20.1. Esfera celeste mostrando el movimiento aparente del Sol y el ángulo de declinación solar. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelsoln Vera Maella (2005).

Esfera celeste mostrando el movimiento aparente del Sol y el Ángulo de declinación solar. Fuente: Anexo10 A. Tesis Doctoral. Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Aplicación a la península Iberica. Nelson Vera Mella 2005

Para el cálculo del ángulo de declinación solar puede realizarse según diferentes métodos. Una de las fórmulas más utilizadas es la que desarrolló Spencer (1971). Según este científico, el ángulo se puede calcular según la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{0.006918 - 0.399912 \cdot \cos(\Gamma) + 0.070257 \cdot \sin(\Gamma) - 0.006758 \cdot \cos(\Gamma) + 0.000907 \cdot \sin(\Gamma) - 0.002697 \cdot \cos(\Gamma) + 0.00148 \cdot \cos(\Gamma)}{0.002697 \cdot \cos(\Gamma) + 0.00148 \cdot \cos(\Gamma)}$$

Otras fórmulas más simples comúnmente utilizadas son las de Perrin de Brichambaut (1975) o la de Cooper (1969):

Brichambaut:	$\delta = \sin^{-1} \left\{ 0.4 * \sin \left[\frac{360}{365} * (d_n - 81) \right] \right\}$
Cooper:	$\delta = 23.45 * \sin \left\{ \left[\frac{360}{365} * (d_n + 284) \right] \right\}$

Siendo: d_n : Día del año (Desde 1 a 365)

Estas dos últimas expresiones son bastante precisas, sin embargo, cuando se requiere este cálculo para usarlo en un ordenador es aconsejable utilizar la fórmula de Spencer ya que, tal y como lo reseña en su libro, se estima δ con un error de 0.0035 rad.

20.1.1.3. Posición del sol relativa a superficies horizontales

Para calcular la irradiación solar que llega a una superficie horizontal sobre la superficie de la tierra, es necesario describir las relaciones trigonométricas entra la posición del sol y las coordenadas sobre la tierra.

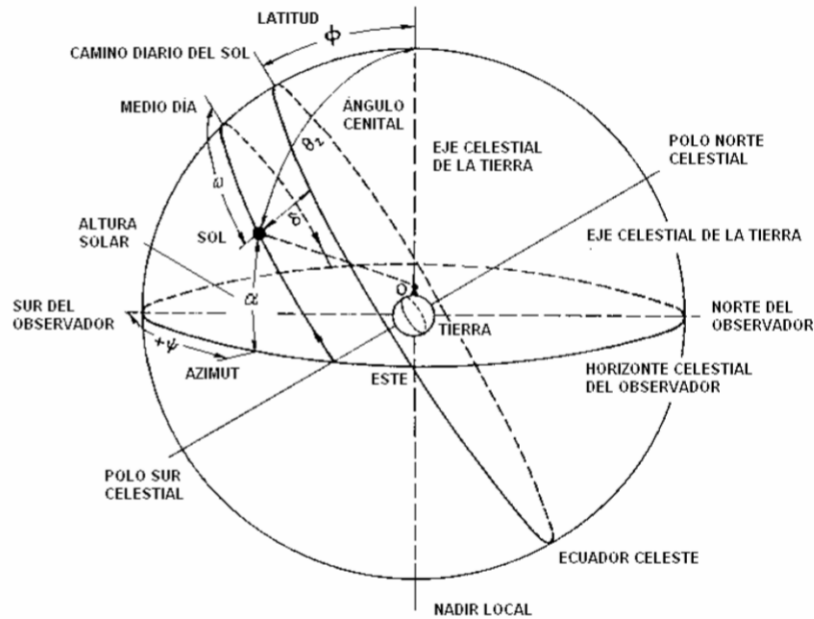


Imagen 20.2. Esfera celestrial y coordenadas del sol relativas a la tierra. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelson Vera Maella (2005).

Esfera celestrial y coordenadas del sol relativas a la tierra. Fuente: Anexo10 A. Tesis Doctoral. Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Aplicación a la península Iberica. Nelson Vera Mella 2005

Los principales parámetros son:

- Cenit. Posición terrestre de un observador correspondiente en la esfera celestrial. Es la intersección con la esfera celestrial de una normal a la superficie de la tierra en la posición del observador.
- Nadir. Punto diagonalmente opuesto al cenit local.
- Horizonte del observador: Es un gran círculo dentro de la esfera celestrial que une el centro de ésta y el cenit del observador.
- El cenit θ . Es el ángulo entre el cenit local y la línea que une al observador y el sol. Este ángulo varía entre 0° y 90° .
- Altura solar α . Es la altura angular del sol sobre el horizonte celestrial del observador. Es el ángulo complementario del ángulo cenital.
- El azimut solar ψ . Es el ángulo en el cenit local entre el plano del meridiano del observador y el plano de un gran círculo que pasa por el cenit y el sol.
- El ángulo horario ω . Es el ángulo medido en el polo celestrial entre el meridiano del observador y el meridiano del sol. Se puede calcular sabiendo que el sol recorre 15° en una hora:

$$\omega = [h_s - 12] * 15^\circ$$

Siendo: h_s : Hora solar

Sin embargo, por lo general, los datos de radiación horizontal suelen estar referidos a la hora local.

$$h_s = h_c + \frac{\lambda}{15^\circ} - z_c + E_t$$

Y a su vez:

$$h_c = \left[\frac{t}{24} - \text{div} \frac{t}{24} \right] * 24$$

Siendo: div: Función que devuelve la parte entera de la división

λ : Longitud [°]

Z_c : Zona horaria hacia el este del GMT

E_t : Ecuación del tiempo que considera los efectos de la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación del eje de rotación de la Tierra. Se calcula según:

$$E_t = [0.000075 + 0.001868 * \cos(\Gamma) + 0.032077 * \sin(\Gamma) - 0.014615 * \cos(2\Gamma) - 0.04089 * \sin(2\Gamma)] * 229,18$$

Este valor fluctúa según la época del año:

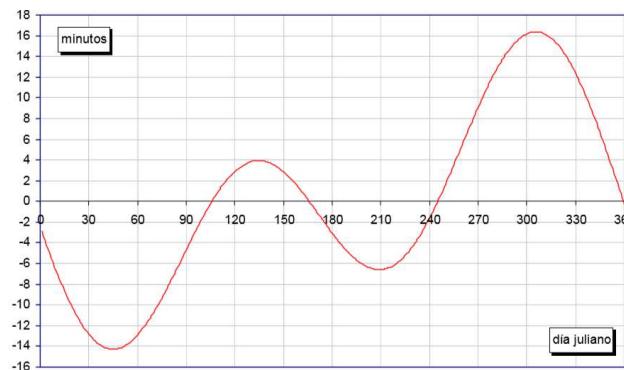


Imagen 20.3. Variación de la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación del eje de rotación de la Tierra. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelsoln Vera Maella (2005).

Para una posición geográfica dada, sin considerar la atmósfera, la relación trigonométrica entre el sol y una superficie horizontal se conoce de la siguiente manera:

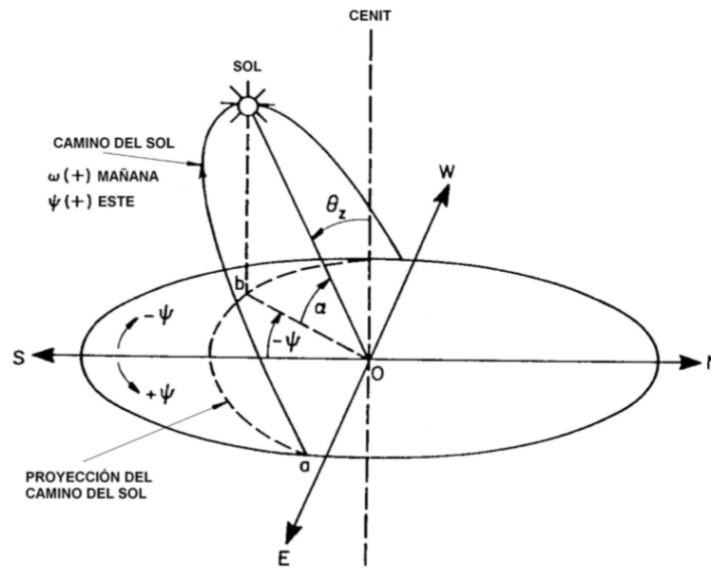


Imagen 20.4. Representación de la relación trigonométrica entre el Sol y una superficie horizontal terrestre. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelsoln Vera Maella (2005).

Se conoce según:

$$\cos \theta_z = \sin \delta * \sin \Phi + \cos \delta * \cos \omega = \sin \alpha$$

$$\cos \Psi = \frac{\sin \alpha * \sin \Phi + \sin \delta}{\cos \alpha * \cos \Phi}$$

20.1.2. Calculo irradiación solar sobre una superficie terrestre inclinada

El flujo de radiación solar que llega a la superficie terrestre es muy variable y depende de múltiples factores. Algunos de estos factores se pueden prever con facilidad, por ejemplo, existirá una gran variación en función de la época del año, el momento del día, la orientación de la superficie receptora o la dispersión de la radiación debido a una atmosfera estándar en un día claro. Sin embargo existen otros factores cuya variación es más difícil de prever, tales como la nubosidad, el nivel de actividad solar, el contenido de aerosoles en la atmosfera etc. En conclusión, es relativamente complicado definir con exactitud el recurso solar en para un día concreto.

Por otro lado, de la energía incidente en la tierra, una parte importante es reflejada al espacio o absorbida por la atmosfera, en el mejor de casos el 80% de la energía que está llegando a la atmósfera es la que finalmente llega a la superficie terrestre.

Debido a este fenómeno en el que se refleja y absorbe parte de la radiación incidente, se diferencia entre:

- Radiación directa. Es la radiación solar que llega a la superficie terrestre siguiendo una dirección en línea recta desde sol.

- Radiación difusa. Aquella parte de la radiación que llega al nivel del suelo luego de cambiar su dirección debido a la interacción con diferentes componentes presentes en la atmósfera.
- Radiación reflejada. Es la parte de la radiación que refleja a la superficie terrestre. Las superficies horizontales no reciben de este tipo de radiación, mientras que, las verticales son las que más reciben este tipo.

Se define irradiancia solar a la potencia de origen solar por unidad de área [W/m²]. A continuación se muestra ecuación que define la irradiancia solar fuera de la atmosfera sobre un plano orientado en forma normal a la dirección de incidencia. Además se puede calcular la irradiancia sobre un plano horizontal simplemente multiplicando por el coseno del ángulo cenital:

$$G_{oh} = G_o * \cos \theta_z = G_{cs} * F_n * \cos \theta_z$$

- Siendo: G_{cs} : Constante solar con valor de 1367 [W/m²]
 F_n : Corrección orbital
 G_{oh} : Irradiancia extraterrestre sobre el plano horizontal
 G_o : Irradiancia extraterrestre de entrada en la superficie terrestre

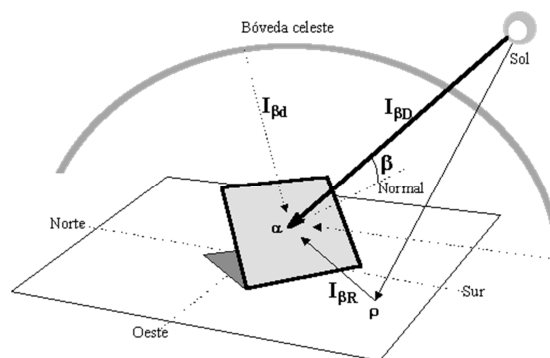


Imagen 20.5. Esquema de la radiación proveniente del sol sobre una superficie horizontal. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiancia solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelsoln Vera Maella (2005).

La atmósfera terrestre es una mezcla no homogénea de varios gases moleculares y aerosoles, por ello, es imprescindible considerar el efecto que tiene la atmósfera sobre la radiación que finalmente llega a la superficie terrestre. Los dos fenómenos más importantes que tienen lugar en la atmósfera son:

- Absorción. La absorción atmosférica es la disminución de la intensidad luminosa, causada por los gases que componen la atmósfera. Crece rápidamente en las capas más bajas de la atmósfera, cuya densidad es mucho más elevada que la de los estratos superiores. Las moléculas que más interactúan en este sentido son las de Ozono (O₃), Dióxido de Carbono y agua.

La atmósfera es, en última instancia, selectiva en longitudes de onda cortas, de modo que hay muy poca radiación solar incidente por debajo de los 300nm. Se define el índice de claridad K_t , como el cociente entre la radiación horizontal en la superficie terrestre y la radiación horizontal extraterrestre:

$$K_t = \frac{G_{oh}}{G_o}$$

- **Dispersión.** La dispersión es un efecto causado por moléculas de aire, agua o aerosoles. Este fenómeno depende del camino recorrido, la densidad atmosférica y de la relación entre el tamaño de las moléculas dispersoras y la longitud de onda de la radiación. Las moléculas pequeñas y simples solo dispersan radiaciones en longitudes de onda cortas, fenómeno conocido como dispersión de Rayleigh. Según esta explicación, la dispersión es proporcional a λ^{-4} , por lo tanto, a menor longitud de onda mayor será la probabilidad de dispersión de la radiación. Para longitudes de onda por encima del infrarrojo, por encima de los 600 nm, es un fenómeno poco importante. Sin embargo, partículas como polvo y agregados, que son de mayor tamaño, son centros dispersores que actúan sobre moléculas más complejas.

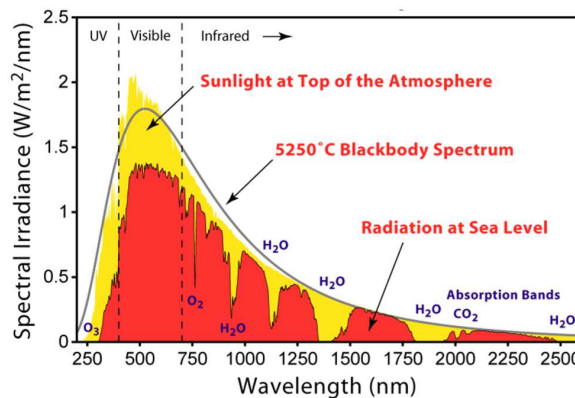


Imagen 20.6. Representación de la variación de irradiancia espectral extraterrestre y la distribución espectral terrestre. Fuente: Anexo 10A. Tesis doctoral "Atlas climático de irradiación solar a partir de imágenes del satélite NOAA. Nelsoln Vera Maella (2005).

En la imagen 20.6 se muestra una curva amarilla que representa la irradiancia espectral extraterrestre y una curva roja que muestra la distribución espectral de la radiación incidente en el suelo. Se aprecia perfectamente el efecto, anteriormente citado, de moléculas como el Ozono, el agua o el Dióxido de carbono.

Así, se puede calcular la radiación total incidente (G) como suma de la radiación directa (G_b) y la radiación difusa (G_d):

$$G = G_b + G_d$$

El cálculo de la fracción difusa es dependiente del valor del índice de claridad K_t , de modo que si:

- $K_t \leq 0.22$ $\frac{G_d}{G} = 1 - 0.09 * K_t$
- $0.22 \leq K_t \leq 0.88$ $\frac{G_d}{G} = 0.9511 - 0.1604K_t + 4.388K_t^2 - 16.638K_t^3 + 12.336 K_t^4$
- $K_t > 0.8$ $\frac{G_d}{G} = 0.165$

Sin embargo, este cálculo es válido para una superficie horizontal, si se quiere calcular para una superficie inclinada, es necesario transformar las dos componente de la radiación G , en sus respectivas proyecciones. Además se debe tener en cuenta que una superficie inclinada recibe una tercera componente de radiación proveniente del suelo G_s . Para ello se utiliza el modelo llamado "HDKR", el cual tiene en cuenta la contribución de la radiación directa sobre el plano inclinado, el efecto de las tres componentes de la radiación y aporta una expresión para el cálculo de la radiación total incidente en el plano inclinado.

$$G_t = (G_b + G_d * A_i) * R_b + G_d(1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left[1 + f \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] + G * \rho_g * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

- Siendo: β : La inclinación de la superficie sobre la horizontal
- ρ_g : Es el albedo. Porcentaje de radiación que refleja el suelo respecto a la que incide sobre el panel.
- A_i : Es el índice de anisotropía, es decir, el cociente entre la radiación directa sobre la superficie horizontal G_b y la radiación horizontal extraterrestre G_o .
- f : Es el factor brillo de horizonte

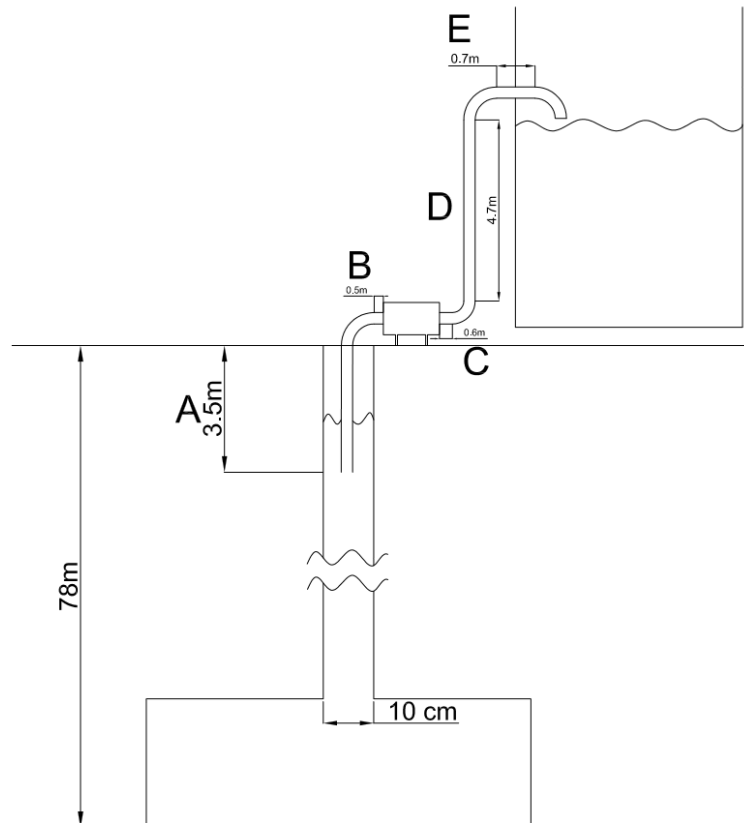
$$f = \sqrt{\frac{G_b}{g}}$$

- R_b : Es la fracción de radiación directa sobre una superficie inclinada respecto a la radiación directa sobre un superficie horizontal.

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos v_{zs}}$$

20.2. Cálculos instalación bombeo

El cálculo de la instalación de bombeo sigue el procedimiento explicado en el apartado 6.2.1.4. Los cálculos realizados se exponen a continuación:





Tramo	Longitud [m]	Diámetro[cm]	Velocidad [m/s]	Número de Reynolds ¹	Material	Rugosidad	Rugosidad relativa	f ²	h [m]
A	3,5	3,8	4,41	188080,8081	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,029	2,64765
B	0,5	3,8	3,53	150549,9439	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,028	0,233989
C	0,6	3,8	3,53	150549,9439	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,028	0,280786
D	4,7	3,8	3,53	150549,9439	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,028	2,199494
E	0,7	3,8	3,53	150549,9439	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,028	0,327584
Codos ³	0,0785	3,8	3,53	150549,9439	Polietileno	0,0015	0,003947368	0,028	0,146945
									5,836448

¹La viscosidad dinámica del agua se ha obtenido para una temperatura media estándar de 25 °C

²Calculado según el diagrama de Moody

³Se calcula el equivalente a los 4 codos ya que son idénticos

Calculo de la altura manométrica	
Altura geométrica [m]	8,262
Altura dinámica [m]	5,836448016
Altura manométrica total [m]	14,09895822

La potencia eléctrica requerida para las condiciones de bombeo requeridas es:

Potencia bombeo [kW]	0,8136
Potencia bombeo [HP]	1,0921
Potencia eléctrica [kW]	1,2204



La demanda energética de la bomba es función del consumo de agua que se realice en la localidad. Según la OMS los requerimientos básicos de agua potable al día por persona son de 7,5 litros (5 litros para ingerir y 2,5 litros para cocinar). Estos datos están calculados para una situación de máxima necesidad, es decir, tomando como referencia la necesidad de hidratación de una mujer embarazada trabajando en un clima caluroso (32°C). A todo ello se debe añadir el agua requerida para las necesidades higiénicas etc... Por lo tanto, se concluye que la necesidad de agua por día y persona para la localidad de la Brecha se sitúa en 20 litros.

Consumo de agua "La Brecha" [l/día]	17760
Tiempo de uso medio de bomba por llenado* [h/día]	2

*Se estima que el depósito debe llenarse 216 días al año para satisfacer el consumo de agua de la población

El cálculo del consumo de la bomba se realiza según:

$$\text{Consumo} = \frac{\text{Potencia eléctrica} * \text{Tiempo medio llenado} * \text{Días de uso al año}}{365}$$

Consumo medio de la bomba [Wh/día]	1444,405891
---	--------------------



20.3. Cálculos demanda eléctrica

Los cálculos de la demanda eléctrica del SHGEAER están basados en datos proporcionados por la comunidad. En primer lugar, tal y como se muestra en el apartado X, se debe calcular el consumo eléctrico del puesto sanitario según estimaciones de frecuencia de uso de cada aparato. Por lo tanto, para el año 0 de proyecto, la potencia media requerida por el SHGEAER es la suma de la requerida por el sistema de bombeo, calculada en el anexo 19.3, y la requerida por el puesto sanitario:

Potencia máxima demandada [Wh/día]	14271,40589
---	--------------------

Sin embargo, el proceso de simulación del SHGEAER debe realizarse de acorde al método expuesto en el apartado 12.3.2. Para ello, es necesario proyectar la demanda al horizonte del proyecto de forma que el dimensionamiento cumpla los requerimientos energéticos a lo largo de la vida útil del proyecto:



Año	Población la brecha	Población total	Consumo de agua [l/año]	Días de llenado del depósito	Demanda sistema bombeo [Wh/día]	Demanda puesto sanitario *[Wh/día]	Demanda total [Wh/día]
0	888	2224	6482400	216	1605,863471	10912	12517,86347
1	901	2257	6577300	219	1628,16713	11071,86	12700,02713
2	914	2290	6672200	222	1650,47079	11234,06	12884,53079
3	927	2323	6767100	226	1680,209002	11398,64	13078,849
4	941	2357	6869300	229	1702,512661	11565,63	13268,14266
5	955	2391	6971500	232	1724,816321	11735,07	13459,88632
6	969	2426	7073700	236	1754,554533	11906,99	13661,54453
7	983	2461	7175900	239	1776,858193	12081,43	13858,28819
8	997	2497	7278100	243	1806,596405	12258,42	14065,0164
9	1012	2534	7387600	246	1828,900064	12438,01	14266,91006
10	1027	2571	7497100	250	1858,638277	12620,23	14478,86828
11	1042	2608	7606600	254	1888,376489	12805,12	14693,49649
12	1057	2646	7716100	257	1910,680148	12992,72	14903,40015
13	1072	2685	7825600	261	1940,418361	13183,06	15123,47836
14	1088	2725	7942400	265	1970,156573	13376,19	15346,34657
15	1104	2765	8059200	269	1999,894786	13572,15	15572,04479
16	1120	2805	8176000	273	2029,632998	13770,98	15800,613
17	1136	2846	8292800	276	2051,936657	13972,73	16024,66666
18	1153	2888	8416900	281	2089,109423	14177,43	16266,53942
19	1170	2931	8541000	285	2118,847635	14385,13	16503,97764
20	1187	2974	8665100	289	2148,585848	14595,87	16744,45585

*Por simplificar los cálculos, se estima que la demanda varía de la misma forma que lo hace la población.



20.4. Cálculo producción aerogenerador

Velocidad del viento [m/s]	f(v)	F(v)	Potencia eléctrica [W]	Potencialidad eléctrica [W]	Potencia del viento [W]	Potencialidad del viento [W]	Cp
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0,048601936	0,023533629	0	0	3,771481981	0,183301324	0
2,5	0,10722458	0,138296078	0	0	58,92940595	6,318680787	0
3,5	0,130126616	0,253032311	25	3,253165395	161,7022899	21,04177175	0,1546051
4,5	0,138283045	0,382609211	75	10,37122837	343,6762955	47,5246046	0,2182286
5,5	0,118285138	0,634387908	225	26,61415611	1035,743239	122,5130322	0,2172353
6,5	0,097786784	0,738047452	400	39,11471372	1591,093961	155,5879619	0,2513993
7,5	0,075710216	0,821046876	630	47,69743609	2316,161371	175,3570778	0,2720017
8,5	0,055117614	0,883434367	875	48,22791186	3233,574363	178,2269021	0,2705983
9,5	0,037835713	0,927603704	1000	37,83571297	4365,961828	165,1892786	0,2290446
10,5	0,024539792	0,957127703	1350	33,12871854	5735,952657	140,7590823	0,2353575
11,5	0,015061146	0,9757924	1500	22,59171953	7366,175743	110,943051	0,2036334
12,5	0,008757323	0,986967093	1400	12,2602518	9279,259978	81,26147417	0,1508741
13,5	0,004828472	0,993309702	1325	6,397725732	11497,83425	55,51697363	0,1152390
14,5	0,001255098	0,998471739	1175	1,474740474	16941,96849	21,26383544	0,0693543
15,5	0,000592352	0,999319943	1025	0,607160628	20212,78624	11,97308097	0,0507104
16,5	0,00026569	0,999711459	975	0,259048161	23879,6096	6,34458353	0,0408298
17,5	0,000113296	0,999883269	850	0,096301881	27965,06745	3,168339522	0,0303950
18,5	4,59438E-05	0,999954973	830	0,038133339	32491,7887	1,492795645	0,0255449
19,5	1,77222E-05	0,999983439	815	0,014443591	37482,40223	0,664270526	0,0217435
20,5	6,50403E-06	0,999994192	800	0,005203223	42959,53694	0,279410052	0,0186221
21,5	2,27145E-06	0,999998058	0	0	48945,82171	0,111177984	0
22,5	7,55008E-07	0,999999381	0	0	55463,88544	0,041875659	0
25	4,2731E-07	0,999999657	0	0	58929,40595	0,025181136	0

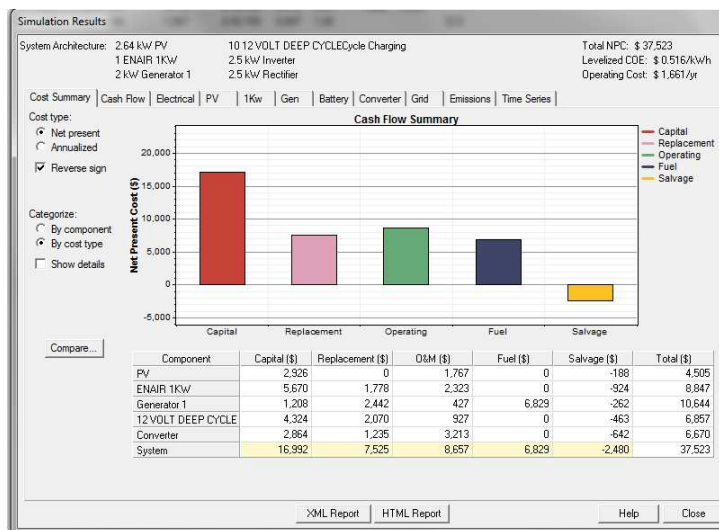
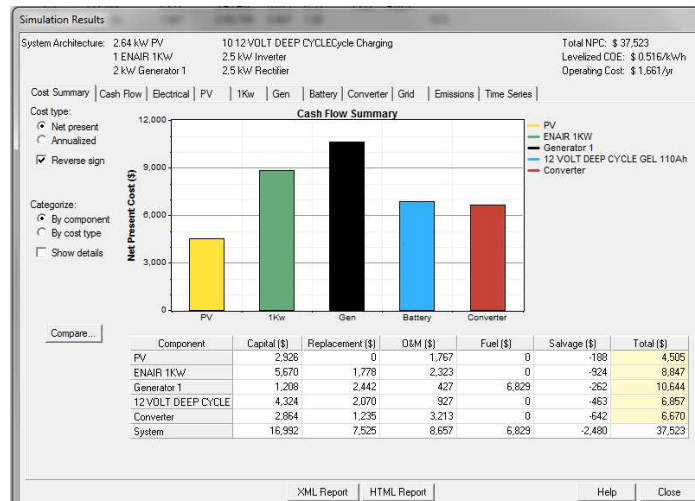
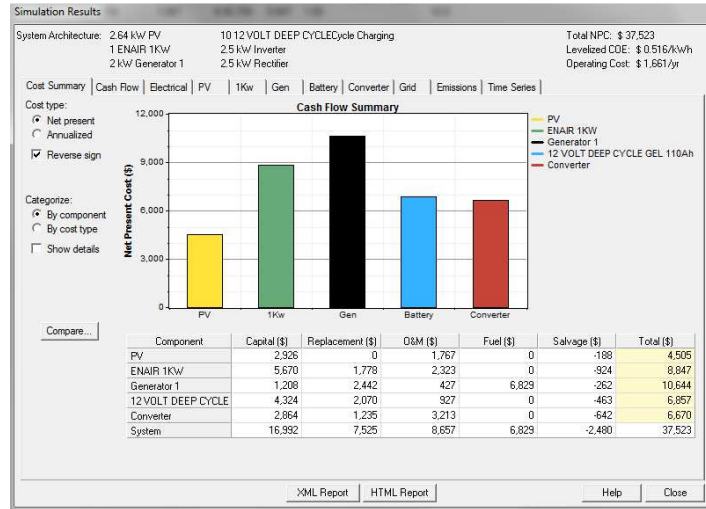


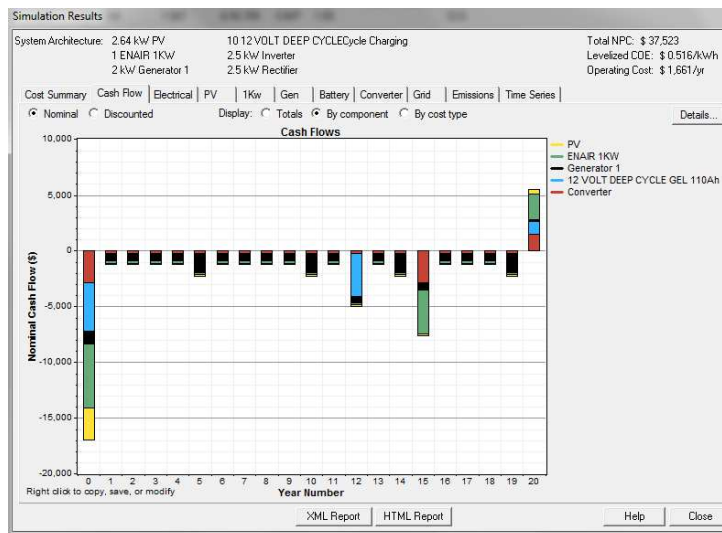
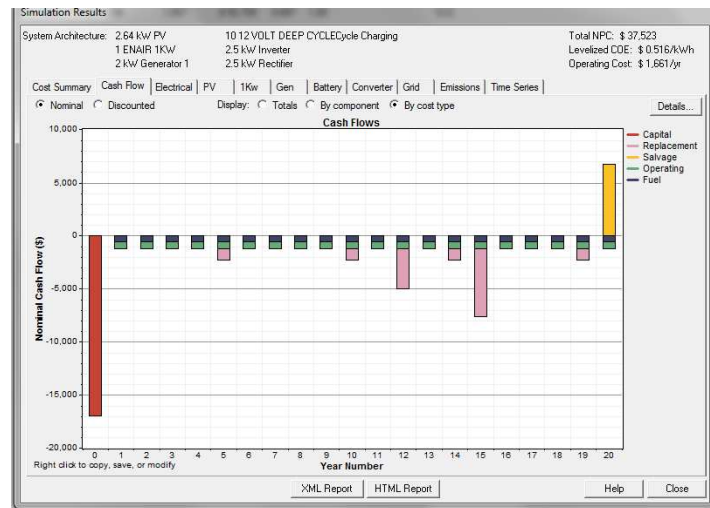
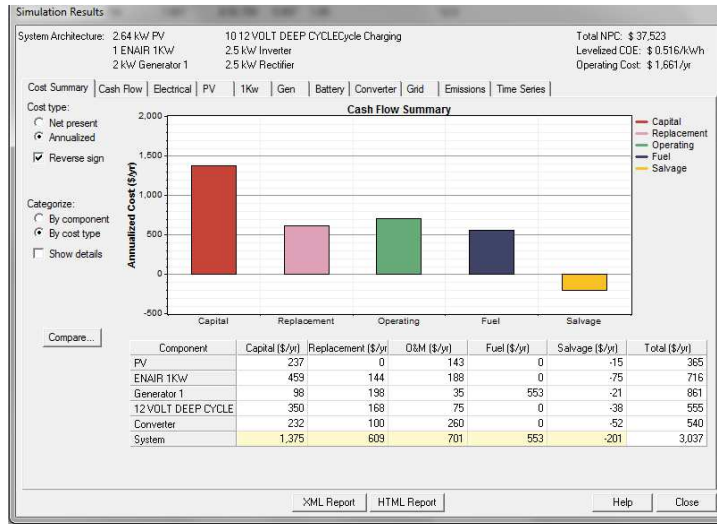
Siguiendo la fórmula expuesta en el apartado 9.1.3.2 para calcular la AEP, se obtienen los siguientes resultados:

AEP [kW/año]	2657,1183
Horas equivalentes	1771,412
Coste aerogenerador [€]	3750
Coste kilovatio hora [€/kwh]	1,4113

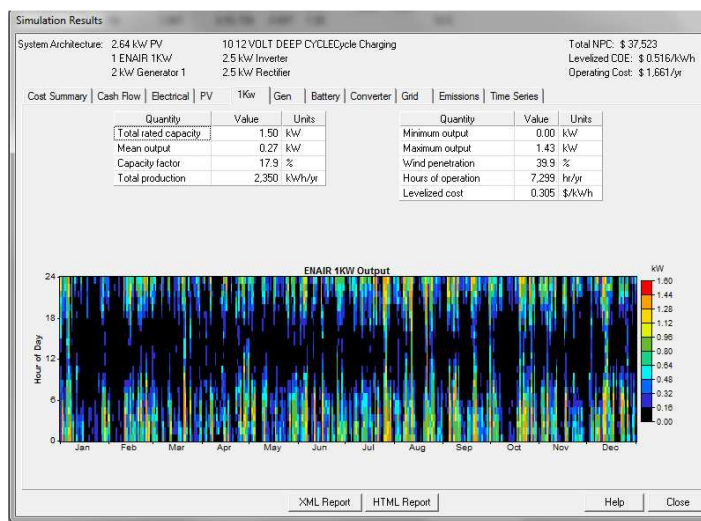
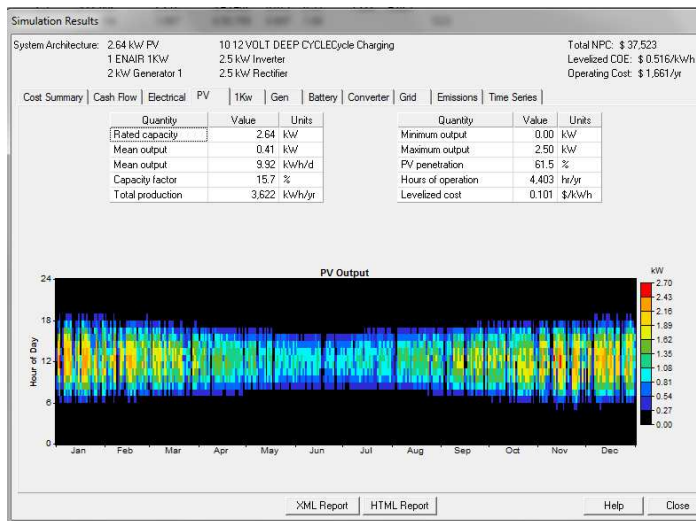
20.5. Resultados HOMER

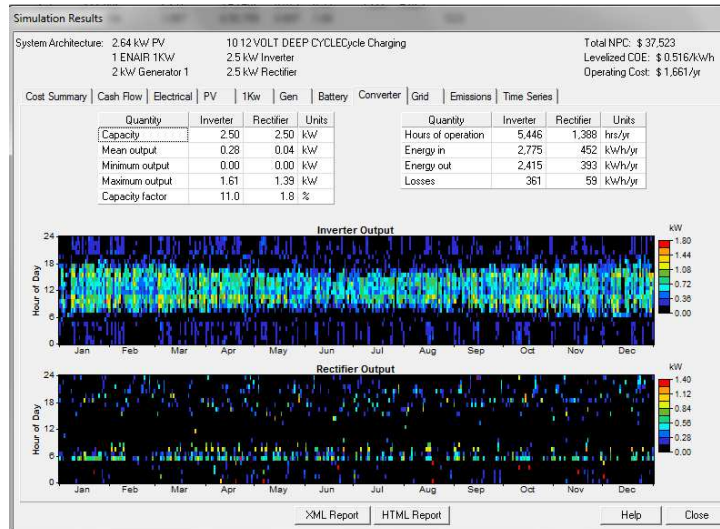
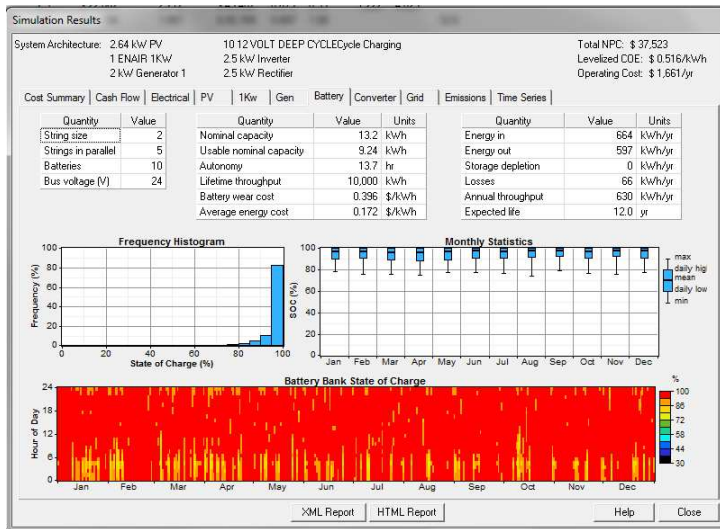
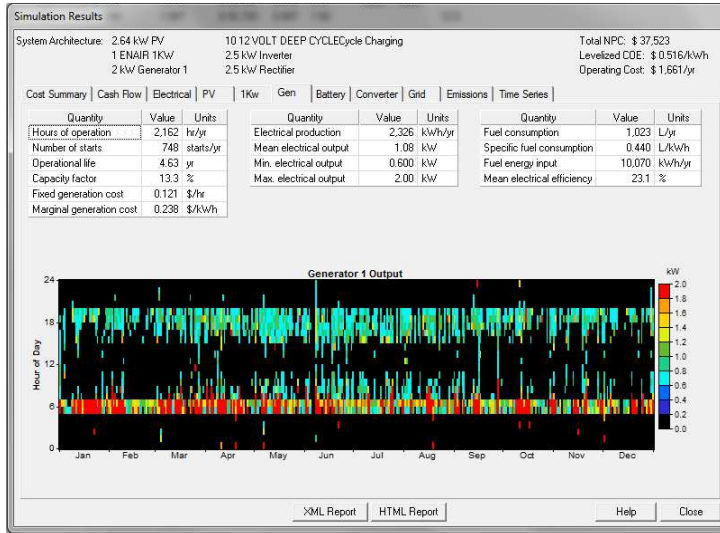
Análisis económico del SHGEAR seleccionado:

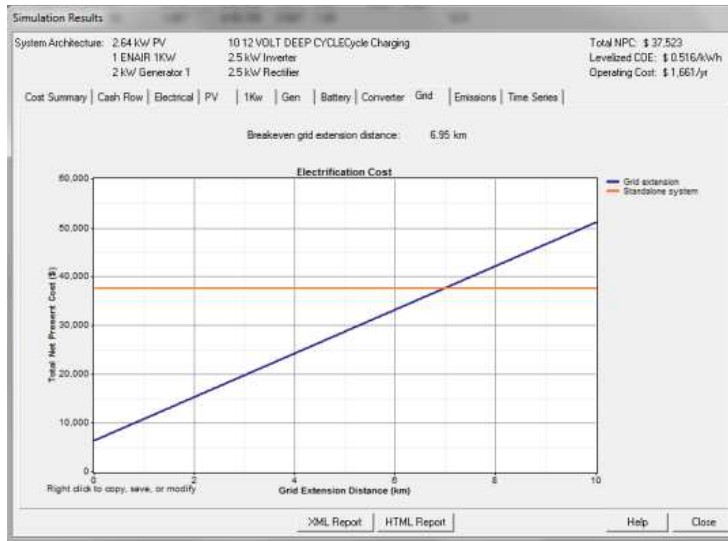




Análisis del funcionamiento del SHGEAER:







Simulation Results

System Architecture: 2.64 kW PV 10 12VOLT DEEP CYCLE Cycle Charging
 1 ENA/R 1kW 2.5 kW Inverter
 2 kW Generator 1 2.5 kW Rectifier

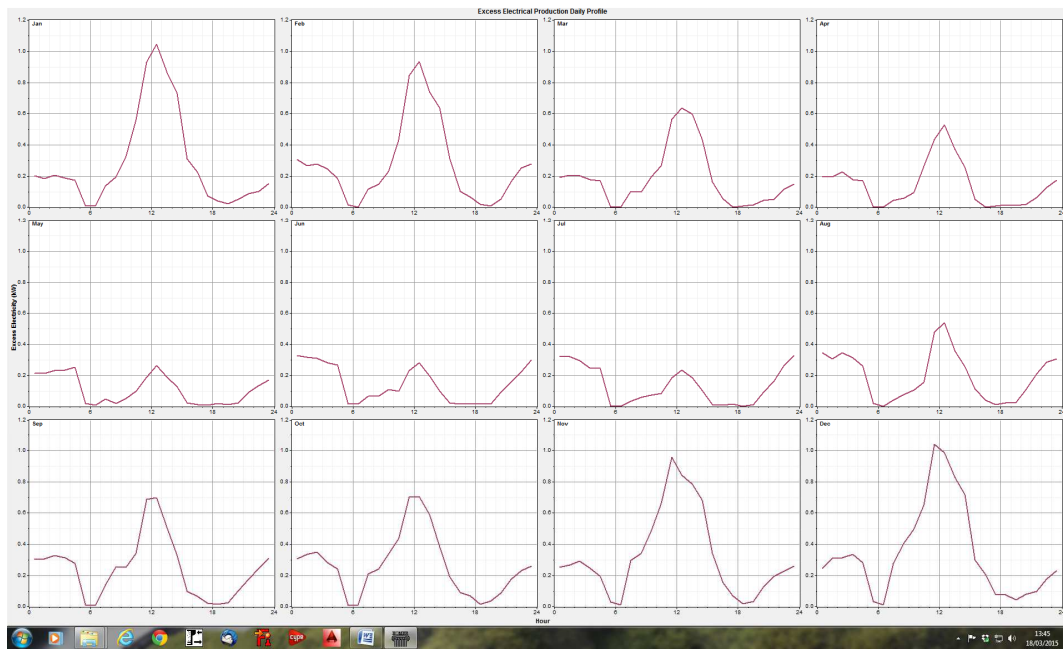
Total NPC: \$ 37,523
 Levelized COE: \$ 0.516/kWh
 Operating Cost: \$ 1,661/yr

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | PV | 1kW | Gen | Battery | Converter | Grid | Emissions | Time Series

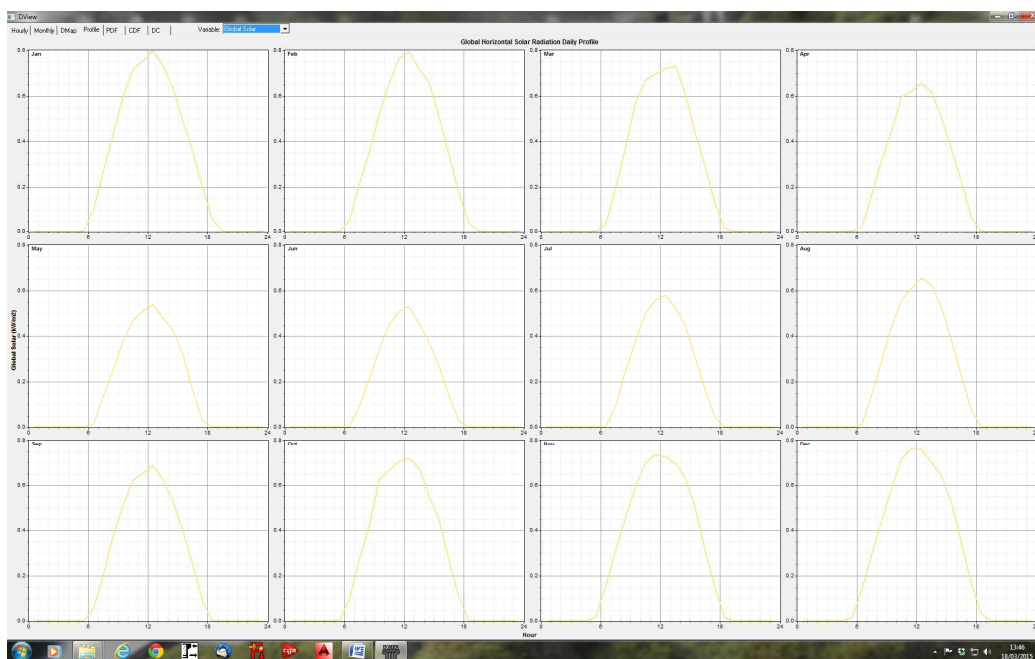
Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	2,635
Carbon monoxide	6.65
Unburned hydrocarbons	0.737
Particulate matter	0.501
Sulfur dioxide	5.41
Nitrogen oxides	53.4

XML Report HTML Report Help Close





Demanda satisfecha 100 % en todos los casos



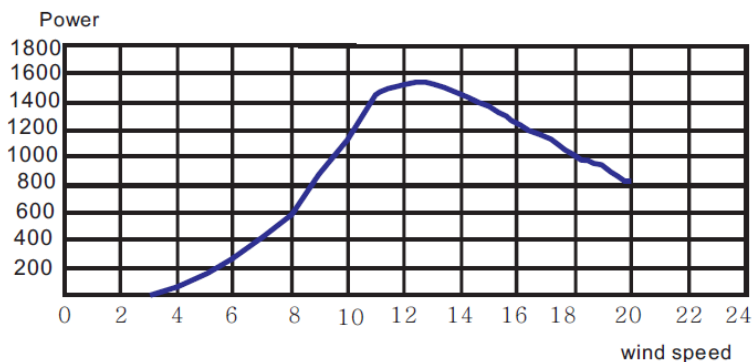
SENSIBILIDAD

20.6. Especificaciones componentes

20.6.1. Aerogenerador

Clase (IEC 61400-12-1)	IA (en proceso de acreditación)
Garantía	5 años
Potencia Nominal	1,5 Kw
Potencia Máxima	2,5 Kw
Velocidad de Arranque	2 m/s
Velocidad Nominal	11 m/s
Velocidad de Corte	N/A
Velocidad Sobrevivencia	> 150 Km/h
Vida Útil	> 20 años
Tipo de Rotor	Horizontal a Barlovento
Número de Aspas	3
Material de Aspas	Fibra de Vidrio reforzada con resina epoxy
Diámetro Rotor	4,1 mts
Velocidad Rotación Nominal	250 rpm
Tipo de Generador	PMG (Imanes permanentes de neodimio)
Acople Rotor-Generador	Directo (sin caja multiplicadora)
Control de Velocidad	Paso Variable, Eléctrico
Seguridad & Freno	Paso Variable, Freno Eléctrico
Certificaciones	AWEA/MSC pendiente
Potencia Nominal (AWEA)	1,3 Kw @ 11 m/s
Modelo	Enair DB30
Torre	12, 16 mts

1KW power curve



20.6.2. Batería

Baterías

13. Voltajes de carga óptimos de las baterías VRLA Victron
La siguiente tabla presenta los voltajes de carga recomendados para una batería de 12V:

14. Efectos de la temperatura en el voltaje de carga
El voltaje de carga se debe reducir a medida que la temperatura aumenta. La compensación de temperatura es necesaria cuando la temperatura de la batería puede ser inferior a 10°C / 50°F o superior a 30°C / 85°F durante un período de tiempo prolongado. La compensación de temperatura recomendada para las baterías Victron VRLA es de -4 mV/elemento ($-24 \text{ mV/}^\circ\text{C}$ para una batería de 12V). El punto medio de compensación de temperatura es de $20^\circ\text{C} / 70^\circ\text{F}$.

15. Corriente de carga
Preferentemente, la corriente de carga no debe superar 0,2 C (20 A para una batería de 100 Ah). La temperatura de una batería aumentará más de 10°C si la corriente de carga es superior a 0,2 C. Así pues, la compensación de temperatura resulta indispensable para corrientes de carga superiores a 0,2 C.

	Utilización en flotación	Ciclos Normal	Ciclos Recarga rápida
Victron AGM "Deep Cycle"			
Absorción		14,2 - 14,6	14,6 - 14,9
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5
Victron Gel "Deep Cycle"			
Absorción		14,1 - 14,4	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	
Victron Gel "Long Life"			
Absorción		14,0 - 14,2	
Flotación	13,5 - 13,8	13,5 - 13,8	
Almacenamiento	13,2 - 13,5	13,2 - 13,5	

Tabelle 3: Voltajes de carga recomendados

Baterías AGM Deep Cycle de 12 V					Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	Tecnología:	placas planas AGM
BAT212120080	12	12	151x98x101	4,1	Bornes:	cobre, M8
BAT412350080	35	12	197x165x170	12,5	Capacidad nominal:	descarga en 10h a 25°C
BAT412550080	55	12	239x132x235	20	Dur. de vida en flotación :	7-10 años a 20 °C
BAT412600080	60	12	258x166x235	24	Dur. de vida en ciclos:	200 ciclos en descarga 100%*
BAT412800080	80	12	350x167x183	27		400 ciclos en descarga 50%
BAT412101080	100	12	330x171x215	32		900 ciclos en descarga 30%
BAT412121080	120	12	410x176x227	38		
BAT412151080	150	12	485x172x240	47		
BAT412201080	200	12	522x238x240	65		
Baterías Gel Deep Cycle de 12 V					Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	Tecnología:	placas planas GEL
BAT412550100	55	12	239x132x235	20	Bornes:	cobre, M8
BAT412600100	60	12	258x166x235	24	Capacidad nominal:	descarga en 10h a 25°C
BAT412800100	80	12	350x167x183	26	Dur. de vida en flotación :	12 años a 20 °C
BAT412101100	100	12	330x171x215	33	Dur. de vida en ciclos:	300 ciclos en descarga 100%*
BAT412121100	120	12	410x176x227	38		600 ciclos en descarga 50%
BAT412151100	150	12	485x172x240	48		1300 ciclos en descarga 30%
BAT412201100	200	12	522x238x240	66		
Vasos GEL Long Life de 2 V Opzv					Especificaciones generales	
Referencia	Ah	V	Ixanxal mm	Peso kg	Tecnología:	placas tubulares GEL
BAT702801260	800	2	215x193x710	56	Bornes:	cobre, M8
BAT702102260	1000	2	215x235x710	68	Capacidad nominal:	descarga en 10h a 25°C
BAT702152260	1500	2	215x277x855	109	Dur. de vida en flotación:	años a 20 °C
BAT702202260	2000	2	215x400x815	138	Dur. de vida en ciclos:	700 ciclos en descarga 100%*
BAT702302260	3000	2	215x580x815	202		1200 ciclos en descarga 50%
						2400 ciclos en descarga 30%

Otras capacidades y tipos de bornes: por encargo
* Voltaje de fin de descarga: 10,8 V para una batería de 12 V

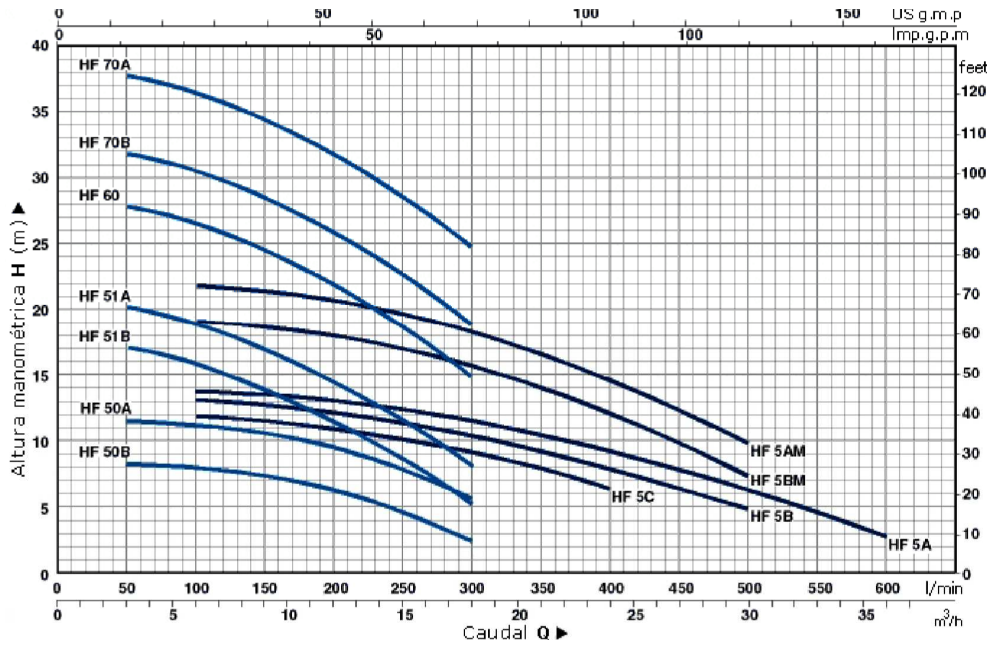


Victron Energy B.V. / De Paal 35
1351 JG Almere / The Netherlands

Phone: +31 (0)36 535 97 00
Fax: +31 (0)36 535 97 04
e-mail: sales@victronenergy.com

www.victronenergy.com

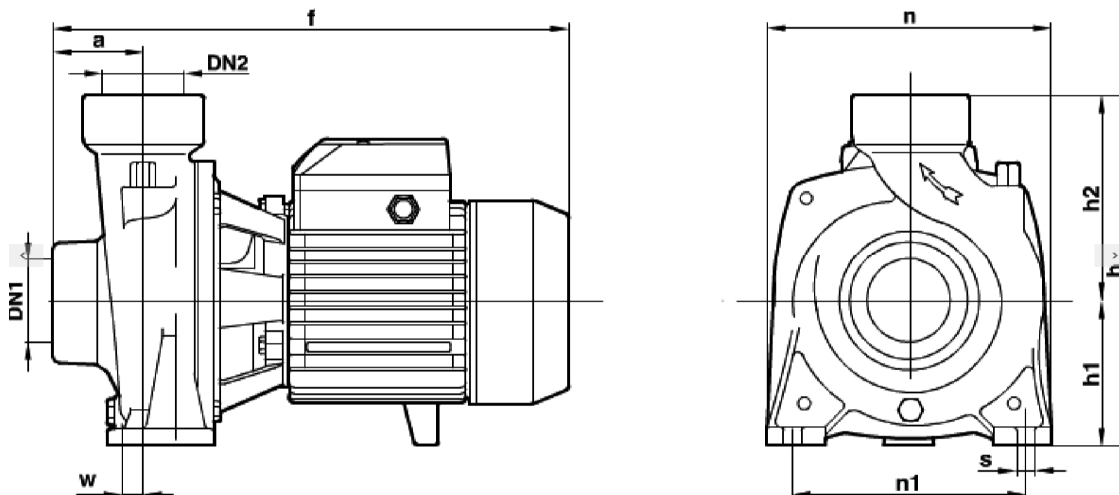
20.6.3. Bomba



MODELO BOMBA		POTENCIA		Q m ³ /h l/min	H												
Monofásica	Trifásica	kW	HP		0	3	6	9	12	15	18	21	24	30	36		
HFm 50B	HF 50B	0.37	0.50	0	9	8.5	8.2	7.5	6.3	4.9	2.8						
HFm 50A	HF 50A	0.55	0.75	12	11.5	11.2	10.6	9.6	8	6							
HFm 51B	HF 51B	0.60	0.85	18.2	17.2	16	14	11.5	9	5.4							
HFm 51A	HF 51A	0.75	1	21.2	20.2	19	17	14.5	11.6	8.4							
HFm 60	HF 60	1.1	1.5	29	28	26.5	24.5	22	18.5	15							
HFm 70B	HF 70B	1.5	2	33	32	30.5	28.5	26	22.5	19							
---	HF 70A	2.2	3	39	38	36.5	34.5	32	28.5	25							
HFm 5C	HF 5C	0.60	0.85	12.5	---	12	11.7	11	10.2	9.2	8	6.5					
HFm 5B	HF 5B	0.75	1	13.7	---	13.2	13	12.5	11.6	10.5	9.2	8	5				
HFm 5A	HF 5A	1.1	1.5	14.5	---	13.8	13.5	13.2	12.6	11.8	10.5	9.2	6.5	3			
HFm 5BM	HF 5BM	1.1	1.5	20.2	---	19.2	19	18	17	16	14	12	7.5				
HFm 5AM	HF 5AM	1.5	2	22.5	---	22	21.5	21	20	18.5	16.6	14.5	10				

Q = CAUDAL

H = ALTURA MANOMETRICA TOTAL



20.6.4. Inversor

Inversor de red BlueSolar			
Inversor de red BlueSolar	1500	2000	2800
SALIDA RED ELÉCTRICA (CA)			
Potencia nominal de salida	1500W	2000W	2800W
Potencia máxima de salida	1650W	2200W	3000W
Corriente nominal de salida	6,52A	8,7A	12A
Corriente máxima de salida	7,2A	9,5A	13A
Amperaje máximo del fusible	16A	16A	16A
Distorsión armónica de la corriente de salida	<3% a la potencia nominal		<5% al 50% de la potencia
Tensión nominal de salida CA	220V - 230V - 240V		
Factor de potencia	>0,99% a la potencia nominal		
Rango de tensión CA de trabajo	190-260V		
Frecuencia CA nominal	50Hz		
Rango de frecuencia CA de trabajo	45,5-54,5Hz		
Consumo interno nocturno	<0,1W		
A prueba de cortocircuitos	Sí		
ENTRADA SOLAR (DC)			
Tensión máxima de entrada	450V	500V	500V
Rango de tensión de entrada MPPT	110-430V	110-480V	110-480V
Corriente máxima de entrada	9A	10A	13A
Potencia máxima de entrada	1750W	2280W	3160W
Cantidad de captadores MPPT	1	1	1
Cantidad de conjuntos	1	1	2
Potencia de arranque	7W	7W	7W
Seguimiento de fallos de pérdida a tierra	RCMU (unidad de control de corriente residual)		
Protección contra polaridad inversa	Sí, con diodo en cortocircuito		
EFICACIA			
Eficacia máxima	95,5%	96,4%	96,4%
Estándar de eficacia europeo	94,5%	95,4%	95,5%
GENERAL			
Topología	Sin transformador		
Puerto de comunicaciones	RS232		
Temperatura de trabajo	-20°C a 60°C (límite de potencia automático en caso de sobrecalentamiento interno)		
Temperatura de trabajo a la potencia nominal	-20°C a 55°C		
Temperatura de almacenamiento	-20°C a 70°C		
Altura máxima de trabajo	2000 m (5% de reducción a 4000 m)		
Método de refrigeración	Convección natural		
Humedad relativa	Máx. 95%		
CARCASA			
Tipo de protección	IP54		
Conectores CC	MC4 (Multi Contact 4mm)		
Peso (kg)	14,8 kg	14,8 kg	14,8 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	376x415x125	376x415x125	376x415x125
NORMATIVAS			
Seguridad	EN 50178		
Emisión EMC	EN 61000-6-3		
Inmunidad EMC	EN 61000-6-2		
Armónicos y fluctuaciones EMC	EN 61000-3-2, EN 61000-3-3		
Desconexión automática de la red eléctrica	VDE 0126-1-1 (2006)		



BlueSolar Grid Inverter 2000W 230V

20.6.5. Panel fotovoltaico



GREALTEC
GREEN
ALTERNATIVE
TECHNOLOGIES

Phone
+34 976 21 77 47
Fax
+34 976 21 92 27
www.grealtec.com
info@grealtec.com
 info_grealtec



GAT 240P-245P-250P

POLY-CRYSTALLINE SOLAR MODULES 240-250 W

ABOUT GREALTEC

GREALTEC, with over 10 years of industry experience, has been an integral part in the development of alternative energy in Europe, bringing their knowledge, experience and management in the entire process of product design and manufacturing of solar photovoltaic systems, from standard solutions to products developed to suit the requirements of our customers.

KEY FEATURE

-  High module conversion efficiency, up to 16 %, through latest manufacturing technology.
-  Exceptional behavior under low light intensity.
-  Qualified and personal technical support.
-  Constant innovation and research.
-  Entire module certified to withstand snow loads (5400 Pascal) and high wind loads (2400 Pascal).

QUALITY & SAFETY

<p>10 year warranty in material and workmanship.</p> <p>Positive power tolerance 0 - +3%</p> <p>Industry leading power output</p> <p>warranty 10years/90%-25years/80%</p>	<p><i>Premium linear performance warranty*</i></p>  <p>Legend: ■ New linear performance warranty, ■ Standard performance warranty</p>	
---	---	---

RECOMMENDED APPLICATIONS

	OFFGRID ROOF-TOPS	24V
	SOLAR POWER PLANTS	YES
	OFFGRID SYSTEMS	24V

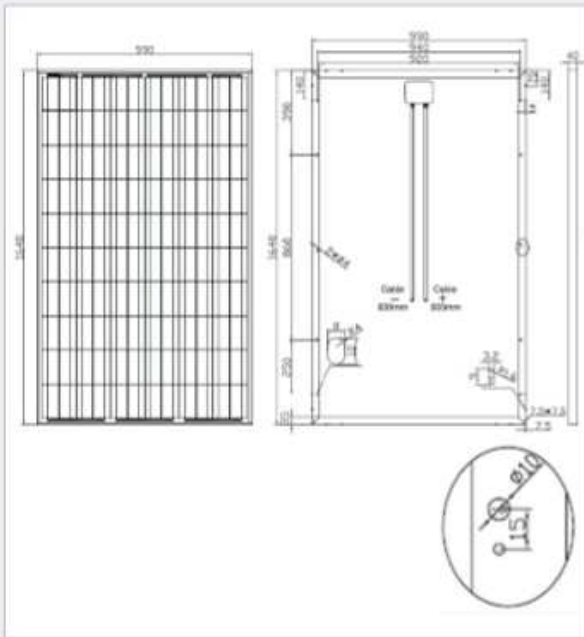


CONSTRUCTIVE CHARACTERISTICS

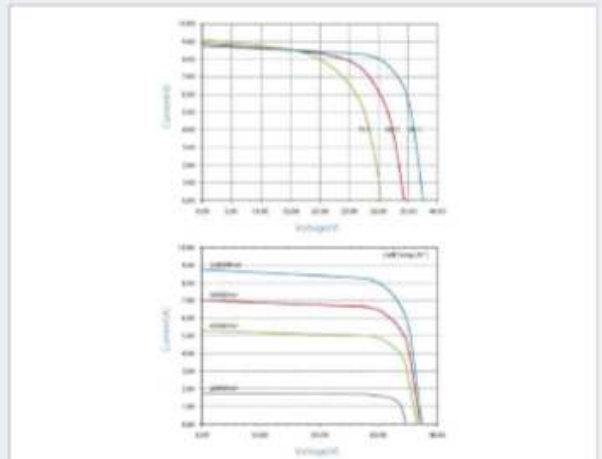
- 1 JUNCTION BOX
- 2 BACKSIDE FOIL
- 3 EVA
- 4 MULTI-CRYSTALLINE CELL
- 5 EVA
- 6 GLASS PLATE
- 7 FRAME

ENGINEERING DRAWING

Unit: mm



ELECTRICAL PERFORMANCE & TEMPERATURE DEPENDENCE



Nominal Operating Cell Temperature (NOTC)	47°C ± 2°C
Temperature Coefficient of Pmax (%/°C)	-0.45
Temperature Coefficient of Voc (%/°C)	-0.35
Temperature Coefficient of Isc (%/°C)	0.04

ELECTRICAL DATA		GAT 240 P	GAT 245 P	GAT 250 P
Maximum Power at STC	(Pmax)	240 Wp	245 Wp	250 Wp
Maximum Power Voltage	(Vmp)	30.74 V	30.88 V	30.75 V
Maximum Power Current	(Imp)	7.81 A	7.94 A	8.20 A
Open Circuit Voltage	(Voc)	36.60 V	36.91 V	38.20 V
Short Circuit Current	(Isc)	8.36 A	8.50 A	8.65 A
Module Efficiency	(%)	14.49 %	14.79 %	15.39 %
Maximum System Voltage	(Vdc)	1000 V	1000 V	1000 V
Positive Power Tolerance	(%/Pmax)	0 - +3%	0 - +3%	0 - +3%

MECHANICAL DATA	
Cell Type	Poly-Crystalline 156 x 156 mm
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions (mm)	1640 x 990 x 40 mm
Weight (kg)	18.60 kg
Front Glass (mm)	Tempering Glass 3.2mm (Optional 4 mm)
Frame Material	Anodized aluminum 40 mm thickness
Junction Box	IP65; 3 diodes
Output Cable	Length 900 mm (other length optional) / Section 4 mm ²
Connector Type	MC4 Compatible

PACKAGING SPECIFICATIONS
Packaging for installers:
17-32 modules per carton box
50 modules per pallet
332 modules in a 20'GP container
494 modules in a 40'GP container

STC • IRRADIANCE 1000W/M2 • MODULE TEMPERATURE 25°C • AM=1.5



Read the instruction manual in its entirety before handling, installing, and operating Grealtec solar modules. Due to continuous innovation, research and product improvement, technical datasheet are subject to change without prior notice.

Grealtec reserves the final right for explanation on any of the information presented hereby.

20.6.6. Regulador de carga



CIS series (5 – 20 A)

Solar Charge Controller



- Can be ordered with one output as on-off switch and another as output with dimmer function (CIS) or two on-off switches (CIS-2L)
- Corrosion-proof epoxy-encapsulated PCB (IP68)
- Compact size
- Infrared remote control programming accessory (CIS-CU)
- Intelligent timer functions available for lighting control
- Four-stage battery charging (main, float, boost, equalization), temperature compensated
- Automatic system voltage recognition (12/24 V)

Isolated PV systems exposed to extreme weather/environmental conditions (streetlights, navigation buoys, etc.) have increased risk for damage to the power electronics. In order to assure reliable battery protection under such conditions, Phocos developed a fully encapsulated charge controller to prevent corrosion: CIS.

CIS is an industrial-grade charge controller that is suitable for all practical PV applications. It conforms to the IP68 protection system. Four-stage PWM-charging is combined with low-voltage disconnect, flexible load timer functions, and a multi-LED system status display. CIS is available in two versions:

SingleLoad version with dimming output (CIS): The CIS comes with a charge output and a control output for dimmable ballasted lamps.

DualLoad version with two load outputs (CIS-2L):

The CIS-2L comes with two charge outputs to independently control two loads.

The CIS has no moving parts, switches, or buttons. Settings such as battery type, deep discharge thresholds, timers, and other configuration items are made quick and easy by infrared remote control.



Datasheet_CIS series_1/2_e_2013-08-30_Subject to change without notice

www.phocos.com

Phocos AG
Magirus-Deutz-Str. 12 Phone +49 731 9380688-0
89077 Ulm, Germany Fax +49 731 9380688-50



CIS series (5 – 20 A)

Solar Charge Controller

Type	CIS 05	CIS 10	CIS 20
	CIS-2L 05	CIS-2L 10	CIS-2L 20
System voltage	12/24 V auto recognition		
Max. charge/load current	5 A	10 A	20 A
Float charge	13.8/27.6 V (25 °C)		
Main charge	14.4/28.8 V (25 °C), 30 min. (daily)		
Boost charge	14.4/28.8 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.3/24.6 V		
Equalization	14.8/29.6 V (25 °C), 2 h Activation: battery voltage < 12.1/24.2 V (at least every 30 days)		
Deep discharge protection:			
Cut-off voltage	11 – 12 V / 22 – 24 V		
Reconnect level	12.8/25.6 V		
Overvoltage protection	15.5/31.0 V		
Undervoltage protection	10.5/21 V		
Max. panel voltage	50 V @ 24 V / 30 V @ 12 V		
Temperature compensation	-25 mV/K at 12 V		
(Charge voltage)	-50 mV/K at 24 V		
Max. own consumption	5 – 8 mA at 12 V 6 – 10 mA at 24 V		
Grounding	Positive grounding		
Ambient temperature	-40 to +60 °C		
Max. altitude	4,000 m above sea level		
Battery type	Lead acid (GEL, AGM, flooded)		
Adjustment range:			
Evening/morning hours	0 – 15 h / 0 – 14 h		
Night/day detection	2.5 – 10 V		
Wire length	10 cm		
Dimensions (W x H x D)	82 x 58 x 20 mm		
Weight	150 g		
Wire cross section	2.5 mm ²	2.5 mm ²	2.5 mm ²
Type of protection	IP68 (1.5 m, 72 h)		

Technical data dimming output	CIS 05	CIS 10	CIS 20
Dimming value	0 – 100% output power		
Dimming output voltage	0 – 10 V (max. 1 mA)		

Datasheet_CIS series_2/2_e_2013-08-30_Subject to change without notice

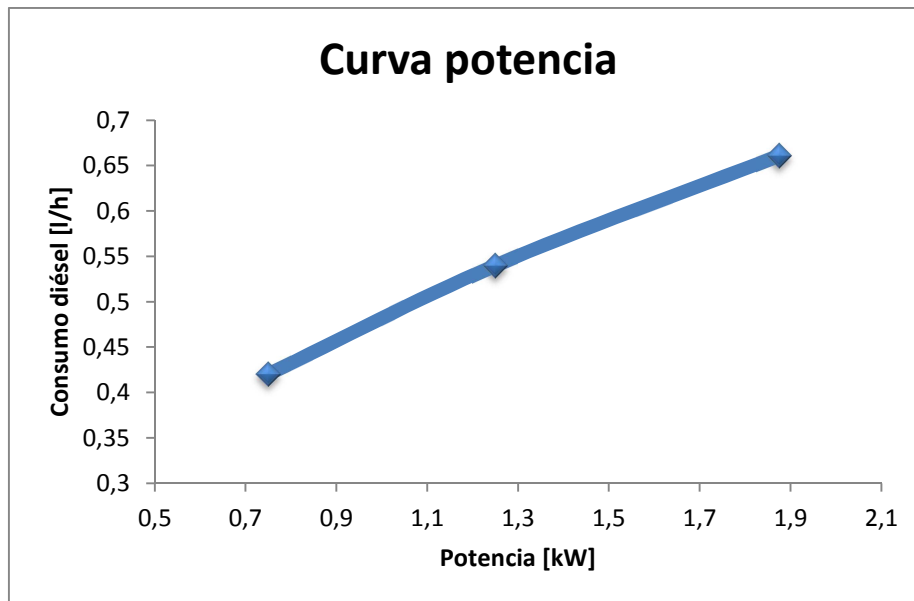
www.phocos.com

Phocos AG
Magirus-Deutz-Str. 12 Phone +49 731 9380688-0
89077 Ulm, Germany Fax +49 731 9380688-50



20.6.7. Generador diesel

Frecuencia nominal (Hz)	50
Voltaje nominal (V)	230
Corriente nominal (A)	7.40
Potencia nominal (kVA)	1.70
Potencia máxima (kVA)	2.00
Velocidad nominal (rpm/min.)	3000
Factor de potencia (\emptyset cos)	1
Número de polos	2
AVR	Sí
Tipo de panel	Analógico
ATS	No
Alternador	KT2
Grado de aislamiento	B
Estructura	Abierto
Capacidad depósito combustible (lt.)	15.0
Consumo mínimo (g/kW-h)	280.2
Autonomía (horas a potencia nominal)	12
Peso (kg.)	60.00
Medidas (mm.)	640 x 480 x 530
Sistema de arranque	Eléctrico
Combustible	Diesel
Aceite lubricante	SAE10W30
Modelo motor	KM-170
Tipo motor	Kipor 4 Tiempos
Diámetro x carrera	70 x 55
Cilindrada (c.c.)	201.0
Ratio de compresión	20 : 1
Potencia nominal kW (r/min.)	2 / 3000 2.5 / 3600



20.6.8. Regulador de carga

Type	PL 20	PL 40	PL 60
System voltage	12/24/32/36/48 V		
Solar charge current max.	20 A	40 A	60 A
Load current max.	20 A	7 A	30 A
Max. voltage drop	0.4 V 0.42 V		
Idle self-consumption	9 mA	13 mA	20 mA
Grounding	Positive grounded		
Temperature sensor range	-15 °C to +50 °C		
Regulation set point	Four preset programs, one user adjustable		
Ambient temperature	-20 °C to +50 °C		
Dimensions (W x H x D)	100 x 109 x 41 mm	130 x 124 x 50 mm	225 x 175 x 62 mm
Weight	320 g	515 g	1,100 g
Type of protection	IP20		





20.7. Temperatura media

Las mediciones obtenidas de la herramienta de prospección de la NASA NSE son las siguientes:

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
26.8	25.8	25.5	24.1	21.7	20.7	20.0	22.5	24.9	26.4	26.3	26.8	24.3



DEFENSA DEL P.F.C

Estudio de factibilidad y viabilidad de un Sistema Híbrido de Generación Eléctrica Aislado con Energías Renovables en Bolivia.

Alumno: Diego Arricibita Bastida
Tutor: Vicente Senosián Miquélez

ÍNDICE

- Introducción
 - Justificación/Motivación
 - Objetivos
 - Antecedentes
 - Sistemas de generación aislados
- Evaluación
 - Selección emplazamiento
 - Evaluación recurso
 - Análisis de la demanda
- Optimización y dimensionamiento
 - Selección componentes
 - Simulación HOMER
 - Análisis sensibilidad
 - Diseño final
- Viabilidad y sostenibilidad /Impacto ambiental
 - Criterios
 - Impacto
- Conclusiones

Introducción

Justificación/Motivación

- Insostenibilidad sistema energético actual
- Desarrollo sostenible
- Formación solidaria/Inquietudes

Objetivos

- Estudio situación energética y social en Bolivia
- Análisis recursos renovables en el emplazamiento seleccionado
- Estudio demanda energética
- Selección configuración y simulación con HOMER
- Solución óptima
- Análisis factibilidad y sostenibilidad del sistema propuesto
- Diseño y dimensionamiento
- Estudio impacto

Introducción

Antecedentes

- Pobreza
- Realidad energética
- Energías renovables
- Sistema eléctrico
- Situación energética en zonas rurales

Ranking HDI	113
Valor HDI	0,667
Esperanza de vida	67,3
Media años escolares	9,2
Años esperados de escolarización	13,2
Ingreso nacional bruto (INB) per cápita [\$]	5.552
Valor HDI 2012	0,663
Cambio en el ranking (2012-2013)	0

Introducción

Sistemas de generación aislados

- Grupos electrógenos
- Fuentes renovables
- Generación híbrida
 - Tipos
 - SHGEAER
 - Componentes



ÍNDICE

- Introducción
 - Justificación/Motivación
 - Objetivos
 - Antecedentes
 - Sistemas de generación aislados
- **EVALUACIÓN**
 - **SELECCIÓN EMPLAZAMIENTO**
 - **EVALUACIÓN RECURSO**
 - **ANÁLISIS DE LA DEMANDA**
- Optimización y dimensionamiento
 - Selección componentes
 - Simulación HOMER
 - Análisis sensibilidad
 - Diseño final
- Viabilidad y sostenibilidad /Impacto ambiental
 - Criterios
 - Impacto
- Conclusiones

Evaluación

Selección emplazamiento

- Situación social
- Situación energética

Evaluación recurso

- Recurso eólico
- Recurso solar
- Complementariedad

Estudio demanda

- Puesto sanitario
- Sistema bombeo
- Método mes más desfavorable

ÍNDICE

- Introducción
 - Justificación/Motivación
 - Objetivos
 - Antecedentes
 - Sistemas de generación aislados
- Evaluación
 - Selección emplazamiento
 - Evaluación recurso
 - Análisis de la demanda
- **OPTIMIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO**
 - **SELECCIÓN COMPONENTES**
 - **SIMULACIÓN HOMER**
 - **ANÁLISIS SENSIBILIDAD**
 - **DISEÑO FINAL**
- Viabilidad y sostenibilidad /Impacto ambiental
 - Criterios
 - Impacto
- Conclusiones

Optimización y dimensionamiento

Selección componentes

- Oferta limitada

Componente	Proveedor	Modelo
Aerogenerador	Qeulat Energy	Enair DB30
Bateria	SIE S.A.	Deep Cycle Gel 12 V
Regulador de carga	SIE S.A.	Phocos PL60
Modulos fotovoltaicos	Grealtec	Gat 240P
Bomba hidraulica	San Rafael	HF70B
Inversor	SIE S.A.	Red BlueSolar 2800
Cableado	GISMART SRL	Prysmian (Wirepol Flex, P- Sun sp, Afumex Expo)

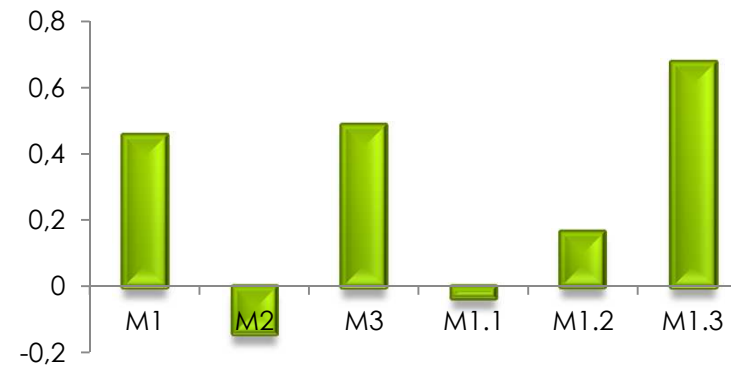
Optimización y dimensionamiento

Simulación con HOMER

- Simulación del Sistema Híbrido de Generación Eléctrica Aislado con Energías Renovables (SHGEAER)
- Búsqueda de la mejor solución -> Problema de decisión multicriterio

		Peso relativo /Solución								
			Media	Desviación típica	M1	M2	M3	M1.1	M1.2	M1.3
Criterios técnicos	Coste inicial [\$]	0,1	19771,41	8027,516289	-0,14297	-0,05194	0,226706	-0,12309	-0,32168	0,250811
	Coste operación [\$/año]	0,1	1462,545	219,7695172	0,210428	0,090302	0,05663	-0,00025	-0,0371	0,047529
	NPC [\$]	0,2	38809,18	7234,340544	-0,08029	-0,03556	0,328981	-0,20909	0,105602	0,380043
	Consumo diesel [l]	0,2	482,0909	541,5044219	0,194811	0,09989	-0,08903	0,122235	-0,01867	-0,08903
	Exceso electricidad [%]	0,2	38,97727	16,26702571	-0,3147	-0,24247	0,250861	-0,33468	-0,01502	0,284671
Criterios sociales	Emissiones [kg/año]	0,2	1303,543	1463,871563	0,194789	0,10004	-0,08905	0,122037	-0,01862	-0,08905
	Facilidad gestión	0,3	1,090909	0,811177328	-0,40345	0,336215	-0,03362	-0,03362	-0,40345	0,336215
	Facilidad de pago usuarios [\$/kWh]	0,15	0,534227	0,099544167	-0,10103	-0,04578	0,408796	-0,26176	0,130025	0,474094
	Usos productivos	0,2	1,409091	0,50323628	-0,12194	0,176133	0,176133	-0,12194	0,176133	-0,12194
	Ruido	0,15	0,545455	0,509647191	0,178376	0,178376	-0,21405	0,178376	0,178376	-0,21405
	Impacto visual	0,2	0,545455	0,509647191	-0,21405	0,178376	0,178376	-0,21405	0,178376	0,178376
TOTAL					-0,30001	0,391797	0,600369	-0,43792	-0,02301	0,718837

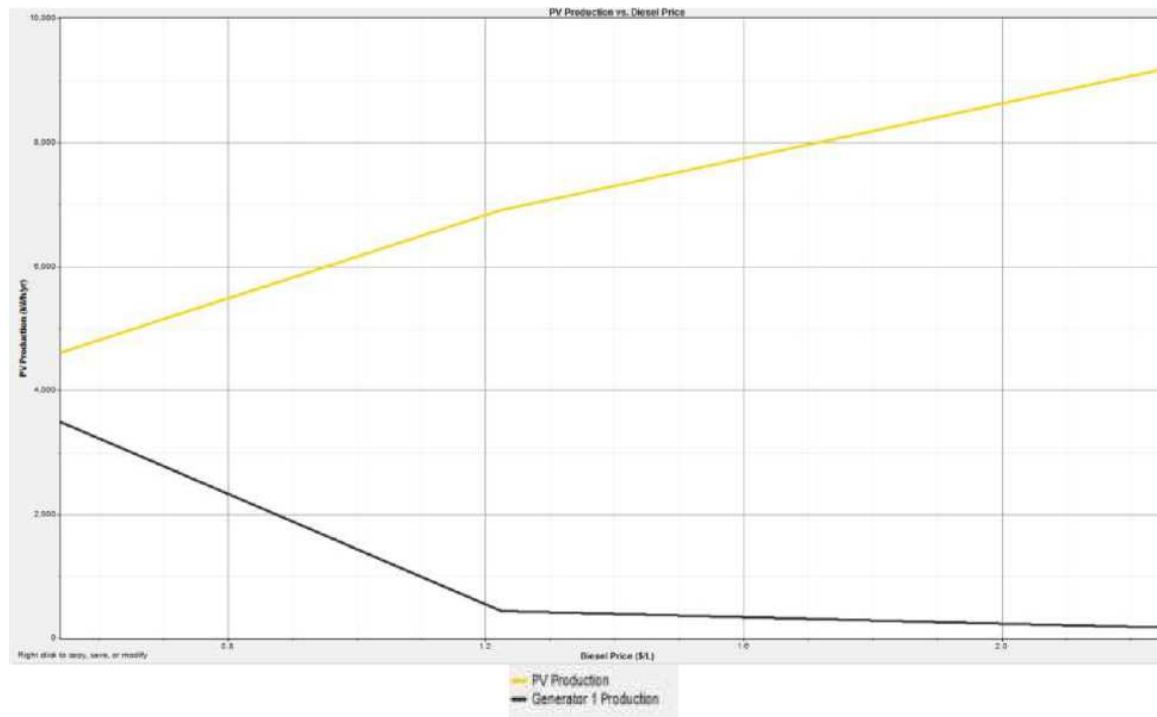
Modelo	M2
Potencia PV [kW]	2,64
Aerogenerador	1 Enair DB30
Generador	1
Baterías	10

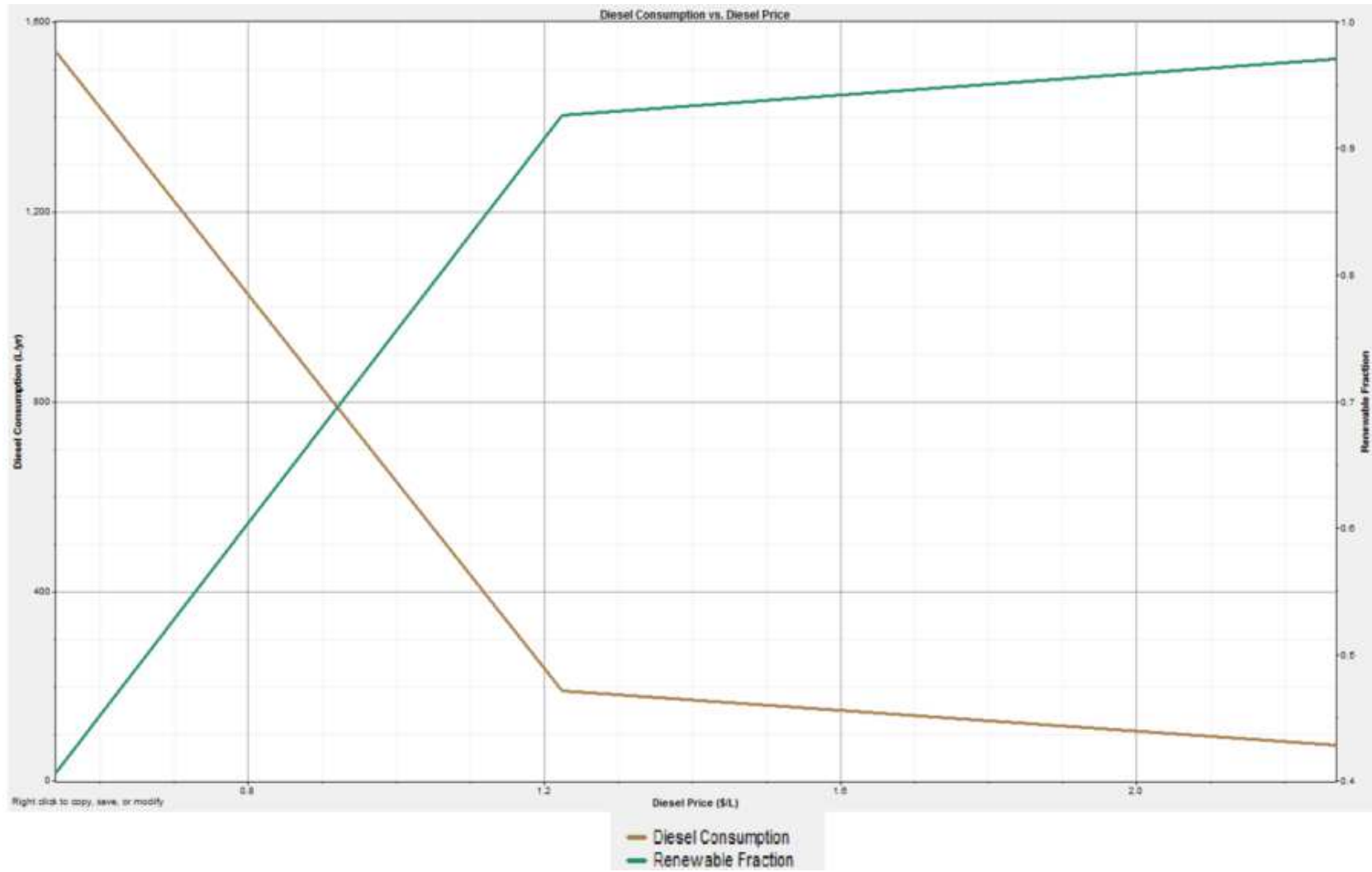


Optimización y dimensionamiento

Análisis de sensibilidad

- Variabilidad del precio de combustible
- Preferencia a la producción fotovoltaica

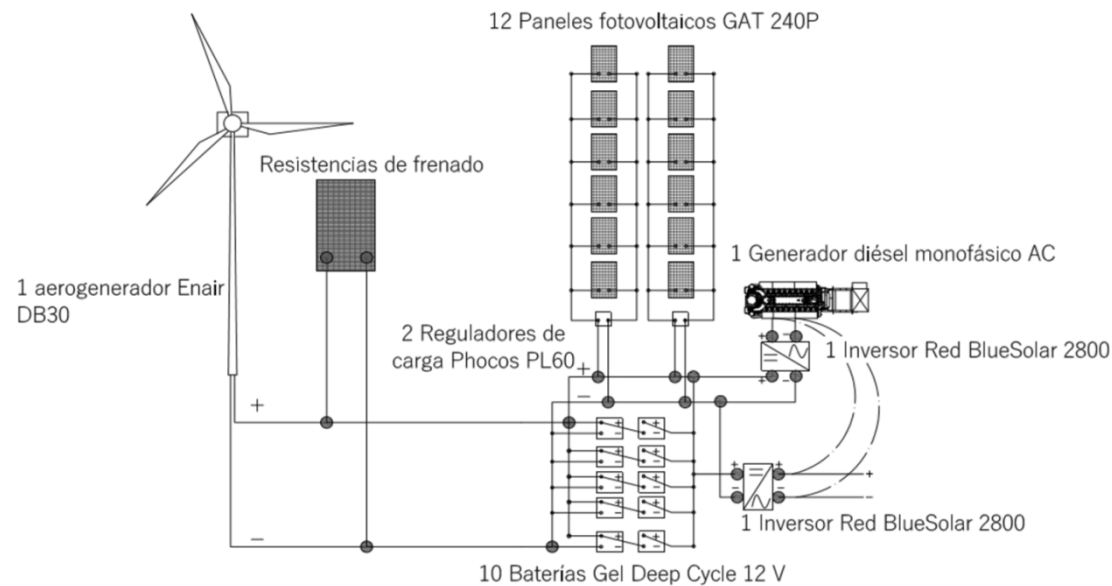




Optimización y dimensionamiento

Diseño final

- Variables de decisión
 - Distribución monofásica
 - Distribución en AC
 - Doble conexión del generador diésel
 - Instalación progresiva
 - Bus CC (24V)



ÍNDICE

- Introducción
 - Justificación/Motivación
 - Objetivos
 - Antecedentes
 - Sistemas de generación aislados
- Evaluación
 - Selección emplazamiento
 - Evaluación recurso
 - Análisis de la demanda
- Optimización y dimensionamiento
 - Selección componentes
 - Simulación HOMER
 - Análisis sensibilidad
 - Diseño final
- **VIABILIDAD Y SOSTENIBILIDAD /IMPACTO AMBIENTAL**
 - **CRITERIOS**
 - **IMPACTO**
- Conclusiones

Viabilidad y sostenibilidad

Criterios

- Conocimiento del personal local
- Disponibilidad de equipos y repuestos
- Experiencia previa
- Costo asequible

Criterios técnicos	Coste inicial [\$]	16992
	Coste operación [\$/año]	1661
	NPC [\$]	37523
	Consumo diésel [l]	1023
	Exceso electricidad [%]	23,2
	Emisiones [kg/año]	2768
Criterios sociales	Facilidad gestión	1
	Facilidad de pago usuarios [\$/kWh]	0,516
	Usos productivos	1
	Ruido	1
	Impacto visual	1

Viabilidad y sostenibilidad

Impacto ambiental

- Generador diésel -> Emisiones / Ruido / Ahorro
- Aerogenerador -> Visual / Fauna
- Módulos fotovoltaicos -> Proceso de producción
- Distribución -> Fauna

ÍNDICE

- Introducción
 - Justificación/Motivación
 - Objetivos
 - Antecedentes
 - Sistemas de generación aislados
- Evaluación
 - Selección emplazamiento
 - Evaluación recurso
 - Análisis de la demanda
- Optimización y dimensionamiento
 - Selección componentes
 - Simulación HOMER
 - Análisis sensibilidad
 - Diseño final
- Viabilidad y sostenibilidad /Impacto ambiental
 - Criterios
 - Impacto
- **CONCLUSIONES**

Conclusiones

- ¿Es posible cubrir la demanda?
- ¿Es un sistema factible? ¿ Es, además, viable?

**GRACIAS POR SU ATENCIÓN
FIN DE LA PRESENTACIÓN**