



UNIVERSIDAD
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL
PIRHUA

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN SISTEMA HÍBRIDO DE BAJA POTENCIA EÓLICO SOLAR CONECTADO A LA RED

Jorge Serván-Sócola

Piura, febrero de 2014

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

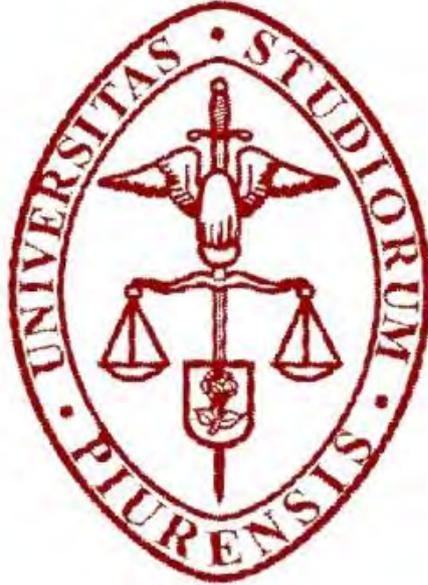
Serván, J. (2014). *Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red*. Tesis de pregrado en Ingeniería Mecánico Eléctrica. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia](#)
[Creative Commons Atribución-](#)
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

UNIVERSIDAD DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERÍA



“Análisis técnico-económico de un sistema híbrido de baja potencia eólico solar conectado a la red”

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico - Eléctrico

Jorge Armando Serván Sócola

Asesor: Dr. Ing. Daniel Marcelo Aldana

Piura, Febrero 2014

A mis padres, Lesly y Florentino, por su inquebrantable apoyo e insistencia para el desarrollo de esta tesis.

A Dana por darme ánimos y motivarme a seguir adelante.

A mi tío Leo, quien desde el cielo, fue mi inspiración.

Resumen

El objetivo principal de este trabajo es desarrollar una metodología que permita realizar un análisis técnico económico de un sistema de generación de baja potencia, que utilice recursos energéticos renovables y que se encuentra conectado a la red eléctrica.

Como primer paso se debe determinar la demanda energética. Para el desarrollo de esta tesis, se ha escogido como caso de estudio, un usuario que desea implementar el uso de fuentes energéticas renovables, como medio de abastecimiento energético para su vivienda ubicada en la playa de Cangrejos, perteneciente al distrito de Paita.

Posterior al cálculo de la demanda energética, se realiza un análisis en estado estacionario con la finalidad de evaluar el potencial energético disponible en la zona. Utilizando la data meteorológica de radiación solar y velocidad del viento, tomada en el lugar de emplazamiento del proyecto por el radar de la Universidad de Piura, se calcula el potencial solar y eólico disponibles y se procede a dimensionar correctamente el sistema para la demanda energética calculada previamente.

Dimensionado el sistema se procede a seleccionar los componentes principales que lo conforman, se realizan los cálculos para el dimensionamiento del cableado y protecciones eléctricas del sistema, y se selecciona el tipo de estructuras de soporte así como la ubicación con mejores prestaciones dentro del área de emplazamiento.

Seleccionado todos los componentes de la instalación y el presupuesto inicial requerido, se identifican los egresos e ingresos anuales del proyecto, con la finalidad de evaluar económicamente la instalación y analizar los factores claves que garanticen la rentabilidad del proyecto.

Índice

Prólogo	
Resumen	
Índice	
Introducción.....	1
Capítulo 1 Sistemas híbridos.....	3
1.1. Antecedentes	3
1.2. Sistemas híbridos	3
1.2.1. Sistema híbrido autónomo	5
1.2.2. Sistema híbrido conectado a la red eléctrica	6
1.2.2.1. Características	7
1.2.2.2. Aspectos en la localidad a tener en cuenta.....	7
1.2.2.3. Normativa y marco legal nacional de un sistema conectado a la red.....	8
1.2.2.4. Identificación de barreras y limitaciones	10
1.2.2.5. Plan de acción.....	11
Capítulo 2 Cálculo de la demanda de energía.....	13
2.1. Zona en estudio	13
2.2. Determinación de la demanda energética	15
2.2.1. Características del recinto y cargas presentes.....	16
2.2.2. Determinación de la demanda de potencia y energía	19
Capítulo 3 Evaluación del recurso energético	27
3.1. Evaluación del recurso eólico	27
3.1.1. Evaluación de datos de velocidad del viento.....	27
3.1.2. Análisis estadístico	28
3.1.3. Determinación de parámetros estadísticos	28
3.2. Evaluación del recurso solar	34
Capítulo 4 Componentes y dimensionamiento del sistema híbrido.....	37
4.1. Aerogeneradores	37
4.1.1. Componentes de un aerogenerador.....	38
4.1.2. Parámetros característicos de un aerogenerador.....	38
4.1.3. Modelos presentes en el mercado nacional e internacional.....	39

4.1.4.	Energía producida y costo de adquisición	39
4.2.	Paneles fotovoltaicos	40
4.2.1.	Parámetros característicos	40
4.2.2.	Factores de pérdida de un panel fotovoltaico	41
4.2.3.	Modelos presentes en el mercado nacional e internacional.....	42
4.2.4.	Energía producida y costo de adquisición	42
4.3.	Reguladores o controladores de carga	43
4.4.	Inversores.....	43
4.5.	Medidores de energía.....	44
4.6.	Dimensionamiento del sistema	44
4.6.1.	Tratamiento de excedentes energéticos	46
4.6.2.	Selección de equipos del sistema híbrido	46
4.6.3.	Dimensionamiento del sistema eléctrico	62
4.6.4.	Montaje de equipos.....	65
4.6.5.	Presupuesto del sistema híbrido	65
4.6.5.1.	Presupuesto de equipos principales.....	65
4.6.5.2.	Presupuesto del sistema eléctrico.....	66
4.6.5.3.	Presupuesto de estructuras	68
4.6.5.4.	Presupuesto de transporte, instalación y mano de obra.....	68
4.6.5.5.	Presupuesto general.....	68
Capítulo 5	Análisis económico y financiero	69
5.1.	Costo de la energía eólica y solar	69
5.2.	Análisis económico.....	70
5.2.1.	Conceptos financieros.....	70
5.2.2.	Egresos del proyecto.....	72
5.2.2.1.	Costo anual de operación y mantenimiento	72
5.2.2.2.	Costo de reemplazo de equipos.....	74
5.2.3.	Ingresos del proyecto	75
5.2.4.	Flujo de fondos del proyecto	76
5.3.	Análisis financiero	79
5.3.1.	Influencia del precio de la energía en la rentabilidad del proyecto.....	80
5.3.2.	Impacto de incentivos en la rentabilidad del proyecto	81
5.3.2.1.	Exoneración de impuesto a la renta.....	81
5.3.2.2.	Depreciación acelerada de los activos.....	82
5.4.	Mecanismos de apalancamiento	84
Conclusiones.....		87

Bibliografía.....	89
Anexo A Distribución de ambientes de vivienda	95
Anexo B Distribución de frecuencias de velocidades del viento	101
Anexo C Evaluación de la dirección del viento	107
Anexo D Cálculo de inclinación de paneles fotovoltaico	115
Anexo E Especificaciones técnicas	123
Anexo F Dimensionamiento eléctrico	145
Anexo G Montaje de equipos	155

Introducción

Hasta hace poco más de una década, las fuentes principales de energía eléctrica del Perú provenían de los recursos hídricos y del petróleo. La estacionalidad de las centrales hidroeléctricas, el alto costo de los combustibles fósiles, el aumento de la demanda energética, entre otros aspectos, resaltaron la importancia de desarrollar una adecuada diversificación de las fuentes energéticas; dado que esto contribuiría a la sostenibilidad y crecimiento económico del Perú.

En los últimos años, con el descubrimiento del gas de Camisea, su transporte hasta la costa y la construcción de las nuevas centrales térmicas del país; el crecimiento de la generación eléctrica proveniente de recursos térmicos ha sido vertiginoso, sobretodo en comparación con el aumento en la producción energética proveniente de recursos hídricos. Según un informe estadístico del subsector eléctrico en enero del 2013, el gas natural cubre el 33.8% de la demanda energética a nivel nacional. En pocos años, esta fuente de energía se ha convertido en una de las principales del país, no solo para la generación de electricidad, sino también para el transporte y la industria en general; pero este recurso no es inagotable, y se calcula que dentro de 40 años las reservas de gas natural del país se agotarán¹, este punto sumado al rápido crecimiento de la economía y la industria, han llevado a tomar medidas y planes para el sostenimiento energético del país a futuro.

El Perú es un país muy diversificado en fuentes energéticas; sin embargo, el estudio e implementación de sistemas de generación con energías renovables ha tenido un crecimiento y desarrollo limitado. Por esta razón, el presente estudio tiene como objetivos específicos: desarrollar una metodología que estime, en base a datos de radiación solar y velocidad del viento en un lugar específico, el potencial energético disponible en la zona, investigar y mostrar las pautas más importantes que se deben tener en cuenta para la instalación de un sistema de generación alternativo, que se proyecte conectar a la red eléctrica; servir de guía para futuros estudios de desarrollo y ejecución de proyectos de abastecimiento energético, mediante sistemas híbridos conectados a la red, hacer un análisis y un conjunto de propuestas que favorezcan la rentabilidad económica de la operación de pequeños sistemas conectados a la red.

Además, la importancia de los sistemas de energía limpia radica principalmente en la reducción de las emisiones contaminantes y la independencia del uso de los combustibles

¹ Apoyo & Asociados Internacionales S.A.C. (2013). *Análisis de riesgo: Bonos corporativos de Pluspetrol Camisea S.A.* Perú: A&AI Clasificadora de Riesgo.

fósiles como fuentes energéticas. Así también el uso de sistemas híbridos que combinan las tecnologías de un sistema eólico y un sistema fotovoltaico ofrece mayores ventajas que si se instalan de forma separada.

En el caso de la localidad de la playa de Cangrejos, elegida como el lugar del emplazamiento del proyecto, durante el invierno la velocidad del viento es elevada y la radiación solar es menos intensa, mientras que durante el verano ocurre lo contrario. Debido a que los picos de operación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos ocurren en diferentes etapas del año y del día, un sistema híbrido conformado por estas dos fuentes energéticas es una opción con alta probabilidad de cubrir todos los requerimientos de energía que un sistema de consumo le pueda demandar, llegando a reducir o nulificar el uso de un grupo electrógeno de apoyo o un gran banco de baterías electroquímicas para el almacenamiento de la energía generada.

En el caso de sistemas de baja potencia interconectados con la red eléctrica, el estudio es incipiente en el Perú debido al bajo costo de la energía eléctrica y la falta de información, en la mayoría de entornos, sobre el uso y beneficios de la energía renovable. La información y recursos bibliográficos sobre el tema se han desarrollado en países europeos, norteamericanos y recientemente con un gran dinamismo en países asiáticos como China.

En el primer capítulo se describen aspectos generales sobre los sistemas híbridos de potencia, los diferentes tipos y configuraciones existentes. Se profundiza en los sistemas híbridos conectados a la red eléctrica, sus características más resaltantes, aspectos sociales que se deben tener en cuenta, la normativa y marco legal relacionados dentro del país. Posteriormente se hace un análisis para identificar las barreras y limitaciones de estos sistemas, así como los planes de acción para lograr su factibilidad técnica y económica.

El segundo capítulo explica la metodología y procedimiento para la obtención de la curva de carga del lugar donde se proyecta la instalación del sistema. La demanda de potencia calculada servirá de base para el dimensionamiento del sistema.

En el tercer capítulo se desarrolla un cálculo del potencial energético del sistema, mediante la evaluación de los recursos eólico y solar, utilizando la data meteorológica proporcionada por el radar de la Universidad de Piura.

En el cuarto capítulo se realiza el dimensionamiento del sistema híbrido, utilizando la información obtenida en el capítulo 3 junto con las especificaciones técnicas de los equipos seleccionados. Se diseña y dimensiona el sistema de puesta a tierra, cableado y protecciones del sistema eléctrico. En base a lo analizado, se obtiene el presupuesto general inicialmente requerido para la adquisición e instalación del sistema híbrido.

En el quinto y último capítulo se realiza un análisis económico y financiero, que permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto y determinar qué pautas y medidas deben existir para garantizar la viabilidad económica del sistema híbrido.

Capítulo 1

Sistemas híbridos

1.1. Antecedentes

La preocupante situación energética en todo el mundo, presenta el planteamiento de nuevos desafíos que permitan dar soluciones a los problemas y consecuencias que han traído consigo los tradicionales sistemas de generación y distribución de la energía eléctrica.

Factores como el aumento de la demanda energética, el incremento gradual de los costos de generación, la necesidad de reemplazar gradualmente el recurso del petróleo, entre otros, hacen cada vez más urgente un cambio en la política energética mundial.

Por otro lado, distintas organizaciones y países alrededor del mundo, en especial aquellos más industrializados, son conscientes del daño causado a la salud de las personas y a nuestro ecosistema, debido a la utilización indiscriminada de combustibles como el petróleo, carbón y materiales radioactivos. Todos estos factores están influyendo de una manera significativa en las decisiones políticas alrededor de todo el mundo, entre las que se encuentra la implementación y uso de las tecnologías limpias dentro del mercado de generación eléctrica.

1.2. Sistemas híbridos²

Se les llama sistemas híbridos de generación eléctrica a aquellos basados en el uso y combinación de dos o más fuentes de energéticas, como las señaladas en la tabla 1.1. Presentan la peculiaridad de proporcionar en forma más confiable la energía para hogares, granjas e inclusive a comunidades enteras.

² Lo señalado en esta sección ha sido elaborado usando la referencia [1].

Tabla 1.1.- Tipos de fuentes energéticas renovables y no renovables.³

Fuentes renovables	Fuentes no renovables
Solar fotovoltaica	Energía nuclear
Eólica	Petróleo
Minihidráulica	Gas natural
Biomasa	Carbón
Biogás	
Geotérmica	
Mareomotriz	

En la tabla 1.2 se aprecia las combinaciones más comunes de sistemas híbridos que utilizan fuentes renovables.

Tabla 1.2.- Combinaciones de sistemas híbridos con fuentes de energía renovable.⁴

Tipos de sistemas híbridos
Solar fotovoltaica / Eólica
Eólica / Minihidráulica
Biomasa / Solar fotovoltaica
Mareomotriz / Eólica

Los sistemas híbridos tienen la capacidad de abastecer sistemas aislados o conectados a la red eléctrica, estos últimos pueden o no tener la capacidad de inyectar energía a la red. La combinación de las fuentes energéticas dependerá de los recursos que ofrezca la zona en estudio, y su conexión dependerá de la ubicación de la red eléctrica, el nivel de tensión y la distancia que lo separa del sistema que se desea abastecer de energía eléctrica. El fundamento o base para la decisión por una u otra configuración y su adherencia o no a la red eléctrica dependerá de factores económicos, sociales, medioambientales, geográficos, etc.

En la localidad de Paita, durante el invierno el viento es intenso y la radiación solar es baja, mientras que durante el verano ocurre lo contrario. Entonces debido a que los picos de operación de los sistemas eólicos y fotovoltaicos ocurren en diferentes etapas del año y del día, un sistema híbrido conformado por estas dos fuentes energéticas es una opción con alta probabilidad de cubrir todos los requerimientos de energía que un sistema de consumo le pueda demandar. Esta característica de complementariedad de las fuentes energéticas a lo largo del año es la principal ventaja que ofrece un sistema híbrido eólico-solar, en comparación a la instalación en forma individual de un sistema fotovoltaico y un sistema eólico, esto lo convierte en la alternativa ideal para proyectos destinados a la electrificación de zonas aisladas de la red eléctrica.

En ciertas ocasiones, cuando por motivos medioambientales o actividades de mantenimiento del sistema no se cuente con ninguna de las dos fuentes, la energía puede ser suministrada por baterías o mediante un motor de combustión interna. Dado el caso que

³ Elaboración propia.

⁴ Elaboración propia.

el banco de baterías tenga una baja carga, el motor puede suministrar la energía faltante y cargar las baterías. Añadir el motor hace al sistema más complejo, pero los sistemas modernos de control pueden operar en forma automática estos equipos. En algunos casos su instalación puede disminuir el tamaño de los otros sistemas. Se debe considerar que el sistema de almacenamiento debe ser lo suficientemente grande para satisfacer las necesidades de energía cuando existan periodos sin carga, por lo que típicamente se dimensionan para abastecer la energía de uno a tres días.

1.2.1. Sistema híbrido autónomo

Son aquellos que se encargan de brindar energía eléctrica, de manera continua, a un centro de consumo que no está conectado a la red eléctrica; debido mayoritariamente a la distancia al tendido eléctrico más cercano o una baja demanda energética; estos factores conllevan a un elevado costo de transporte de energía. Esto ocurre con muchos poblados rurales, viviendas residenciales aisladas, cultivos y algunas pequeñas fábricas alejadas del área urbana.

Al igual que un sistema conectado a la red, en este tipo de sistemas las fuentes principales de generación de energía son las mismas. La diferencia se presenta en las propuestas dadas en el diseño para garantizar la autonomía en la entrega de energía por un determinado período de tiempo a todas las cargas o las de mayor importancia en el centro de consumo.

Para garantizar la entrega de energía por un determinado periodo de tiempo, lo que se plantea, en la mayoría de los casos, es el diseño e instalación de un banco de baterías, con una capacidad de almacenamiento de energía capaz de abastecer la demanda energética cuando las fuentes principales de generación proporcionan una cantidad de energía menor a la requerida.

Dado el caso de un centro médico con atención durante las 24 horas del día o una fábrica de producción constante, surge la necesidad primordial de mantener energizado el sistema, para lograr esto, generalmente se instala un grupo electrógeno en paralelo, el cual funciona cuando el banco de baterías no es capaz de garantizar la autonomía del sistema. En la figura 1.1 se muestra el esquema de conexión de un sistema híbrido con autonomía.



Figura 1.1.- Esquema de instalación de un sistema híbrido con autonomía.⁵

1.2.2. Sistema híbrido conectado a la red eléctrica

A diferencia de un sistema autónomo, un sistema híbrido conectado a la red eléctrica es aquel que en lugar de usar un banco de baterías o un grupo electrógeno, para garantizar la entrega de energía a la carga, utiliza el suministro de energía de la red eléctrica, como se aprecia en la figura 1.2.



Figura 1.2.- Esquema de instalación de un sistema híbrido conectado a la red eléctrica.⁶

⁵ Fuente: <http://www.esconorte.com.uy/html/documentos/sistemas-hibridos.html>.

⁶ Fuente: <http://www.esconorte.com.uy/html/documentos/sistemas-hibridos.html>.

1.2.2.1. Características

Un sistema conectado a la red presenta las siguientes características:

- Se encuentra conectado a la red con la finalidad de abastecer en paralelo a una determinada carga, o con el propósito de exportar energía a la red eléctrica. En este último caso se logra un aumento en la eficiencia del sistema interconectado, ya que si la energía se genera cerca del punto de consumo, las pérdidas en la red eléctrica disminuyen.
- La corriente alterna generada por el sistema híbrido, deberá poseer una serie de características propias de la red, las cuales deberán ser garantizadas por el tipo de inversor colocado. En el caso del Perú, la tensión de salida deberá mantenerse estable en un valor de 220V en monofásica y 380V en trifásica, una corriente variable en función de la radiación y velocidad del viento, con una frecuencia de 60 Hz que sincronice con la red.
- Menores costes de servicio, dado que después de la inversión inicial, la facturación mensual se verá reducida por los bajos costos de operación y mantenimiento.
- A diferencia de un sistema aislado, no es de vital importancia la instalación de algún acumulador de energía como baterías, gracias a esta característica la instalación de este tipo de sistemas es más sencilla y requiere menor espacio.
- Este tipo de sistemas brindan una alternativa en la protección del medioambiente, dado que se deja de emitir dióxido de carbono u óxidos de nitrógeno durante su funcionamiento. Y por otro lado en estos sistemas se evita el uso de componentes tóxicos como lo son las baterías electroquímicas.

1.2.2.2. Aspectos en la localidad a tener en cuenta⁷

Los aspectos sociales y legales dentro de la comunidad donde se proyecta instalar un sistema híbrido son muy importantes para una adecuada toma de decisiones, debido a que algunos factores pueden alterar e incluso poner fin a los planes de instalación de un sistema de generación de este tipo. En general, las zonas rurales son las menos afectadas por estas cuestiones; por ejemplo, en algunos distritos, áreas o urbanizaciones se restringen la altura de estructuras, aunque frecuentemente es posible que existan excepciones. Para obtener más información de las restricciones y ordenanzas sobre la planificación urbana de la zona y los requerimientos de edificación, hay que ponerse en contacto con el área de planificación urbana y edificaciones de las municipalidades distritales o provinciales de la zona, ellos pueden indicar si se requiere obtener un permiso de construcción e incluso pueden proporcionar una lista de todos los requerimientos.

Adicionalmente para evitar objeciones públicas imprevistas, especialmente por la vista de un aerogenerador en la zona, es preferible comunicar los planes de la instalación con los vecinos, quienes podrían objetar una posible obstrucción de su visibilidad o una molestia a causa del ruido. El nivel de ruido de los aerogeneradores residenciales modernos está entre los 52 y 55 dB, esto significa que el ruido producido es comparable a un refrigerador en funcionamiento. De igual manera es recomendable llevar a cabo una investigación del

⁷ Lo señalado en esta sección ha sido elaborado empleando las referencias [1] y [2].

título de propiedad para determinar si existen acuerdos anteriores que no permitan la instalación de un sistema de generación alternativo en la propiedad.

En el caso de un sistema conectado a la red, como el que se maneja en el presente estudio, deberá ser responsabilidad de la compañía eléctrica el proporcionar una descripción escrita de los costes, así como los términos y las condiciones relacionados con la conexión. Así también, los requerimientos para la seguridad y los dispositivos de acondicionamiento de la potencia eléctrica, servicios mensuales adicionales, la inspección eléctrica de la instalación y el precio al cual la compañía distribuidora compraría la electricidad inyectada o en todo caso definir concretamente que tipo de acuerdo se va a llevar a cabo en el trato de la energía importada y exportada. Debido a esto se recomienda tener preparado un diagrama (que incluya planos eléctricos) del sistema de generación proyectado y un plan con los puntos principales del desarrollo del proyecto.

1.2.2.3. Normativa y marco legal nacional de un sistema conectado a la red

Cualquier entidad generadora de energía que pretenda ingresar al Mercado Eléctrico Peruano, deberá registrarse bajo la “Ley de Concesiones Eléctricas” LCE del Decreto Ley N°25844. A continuación se mencionarán algunos artículos y modificaciones del decreto legislativo N° 1002 de la LCE “Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”, que deberán tenerse en cuenta.⁸

- El artículo 1° menciona que se tiene por objeto promover el aprovechamiento de los “Recursos Energéticos Renovables” (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.
- El artículo 3° del mismo decreto nos define como RER a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepase los 20 MW.
- La modificación del artículo 3° menciona que se requiere la concesión definitiva para el desarrollo de la generación de energía eléctrica con RER para una potencia instalada mayor a 500 kW.
- El artículo 10° que trata sobre la investigación sobre energía renovables, menciona que el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los Gobiernos Regionales, implementará los mecanismos y acciones correspondientes para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia.

Se aprecia que en el Decreto Ley N° 1002 y en otros asociados a éste como lo son el Decreto Supremo N°009-93-EM (Reglamento de la LCE) y la Ley N°28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica), no se hace alusión alguna a sistemas de microgeneración menores a 500 kW, por lo que se aprecia un vacío dentro de la promoción e incentivo del uso de los recursos renovables, como fuentes de generación de baja potencia dentro de nuestro país, tal como cita el artículo 10° de este decreto legislativo de la LCE.

⁸ Los artículos mencionados han sido extraídos del Decreto Ley N°25844 “Ley de concesiones eléctricas”.

En el Código Nacional de Electricidad - Utilización, no se hace mención a sistemas solares o eólicos conectados a la red. En la Sección 350 “Sistemas solares fotovoltaicos”, sólo se mencionan las consideraciones respecto a la instalación y protección de estos sistemas.

La Sección 430 “Interconexión de fuentes de producción de energía eléctrica” del Código Nacional de Electricidad - Utilización, “se aplica a la instalación del equipamiento de generación de energía eléctrica de propiedad del usuario (autoprodutor o empresa autorizada) conectado y operado en paralelo con el sistema eléctrico del suministro público de energía eléctrica.”⁹

En la anterior sección se señala que el requerimiento general para el montaje de la interconexión, debe efectuarse de acuerdo con los requerimientos de los concesionarios de servicio de electricidad o suministrador de energía eléctrica. Entre estos requisitos tenemos a los siguientes¹⁰:

- La empresa distribuidora de electricidad debe ser previamente consultada antes de planificar una interconexión.
- La interconexión no debe afectar la seguridad de la operación del sistema de la empresa suministradora.
- La energía emitida por un generador autoprodutor, cuando se conecte en paralelo con el sistema de la empresa suministradora, no debe afectar en forma adversa la tensión, frecuencia o la forma de onda del sistema al cual se conecta.

El primer requerimiento señalado es el de mayor importancia, puesto que de la respuesta recibida se llevará a cabo el estudio de los demás requisitos. En muchos casos no les conviene a las empresas distribuidoras que sus clientes instalen sistemas de generación interconectados a su red. Sin embargo, en algunos casos la empresa distribuidora puede informar acerca de la posibilidad de incentivos o subvenciones para la inversión y/o primas disponibles para sistemas que emplean recursos renovables.

En la elección de una fuente de generación influyen muchos aspectos, en donde el factor económico es determinante casi en la totalidad de los casos. La inversión inicial, el costo de generación involucrado y el tiempo de recuperación de lo invertido, determina el tipo de recurso que se va a emplear y la magnitud del proyecto a ejecutar.

En países como el Perú, se aprecia claramente que no existe alguna ley ni normativa específica para la ejecución de proyectos de generación de energía con base a fuentes renovables; a diferencia de países como España en donde sí existen decretos tales como el 1578/2008 en donde se retribuye aproximadamente 5 veces el valor de la tarifa media o de referencia por kWh generado para instalaciones fotovoltaicas de baja y media potencia, lo que hace mucho más factible, desde el punto de vista económico, la instalación de un sistema de este tipo, debido a la alta inversión inicial que se debe hacer.

Lo antes mencionado no quiere decir que se declare desde ya inviable la instalación de un sistema híbrido en base a fuentes renovables, conectado a la red en países como el Perú; sino que se debe obrar con una mayor precaución y un análisis tanto técnico como

⁹ Fragmento obtenido de la referencia [3].

¹⁰ Requisitos obtenido del Anexo B de la referencia [3].

económico más minucioso, para lo cual se deberá dialogar y analizar detenidamente todos los aspectos involucrados con el área comercial y técnica de la empresa distribuidora de energía de la región, que permita determinar el alcance, magnitud y limitaciones del proyecto que se quiera llevar a cabo.

1.2.2.4. Identificación de barreras y limitaciones

En la práctica los sistemas de generación fotovoltaica y eólica presentan una serie de barreras y limitaciones de diferentes tipos. En la siguiente clasificación se muestran algunas de las más importantes¹¹:

- Barreras Tecnológicas:
 - Ausencia de sistemas de almacenamiento de energía de alta capacidad y rendimiento.
 - Falta de mejoras en los sistemas electrónicos de potencia, que mejoren la confiabilidad de los sistemas eólicos y reduzcan el costo de la energía producida.
 - Carencia de estudios especializados en la recolección de datos meteorológicos, en aquellas zonas con alto potencial de recursos renovables.

- Barreras en el mercado:
 - En lo relacionado a los aerogeneradores, hay una falta de diversidad en los modelos y tamaños de fabricación que son ofrecidos para los diferentes segmentos del mercado internacional.
 - Inexistencia de mano de obra y personal técnico y profesional bien capacitado dentro del mercado nacional, para el estudio, diseño e implementación de proyectos de generación de energía limpia.
 - Inexistencia de productores y bajo número de proveedores nacionales de equipos y dispositivos, con los estándares necesarios para una interconexión exitosa a la red pública.

- Barreras políticas:
 - Falta de reglamentos y normativas específicas para el desarrollo de proyectos de generación de energía que empleen fuentes renovables.
 - Inexistencia de cualquier tipo de incentivos que fomente el uso de energía limpia a pequeña y mediana escala.
 - Carencia de información sobre los requerimientos y restricciones en edificaciones dentro del área urbana.
 - Excesivos requisitos y trámites burocráticos; así como ausencia de modelos para la interconexión de pequeños productores dentro del interconectado nacional.
 - Poca promoción por parte del estado sobre los usos y beneficios de la generación eólica y solar a pequeña y mediana escala.

¹¹ Elaboración propia, redactado en base a información brindada en la página web: <http://www.awea.org>. Perteneciente a la AWEA “American Wind Energy Association”.

- Baja promoción de las energías renovables dentro de la educación, en todos los niveles de información dentro del país.

1.2.2.5. Plan de acción

A continuación se plantea una serie de medidas o planes de acción para reducir a corto y largo plazo cada una de las barreras y limitaciones mencionadas anteriormente¹²:

- Medidas de acción en el ámbito tecnológico:
 - Desarrollo de mejor tecnología y procesos automáticos de fabricación que permitan reducir los costos de producción de los paneles solares y aerogeneradores de baja potencia.
 - Investigación sobre la optimización de rotores de aerogeneradores para mejores desempeños a bajos regímenes de viento y estudios sobre diseños más innovadores de las palas y torres de soporte.
 - Mayores investigaciones y ensayos en materiales que permitan la fabricación de paneles solares con mayores rendimientos a los actuales y con procesos de fabricación eficientes que reduzcan los costos de producción.
 - Mayor inversión en investigación de mejoras de los componentes electrónicos que permitan reducir las pérdidas de energía y aumentar las ganancias con mayores producciones de energía.
 - Instalar un mayor número de estaciones meteorológicas, en sitios con alto potencial energético en base a fuentes de energía renovable; y en especial en aquellos lugares donde existe una mayor demanda de recursos básicos como el agua y la electricidad y las comunicaciones.
 - Desarrollar e implementar métodos de prueba en condiciones extremas, para cada uno de los diferentes modelos de equipos generadores que son fabricados, que permita realizar constantes mejoras en el diseño, aumentar la confiabilidad de los sistemas y extender su tiempo de vida.
- Medidas de acción dentro del mercado:
 - Promoción de incentivos por parte del estado, para empresas dispuestas de invertir en el desarrollo de equipos y dispositivos para generación de energía limpia, reduciendo notablemente los costos de adquisición de equipos.
 - Desarrollo de una mayor diversidad de modelos y tamaños de aerogeneradores, que permita su uso dentro de los diferentes segmentos del mercado internacional.
 - Fomento de capacitación especializada, tanto dentro del ámbito técnico como profesional, relacionada con el estudio, diseño, montaje y gestión de proyectos de generación de energía limpia.
 - Con un mayor desarrollo y participación dentro del mercado de productos de generación de energía limpia, así como un incremento del personal capacitado para la instalación de estos sistemas; se logrará con la demanda un aumento paulatino de

¹² Elaboración propia, redactado en base a información brindada en la página web: <http://www.awea.org>. Perteneciente a la AWEA “American Wind Energy Association”.

proveedores nacionales de equipos y dispositivos, con los estándares necesarios para una interconexión exitosa a la red pública.

▪ Medidas de acción políticas:

- Desarrollar una estrategia para trabajar con políticas de estado, reglamentos y normativas específicas que favorezcan el desarrollo de proyectos de generación de energía limpia en baja y mediana potencia.
- Promoción de incentivos estatales que permitan una reducción de los costos iniciales del proyecto, reducción de impuestos, ofrecimiento de planes de crédito con bajos intereses y atractivos precios para la venta de energía a la red con acuerdos de compra venta que garanticen un retorno de la inversión en periodos de pocos años.
- Implementación de estrategias y modelos por parte del gobierno, para la venta de bonos de carbono en grandes cantidades, que permitan una mayor rapidez en el retorno de las inversiones iniciales.
- Circulación de información por distintos medios sobre los requerimientos y permisos en edificaciones dentro del área urbana. Así como la creación de leyes estatales que permitan alterar las restricciones locales y regionales.
- Creación de una ley o reglamento que exija a las empresas distribuidoras, la participación de un determinado porcentaje de productores de energía limpia de baja y mediana potencia, dentro de la red eléctrica. Esto promoverá el desarrollo de una serie de bases para la interconexión de los pequeños productores, y la reducción de trámites y barreras burocráticas.
- Mayor fomento y difusión de información por parte del estado sobre los usos, beneficios y características de las energías renovables, a través de los medios de comunicación y dentro de los centros de educación tanto privados como estatales.

Capítulo 2

Cálculo de la demanda de energía

La presente tesis desarrolla una metodología para la elaboración de un sistema híbrido solar fotovoltaico - eólico, donde la demanda de energía eléctrica tiene una gran relevancia, ya que el dimensionamiento y configuración de los equipos tiene directa relación con el consumo. Por lo que es necesario conocer la energía que va a ser demandada y su distribución en el tiempo.

Zona en estudio

Se eligió como zona de estudio y aplicación para este proyecto de tesis, a la playa de Cangrejos, debido a los siguientes factores:

- La presencia de una estación meteorológica de la cual se puede obtener datos de la irradiación solar y velocidad del viento.
- La velocidad del viento en esta zona de nuestro litoral es de tipo moderado con medias anuales de 5 a 6 m/s (figura 2.1), por lo cual representa un sitio adecuado para la instalación de un aerogenerador.
- Sus características de clima y oleaje la hacen un buen punto turístico, donde es factible la construcción de una vivienda o un hotel turístico.

La playa de Cangrejos se encuentra en la provincia de Paita en el departamento de Piura, a la altura del kilómetro 986 de la Panamericana Norte, como se aprecia en la figura 2.2. Es un balneario de corta extensión, con solamente medio kilómetro de playa; pero ofrece a sus visitantes un interesante oleaje de gran fuerza y constante viento, lo que hace del lugar un punto atractivo para aquellos practicantes de deportes como el surf, kayak e incluso la pesca deportiva.¹³

¹³ Información redactada en base a la información proporcionada en:
<http://turismo.pe/playas/playas-del-norte/cangrejos.htm>.

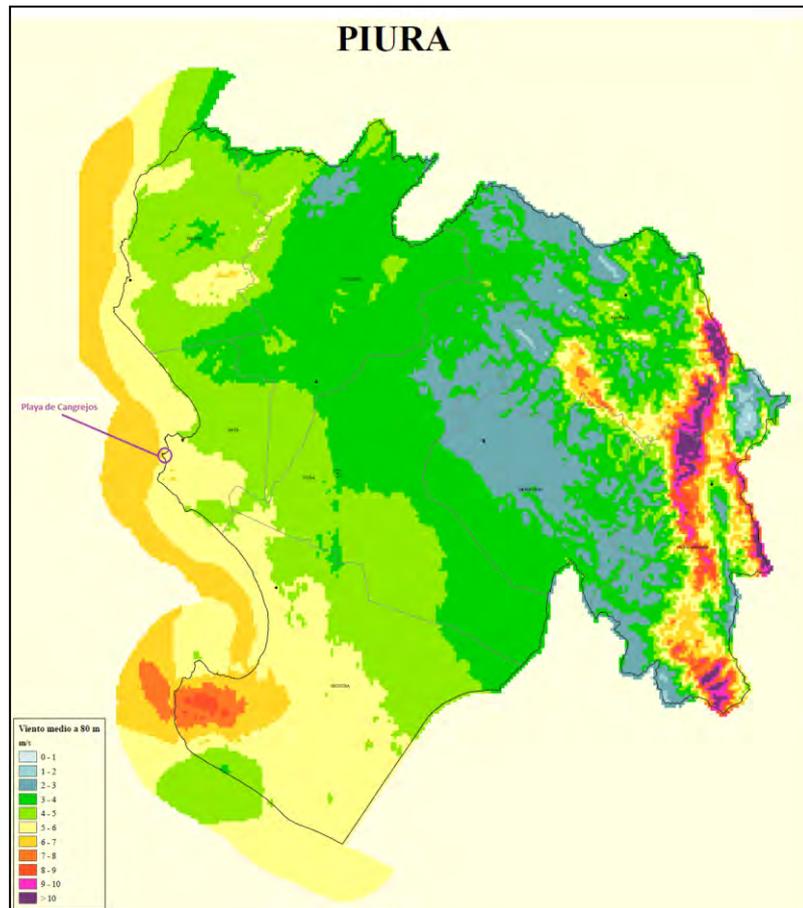


Figura 2.1.- Distribución de la velocidad del viento en el departamento de Piura.¹⁴

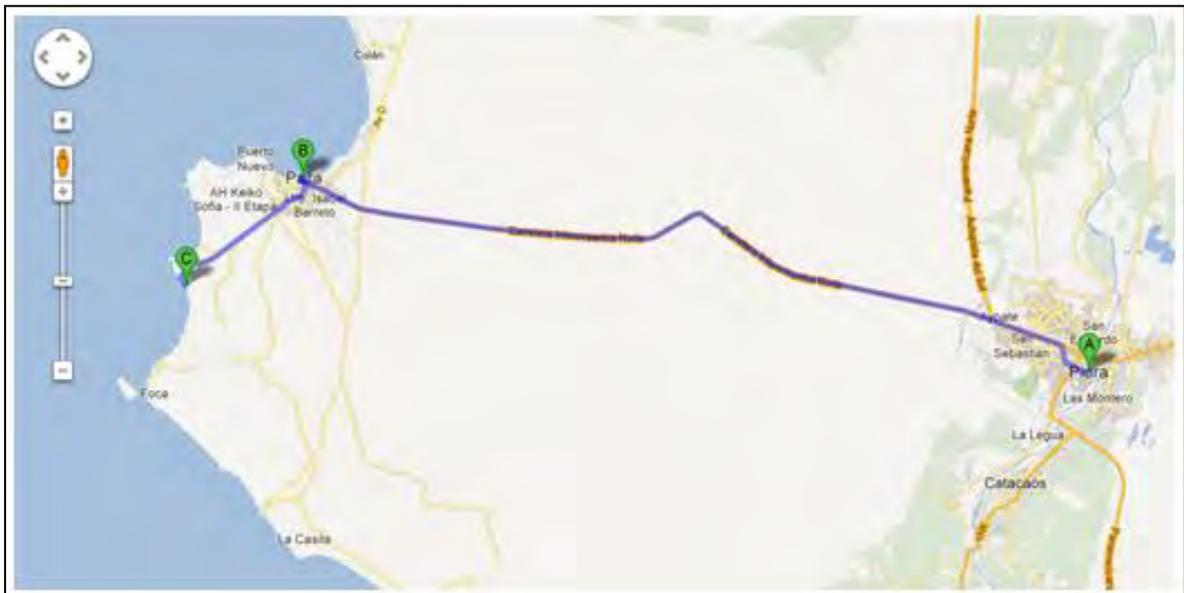


Figura 2.2.- Ubicación de la playa de Cangrejos en el departamento de Piura.¹⁵

¹⁴ Fuente: Atlas Eólico del Perú del Ministerio de Energía y Minas, Octubre del 2008.

¹⁵ Fuente: Google Maps.

La ubicación geográfica donde se realizaría la instalación del sistema híbrido de la playa de Cangrejos responde a las siguientes coordenadas geográficas:

- Latitud: -5.14593
- Longitud: -81.1721

En coordenadas UTM su equivalente es: 17 M 480926 9431202.

La ubicación de la estación meteorológica se encuentra a 1.05 km del lugar de emplazamiento, esta ubicación no fue seleccionada por encontrarse apartada del área urbana y la red eléctrica. Se ha decidido proyectar los datos tomados en el área de la estación como los presentes en la zona de la instalación por encontrarse a una distancia cercana y en un área geográficamente poco accidentada, que evita cambios bruscos en la velocidad y dirección del viento.



Figura 2.3.- Imagen satelital de la playa de Cangrejos.¹⁶

En la imagen satelital de la parte derecha de la figura 2.3, se visualiza la presencia de la zona residencial en la playa de Cangrejos, conformada en su mayoría por viviendas del tipo urbano.

2.2. Determinación de la demanda energética

Para el desarrollo de esta tesis, se escogió como caso de estudio un usuario que desea implementar el uso de fuentes energéticas renovables, como medio de abastecimiento energético para su casa ubicada en la playa de Cangrejos, ésta vivienda es utilizada durante todo el año de manera continua.

El análisis para el cálculo de la demanda energética, guarda la posibilidad de ser modificado de acuerdo al tipo de uso o demanda que tengan las distintas cargas de la vivienda; e incluso puede ser extendido a la colocación de un mayor número y tipo de cargas, como sucede en el caso de un hotel turístico.

¹⁶ Fuente: Google Maps.

2.2.1. Características del recinto y cargas presentes

La distribución de ambientes dentro de cada nivel de la vivienda en estudio se detalla en la tabla 2.1:

Tabla 2.1.- Distribución de ambientes de la vivienda en estudio.¹⁷

Primer nivel	Sala principal
	Comedor principal
	Bar
	Cocina
	Estudio
	Escalera principal
	Área de piscina
	Jardín/BBQ
Segundo nivel	Dormitorio 1
	Dormitorio 2
	Dormitorio principal
	Sala de estar
Tercer nivel	Lavandería
	Dormitorio de servicio
	Cuarto de máquinas
Azotea	Cochera
	Entrada
	Azotea

Existen varias formas para determinar el consumo de las cargas asociadas a un domicilio. El primer procedimiento consiste en elaborar una lista de todos los electrodomésticos y lámparas del sistema de iluminación, posteriormente con el valor de potencia y el tiempo de utilización definidos se procede a determinar la energía demandada. El segundo método consiste en colocar un sistema de adquisición de datos (data logger) junto al medidor de consumo eléctrico, con la capacidad de almacenar datos sobre mediciones del consumo de energía en un lapso de tiempo (días), con un determinado paso temporal (minutos).

Debido a que aún no se cuenta físicamente con la vivienda en estudio, no es factible la ejecución del segundo procedimiento de determinación del consumo de las cargas. Por este motivo, en la presente tesis, se desarrolla el primer procedimiento para el cálculo de la demanda energética de la vivienda.

El sistema de iluminación de la vivienda, está conformado por un total de 27 lámparas de 20W y 4 lámparas de 5W, las cuales de acuerdo al tipo de ambiente han sido distribuidas, como se muestra en la tabla 2.2.

¹⁷ La distribución de las diferentes áreas se aprecia a detalle en el Anexo A de esta tesis.

Tabla 2.2.- Potencia total demandada y energía consumida por las cargas presentes.¹⁸

HABITACIÓN		Tipo de iluminación	Cantidad de lámparas	Potencia [W]	Tiempo promedio de uso al día	Energía demandada [Wh]
Sala principal		Fría	2	20	4	160
Comedor principal		Fría	1	20	2	40
Bar		Fría	1	20	1	20
Cocina		Fría	2	20	2	80
Cuarto de máquinas		Fría	1	20	0.25	5
Estudio		Fría	1	20	1	20
Escalera principal		Fría	1	20	4	80
Área de piscina		Fría	2	20	2	80
Jardín / BBQ		Cálida	2	20	2	80
Dormitorio 1	Habitación	Cálida	1	20	3	60
	Lámparas de mesa	Cálida	1	5	1	5
Dormitorio 2	Habitación	Cálida	1	20	3	60
	Lámparas de mesa	Cálida	1	5	1	5
	Baño	Fría	1	20	1	20
Dormitorio principal	Habitación	Cálida	1	20	3	60
	Walking closet	Fría	1	20	0.5	10
	Lámparas de mesa	Cálida	2	5	1	10
	Baño	Fría	1	20	1	20
Sala de estar		Cálida	1	20	1	20
Lavandería		Fría	1	20	0.25	5
Dormitorio de servicio	Habitación	Cálida	1	20	3	60
	Baño	Fría	1	20	1	20
Cochera		Fría	2	20	0.5	20
Iluminación exterior		Fría	2	20	4	160
TOTAL						1100

El tipo de iluminación fría se utiliza para ambientes con moderada o alta actividad y lugares donde se quiera resaltar la pulcritud o el espacio. En cambio el tipo de luz cálida es para aquellos ambientes donde se quiera dar la sensación de tranquilidad y relax, como es el caso de una habitación o sala de estar. La iluminación de los ambientes de la vivienda por lo general es requerida durante la noche, con algunas pequeñas variaciones aleatorias a lo largo de la semana, pero para efectos del análisis se considerará un tiempo de uso promedio de 4 horas durante la noche, esto significa que para una demanda energética total del sistema de iluminación de 1100 Wh, la potencia horaria promedio será de 275W.

¹⁸ Elaboración propia.

A continuación en la tabla 2.3 se detalla una lista de todas las cargas de la vivienda en estudio, con su respectiva potencia de consumo y tiempos de utilización diaria o semanal.

Tabla 2.3.- Demanda eléctrica unitaria de las cargas presentes.¹⁹

Carga	Potencia [W]	Cantidad	Tipo de uso	Tiempo de uso
Antena parabólica	20	1	Diario	14 h
Campana extractora de aire	300	1	Diario	1 h
Laptop	100	2	Diario	2 h
Electrobomba de 0.5HP	400	1	Diario	20 min
Minicomponente	70	1	Diario	4 h
Horno microondas	1100	1	Diario	15 min
Licuadaora	300	1	Diario	10 min
Refrigeradora (11 a 12 pie³)	250	1	Diario	8 h
TV 20"	70	2	Diario	6 h
TV 29"	120	1	Diario	6 h
Ventilador de techo	65	1	Diario	3 h
Ventilador de pie	70	2	Diario	6 h
Aspiradora	1000	1	Semanal	4 h
DVD	20	1	Semanal	9 h
Lavadora	500	1	Semanal	8 h
Plancha eléctrica	1000	1	Semanal	6 h

En base a los datos de las tablas 2.2 y 2.3 se determina la potencia total y la demanda de energía diaria y semanal de cada una de las cargas presentes en el domicilio, los resultados obtenidos se detallan en la tabla 2.4.

¹⁹ Para la elaboración de la Tabla 2.3 se usaron valores típicos de potencia y tiempo de uso que se pueden encontrar en las referencias [18], [19] y [20].

Tabla 2.4.- Potencia total demandada y energía consumida por las cargas presentes.²⁰

Carga	Potencia total [W]	Energía [kWh/día]	Energía [kWh/semana]
Antena parabólica	20	0.28	1.96
Campana extractora de aire	300	0.3	2.1
Laptop	200	0.4	2.8
Electrobomba de 0.5HP	400	0.13	0.93
Minicomponente	70	0.28	1.96
Horno microondas	1100	0.275	1.925
Licuada	300	0.05	0.35
Refrigeradora (11 a 12 pie³)	250	2	14
TV 20"	140	0.84	5.88
TV 29"	120	0.72	5.04
Ventilador de techo	65	0.195	1.365
Ventilador de pie	140	0.84	5.88
Iluminación	275	1.1	7.7
Aspiradora	1000		4
DVD	20		0.18
Lavadora	500		4
Plancha eléctrica	1000		6

2.2.2. Determinación de la demanda de potencia y energía

En la tabla 2.4 se aprecia el consumo energético de cada carga de la vivienda, pero estas cargas no funcionan de manera simultánea, sino de acuerdo a la necesidad que se presente durante el día, por lo que se plantea el siguiente procedimiento:

- 1) Elaborar un horario de funcionamiento de cada equipo, en base a una rutina común de un domicilio, de acuerdo a las horas de funcionamiento de la tabla 2.3.
- 2) Elaborar un horario que detalle el uso de los equipos de funcionamiento semanal.
- 3) De acuerdo a la distribución del funcionamiento de los equipos de uso semanal, se puede elaborar una tabla de consumo energético y la curva de carga para cada día de la semana.

²⁰ Elaboración propia.

Tabla 2.5.- Horario de funcionamiento de cada equipo y energía horaria demandada.²¹

Horario	Antena parabólica	Campana extractora de aire	Laptop	Electrobomba de 0.5 HP	Mimicomponente	Horno microondas	Licuadaora	Refrigeradora	TV 20"	TV 29"	Ventilador de techo	Ventilador de pie	Iluminación	POTENCIA HORARIA [W]	ENERGÍA DIARIA [kWh/día]
00:00								83.33						83.33	0.083
01:00								83.33						83.33	0.083
02:00								83.33						83.33	0.083
03:00								83.33						83.33	0.083
04:00								83.33						83.33	0.083
05:00								83.33						83.33	0.083
06:00								83.33						83.33	0.083
07:00								83.33						83.33	0.083
08:00		75			70	55	16.67	83.33						300.00	0.300
09:00	20							83.33			65			168.33	0.168
10:00	20							83.33		120				223.33	0.223
11:00	20			66.67	70			83.33	140			140		520.00	0.520
12:00	20	150			70	128.33	16.67	83.33	140			140		748.33	0.748
13:00	20							83.33			65			168.33	0.168
14:00	20							83.33						103.33	0.103
15:00	20							83.33						103.33	0.103
16:00	20							83.33	140	120				363.33	0.363
17:00	20			66.67				83.33	140	120		140		570.00	0.570
18:00	20	75			70	91.67	16.67	83.33	140			140		636.67	0.637
19:00	20							83.33			65		275	443.33	0.443
20:00	20		200					83.33		120		140	275	838.33	0.838
21:00	20		200					83.33		120		140	275	838.33	0.838
22:00	20							83.33	140	120			275	638.33	0.638
23:00								83.33						83.33	0.083
TOTAL	280	300	400	133.34	280	275	50	2000	840	720	195	840	1100	7413.34	7.413

²¹ Elaboración propia.

En la tabla 2.5 se aprecia la energía consumida por hora por cada equipo del hogar, que permite obtener la potencia horaria y energía requerida a lo largo del día.

Los equipos de funcionamiento semanal, como la aspiradora, DVD, lavadora y plancha eléctrica, tienen unas horas de funcionamiento semanal a diferencia del resto de electrodomésticos que son utilizados todos los días, estas horas se encuentran distribuidas a lo largo de la semana de la siguiente manera:

Tabla 2.6.- Período típico, días y horario de uso de equipos de funcionamiento semanal.²²

	Periodo típico de uso	Días de uso seleccionados	Horario de uso
Aspiradora	2 h 2 veces por semana	lunes y jueves	10:00 am – 12:00 pm
DVD	3 h 3 veces por semana	viernes, sábado y domingo	08:00 pm – 11:00 pm
Lavadora	4 h 2 veces por semana	martes y viernes	09:00 am – 01:00 pm
Plancha eléctrica	3 h 2 veces por semana	miércoles y sábado	10:00 am – 12:00 pm y 02:00 pm – 03:00 pm

Con la información proporcionada en la tabla 2.6, es posible determinar el consumo energético y elaborar la curva de carga para cada día de la semana.

En tabla 2.7 se aprecia la demanda energética para cada día de la semana:

Tabla 2.7.- Demanda energética para cada día de la semana.²³

	Demanda base de energía [kWh/día]	Demanda de uso semanal [kWh/día]	Demanda total de energía [kWh/día]
Lunes	7.413	2.00	9.413
Martes	7.413	2.00	9.413
Miércoles	7.413	3.00	10.413
Jueves	7.413	2.00	9.413
Viernes	7.413	2.06	9.473
Sábado	7.413	3.06	10.473
Domingo	7.413	0.06	7.473
PROMEDIO	7.413	2.026	9.440

Al tener una demanda de energía promedio de 9.44 kWh/día, en un año regular de 365 días se tendrá una demanda aproximada de 3445.6 kWh/año.

Las curvas de carga para cada día de la semana son las siguientes:

²² Tabla redactada con información de la referencia [19].

²³ Elaboración propia.

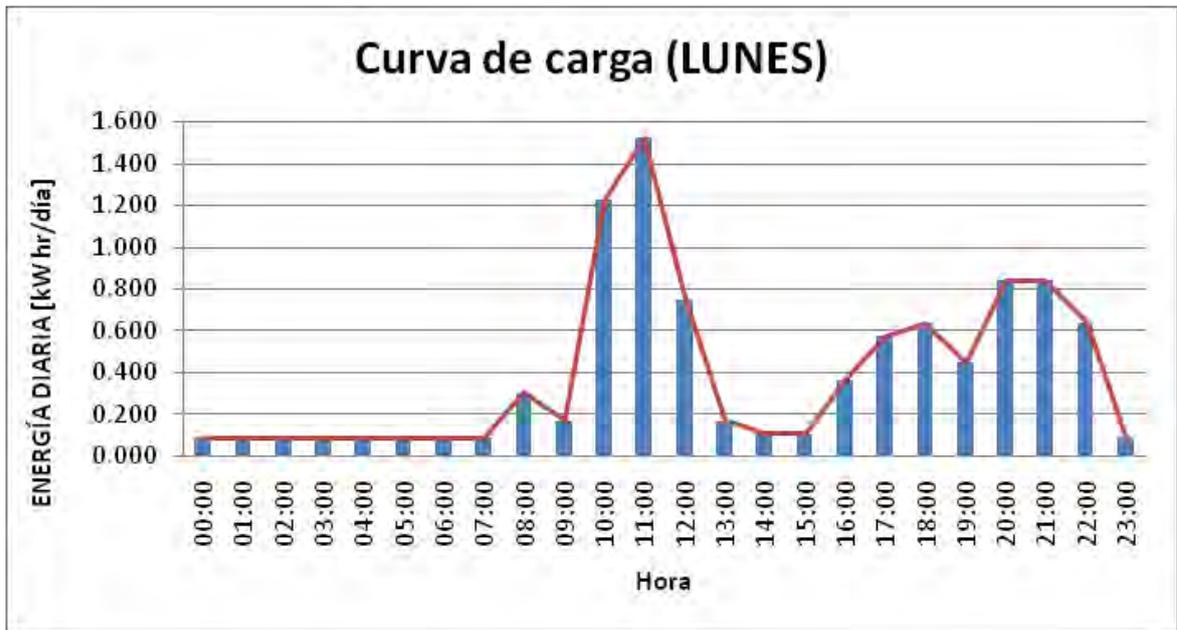


Figura 2.4.- Curva de carga para el día lunes.²⁴

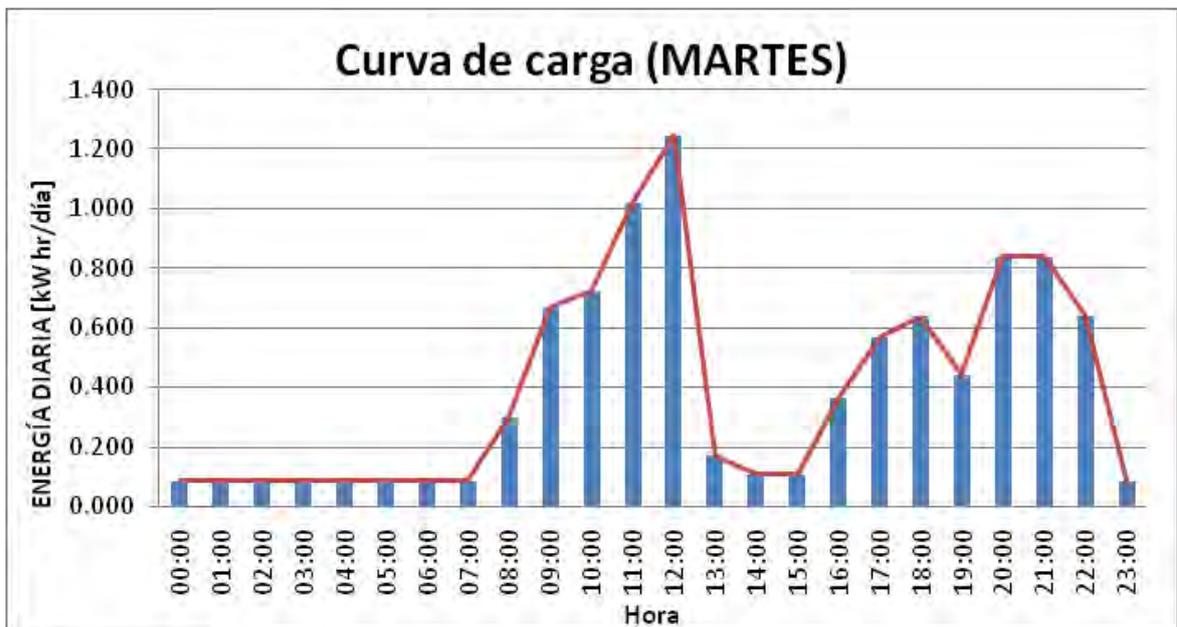


Figura 2.5.- Curva de carga para el día martes.²⁵

²⁴ Elaboración propia.

²⁵ Elaboración propia.

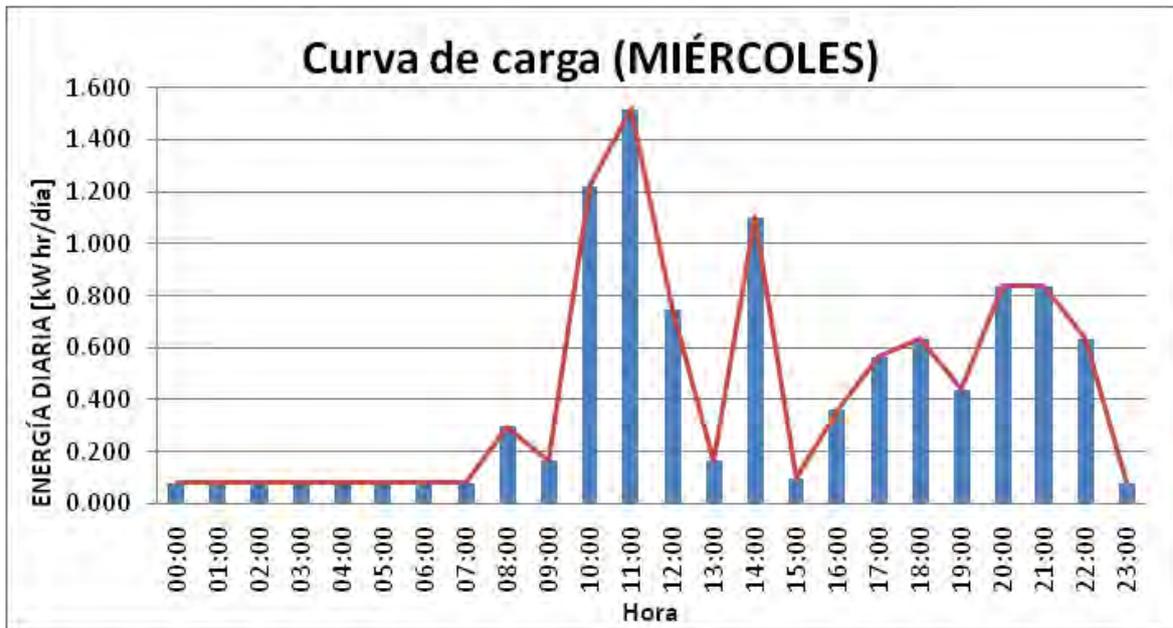


Figura 2.6.- Curva de carga para el día miércoles.²⁶

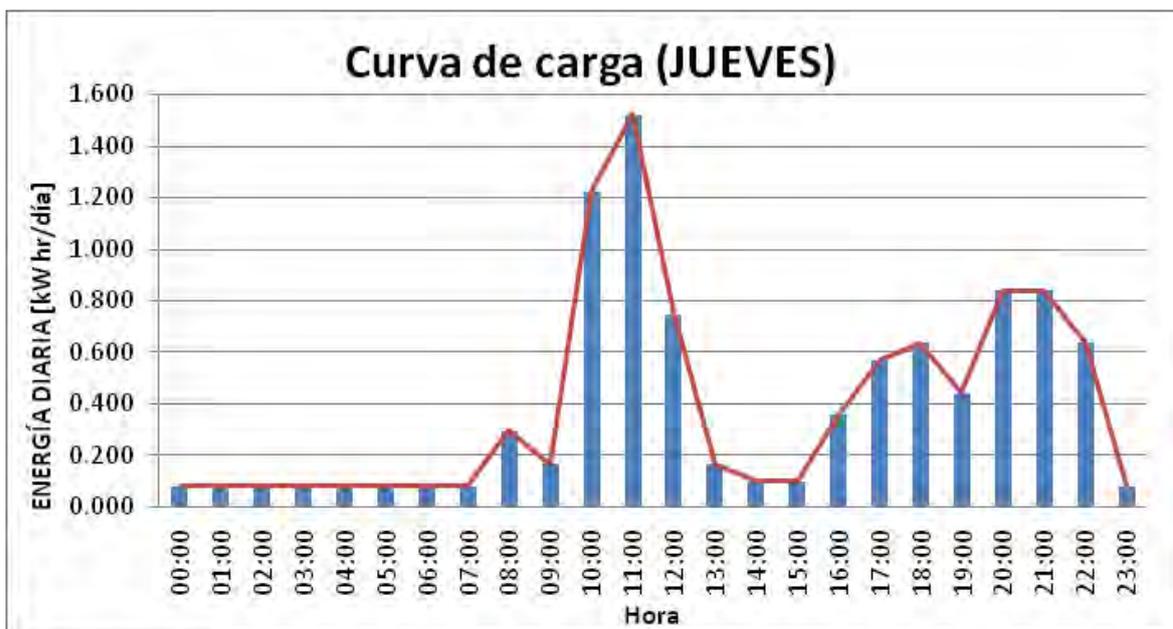


Figura 2.7.- Curva de carga para el día jueves.²⁷

²⁶ Elaboración propia.

²⁷ Elaboración propia.

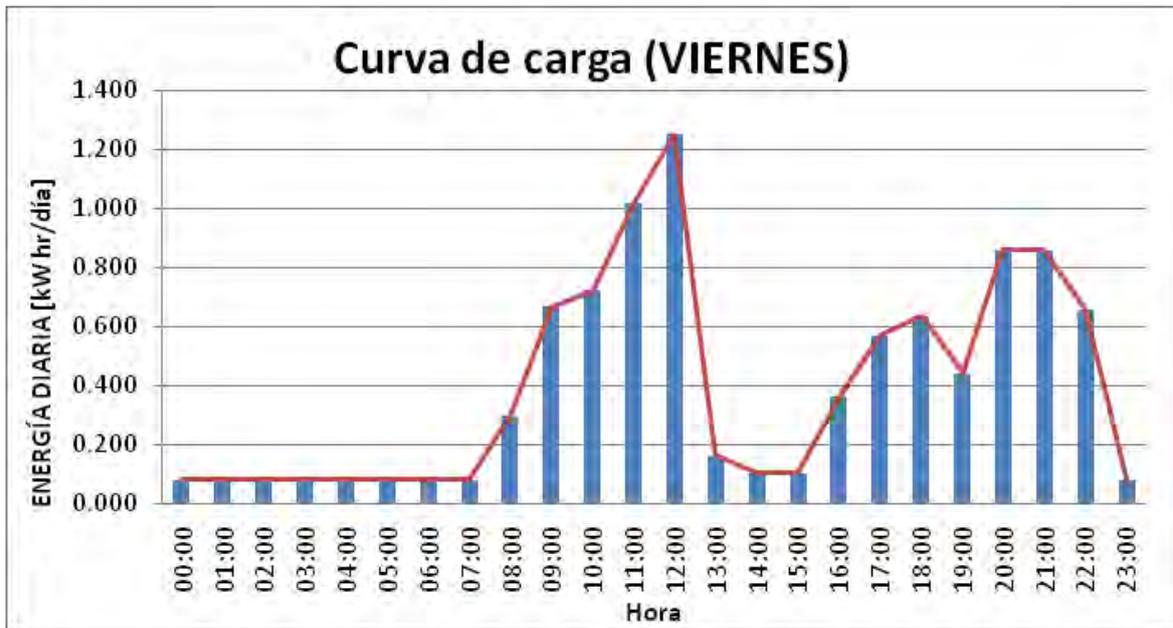


Figura 2.8.- Curva de carga para el día viernes.²⁸

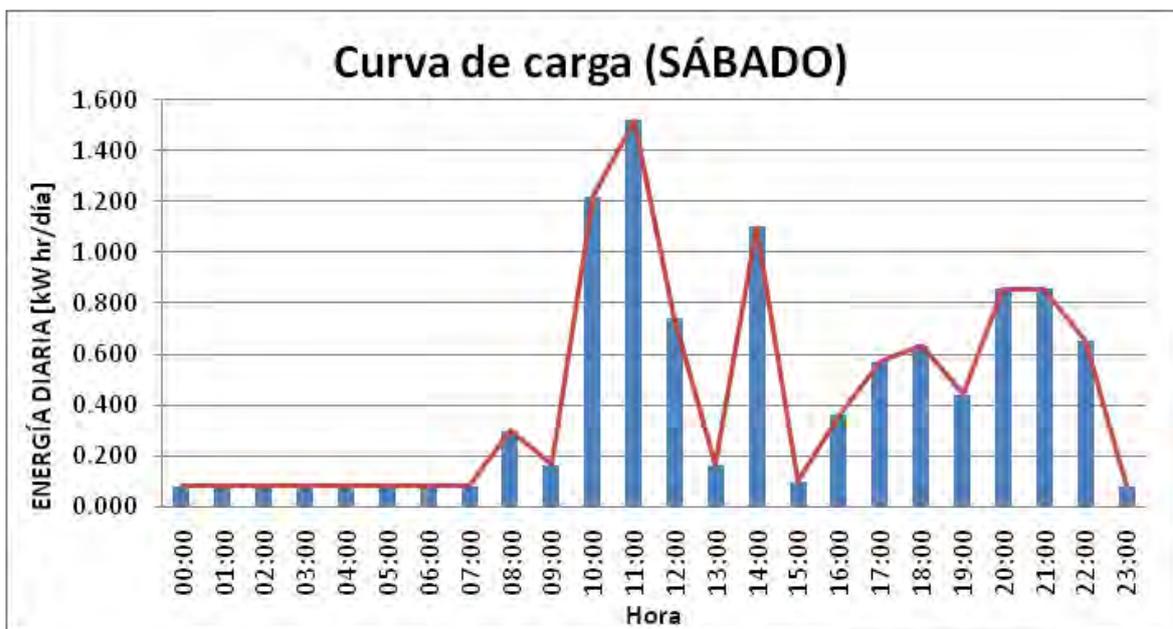


Figura 2.9.- Curva de carga para el día sábado.²⁹

²⁸ Elaboración propia.

²⁹ Elaboración propia.

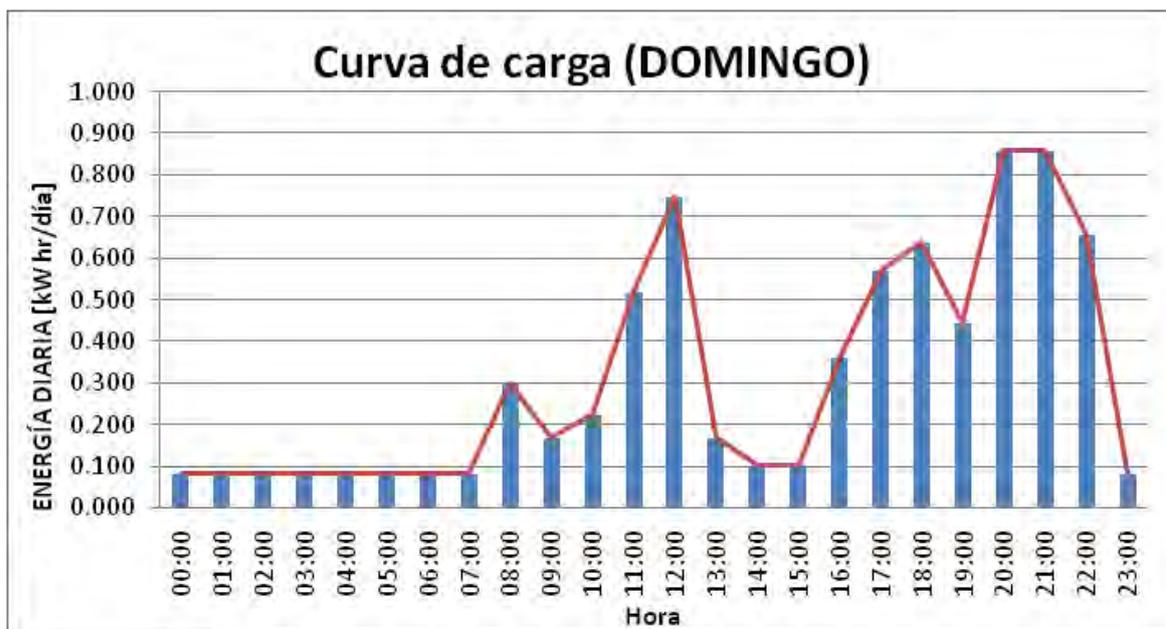


Figura 2.10.- Curva de carga para el día domingo.³⁰

Con la información proporcionada de las figuras 2.4 a la 2.10 y las tablas 2.3 y 2.5, se puede determinar la potencia promedio y potencia máxima consumida a lo largo de la semana de la siguiente manera:

$$\text{Potencia}_{\text{Promedio}} = \frac{\text{Energía diaria}_{\text{Total}}}{24 \text{ hrs}} \quad (2.1)$$

$$\text{Potencia}_{\text{Máxima}} = \text{MAX}[\text{Potencia horaria}] \quad (2.2)$$

En la tabla 2.8 y figura 2.11, se aprecian los valores de la potencia promedio y potencia máxima a lo largo de toda la semana:

Tabla 2.8.- Potencia promedio y potencia máxima para cada día de la semana.³¹

Día de la semana	Potencia promedio [W]	Potencia máxima [W]
Lunes	392.22	1520.00
Martes	392.22	1248.33
Miércoles	433.89	1520.00
Jueves	392.22	1520.00
Viernes	394.72	1248.33
Sábado	436.39	1520.00
Domingo	311.39	856.67

³⁰ Elaboración propia.

³¹ Elaboración propia.

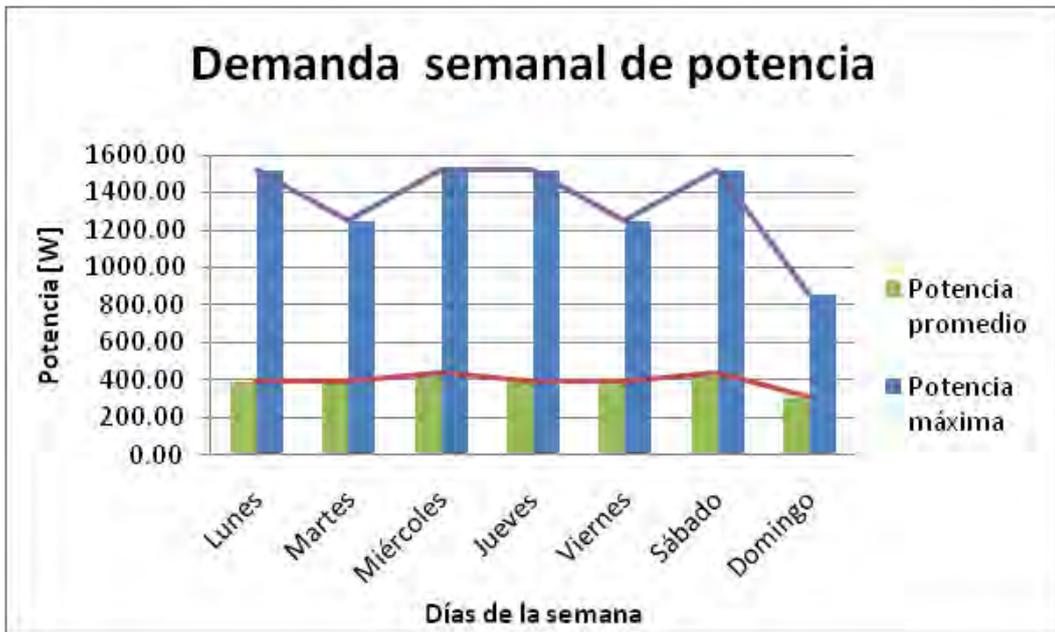


Figura 2.11.- Demanda semanal de potencia.³²

³² Elaboración propia.

Capítulo 3

Evaluación del recurso energético

La evaluación de los recursos energéticos eólico y solar, permite obtener la información necesaria para el posterior cálculo de la energía que suministrará el sistema híbrido.

Los datos que son base para la evaluación del potencial eólico y solar, han sido proporcionados por el radar de la Universidad de Piura ubicado en la playa de Cangrejos, lugar donde se centra el presente estudio. La data brindada por la estación meteorológica en la zona, proporciona información desde abril de 2010 a diciembre de 2012.

3.1. Evaluación del recurso eólico

3.1.1. Evaluación de datos de velocidad del viento

La información sobre la velocidad de viento se procesa de tal modo que se pueda obtener el número de horas al año de ocurrencia de una determinada velocidad de viento (distribución de frecuencias) y el número de horas acumuladas en el año en que la velocidad del viento es menor a un valor dado (distribución acumulada). Dado que los datos brindados por el radar de la Universidad de Piura, tienen un paso de 10 min, al momento de calcular la energía que pueda brindar el sistema, se tendrá que dividir cada uno de estos valores entre 6.

El valor de velocidad de viento indicado en realidad corresponde a un intervalo de velocidad, así por ejemplo para las frecuencias colocadas para una velocidad de 1m/s, consideran las ocurrencias de velocidad de viento mayores a 0,5m/s y menores a 1,5m/s. Las velocidades menores a 0,5m/s no han sido consideradas en el análisis, asimismo el hecho de que hay datos omitidos por deficiencias en el registro de datos.

Dado que el dimensionamiento de este sistema se obtendrá a partir de una base de datos meteorológicos, se tendrá que optar por algún método de optimización para obtener el mejor escenario, uno de éstos es el “Método anual del promedio mensual”³³; otro es el “Método de los peores meses”³⁴, que en lugar de evaluar la entrega anual de energía de

³³ También conocido como “Yearly average monthly method”, es mencionado en la sección 5.2.1 de la referencia [21].

³⁴ También conocido como “Worst months method”, es mencionado en la referencia [22].

cada fuente, evalúa mes a mes el peor escenario para cada fuente energética y a partir de esos datos optimiza el mejor dimensionamiento del sistema.

Se utilizará una combinación de ambos métodos, evaluando de manera mensual el potencial energético de cada fuente, con la finalidad de abastecer la demanda promedio en cada uno de los meses del año, sin llegar sobredimensionar excesivamente el sistema. Siguiendo este método, se procede a evaluar mes a mes el potencial eólico en la playa de Cangrejos, los resultados obtenidos se encuentran detallados en el Anexo B.

3.1.2. Análisis estadístico

El análisis estadístico se utiliza para estimar el potencial eólico en un determinado lugar, es decir se usa básicamente para estimar la velocidad del viento a lo largo de un período de tiempo determinado.

La función estadística que mejor se adapta a la variabilidad del viento es la función de densidad de probabilidad de Weibull, ésta función requiere el conocimiento de 2 parámetros: el parámetro de forma k y el parámetro de escala c . Ambos parámetros son función de la velocidad media \bar{U} y de la desviación estándar σ_u .

La Función de densidad de probabilidad de Weibull $p(U)$ y la función de distribución acumulada $F(U)$, adquieren la siguiente forma:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.1)$$

$$F(U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3.2)$$

3.1.3. Determinación de parámetros estadísticos

Partiendo de los datos registrados de viento se traza una línea recta, con los valores de la velocidad U en el eje de las abscisas y los valores de $F(U)$, en un papel logarítmico.

Tomando función logarítmica en la ecuación 3.2, se tiene:

$$\ln\left[\ln(1-F(U))^{-1}\right] = k * \ln(U) - k * \ln(c) \quad (3.3)$$

Los valores hallados para $F(U)$ que se detallan en las tabla B.1 a B.12 del Anexo B se utilizan para dar forma a la recta expresada en la ecuación 3.3, de la siguiente forma:

$$Y = k * X + B \quad (3.4)$$

Haciendo analogía entre ambas ecuaciones, se tiene lo siguiente:

$$Y = \ln\left(\ln\left[1 - F(U)\right]^{-1}\right) \quad (3.5)$$

$$X = \ln(U) \quad (3.6)$$

$$B = -k * \ln(c) \quad (3.7)$$

A continuación se explica a detalle el procedimiento para obtención de los parámetros estadísticos para el mes de enero, el cual es análogo al procedimiento de obtención de parámetros de los demás meses, cuyos resultados se resumen en la tabla 3.1.

Al graficar los valores de X vs Y, se obtiene lo que se muestra en la figura 3.1.

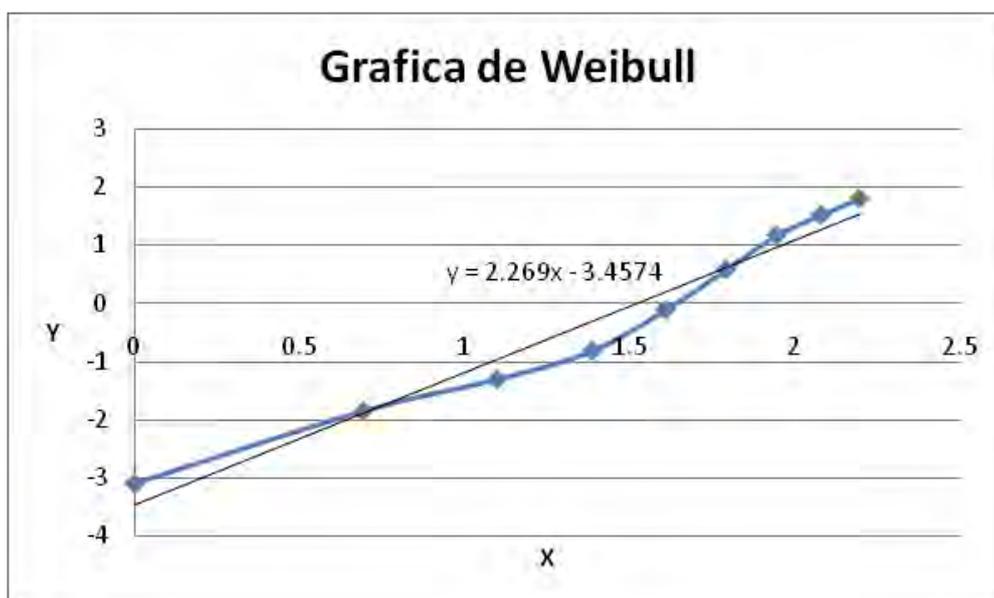


Figura 3.1.- Grafica de Weibull para determinación de parámetros del mes de enero.³⁵

En la figura 3.1, se aprecia la siguiente ecuación de la recta de ajuste para los valores dados:

$$Y = 2.269X - 3.4574$$

Esta recta corresponde a la forma dada en la ecuación 3.4, identificando los términos correspondientes se deduce que: $k = 2.269$

Aplicando la ecuación 3.7 se tiene: $c = 4.5894$

Para determinar el valor deseado, se debe realizar una interpolación entre los valores de $k=2.2$ y 2.3 de la segunda columna de la tabla 3.1.

³⁵ Elaboración propia.

Tabla 3.1.- Valores de la función gamma respecto al parámetro k .³⁶

k	$\Gamma_{\left(1+\frac{1}{k}\right)} = \frac{\bar{U}}{c}$	$\Gamma^k_{\left(1+\frac{1}{k}\right)}$	G
1	1	1	1.00200
1.25	0.931384	0.914978	0.915200
1.5	0.902745	0.857724	0.857333
1.6	0.896574	0.839727	0.839250
1.7	0.892244	0.823802	0.823294
1.8	0.889287	0.809609	0.809111
1.9	0.887363	0.796880	0.796421
2.0	0.886227	0.785398	0.785000
2.1	0.885694	0.774989	0.774667
2.2	0.885625	0.765507	0.765273
2.3	0.885915	0.756835	0.756696
2.4	0.886482	0.748873	0.748833
2.5	0.887264	0.741535	0.741600
3.0	0.892979	0.712073	0.712667

La velocidad media (\bar{U}) en función de los parámetros k y c , se define como:

$$\bar{U} = c\Gamma_{(1+1/k)} \quad (3.8)$$

Se obtiene para $k=2.269$: $\Gamma_{(1+1/k)} = \frac{\bar{U}}{c} = 0.8858$

Para un valor de $c=4.5894$: $\bar{U} = 4.066 \text{ m/s}$

El valor de la velocidad media obtenido, no es el igual a la media aritmética (que usualmente es un tanto más elevado) de todos los valores que tenemos, es el valor que nos indica que la mitad del tiempo el viento soplará a menos de 4.066 m/s y la otra mitad soplará a más de 4.066 m/s.

Realizando un procedimiento análogo al explicado para los demás meses del año, se obtienen los siguientes parámetros estadísticos, que se resumen en la tabla 3.2.

³⁶ Tabla redactada con información de la referencia [8], pág. 30, Tabla 2.3.

Tabla 3.2.- Resumen de valores de parámetros estadísticos de todos los meses.³⁷

Mes	k	c	\bar{U}
Enero	2.2690	4.5894	4.066
Febrero	2.0835	3.7531	3.325
Marzo	2.0395	3.8214	3.386
Abril	2.0757	4.1295	3.658
Mayo	2.6466	5.1563	4.583
Junio	2.7961	4.9245	4.386
Julio	2.5732	4.6088	4.093
Agosto	2.6730	4.4803	3.984
Septiembre	2.2624	4.3092	3.817
Octubre	2.6099	4.5698	4.060
Noviembre	2.4973	4.5898	4.073
Diciembre	2.3072	4.7645	4.222

Con los valores de la tabla 3.2 y la ecuación 3.1, se determina la probabilidad y cantidad de horas en que incide el viento con un determinado valor de velocidad.

Multiplicando el porcentaje obtenido por la cantidad de horas de cada mes, se determina la cantidad de horas mensuales para cada valor de velocidad, según la distribución de horas a lo largo del año, mostrada en la tabla 3.3.

Tabla 3.3.- Cantidad de horas por mes para un año estándar de 8760 horas.³⁸

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Cantidad de horas	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Los porcentajes de probabilidad obtenidos y la cantidad de horas mensuales para cada valor de velocidad a lo largo del año, se resume en la tabla 3.4 y en la tabla 3.5 respectivamente.

³⁷ Elaboración propia.

³⁸ Elaboración propia.

Tabla 3.4.- Porcentajes de incidencia del viento a lo largo del año para un determinado valor de velocidad.³⁹

Velocidad m/s (U)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6.95	12.55	12.54	10.45	3.40	3.20	4.95	4.77	8.04	4.86	5.44	6.14
2	14.85	21.64	21.06	18.60	9.95	10.39	13.37	13.79	16.77	13.46	13.85	13.64
3	19.76	23.48	22.77	21.46	16.58	18.16	20.42	21.67	21.48	20.80	20.40	18.81
4	20.04	19.17	18.87	19.20	20.29	22.35	22.33	23.60	20.61	22.76	21.82	19.81
5	16.42	12.42	12.64	14.06	19.42	20.56	18.51	18.77	15.68	18.65	17.95	16.91
6	11.10	6.53	7.01	8.63	14.80	14.25	11.79	10.97	9.66	11.58	11.55	11.96
7	6.26	2.82	3.26	4.49	8.99	7.37	5.75	4.66	4.86	5.41	5.82	7.07
8	2.95	1.01	1.28	2.00	4.32	2.79	2.13	1.42	2.00	1.89	2.28	3.51
9	1.16	0.30	0.42	0.76	1.63	0.76	0.59	0.30	0.67	0.48	0.69	1.46
10	0.38	0.07	0.12	0.25	0.48	0.14	0.12	0.04	0.18	0.09	0.16	0.51
11	0.10	0.01	0.03	0.07	0.11	0.02	0.02	0.00	0.04	0.01	0.03	0.15
12	0.02	0.00	0.01	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.04

³⁹ Elaboración propia

Tabla 3.5.- Horas al mes para un determinado valor de velocidad a lo largo del año.⁴⁰

Velocidad m/s (U)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOTAL
1	51.72	84.32	93.31	75.27	25.33	23.07	36.85	35.48	57.87	36.15	39.18	45.68	604.22
2	110.51	145.43	156.71	133.94	74.04	74.78	99.50	102.62	120.76	100.16	99.75	101.49	1319.69
3	147.00	157.81	169.43	154.53	123.39	130.74	151.94	161.24	154.63	154.75	146.87	139.91	1792.24
4	149.09	128.80	140.37	138.25	150.94	160.92	166.14	175.56	148.40	169.35	157.09	147.39	1832.30
5	122.14	83.44	94.04	101.26	144.49	148.02	137.72	139.62	112.92	138.79	129.27	125.84	1477.54
6	82.62	43.89	52.14	62.15	110.14	102.62	87.69	81.61	69.56	86.13	83.16	89.01	950.71
7	46.55	18.95	24.22	32.35	66.90	53.08	42.80	34.70	34.96	40.29	41.88	52.63	489.31
8	21.93	6.76	9.49	14.37	32.17	20.12	15.87	10.55	14.38	14.04	16.43	26.08	202.20
9	8.64	2.00	3.15	5.47	12.13	5.47	4.42	2.25	4.84	3.60	4.98	10.84	67.77
10	2.84	0.49	0.89	1.79	3.54	1.04	0.91	0.33	1.33	0.67	1.16	3.77	18.76
11	0.78	0.10	0.21	0.50	0.79	0.13	0.14	0.03	0.30	0.09	0.20	1.10	4.38
12	0.18	0.02	0.04	0.12	0.13	0.01	0.02	0.00	0.05	0.01	0.03	0.27	0.88

⁴⁰ Elaboración propia.

3.2. Evaluación del recurso solar

Para la evaluación del recurso solar es necesario saber la latitud exacta del lugar de la instalación y contar con datos de la radiación global de la zona, los cuales han sido proporcionados por el radar de la Universidad de Piura.

Es importante definir la terminología asociada a las magnitudes solares. Se conoce como irradiancia a la potencia incidente por unidad de superficie (usualmente en W/m^2), mientras que insolación o irradiación corresponde a la energía incidente por unidad de superficie en un tiempo determinado (usualmente en Wh/m^2 día).

En la tabla 3.6 se muestra el promedio mensual calculado de irradiancia y radiación global en el plano horizontal que se tiene al día, para cada mes del año. Posteriormente, con estos datos se evalúa la energía por unidad de área, que serán capaz de entregar los paneles fotovoltaicos a distintas inclinaciones, y de esta manera determinar la inclinación óptima de los paneles. El cálculo del ángulo óptimo de inclinación se explica detalladamente en el Anexo D de la presente tesis.

Tabla 3.6.- Promedios mensuales de irradiancia y radiación global en el plano horizontal al día en la playa de Cangrejos.⁴¹

Mes	Promedio mensual de irradiancia [W/m^2]	Radiación global en el plano horizontal al día [kWh/m^2 día]
Enero	262.707	6.305
Febrero	258.154	6.196
Marzo	286.962	6.887
Abril	252.955	6.071
Mayo	221.404	5.314
Junio	202.040	4.849
Julio	198.881	4.773
Agosto	224.917	5.398
Septiembre	248.345	5.960
Octubre	257.503	6.180
Noviembre	249.035	5.977
Diciembre	258.879	6.213
Promedio anual	243.482	5.844

El ángulo óptimo de inclinación calculado en el Anexo D, es de 7° en dirección norte, es decir, la superficie inclinada del panel se encuentra orientada hacia el norte con una inclinación de 7° respecto a la superficie horizontal.

En la tabla 3.7 se detalla los valores de radiación global diaria promedio, para el ángulo óptimo calculado.

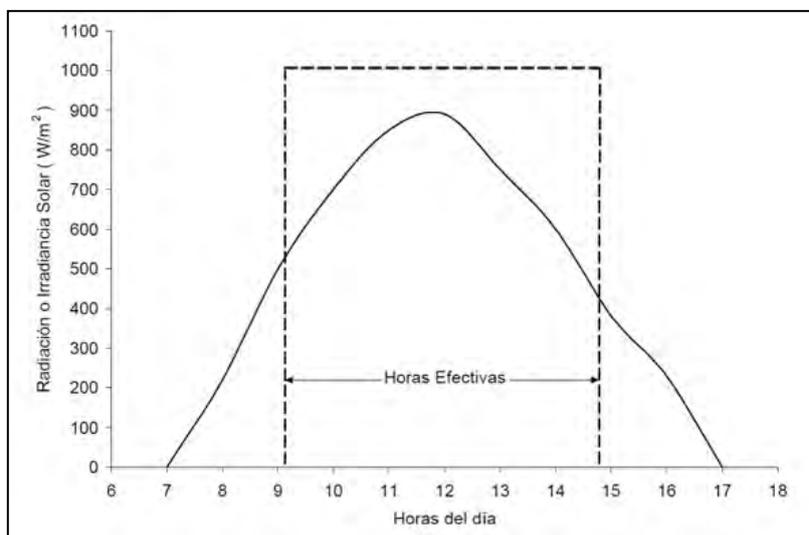
⁴¹ Elaboración propia.

Tabla 3.7.- Radiación global diaria promedio para una inclinación óptima de 7° .⁴²

Mes	$\beta = 7^\circ$
Enero	6.106
Febrero	6.086
Marzo	6.902
Abril	6.232
Mayo	5.565
Junio	5.125
Julio	5.012
Agosto	5.578
Septiembre	6.018
Octubre	6.106
Noviembre	5.813
Diciembre	5.994
Promedio	5.878
Radiación anual [kWh/m²]	2145.50

En días despejados y con atmósfera muy limpia, rara vez se realizan mediciones de irradiancia con valores superiores a los 1000 W/m^2 . Este valor ha sido adoptado como estándar para indicar las características de operación de paneles solares por la industria.

La irradiancia varía a lo largo de un día, desde que amanece hasta que anochece. La figura 3.2 muestra una variación típica de la irradiancia solar en un día.

**Figura 3.2.-** Variación de la irradiancia solar en un día.⁴³

El área bajo la curva es la energía radiante incidente en Wh/m^2 de superficie. Dividiendo esta área entre el valor estándar de irradiancia de 1000 W/m^2 se obtiene un número de horas efectivas al día (NHE), en las cuales dicho lugar estaría recibiendo la intensidad radiante estándar de 1000 W/m^2 .

⁴² Elaboración propia, utilizando la información presentada en la Tabla D.5 del Anexo D.

⁴³ Figura obtenida de la referencia [16], pág. 15, Figura 03.

En la tabla 3.8 se muestran los números de horas efectivas al día de radiación estándar para cada mes del año. En la figura 3.3 se aprecia su variación anual a lo largo del año.

Tabla 3.8.- Número de horas efectivas al día de radiación estándar a lo largo del año.⁴⁴

Mes	NHE
Enero	6.106
Febrero	6.086
Marzo	6.902
Abril	6.232
Mayo	5.565
Junio	5.125
Julio	5.012
Agosto	5.578
Septiembre	6.018
Octubre	6.106
Noviembre	5.813
Diciembre	5.994
NHE promedio [h]	5.878
NHE anuales [h]	2145.50

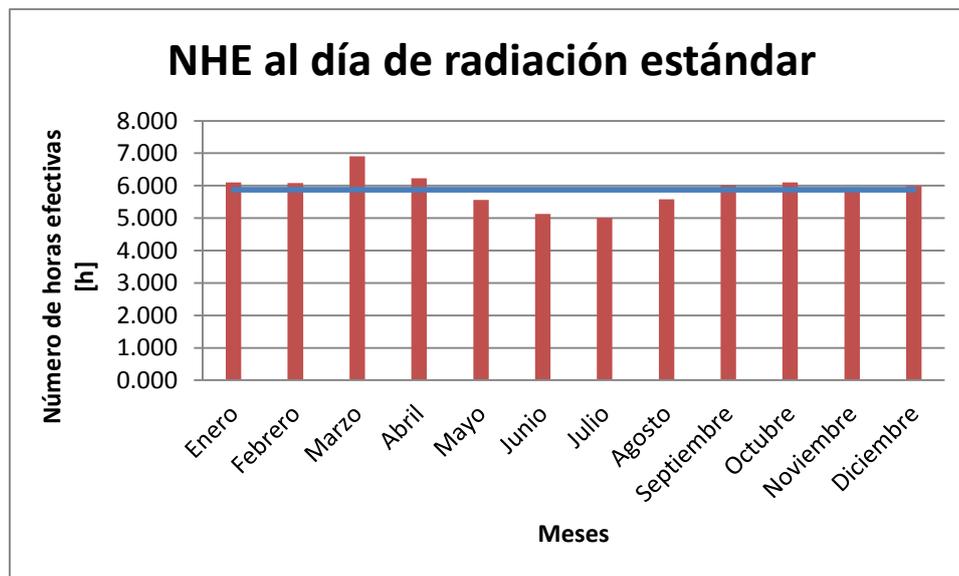


Figura 3.3.- NHE de radiación estándar para un ángulo de inclinación óptimo de 7°.⁴⁵

⁴⁴ Elaboración propia.

⁴⁵ Elaboración propia.

Capítulo 4

Componentes y dimensionamiento del sistema híbrido

Un sistema híbrido está compuesto por una serie de equipos y dispositivos que permiten su correcto funcionamiento. Los equipos de mayor importancia son los paneles solares y los aerogeneradores, dado que proporcionarán la energía al sistema. Además, existen otros dispositivos sin los cuales el sistema no podría funcionar y menos aún conectarse a la carga de consumo y red eléctrica, entre estos destacan los reguladores de carga, los inversores y medidores de energía.

4.1. Aerogeneradores

Los aerogeneradores o turbinas de viento como también se les conocen, son máquinas que se encargan de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en aprovechar el flujo del viento para hacer girar las palas del rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.⁴⁶ Existen aerogeneradores de distintos tipos y modelos, clasificados bajo distintos criterios, como se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1.- Criterios de clasificación y tipos de aerogeneradores.⁴⁷

Según el eje de trabajo	Aerogeneradores de eje vertical
	Aerogeneradores de eje horizontal
Según el número de palas	Aerogeneradores Multipala
	Aerogeneradores rápidos
Según la posición del rotor en la máquina	Aerogeneradores de barlovento
	Aerogeneradores de sotavento
Según su potencia	Microaerogeneradores
	Pequeños aerogeneradores
	Grandes aerogeneradores
	Aerogeneradores multimegavat

⁴⁶ Definición elaborada en base a información de la páginas web: <http://www.aerogeneradores.com/>

⁴⁷ Elaboración propia.

4.1.1. Componentes de un aerogenerador

Los componentes o partes principales que conforman a un aerogenerador, se detallan en la figura 4.1, puede darse el caso que algún equipo no necesite alguno de estos componentes, y esto dependerá del tipo y nivel de potencia de cada modelo de aerogenerador.⁴⁸

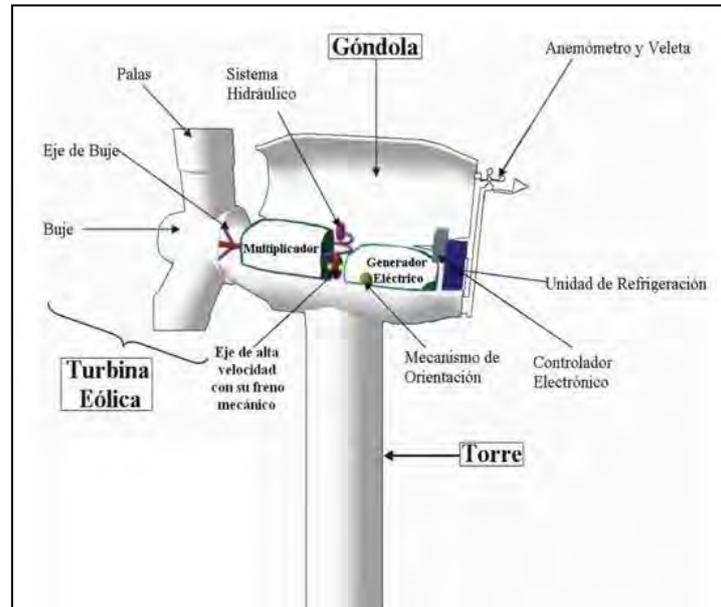


Figura 4.1.- Componentes principales de un aerogenerador.⁴⁹

4.1.2. Parámetros característicos de un aerogenerador⁵⁰

- Velocidad de arranque: Es la velocidad del viento para la cual el generador comienza a suministrar potencia útil. En aerogeneradores rápidos tripala de eje horizontal acostumbra a ser del orden de unos 4 a 5 m/s. Por debajo de estos umbrales, el generador no produce potencia eléctrica.
- Velocidad nominal: Es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador. En rotores tripala de eje horizontal suele estar comprendida entre 12 y 15 m/s.
- Velocidad de parada: Es la velocidad del viento a la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control, para evitar el riesgo de sufrir algún daño dada la elevada velocidad del viento. En rotores tripala, esta velocidad se sitúa en el rango de 25 a 30 m/s.
- Velocidad de supervivencia: Es la velocidad del viento por encima de la cual el aerogenerador puede dañarse a pesar de estar parado. Acostumbra a situarse en el entorno de los 70 m/s.

⁴⁸ Las definiciones de cada componente del aerogenerador han sido redactadas en base a la información de las fuentes bibliográficas [1], [24] y [25].

⁴⁹ Imagen obtenida de la fuente bibliográfica [24].

⁵⁰ Las definiciones señaladas en esta sección ha sido extraídas de la referencia [26], pág.232.

4.1.3. Modelos presentes en el mercado nacional e internacional

Debido a la poca fomentación del uso de la energía eólica dentro del Perú, no existen productores nacionales de aerogeneradores de una potencia mayor a 1 kW, existen sólo algunos proveedores oficiales de determinadas marcas.

A nivel internacional se pueden encontrar productores de aerogeneradores en distintos países, usualmente cada productor desarrolla sus equipos dentro de una gamma de potencias, para el presente estudio se ha recopilado información de productores de aerogeneradores de micro y mini potencia⁵¹, de países como España, China y USA.

Tabla 4.2.- Proveedores de aerogeneradores en el mercado nacional e internacional.⁵²

Nacionales	Internacionales
Yueqing Zonhan Windpower Co. (Proveedor nacional: Proviento S.A.C)	Bornay
	Renovables del Sur
	Southwest Wind Power

Los precios y especificaciones técnicas de los diferentes modelos de aerogeneradores se encuentran detallados en el Anexo E.1.

4.1.4. Energía producida y costo de adquisición

La energía que puede ser aprovechada de un aerogenerador se calcula a partir de su curva de potencia y las frecuencias horarias para cada intervalo de la velocidad del viento a lo largo del año. Multiplicando estos dos valores se obtiene la energía producida por cada modelo de aerogenerador seleccionado, como se señala en la ecuación 4.1.

$$E_w = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \times t_i}{1000} \quad (4.1)$$

Donde: E_w = Energía anual producida por el aerogenerador [kWh]

i = Valor de velocidad del viento [m/s]

P_i = Valor de potencia a la velocidad i según curva del aerogenerador [W]

t_i = Número de horas al año de viento a la velocidad i [h]

El costo de la energía producida, se calcula dividiendo el precio CIF del aerogenerador, entre el valor de energía calculado con la ecuación 4.1. En el Anexo E.1 se detalla la cantidad de energía anual producida y el costo del kWh de cada aerogenerador, clasificado de acuerdo a su modelo y marca.

⁵¹ Se considera como generadores de micro-potencia a aquellos con una potencia menor a 3 kW y como generadores de mini-potencia a aquellos con una potencia entre 3 y 50 kW.

⁵² Elaboración propia.

4.2. Paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico se encarga de convertir la radiación solar en energía eléctrica con una tensión y corriente que varían dependiendo del nivel de radiación, de la temperatura y de otros factores meteorológicos, así como de los parámetros constructivos del mismo. Se constituyen habitualmente por varios paneles o módulos fotovoltaicos, conectados en serie y/o paralelo, estos módulos a su vez constan de varias celdas que se encuentran en una estructura rígida que asegura la estanqueidad, favorece la captación de radiación solar y evacuación de calor apuntando hacia la obtención de un mayor rendimiento. En la figura 4.2 se aprecia la representación de cada una de las partes principales que conforman a un panel solar.

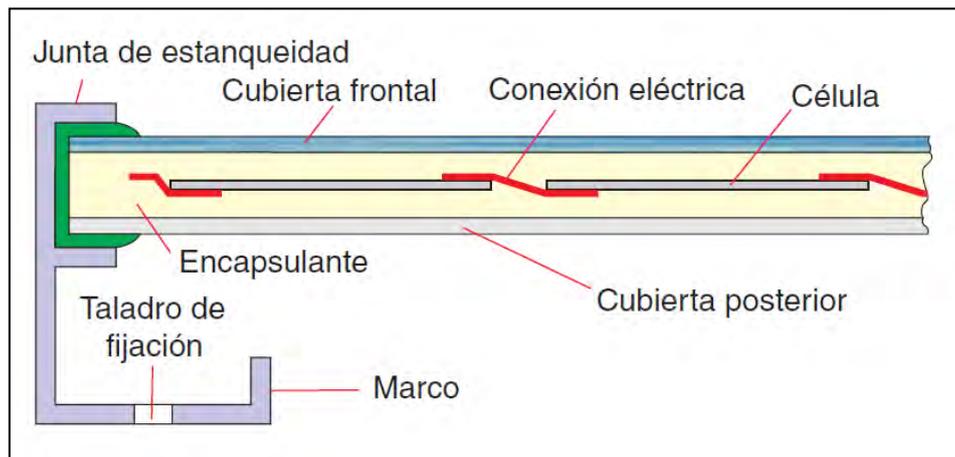


Figura 4.2.- Esquema eléctrico de un módulo fotovoltaico.⁵³

4.2.1. Parámetros característicos

Los parámetros característicos de una celda fotovoltaica son los siguientes:⁵⁴

- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): Es la corriente en la celda cuando sus bornes están cortocircuitados, es decir $V=0$.
- Tensión de circuito abierto (V_{OC}): Es la tensión cuando no hay carga conectada, es decir $I=0$.
- Potencia máxima (P_{max}): Es el máximo de la función potencia ($P=IV$), para esta potencia se obtiene la corriente óptima (I_{Pmax}) y la tensión óptima (V_{Pmax}).
- Tensión nominal (V_{NomPan}): Tensión para la que está diseñado (tensión nominal DC en donde se conectará el panel).
- Eficiencia (η): Es la razón entre la máxima potencia que se puede obtener del módulo fotovoltaico y la radiación incidente sobre la superficie del panel.

⁵³ Figura obtenida de la referencia [25], pág. 29.

⁵⁴ Definiciones redactas en base a la información de las referencias [8] y [11].

4.2.2. Factores de pérdida de un panel fotovoltaico

- Pérdidas por efecto de variación de la temperatura:

“El aumento en la temperatura afecta las características eléctricas de los paneles, ocasionando en un aumento marginal de la corriente que a efectos prácticos se considera casi constante, y en una disminución notablemente más apreciable del valor de la tensión; lo cual ocasiona en una disminución de la potencia entregada por el panel, y por ende una menor eficiencia del mismo.”⁵⁵

La temperatura de trabajo de una celda solar depende de la temperatura ambiente y del valor de la radiación. Se calcula empleando la ecuación 4.2.⁵⁶

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC - 20}{800} \quad (4.2)$$

Donde: T_c = Temperatura de trabajo de la celda (°C)
 T_a = Temperatura ambiente (°C)
 $TONC$ = Temperatura de operación nominal de la celda (°C)
 G = Valor de radiación estándar (W/m²)

El valor de la temperatura de operación nominal de la célula (TONC) es un parámetro que se obtiene de las hojas de características de los módulos fotovoltaicos, toma valores que van de 43 a 49°C y si no se dispone de él se asume 45°C como un valor razonable. El valor del rendimiento del panel solar por efecto de la variación de la temperatura, se encuentra analíticamente empleando la ecuación 4.3:

$$\eta_{PS,T} = \frac{100\% - 0.48 \frac{\%}{^\circ C} * (T_c - T_a)}{100\%} \quad (4.3)$$

- Pérdidas por variación del valor de la potencia nominal⁵⁷

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, lo que representa una variación del valor de la potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida. Generalmente, los fabricantes garantizan que la potencia nominal de un módulo fotovoltaico se encuentra dentro de una banda que oscila entre P±3% o P±5%. Realmente, suele suceder que la potencia generada se sitúa en la banda inferior de potencias garantizada por el fabricante.

- Pérdidas en el sistema eléctrico

Este tipo de pérdidas se origina por la caída de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinada, y son generalmente para efectos de diseño del 5%. Se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que circula por ellos.

⁵⁵ Lo señalado en este párrafo ha sido elaborado usando las referencias [8] y [17].

⁵⁶ Expresión obtenida de la referencia [15].

⁵⁷ Lo señalado en este párrafo ha sido elaborado usando las referencias [4].

4.2.3. Modelos presentes en el mercado nacional e internacional

La avanzada tecnología que se requiere para la fabricación de las celdas fotovoltaicas conlleva a que su producción se realice fuera del Perú, pero existen varios proveedores que comercializan estos productos a nivel nacional. A nivel internacional hay fabricantes de paneles solares en muchos países alrededor del mundo, para el presente estudio se ha recopilado información de distintos fabricantes de países como China, USA, España, etc.

Tabla 4.3.- Proveedores de paneles solares en el mercado nacional e internacional.⁵⁸

Nacionales	Internacionales
Exmork (Proveedor nacional: Proviento S.A.C)	Kyocera
	Exiom Solution
	Nousol
	Solarland

Las especificaciones técnicas de los diferentes modelos de paneles solares se detallan en el Anexo E.2.

4.2.4. Energía producida y costo de adquisición

La energía incidente a un panel solar se calcula multiplicando el valor de potencia máxima de cada panel, por el número de horas efectivas calculadas. Toda esta energía no puede ser aprovechada debido a las pérdidas internas explicadas en el apartado 4.2.2. Para calcular la energía generada que puede ser aprovechada por cada panel se utiliza la ecuación 4.4.

$$E_S = \frac{P_{\max} \times NHE \times \eta_T \times \eta_P \times \eta_E}{1000} \quad (4.4)$$

Donde: E_S = Energía anual producida por cada panel fotovoltaico [kWh]

P_{\max} = Potencia pico del panel fotovoltaico [W]

NHE = Número de horas efectivas al día [h]

η_T = Rendimiento por efecto de variación de la temperatura

η_P = Rendimiento por efecto de variación de la potencia nominal

η_E = Rendimiento del sistema eléctrico

En el Anexo E.2 se detalla la cantidad de energía anual producida y el costo del kWh de cada panel fotovoltaico, clasificado de acuerdo a su modelo y marca.

⁵⁸ Elaboración propia.

4.3. Reguladores o controladores de carga

En el caso de un sistema híbrido conectado a la red, como el que se desarrolla en esta tesis, el uso de los controladores de carga es aplicado sólo a los aerogeneradores, con la finalidad de proteger el sistema y regular su funcionamiento. El uso de estos controladores junto a los paneles solares es innecesario al no existir un banco de baterías al cual se deba regular su voltaje de alimentación.

Los reguladores de voltaje o controladores de carga son dispositivos de protección que proveen al aerogenerador de mayor confiabilidad y seguridad durante su operación. Su función principal es controlar la carga sobre el aerogenerador de modo que optimice la velocidad y no ocurra el caso de que la turbina opere en vacío con el consiguiente peligro de embalamiento del rotor.

La información de controladores de carga para aerogeneradores de micro y mini potencia conectados a la red es muy escasa, tanto el mercado nacional como internacional. Para el presente estudio se cuenta con información de un solo controlador de carga de fabricación China comercializado dentro del mercado nacional que posee un amplio margen de voltaje de entrada y salida, así como una alta potencia nominal de funcionamiento, que lo hace ideal para cualquiera de los modelos de aerogeneradores detallados en el Anexo E.1. El precio y especificaciones técnicas de este controlador de carga se encuentran detallados en el Anexo E.3.

4.4. Inversores

El inversor es un dispositivo que convierte la corriente continua en corriente alterna. Se utilizan para artefactos eléctricos que requieren de corriente alterna o para hacer conexiones a una red pública

Debido a la poca fomentación del uso de las fuentes de energía renovable dentro del Perú en sistemas de baja potencia conectados a la red, no existe diversidad de productores nacionales de inversores para estas aplicaciones. La información recopilada para el presente estudio ha sido de fabricantes de países como China y USA.

Tabla 4.4.- Proveedores de inversores en el mercado nacional e internacional.⁵⁹

Nacionales	Internacionales
Yueqing Zonhan Windpower Co. (Proveedor nacional: Proviento S.A.C))	SMA

Los precios y especificaciones técnicas de los diferentes modelos de inversores se encuentran detallados en el Anexo E.4.

⁵⁹ Elaboración propia.

4.5. Medidores de energía

Los medidores de energía o también conocidos como medidores de facturación, son aquellos dispositivos encargados de cuantificar la cantidad de energía entrante a un sistema de cargas o la cantidad de energía saliente de un sistema de generación.

Existe un tipo especial de medidores de energía eléctrica, llamados medidores bidireccionales, que cuantifican la energía que uno adquiere de la red, como de los excedentes de energía inyectados. La adquisición y colocación de estos dispositivos dependerá del país en el cual se está realizando la instalación y del contrato que se tenga con la empresa distribuidora.

Tabla 4.5.- Proveedores de medidores de energía en el mercado nacional e internacional.⁶⁰

Nacionales	Internacionales
Stronger (Proveedor nacional: Promelsa)	Elster

Los precios y especificaciones técnicas de estos modelos de medidores se encuentran detallados en el Anexo E.5.

4.6. Dimensionamiento del sistema⁶¹

El dimensionamiento de un sistema híbrido se puede realizar mediante numerosos métodos, desde algunos muy complejos que requieran un programa de simulación hasta métodos más simples que pueden realizarse mediante el uso de algunas ecuaciones y hojas de cálculo.

Los criterios que son utilizados para dimensionar un sistema híbrido son diferentes y en algunos casos contrapuestos a los usados en el dimensionamiento de un sistema conectado a la red. El criterio utilizado para el dimensionamiento de un sistema híbrido, busca conseguir la más alta confiabilidad, procurando que el número de fallos sea el mínimo posible y que la energía producida sea mayor a la demanda energética durante todo el tiempo de funcionamiento. Por otro lado, los sistemas conectados a la red eléctrica, buscan maximizar la eficiencia del sistema al menor costo posible, debido que el respaldo que proporciona la red a la carga energética, minimiza el impacto ocasionado por los fallos del sistema, cruciales en el caso de un sistema híbrido de generación aislado de la red eléctrica.

El dimensionamiento del sistema buscando conseguir la más alta confiabilidad, conlleva a un sobredimensionamiento de la potencia de los equipos seleccionados, afectando la eficiencia del sistema al producir energía con un alto costo de generación. Dado que el sistema en estudio se encuentra conectado a la red, el criterio de selección que se buscará maximizar, será el costo de la energía. En la figura 4.3 se esquematiza la metodología de dimensionamiento del sistema.

⁶⁰ Elaboración propia.

⁶¹ Para el desarrollo de esta sección se ha utilizado la información proporcionada por la referencias [4], [13], [14], [27] y [28].

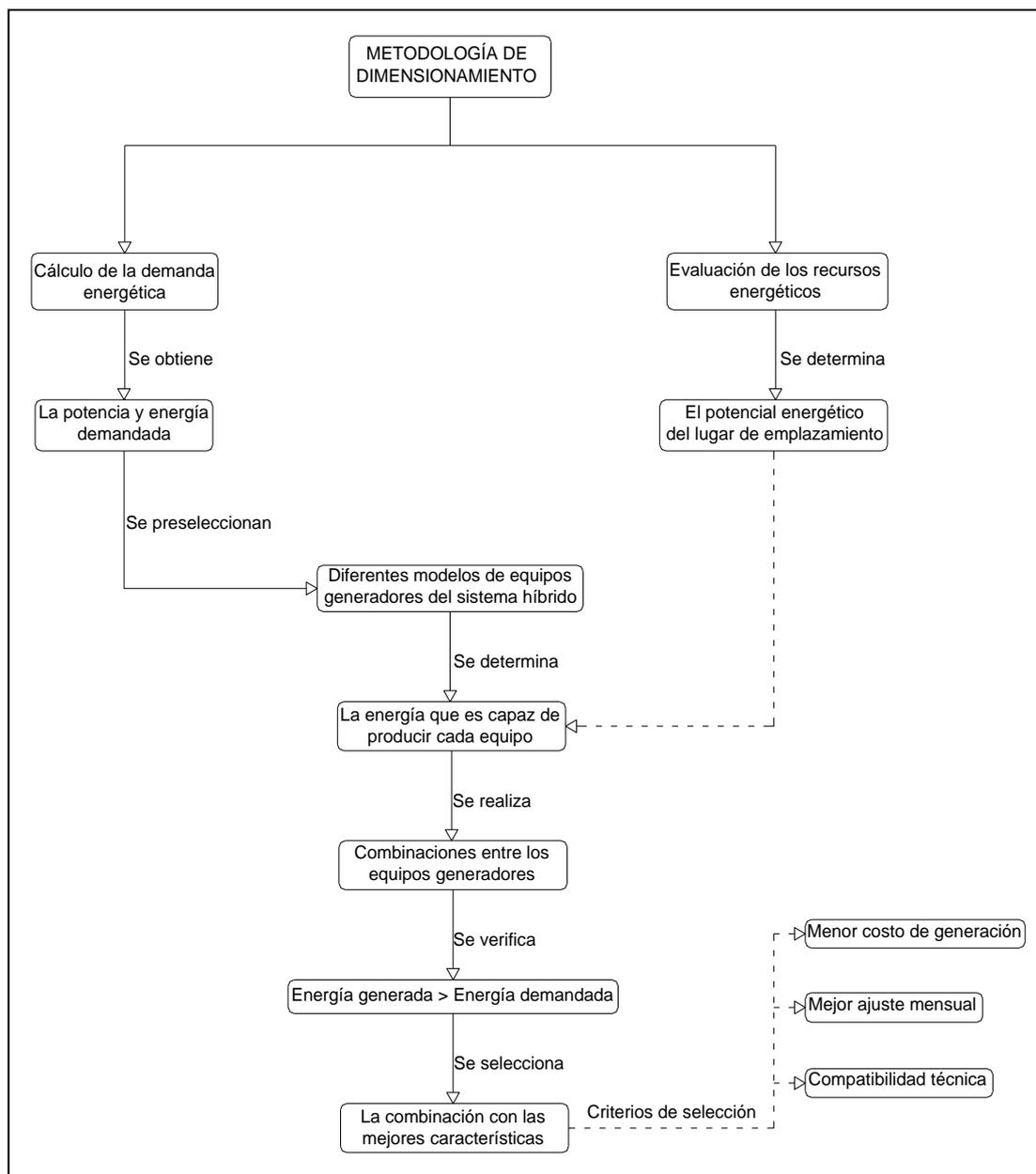


Figura 4.3.- Metodología de dimensionamiento del sistema híbrido.⁶²

En el esquema mostrado en la figura 4.3, se explica claramente el método de dimensionamiento del sistema, el cual consiste en preseleccionar diferentes modelos de paneles solares y aerogeneradores (Anexo E), estos son seleccionados en función del valor de potencia y energía demandada, calculados en el capítulo 2.

Con las especificaciones técnicas de los equipos y los datos del potencial energético solar y eólico del lugar de emplazamiento del proyecto se determina la energía que es capaz de producir cada panel fotovoltaico y aerogenerador elegido. Con estos valores se procede a realizar diversas combinaciones entre los equipos generadores, verificando que la energía generada por cada combinación sea mayor a la demanda energética de la vivienda.

⁶² Elaboración propia.

Se seleccionará la combinación que tenga una mejor relación de compromiso entre el costo de generación de energía, compatibilidad técnica de los equipos seleccionados y ajuste mensual entre la demanda y energía producida, procurando así, satisfacer durante la mayor cantidad de meses del año el consumo de energético, sin llegar a sobredimensionar excesivamente el sistema híbrido.

4.6.1. Tratamiento de excedentes energéticos

Los excedentes de la energía generada por el sistema híbrido, pueden ser utilizados bajo las siguientes representaciones:

- Primera representación (*Reducción del monto facturado por el consumo de energía eléctrica*)

En esta representación, la empresa distribuidora se encarga de registrar la energía sobreproducida, para luego facturar al usuario el cobro mínimo establecido en la tarifa del contrato de suministro normal y otorgar un plazo de algunos meses o un año para ser utilizados, cuando la producción de energía sea menor al consumo. Este tipo de contrato es más común en aquellos países donde recién se está comenzando a incentivar el crecimiento de sistemas de generación de energía limpia, y en los cuales ya existe un conjunto de incentivos promulgados por el gobierno que facilita la obtención del capital inicial, mediante la otorgación de créditos o exoneración de impuestos.

- Segunda representación (*Compra y venta de energía eléctrica generada*)

La energía producida por el sistema es comprada por la empresa distribuidora de energía eléctrica a un precio determinado, usualmente un tanto menor a su costo de venta de la energía. Esta forma de contrato de compra y venta es común en países donde se lleva muchos años contribuyendo con el desarrollo y crecimiento de microredes con sistemas de generación de energía limpia, y donde la energía eléctrica residencial tiene un alto costo. En estos países existen normas y reglamentos para pequeños autoprodutores de energía, además de incentivos que vuelven económicamente factibles la instalación de sistemas de este tipo, al ser tratados y remunerados de manera diferente que los grandes productores.

Dado que el Perú es un país donde recién se está observando el desarrollo de sistemas de generación de energía limpia, la primera representación para el tratamiento de los excedentes energéticos, es la que mejor se adapta. Es muy importante tener en cuenta este factor, para realizar un buen ajuste entre la demanda y la energía producida

4.6.2. Selección de equipos del sistema híbrido

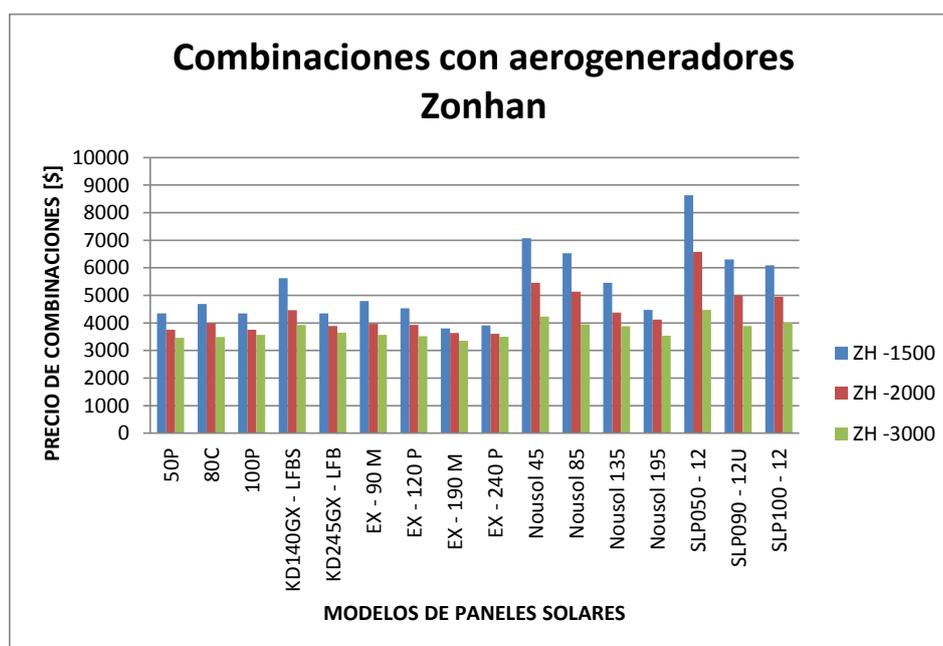
El cálculo del consumo energético se explica a detalle a lo largo del capítulo 2, los resultados que se obtuvieron en este capítulo permitieron determinar una demanda energética promedio a lo largo de un día de 9.44 kWh, a partir de este valor se determinará el consumo energético para cada mes a lo largo de un año promedio de 365 días, como se muestra en la tabla 4.6.

Tabla 4.6.- Demanda energética mensual.⁶³

Mes	Cantidad de días	Demanda total de energía [kWh/mes]
Enero	31	292.64
Febrero	28	264.32
Marzo	31	292.64
Abril	30	283.20
Mayo	31	292.64
Junio	30	283.20
Julio	31	292.64
Agosto	31	292.64
Septiembre	30	283.20
Octubre	31	292.64
Noviembre	30	283.20
Diciembre	31	292.64
TOTAL	365	3445.60

Se observa en la tabla 4.6 que la demanda eléctrica anual es de 3445.60 kWh. La selección y dimensionamiento de los equipos generadores se realizará para una demanda 10% mayor, es decir para un consumo anual promedio de 3790.16 kWh, para cubrir aquellas pérdidas que no hayan sido consideradas, como el eficiencia del inversor y la disminución del rendimiento del sistema, propio del envejecimiento de los componentes.

En los gráficos mostrados desde la figura 4.4 a la figura 4.6, se visualizan todas las combinaciones de equipos capaces de cubrir la demanda señalada, a partir de ellos se seleccionarán las mejores alternativas y se analizarán según los criterios señalados en la figura 4.3, con la finalidad de encontrar la mejor opción entre todas.

**Figura 4.4.-** Combinaciones de paneles solares con aerogeneradores Zonhan.⁶⁴⁶³ Elaboración propia.

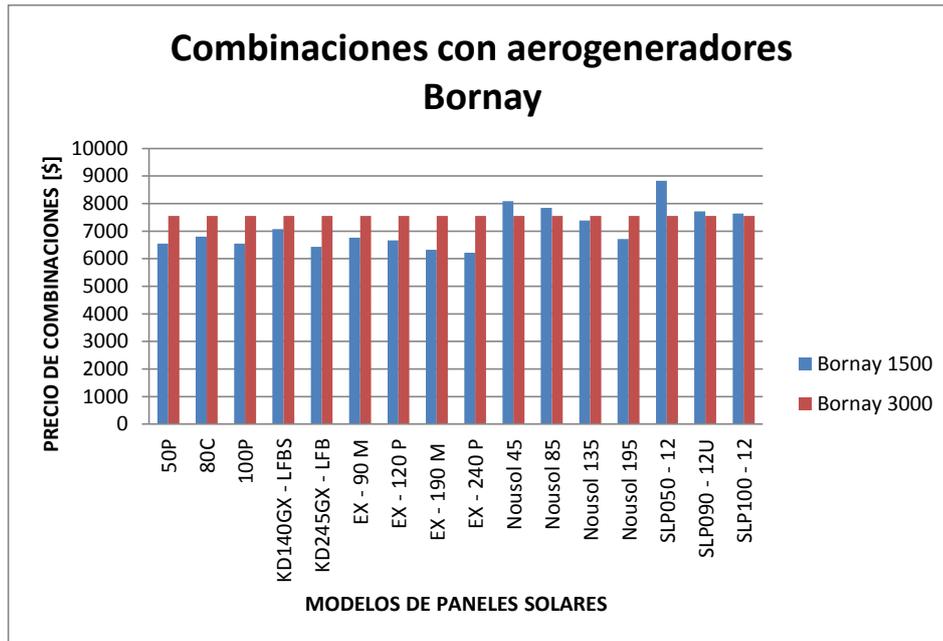


Figura 4.5.- Combinaciones de paneles solares con aerogeneradores Bornay.⁶⁵

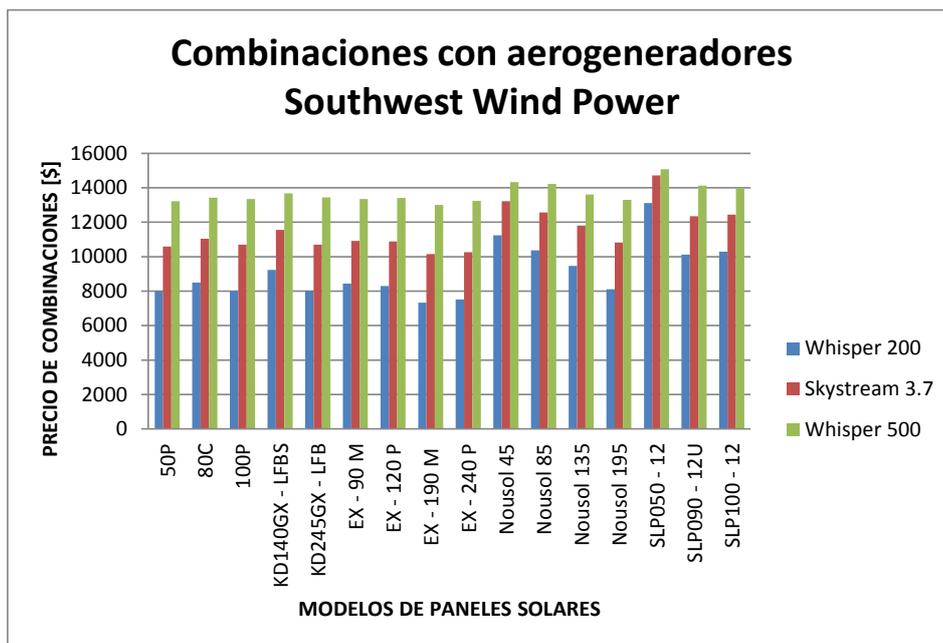


Figura 4.6.- Combinaciones de paneles solares con aerogeneradores Southwest Wind Power.⁶⁶

Se aprecia que las combinaciones presentadas en la figura 4.4 son aquellas que muestran los mejores precios, con diferencias que fluctúan entre los 2000 y 10000 dólares si son comparadas con aquellas combinaciones presentadas en las figuras 4.5 y 4.6.

⁶⁴ Elaboración propia.

⁶⁵ Elaboración propia.

⁶⁶ Elaboración propia.

Se seleccionarán 3 de las 48 combinaciones mostradas en la figura 4.4, que sean la mejor opción para cada uno de los 3 modelos de aerogeneradores presentados en el gráfico. Para realizar una adecuada selección, se elegirá a aquellas que posean el menor costo de adquisición y que tengan una adecuada compatibilidad técnica entre todos sus componentes. Posteriormente se realizará una comparación entre la energía generada por cada sistema seleccionado y la demanda energética mensual, aquella combinación que tenga el mejor ajuste se elegirá como el sistema híbrido a utilizar.

Los precios de cada una de las combinaciones planteadas para el modelo de aerogenerador Bornay 3000 presentan el mismo costo, esto se debe a que la energía anual generada por este modelo excede la demanda de energía anual requerida, por lo que no necesita el uso de paneles solares en paralelo para cubrir la demanda energética anual. Esta opción será también analizada, para poder comparar las diferencias entre un sistema híbrido con uno 100% eólico. Siguiendo este tipo de análisis, también se procederá a analizar la posibilidad de un sistema 100% solar, en la tabla 4.7 se aprecia la cantidad de paneles que serían requeridos por cada modelo para cubrir la demanda anual promedio.

Tabla 4.7.- Número de paneles solares requeridos por cada modelo para cubrir la demanda energética anual.⁶⁷

Marca	Modelo	Energía [kWh anual]	Precio unitario [S]	Número	Precio [S]
Exmork	50P	84.02	110	46	5060.00
Exmork	80C	134.44	200	29	5800.00
Exmork	100P	168.05	220	23	5060.00
Kyocera	KD140GX-LFBS	230.42	413	17	7021.00
Kyocera	KD245GX-LFB	403.23	476	10	4760.00
Exiom Solution	EX - 90 M	149.11	220.08	26	5722.08
Exiom Solution	EX - 120 P	198.81	276.934	20	5538.68
Exiom Solution	EX - 190 M	314.79	330.12	13	4291.56
Exiom Solution	EX - 240 P	397.62	403.48	10	4034.80
Nousol	Nousol 45	74.55	192.57	51	9821.07
Nousol	Nousol 85	140.83	315.1	27	8507.70
Nousol	Nousol 135	223.66	397.171	17	6751.91
Nousol	Nousol 195	323.07	426.68	12	5120.16
Solarland	SLP050-12	76.86	255	50	12750.00
Solarland	SLP090-12U	138.35	301	28	8428.00
Solarland	SLP100-12	153.72	329	25	8225.00

Se han preseleccionado 5 combinaciones capaces de satisfacer la demanda anual requerida, a continuación se detallan los equipos que las conforman, su compatibilidad técnica para su interconexión y el ajuste mensual entre la energía generada por cada uno y la demanda energética mensual detallada en la tabla 4.6.

⁶⁷ Elaboración propia.

- Primera combinación

Esta combinación se encuentra conformada por los siguientes equipos:

Tabla 4.8.- Datos generales de equipos que conforman la primera combinación.⁶⁸

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario [€]	Precio total [€]
Aerogenerador	Zonhan	ZH-1500	1	1490.00	1490.00
Panel solar	Exiom Solution	EX-190 M	7	330.12	2310.84
Controlador eólico	Ningbo Ginlong Technologies Co.	GCB-20K	1	600.00	600.00
Inversor híbrido	Zonhan	GC-3.5K	1	2030.00	2030.00
TOTAL					6430.84

A continuación se detalla los datos del análisis de compatibilidad entre los equipos principales de esta combinación.

Tabla 4.9.- Detalle de compatibilidad de aerogenerador Zonhan ZH-1500 con equipos de conexión a red.⁶⁹

Equipo	Aerogenerador	Controlador eólico		Inversor híbrido	
		Entrada	Salida	Entrada	Salida
Voltaje	230 Vac	30 Vac a 500 Vac	30 Vdc a 750 Vdc	30 Vdc a 540 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	7.8 Aac	40 Aac	40 Adc + 30 Arms	24 Adc	15.7 Aac
Potencia nominal	1500 W	20 kW	12 kW	3300 W	3500 W
Potencia máxima	1800 W	20 kW	20 kW	4000 W	3800 W

Tabla 4.10.- Detalle de compatibilidad de arreglo fotovoltaico de paneles solares Exiom Solution EX-190M con equipos de conexión a red.⁷⁰

Equipo	Paneles Solares		Inversor híbrido	
	Panel Solar	Arreglo PV	Entrada	Salida
Voltaje	36.5 Vdc	255.5 Vdc	100 Vdc a 500 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	5.2 Adc	5.2 Adc	12 Adc	15.7 Aac
Potencia nominal	< 190 W	< 1330 W	3300 W	3500 W
Potencia máxima	190 Wp	1330 Wp	4000 W	3800 W

Los paneles solares que conforman el arreglo fotovoltaico han sido conectados en serie, de esta manera se ha podido alcanzar el voltaje necesario para ser conectados junto al inversor híbrido.

En la tabla 4.11 se presenta la comparación entre la energía generada por la combinación y la demanda energética mensual.

⁶⁸ Elaboración propia.

⁶⁹ Elaboración propia.

⁷⁰ Elaboración propia.

La energía eólica generada se calcula utilizando la ecuación 4.1, con la información de la tabla 3.5, que detalla las horas mensuales para un determinado valor de velocidad a lo largo del año y los valores de la curva de potencia del aerogenerador Zonhan ZH-1500, detallados en la tabla E.2 del anexo E.

La energía solar generada se calcula utilizando la ecuación 4.4, con la información de la tabla 3.8, que detalla el número de horas efectivas al día de radiación solar estándar a lo largo del año y los valores de potencia máxima y rendimientos del panel solar Exiom Solution EX-190M, detallados en la tabla E.14 del anexo E.

Tabla 4.11.- Datos de demanda energética mensual y energía generada por la primera combinación.⁷¹

Mes	Demanda total de energía [kWh/mes]	Energía eólica aprovechada [kWh/mes]	Energía solar aprovechada [kWh/mes]	Diferencia [kWh/mes]
Enero	292.64	156.33	194.41	58.10
Febrero	264.32	82.91	175.02	-6.40
Marzo	292.64	99.16	219.75	26.27
Abril	283.20	119.20	192.02	28.02
Mayo	292.64	200.14	177.18	84.69
Junio	283.20	163.80	157.91	38.51
Julio	292.64	145.10	159.57	12.04
Agosto	292.64	130.27	177.60	15.23
Septiembre	283.20	125.52	185.42	27.75
Octubre	292.64	140.24	194.41	42.01
Noviembre	283.20	141.33	179.11	37.24
Diciembre	292.64	172.53	190.84	70.73
TOTAL	3445.60	1676.54	2203.23	434.17

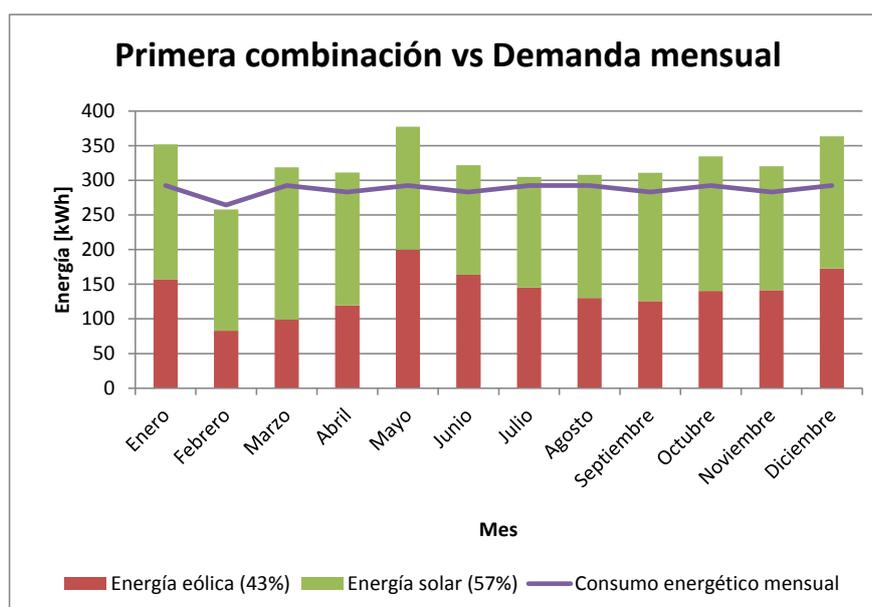


Figura 4.7.- Energía producida por la primera combinación vs demanda mensual.⁷²

⁷¹ Elaboración propia.

El procedimiento de cálculo de la energía eólica y solar generada es análogo para las demás combinaciones que se van a analizar.

En la tabla 4.11 y figura 4.7 se aprecia que el sistema híbrido tiene la capacidad de cubrir la demanda energética a lo largo de todo el año, a excepción del mes de febrero debido a la baja componente eólica durante ese mes. La energía anual excedente es de 434.17 kWh, motivo por el cual se pueden utilizar cualquiera de las dos representaciones de venta de los excedentes energéticos, explicados en la sección 4.6.1.

Considerando la cantidad total de energía producida, la energía solar representa el 57% y la eólica el 43% del total. La potencia nominal del sistema es de 2830 W. El valor de la energía y potencia, considerando solamente el costo de adquisición de los equipos, es de 1.66 \$/kWh y 2.27 \$/kW respectivamente.

- Segunda combinación

Esta combinación se encuentra conformada por los siguientes equipos:

Tabla 4.12.- Datos generales de equipos que conforman la segunda combinación.⁷³

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario [\\$]	Precio total [\\$]
Aerogenerador	Zonhan	ZH-2000	1	1990.00	1990.00
Panel solar	Exiom Solution	EX-240P	4	403.48	1613.92
Controlador eólico	Ningbo Ginlong Technologies Co.	GCB-20K	1	600.00	600.00
Inversor híbrido	Zonhan	GC-3.5K	1	2030.00	2030.00
TOTAL					6233.92

A continuación se detalla los datos del análisis de compatibilidad entre los equipos principales de esta combinación.

Tabla 4.13.- Detalle de compatibilidad de aerogenerador Zonhan ZH-2000 con equipos de conexión a red.⁷⁴

Equipo	Aerogenerador	Controlador eólico		Inversor híbrido	
		Entrada	Salida	Entrada	Salida
Voltaje	230 Vac	30 Vac a 500 Vac	30 Vdc a 750 Vdc	30 Vdc a 540 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	11 Aac	40 Aac	40 Ade + 30 Arms	24 Ade	15.7 Aac
Potencia nominal	2000 W	20 kW	12 kW	3300 W	3500 W
Potencia máxima	2500 W	20 kW	20 kW	4000 W	3800 W

⁷² Elaboración propia.

⁷³ Elaboración propia.

⁷⁴ Elaboración propia.

Tabla 4.14.- Detalle de compatibilidad de arreglo fotovoltaico de paneles solares Exiom Solution EX-240P con equipos de conexión a red.⁷⁵

Equipo	Paneles Solares		Inversor híbrido	
	Panel Solar	Arreglo PV	Entrada	Salida
Voltaje	30.8 Vdc	123.2 Vdc	100 Vdc a 500 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	7.8 Adc	7.8 Adc	12 Adc	15.7 Aac
Potencia nominal	< 240W	< 960W	3300 W	3500 W
Potencia máxima	240 Wp	960 Wp	4000 W	3800 W

Los paneles solares que conforman el arreglo fotovoltaico han sido conectados en serie, de esta manera se ha podido alcanzar el voltaje necesario para ser conectados junto al inversor híbrido.

A continuación se presenta la comparación entre la energía generada por la combinación y la demanda energética mensual.

Tabla 4.15.- Datos de demanda energética mensual y energía generada por la segunda combinación.⁷⁶

Mes	Demanda total de energía [kWh/mes]	Energía eólica aprovechada [kWh/mes]	Energía solar aprovechada [kWh/mes]	Diferencia [kWh/mes]
Enero	292.64	228.90	140.32	76.58
Febrero	264.32	122.62	126.33	-15.38
Marzo	292.64	146.31	158.62	12.29
Abril	283.20	175.08	138.60	30.48
Mayo	292.64	292.46	127.89	127.71
Junio	283.20	241.10	113.98	71.88
Julio	292.64	213.88	115.18	36.42
Agosto	292.64	192.78	128.19	28.33
Septiembre	283.20	184.71	133.84	35.35
Octubre	292.64	207.00	140.32	54.68
Noviembre	283.20	208.06	129.28	54.14
Diciembre	292.64	252.05	137.75	97.16
TOTAL	3445.60	2464.95	1590.30	609.64

Al igual que la primera combinación, en este caso el sistema híbrido también tiene la capacidad de cubrir la demanda energética a lo largo de todo el año, a excepción del mes de febrero debido a la baja componente eólica durante ese mes. La energía anual excedente de esta combinación es de 609.64 kWh, por lo que se puede utilizar cualquiera de las dos representaciones de venta de los excedentes energéticos, explicados en la sección 4.6.1.

En la figura 4.8 se visualiza de manera gráfica el ajuste mensual entre la demanda energética mensual y la energía generada por el sistema híbrido de esta combinación.

⁷⁵ Elaboración propia.

⁷⁶ Elaboración propia.

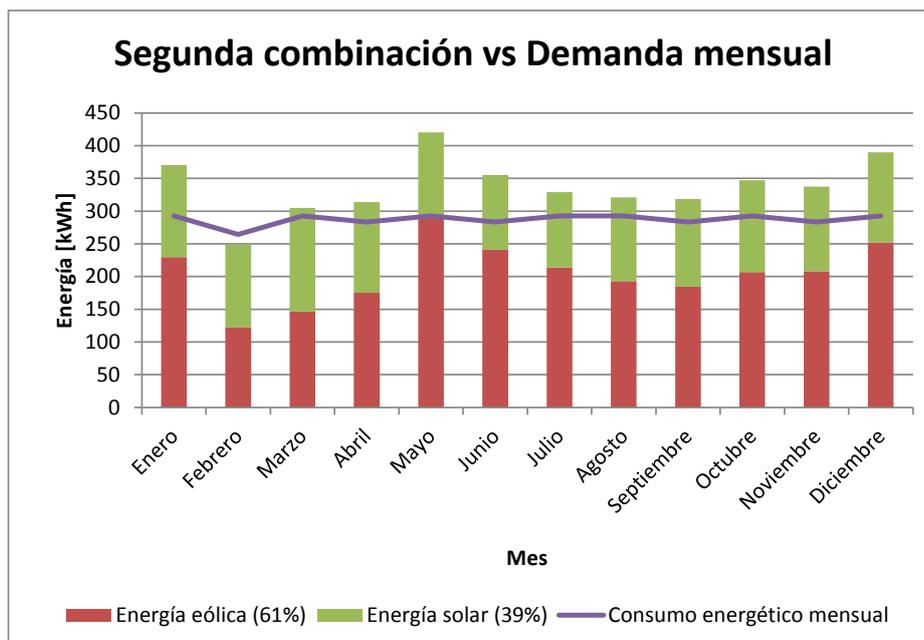


Figura 4.8.- Energía producida por la segunda combinación vs demanda mensual.⁷⁷

Considerando la cantidad total de energía producida, la energía solar representa el 39% y la eólica el 61% del total. La potencia nominal del sistema es de 2960 W. El valor de la energía y potencia, considerando solamente el costo de adquisición de los equipos, es de 1.54 \$/kWh y 2.11 \$/kW respectivamente.

- Tercera combinación

Esta combinación se encuentra conformada por los siguientes equipos:

Tabla 4.16.- Datos generales de equipos que conforman la tercera combinación.⁷⁸

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario [\$]	Precio total [\$]
Aerogenerador	Zonhan	ZH - 3000	1	2690.00	2690.00
Panel solar	Exiom Solution	EX - 190M	3	330.12	990.36
Controlador eólico	Ningbo Ginlong Technologies Co.	GCB-20K	1	600.00	600.00
Inversor híbrido	Zonhan	GC-5K	1	2520.00	2520.00
TOTAL					6800.36

A continuación se detalla los datos del análisis de compatibilidad entre los equipos principales de esta combinación.

⁷⁷ Elaboración propia.

⁷⁸ Elaboración propia.

Tabla 4.17.- Detalle de compatibilidad de aerogenerador Zonhan ZH-3000 con equipos de conexión a red.⁷⁹

Equipo	Aerogenerador	Controlador eólico		Inversor híbrido	
		Entrada	Salida	Entrada	Salida
Voltaje	230 Vac	30 Vac a 500 Vac	30 Vdc a 750 Vdc	30 Vdc a 540 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	15.2 Aac	40 Aac	40 Adc + 30 Arms	25 Adc	21.74 Aac
Potencia nominal	3000 W	20 kW	12 kW	4800 W	5000 W
Potencia máxima	3500 W	20 kW	20 kW	5700 W	5500 W

Tabla 4.18.- Detalle de compatibilidad de arreglo fotovoltaico de paneles solares Exiom Solution EX-190M conectados en serie con equipos de conexión a red.⁸⁰

Equipo	Paneles Solares		Inversor híbrido	
	Panel Solar	Arreglo PV	Entrada	Salida
Voltaje	36.5 Vdc	109.5 Vdc	100 Vdc a 500 Vdc	220 Vac a 230 Vac
Corriente máx.	5.2 Adc	5.2 Adc	15 Adc	21.74 Aac
Potencia nominal	< 190W	< 570W	4800 W	5000 W
Potencia máxima	190 Wp	570 Wp	5700 W	5500 W

A continuación se presenta la comparación entre la energía generada por la combinación y la demanda energética mensual.

Tabla 4.19.- Datos de demanda energética mensual y energía generada por la tercera combinación.⁸¹

Mes	Demanda total de energía [kWh/mes]	Energía eólica aprovechada [kWh/mes]	Energía solar aprovechada [kWh/mes]	Diferencia [kWh/mes]
Enero	292.64	300.55	83.32	91.23
Febrero	264.32	164.10	75.01	-25.21
Marzo	292.64	194.89	94.18	-3.57
Abril	283.20	231.25	82.29	30.34
Mayo	292.64	382.38	75.93	165.67
Junio	283.20	320.50	67.68	104.98
Julio	292.64	285.05	68.39	60.80
Agosto	292.64	259.24	76.11	42.71
Septiembre	283.20	245.01	79.47	41.28
Octubre	292.64	276.75	83.32	67.42
Noviembre	283.20	276.47	76.76	70.03
Diciembre	292.64	329.43	81.79	118.58
TOTAL	3445.60	3265.62	944.24	764.26

⁷⁹ Elaboración propia.⁸⁰ Elaboración propia.⁸¹ Elaboración propia.

En este caso el sistema híbrido no tiene la capacidad de cubrir la demanda energética de los meses de febrero y marzo, debido al aumento de la potencia del aerogenerador y la baja producción de energía eólica en estos dos meses. La energía anual excedente de esta combinación es de 764.26 kWh, también es factible utilizar cualquiera de las dos representaciones de venta de los excedentes energéticos, explicados en la sección 4.6.1.

En la figura 4.9 se visualiza de manera gráfica el ajuste mensual entre la demanda energética mensual y la energía generada por el sistema híbrido de esta combinación.

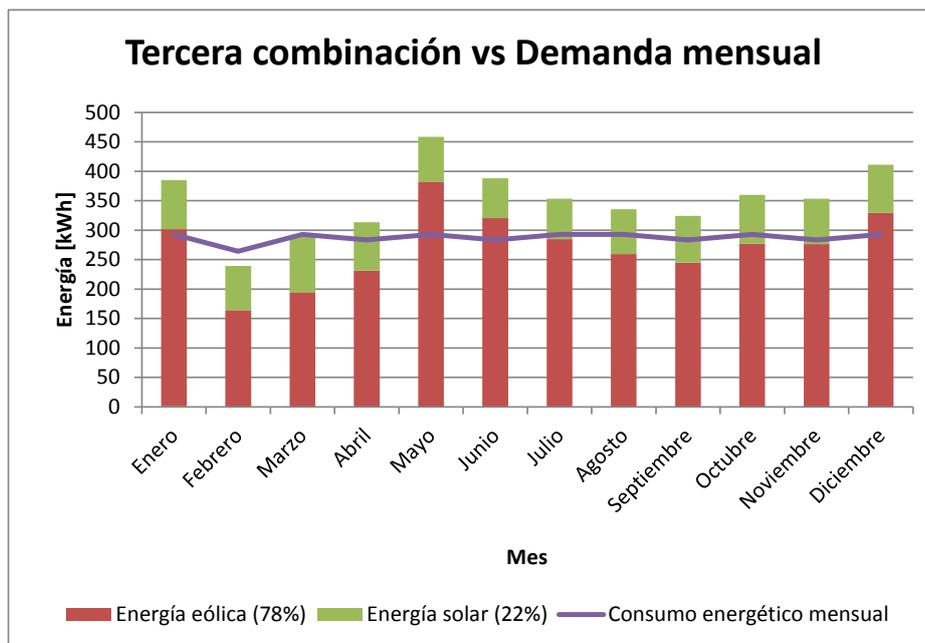


Figura 4.9.- Energía producida por la tercera combinación vs demanda mensual.⁸²

Considerando la cantidad total de energía producida, la energía solar representa el 22% y la eólica el 78% del total. La potencia nominal del sistema es de 3570 W. El valor de la energía y potencia, considerando solamente el costo de adquisición de los equipos, es de 1.62 \$/kWh y 1.90 \$/kW respectivamente.

▪ Cuarta combinación

Esta combinación se encuentra conformada por los siguientes equipos:

Tabla 4.20.- Datos generales de equipos que conforman la cuarta combinación.⁸³

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario [€]	Precio total [€]
Aerogenerador	Bornay	Bornay 3000	1	7552.56	7552.56
Controlador eólico	Ningbo Ginlong Technologies Co.	GCB-20K	1	600.00	600.00
Inversor eólico	SMA	Windy Boy-3300	1	2855.72	2855.72
TOTAL					11008.28

⁸² Elaboración propia.

⁸³ Elaboración propia.

A continuación se detalla los datos del análisis de compatibilidad entre los equipos principales de esta combinación.

Tabla 4.21.- Detalle de compatibilidad de aerogenerador Bornay 3000 con equipos de conexión a red.⁸⁴

Equipo	Aerogenerador	Controlador eólico		Inversor eólico	
		Entrada	Salida	Entrada	Salida
Voltaje	230 Vac	30 Vac a 500 Vac	30 Vdc a 750 Vdc	200 Vdc a 500 Vdc	220 Vac a 240 Vac
Corriente máx.	13.4 Aac	40 Aac	40 Adc + 30 Arms	20 Adc	18 Aac
Potencia nominal	3000 W	20 kW	12 kW	3100 W	3300 W
Potencia máxima	3080 W	20 kW	20 kW	3820 W	3600 W

A continuación se presenta la comparación entre la energía generada por la combinación y la demanda energética mensual.

Tabla 4.22.- Datos de demanda energética mensual y energía generada por la cuarta combinación.⁸⁵

Mes	Demanda total de energía [kWh/mes]	Energía eólica aprovechada [kWh/mes]	Diferencia [kWh/mes]
Enero	292.64	435.07	142.43
Febrero	264.32	255.06	-9.26
Marzo	292.64	298.21	5.57
Abril	283.20	342.90	59.70
Mayo	292.64	543.28	250.64
Junio	283.20	474.56	191.36
Julio	292.64	427.93	135.29
Agosto	292.64	398.54	105.90
Septiembre	283.20	366.41	83.21
Octubre	292.64	418.82	126.18
Noviembre	283.20	412.49	129.29
Diciembre	292.64	469.57	176.93
TOTAL	3445.60	4842.84	1397.24

En este caso se tiene un sistema de generación eólica, el cual al igual que la primera y segunda combinación, no tiene la capacidad de cubrir la demanda energética del mes de febrero, debido a la baja producción de energía eólica en este mes. La energía anual excedente de este sistema es de 1397.24 kWh.

La venta de excedentes energéticos se puede realizar utilizando cualquiera de las dos representaciones, explicados en la sección 4.6.1. La principal diferencia de este sistema comparado con las 3 combinaciones anteriores, es que en este caso la producción de

⁸⁴ Elaboración propia.

⁸⁵ Elaboración propia.

energía durante el día es mucho más irregular, ya que se pierde la complementariedad que brinda un sistema solar funcionando en paralelo, esto puede conllevar a generar algunos inconvenientes en la red donde se interconecta debido a la alta variabilidad en la producción de energía a lo largo del día.

Una desventaja que presenta este sistema, es la dificultad para incrementar la potencia instalada, ya que se tendría que cambiar el equipo por otro de mayor potencia o recurrir nuevamente a un sistema híbrido. Ambas opciones representan un incremento de la inversión y una reducción notable de la rentabilidad.

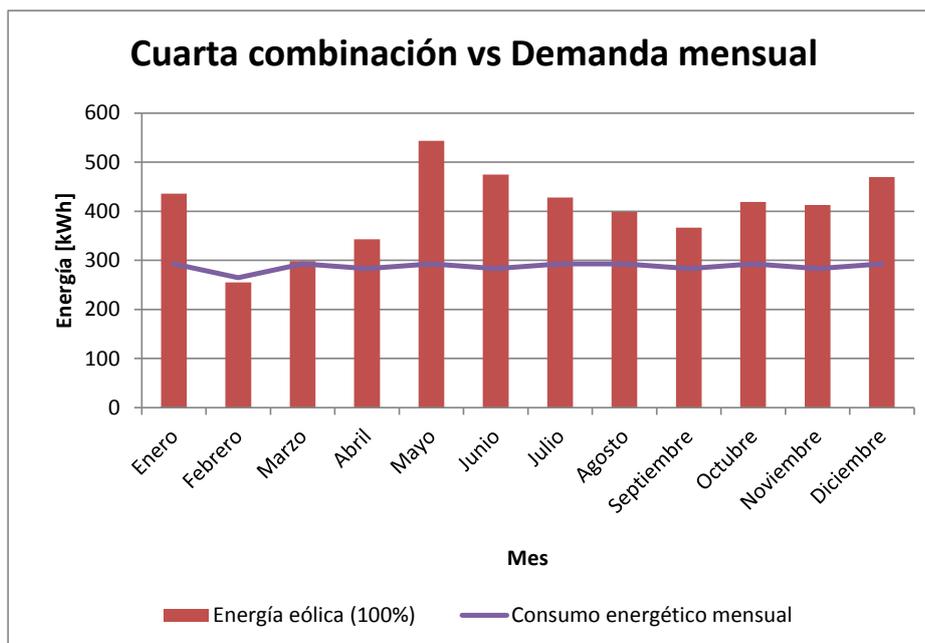


Figura 4.10.- Energía producida por la cuarta combinación vs demanda mensual.⁸⁶

En este caso la energía eólica producida representa el 100% del total, con una potencia instalada de 3000W. El valor de la energía y potencia, considerando solamente el costo de adquisición de los equipos, es de 2.27 \$/kWh y 3.67 \$/kW respectivamente.

▪ Quinta combinación

Esta combinación se encuentra conformada por los siguientes equipos:

Tabla 4.23.- Datos generales de equipos que conforman la quinta combinación.⁸⁷

Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio unitario [\$]	Precio total [\$]
Panel solar	Exiom Solution	EX-240P	10	403.48	4034.80
Inversor solar	SMA	Sunny Boy - 3000	1	1728.16	1933.38
TOTAL					5968.18

⁸⁶ Elaboración propia.

⁸⁷ Elaboración propia.

Tabla 4.24.- Detalle de compatibilidad de arreglo fotovoltaico de paneles solares Exiom Solution EX-240P conectados en serie con equipo de conexión a red.⁸⁸

Equipo	Paneles Solares		Inversor solar	
	Panel Solar	Arreglo PV	Entrada	Salida
Voltaje	30.8 Vdc	308 Vdc	268 Vdc a 480 Vdc	220/230/240 Vac
Corriente máx.	7.8 Adc	7.8 Adc	12 Adc	15 Aac
Potencia nominal	< 240 W	< 2400 W	< 3200 W	2750 W
Potencia máxima	240 W _p	2400 W _p	3200 W	3000 W

A continuación se presenta la comparación entre la energía generada por la combinación y la demanda energética mensual.

Tabla 4.25.- Datos de demanda energética mensual y energía generada por la quinta combinación.⁸⁹

Mes	Demanda total de energía [kWh/mes]	Energía solar aprovechada [kWh/mes]	Diferencia [kWh/mes]
Enero	292.64	350.81	58.17
Febrero	264.32	315.82	51.50
Marzo	292.64	396.54	103.90
Abril	283.20	346.50	63.30
Mayo	292.64	319.73	27.09
Junio	283.20	284.95	1.75
Julio	292.64	287.95	-4.69
Agosto	292.64	320.47	27.83
Septiembre	283.20	334.60	51.40
Octubre	292.64	350.81	58.17
Noviembre	283.20	323.20	40.00
Diciembre	292.64	344.37	51.73
TOTAL	3445.60	3975.75	530.15

En este caso se tiene un sistema de generación solar, el cual no tiene la capacidad de cubrir la demanda energética del mes de julio. La energía anual excedente de este sistema es de 530.15 kWh.

La venta de excedentes energéticos se puede realizar utilizando cualquiera de las dos representaciones, explicados en la sección 4.6.1. Al igual que la cuarta combinación, la producción de energía durante el día es irregular, con una producción nula de energía durante un tiempo prolongado de tiempo y cuando la demandad energética es alta ya que no existe la complementariedad brindada por un sistema eólico funcionando en paralelo, esto puede conllevar a generar algunos inconvenientes en la red donde se interconecta debido a la variabilidad en la producción de energía a lo largo del día.

⁸⁸ Elaboración propia.

⁸⁹ Elaboración propia.

En la figura 4.11 se visualiza de manera gráfica el ajuste mensual entre la demanda energética mensual y la energía generada por el sistema solar de esta combinación.

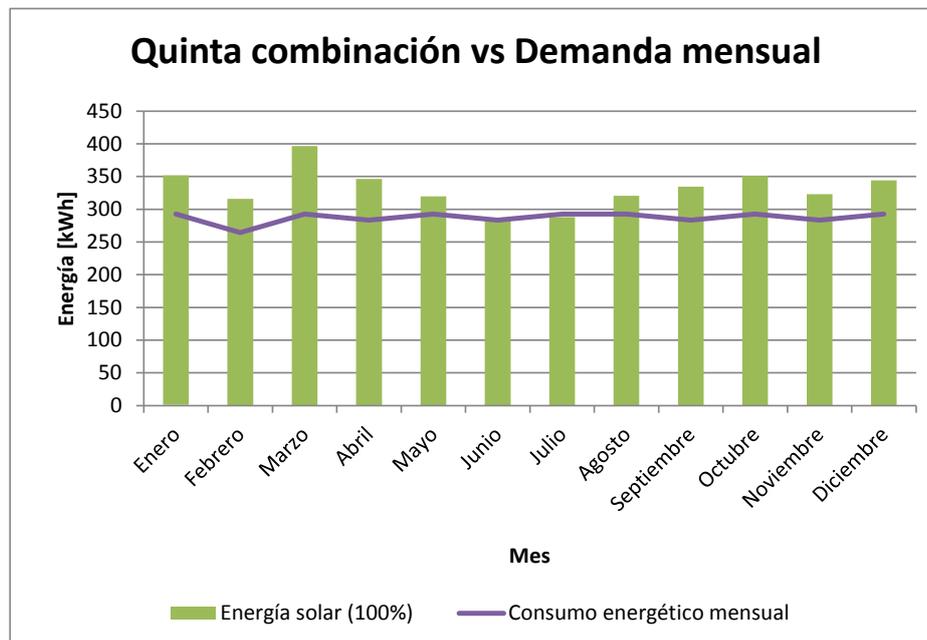


Figura 4.11.- Energía producida por la quinta combinación vs demanda mensual.⁹⁰

En este caso la energía solar producida representa el 100% del total, con una potencia instalada de 2400W. El valor de la energía y potencia, considerando solamente el costo de adquisición de los equipos, es de 1.50 \$/kWh y 2.49 \$/kW respectivamente.

- Sistema seleccionado

Para seleccionar aquella combinación con las mejores características, se debe elegir a aquel sistema que tenga la mejor relación de compromiso entre el costo y la eficiencia para abastecer la demanda a lo largo del tiempo, tanto diaria como anualmente.

En la tabla 4.26 se muestra un cuadro comparativo entre las características más resaltantes de cada combinación.

Tabla 4.26.- Cuadro comparativo de las características principales de cada combinación.⁹¹

Combinación	1	2	3	4	5
Tipo de sistema	Híbrido	Híbrido	Híbrido	Eólico	Solar
Energía generada [kWh/año]	3879.77	4055.24	4209.86	4842.84	3975.75
Energía excedente [kWh/año]	434.17	609.64	764.26	1397.24	530.15
Sobredimensionamiento ⁹²	13%	18%	22%	41%	15%
Potencia instalada [W]	2830	2960	3570	3000	2400
Precio de compra [\$]	6430.84	6233.92	6800.36	11008.28	5968.18
Costo de la potencia [\$/kW]	2.27	2.11	1.90	3.67	2.49
Costo de la energía [\$/kWh]	1.66	1.54	1.62	2.27	1.50

⁹⁰ Elaboración propia.

⁹¹ Elaboración propia.

⁹² Se obtiene dividiendo el valor de energía excedente entre la demanda energética anual.

Las combinaciones 4 y 5 que no son híbridas, presentan una serie de desventajas:

- Producción irregular de energía durante el día, debido a la falta de complementariedad de los recursos energéticos solar y eólico, característica propia de los sistemas híbrido.
- Menor confiabilidad del sistema en casos de falla.
- En el caso de la cuarta combinación, existe una mayor dificultad para incrementar la potencia instalada, debido que se tiene que recurrir a cambiar todo el equipo generador o rediseñar el sistema para convertirlo en un sistema híbrido, impactando significativamente la rentabilidad del proyecto.

Analizando las tres primeras combinaciones, aquella que presenta las mejores prestaciones es la segunda combinación, sus características más resaltantes son:

- El precio de adquisición de los equipos es el más bajo de las combinaciones híbridas.
- El costo de generación de energía es el más bajo de las tres combinaciones, cercano al costo de energía del sistema solar.⁹³
- Se tiene un sobredimensionamiento del 18%, capaz de cubrir las pérdidas ocasionadas por el rendimiento variable del inversor, el envejecimiento del sistema y otras pérdidas no consideradas en el análisis técnico del sistema. Sin llegar a sobredimensionar en exceso el sistema, que conlleve a una disminución de la rentabilidad de la instalación.

▪ Cálculo del factor de planta

Seleccionados los equipos principales que conforman el sistema híbrido, se puede proceder a calcular los factores de planta (también conocidos como factores de carga) del sistema.

El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, es decir generando con la potencia nominal de los equipos.

El factor de planta de un sistema de generación se calcula utilizando la ecuación 4.5.

$$F_p = \frac{E_{REAL}}{E_{PC}} \times 100 \% \quad (4.5)$$

Donde: F_p = Factor de planta [%]

E_{REAL} = Energía real generada [kWh]

E_{PC} = Energía generada a plena carga [kWh]

⁹³ El costo de energía generada es un valor referencial, considerando que un horizonte de tiempo de 1 año para la instalación. Se utiliza para evaluar el costo de generación de energía de las combinaciones en igualdad de condiciones.

Utilizando la ecuación 4.5 se procede a calcular los factores de planta de cada sistema (solar y eólico) y del sistema híbrido en general.

El factor de planta del sistema eólico es:

$$F_{P_{Eolico}} = \frac{2464.95 \text{ kWh / año}}{2 \text{ kW} \times 8760 \text{ h / año}} \times 100 \%$$

$$F_{P_{Eolico}} = 14.07 \%$$

El factor de planta del sistema solar es:

$$F_{P_{Solar}} = \frac{1590.30 \text{ kWh / año}}{0.96 \text{ kW} \times 8760 \text{ h / año}} \times 100 \%$$

$$F_{P_{Solar}} = 18.91 \%$$

El factor de planta del sistema híbrido es:

$$F_{P_{Hibrido}} = \frac{4055.24 \text{ kWh / año}}{2.96 \text{ kW} \times 8760 \text{ h / año}} \times 100 \%$$

$$F_{P_{Hibrido}} = 15.64 \%$$

4.6.3. Dimensionamiento del sistema eléctrico

El interconexión entre los diferentes equipos que conforman un sistema híbrido conectado a la red, requieren la presencia de una serie de dispositivos de protección ante fallas como cortocircuitos o sobretensiones; así mismo es de vital importancia dimensionar correctamente el cableado que va a ser utilizado, para minimizar las pérdidas y lograr un funcionamiento del sistema acorde a los parámetros necesarios para su conexión a la red.

En aquellos países donde la presencia de sistemas híbridos conectados a la red es común, el gobierno regula su instalación empleando una serie de reglamentos estipulados dentro de distintas normativas. Dado que en el Perú la presencia de sistemas como estos no se encuentran difundidos no existe un marco normativo ni regulatorio para su instalación, debido a esto, para dimensionar el sistema eléctrico del sistema híbrido, se utilizará el modelo establecido dentro de España y una serie de estándares internacionales que garantizan la correcta instalación eléctrica del sistema.

Los detalles y cálculos necesarios para la elección y dimensionamiento de los conductores eléctricos, el sistema de puesta a tierra y las protecciones para cada línea eléctrica dentro del interconexión del sistema híbrido se encuentran detallados en el Anexo F de esta tesis.

En La figura 4.12 se representa el diagrama unifilar del sistema híbrido.

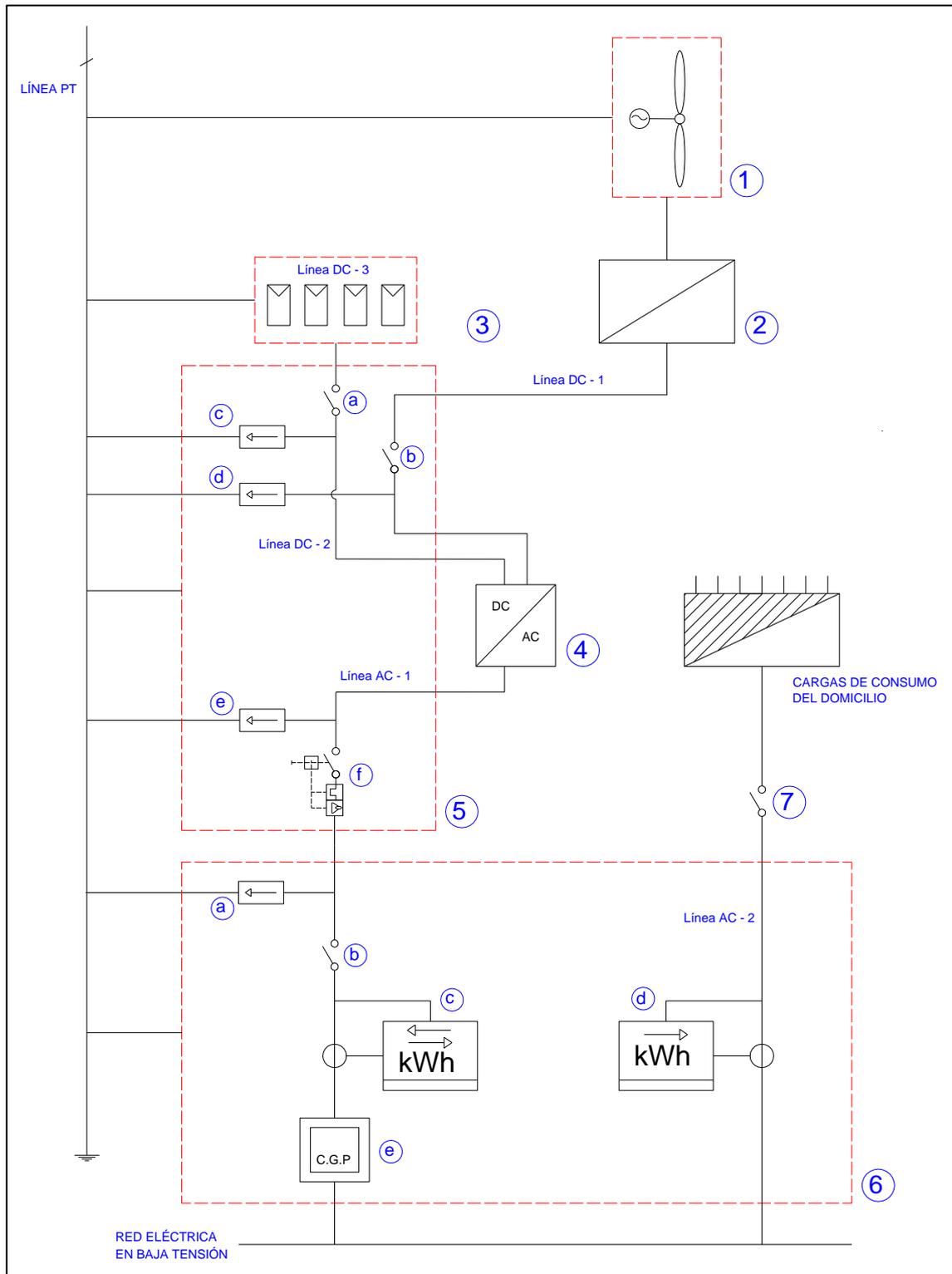


Figura 4.12.- Diagrama unifilar del sistema híbrido⁹⁴

En la tabla 4.27 se detalla las especificaciones técnicas de cada línea eléctrica del diagrama unifilar. En la tabla 4.28 se describe detalladamente cada uno de los ítems de la figura 4.12.

⁹⁴ Elaboración propia.

Tabla 4.27.- Especificaciones técnicas de líneas eléctricas del diagrama unifilar.⁹⁵

Código	Descripción	Tipo de cable	Marca	Cantidad
Línea DC-1	Línea eléctrica entre aerogenerador e inversor	Cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de 2x10 mm ²	Indeco	20 m
Línea DC-2	Línea eléctrica entre arreglo fotovoltaico e inversor	Cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de 2x10 mm ²	Indeco	15 m
Línea DC-2	Línea interpaneles	Cable CB/THW-90 de 6 mm ² cubierta negra	Indeco	6 m
Línea AC-1	Línea eléctrica entre aerogenerador e inversor	Cable NYY de 2x25 mm ²	Indeco	25 m
Línea PT	Línea de puesta a tierra principal	Conductor tipo THW-90 de 16 mm ² 450/750V de 7 hilos	Indeco	80 m
	Línea de puesta a tierra de las carcasas metálicas	Cable CB/THW-90 de 6 mm ² cubierta amarilla	Indeco	6 m

La línea AC-2, es la línea eléctrica actual que conecta a la red eléctrica de baja tensión con las cargas de consumo domiciliario, por tal motivo no se incluye dentro de los cálculos.

Tabla 4.28.- Descripción de ítems de la figura 4.12.⁹⁶

Código	Cantidad	Descripción
1	1	Aerogenerador Zonhan ZH-200
2	1	Controlador eólico Ningbo Ginlong Technologies Co. GCB-20K
3	4	Paneles solares Exiom Solution EX-240P
4	1	Inversor híbrido Zonhan GC-3.5K
5	1	Tablero de salida de corriente alterna
5-a	1	Interruptor termomagnético bipolar DC de 2x20 A
5-b	1	Interruptor termomagnético bipolar DC de 2x20 A
5-c	1	Descargador de sobretensiones clase C bipolar DC de 15 kA
5-d	1	Descargador de sobretensiones clase C bipolar DC de 15 kA
5-e	2	Descargador de sobretensiones clase C monofásico para corriente alterna de 10 kA
5-f	1	Interruptor combinado termomagnético de 2x25 A con diferencial de 30 mA (con unidad de reconexión automática)
6	1	Tablero de protección y medida
6-a	2	Descargador de sobretensiones clase B monofásico para corriente alterna de 15 kA
6-b	1	Interruptor de caja moldeada de 2x25 A
6-c	1	Medidor de energía bidireccional
6-d	1	Medidor de energía consumida monodireccional
6-e	2	Fusible monofásico de 25 A (caja general de protección)

El ítem 7 corresponde al interruptor de control de potencia actual del domicilio, motivo por el cual no se incluye dentro de los cálculos.

⁹⁵ Elaboración propia. Los detalles y cálculos necesarios para la elección y dimensionamiento de los conductores eléctricos se encuentran detallados en el Anexo F.

⁹⁶ Elaboración propia. Los cálculos necesarios para el dimensionamiento de las protecciones eléctricas se encuentran detallados en el Anexo F.

El esquema del interconexión entre paneles y el cableado de puesta a tierra del arreglo fotovoltaico se aprecia con mayor detalle en la figura 4.13.

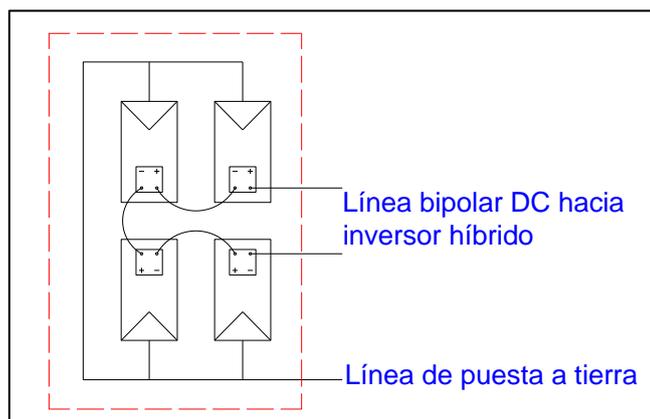


Figura 4.13.- Detalle del esquema de conexión del arreglo fotovoltaico⁹⁷

4.6.4. Montaje de equipos

Los componentes principales del sistema híbrido que han sido seleccionados, necesitan para su correcta operación y funcionamiento, la adquisición e instalación de unas estructuras de soporte, cuyo montaje debe realizarse de una manera adecuada y siguiendo una serie de pautas y recomendaciones, que permitan al sistema aprovechar al máximo el potencial energético de los recursos solar y eólico, operando con un rendimiento cercano al esperado.

Las pautas principales y las estructuras seleccionadas para el montaje de los equipos, se encuentran ampliamente detallados en el Anexo G de esta tesis.

4.6.5. Presupuesto del sistema híbrido

4.6.5.1. Presupuesto de equipos principales

Tabla 4.29.- Presupuesto de equipos principales del sistema híbrido.⁹⁸

Equipo	Cantidad	Precio unitario [S]	Precio total [S]
Aerogenerador Zonhan ZH-2000	1	1990.00	1990.00
Panel solar Exiom Solution EX-240P	4	403.48	1613.92
Controlador eólico Ningbo Ginlong Technologies Co. GCB-20K	1	600.00	600.00
Inversor híbrido Zonhan GC-3.5K	1	2030.00	2030.00
TOTAL			6233.92

⁹⁷ Elaboración propia.

⁹⁸ Elaboración propia.

4.6.5.2. Presupuesto del sistema eléctrico⁹⁹

Tabla 4.30.- Presupuesto de conductores para líneas de corriente continua y alterna.¹⁰⁰

Ítem	Denominación	Marca	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [S]	Total [S]
1	Cable concéntrico (SET) 2X10mm ²	INDECO	m	35	2.43	85.05
2	Cable CB/THW-90 de 6mm ² cubierta negra	INDECO	m	6	0.71	4.26
3	Cable NYY 2X25mm ²	INDECO	m	25	6.21	155.20
TOTAL						244.51

Tabla 4.31.- Presupuesto de sistema de puesta a tierra.¹⁰¹

Ítem	Denominación	Marca	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [S]	Total [S]
1	Cable THW-90 de 16mm ² 450/750V de 7 hilos	INDECO	m	80	1.82	145.66
2	Tubería conduit flexible FLEXIGUARD con protección de PVC de 3/4"	TMF	m	80	2.19	175.48
3	Cable CB/THW-90 de 6mm ² cubierta amarilla	INDECO	m	6	0.79	4.74
4	Varilla de cobre de 5/8" de diámetro y 2.4 m. de longitud	TECNOFIL	und	1	41.80	41.80
5	Tierra chacra (saco x 30kg)	SODIMAC	und	1	1.79	1.79
6	Caja de registro de cemento	THOR	und	1	7.59	7.59
7	Terminal de cobre de 90 A	METEL&A	und	6	1.06	6.39
8	Terminal de cobre de 10 A	METEL&A	und	12	0.18	2.19
9	Conector de bronce tipo AB	METEL&A	und	1	1.22	1.22
TOTAL						386.86

⁹⁹ El costo de cada componente del sistema eléctrico ha sido proporcionado por los proveedores nacionales REXEL PERU S.A.C., N&B electricidad industrial S.R.L. y Promotores eléctricos S.A.

¹⁰⁰ Elaboración propia. El precio de cambio utilizado ha sido de 1\$ = S./2.79 tomado al 20/06/2013.

¹⁰¹ Elaboración propia. El precio de cambio utilizado ha sido de 1\$ = S./2.79 tomado al 20/06/2013.

Tabla 4.32.- Presupuesto de tablero de salida de corriente alterna.¹⁰²

Ítem	Denominación	Marca	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [S]	Total [S]
1	Tablero de salida de corriente alterna para uso en interiores	NT&TV S.A.C.	und	1	50.75	50.75
2	Interruptor termomagnético bipolar para corriente continua BTIDIN de 2x20A	BTICINO	und	2	11.35	22.69
3	Interruptor termodiferencial STD SALVAVITA de 2x25A, 30mA y 230V con unidad de reconexión automática	BTICINO	und	1	43.92	43.92
4	Descargador de sobretensiones clase C bipolar para corriente continua de 15kA	SCHNEIDER	und	2	87.13	174.25
5	Descargador de sobretensiones clase C monofásico para corriente alterna de 10kA	SCHNEIDER	und	2	56.40	112.79
TOTAL						404.41

Tabla 4.33.- Presupuesto de tablero de protección y medida.¹⁰³

Ítem	Denominación	Marca	Unidad	Cantidad	Precio Unitario [S]	Total [S]
1	Tablero de protección y medida para uso en exteriores, tipo techo inclinado.	NT&TV S.A.C.	und	1	71.13	71.13
2	Descargador de sobretensiones clase B monofásico para corriente alterna de 15kA.	SCHNEIDER	und	2	91.27	182.54
3	Interruptor termomagnético EASYTIKER fijo en caja moldeada de 2P – 40A y poder de corte de 10kA.	BTICINO	und	1	46.99	46.99
4	Fusible cerámico cilíndrico de 40A monofásico con caja de protección.	STRONGER	und	2	2.21	4.42
5	Medidor de energía monofásico bidireccional.	ELSTER	und	1	67.60	67.60
5	Medidor de energía monofásico unidireccional.	STRONGER	und	1	13.89	13.89
TOTAL						386.57

¹⁰² Elaboración propia. El precio de cambio utilizado ha sido de 1\$ = S./2.79 tomado al 20/06/2013.

¹⁰³ Elaboración propia. El precio de cambio utilizado ha sido de 1\$ = S./2.79 tomado al 20/06/2013.

Tabla 4.34.- Presupuesto general del sistema eléctrico.

Componente	Costo
Conductores eléctricos	244.51
Sistema de puesta a tierra	386.86
Tablero de salida de corriente alterna	404.41
Tablero de protección y medida	386.57
TOTAL (USD)	1422.35

4.6.5.3. Presupuesto de estructuras

Tabla 4.35.- Presupuesto de estructuras de soporte de equipos.¹⁰⁴

Descripción	Precio
Torre para aerogenerador de 12 m	850.00
Estructuras metálicas de acero galvanizado tipo mesa (10 m ²)	850.00
TOTAL (USD)	1700.00

4.6.5.4. Presupuesto de transporte, instalación y mano de obra

Tabla 4.36.- Presupuesto de transporte, instalación y mano de obra.¹⁰⁵

Descripción	Precio
Costo de mano de obra para instalaciones eléctricas	300.00
Transporte, instalación y montaje de aerogenerador	1000.00
Transporte y montaje de estructuras y paneles solares	800.00
TOTAL (USD)	2100.00

4.6.5.5. Presupuesto general

Tabla 4.37.- Presupuesto general del sistema híbrido.

Descripción	Costo
Equipos principales	6233.92
Sistema eléctrico	1422.35
Estructuras	1700.00
Transporte instalación y mano de obra	2100.00
SUBTOTAL (USD)	11456.27
IGV¹⁰⁶ 18% (USD)	2062.13
TOTAL (USD)	13518.40

¹⁰⁴ Elaboración propia. Los precios han sido proporcionados por el proveedor nacional Proviento S.A.C.

¹⁰⁵ Elaboración propia. Los precios han sido proporcionados por el proveedor nacional Proviento S.A.C.

¹⁰⁶ IGV: Impuesto General a las Ventas.

Capítulo 5 Análisis económico y financiero

5.1. Costo de la energía eólica y solar

El costo las instalaciones eólicas y fotovoltaicas han experimentado muchas variaciones desde el inicio de su comercialización en el mercado internacional, con notables reducciones del costo de instalación, hasta situarse actualmente en rangos promedios de 3 a 5 \$/Wp para las instalaciones fotovoltaicas y de 2 a 8 \$/W para las instalaciones eólicas. El costo depende de la capacidad instalada, cuanto más grande es ésta, el costo de la instalación se reduce. Esto quiere decir que para instalaciones más pequeñas, como el sistema híbrido que se estudia en esta tesis el costo esperado será mayor.

En la figura 5.1 y en la tabla 5.1 se aprecia claramente la relación inversa entre la capacidad instalada y el costo total de la instalación para sistemas fotovoltaicos y eólicos.

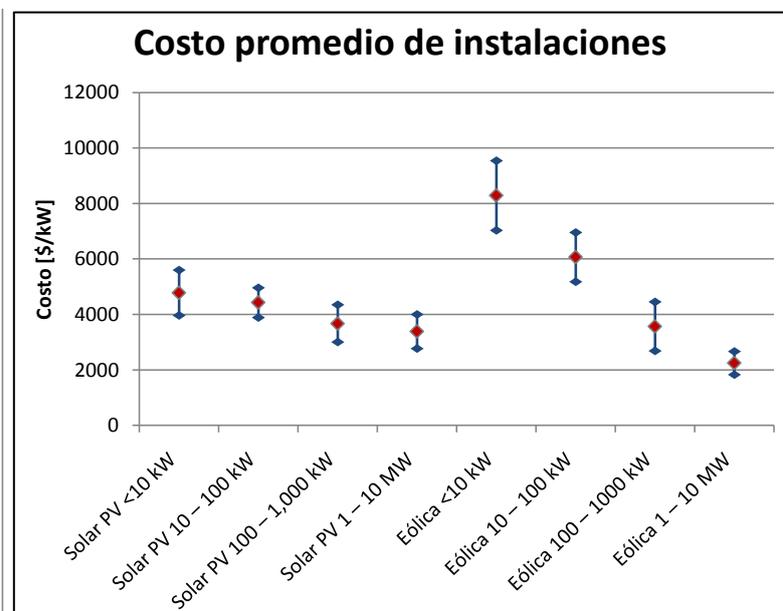


Figura 5.1.- Costo promedio de instalaciones solares y fotovoltaicas.¹⁰⁷

¹⁰⁷ Fuente: Reporte anual de estimación de costos del 2012 del National Renewable Energy Laboratory.

Tabla 5.1.- Costo promedio de instalaciones solares y eólicas.¹⁰⁸

Tipo de instalación	Costo promedio de la instalación [\$/kW]	Desviación estándar del costo de instalación [± \$/kW]
Solar PV <10 kW	4779	820
Solar PV 10 – 100 kW	4425	537
Solar PV 100 – 1000 kW	3671	673
Solar PV 1 – 10 MW	3383	614
Eólica <10 kW	8286	1254
Eólica 10 – 100 kW	6066	887
Eólica 100 – 1000 kW	3567	887
Eólica 1 – 10 MW	2242	417

5.2. Análisis económico

Aquello que otorga el paso decisivo entre el diseño y la ejecución de un proyecto, es un análisis de factibilidad económica. Para que un sistema alcance esta factibilidad, la inversión que se tiene proyectada debe mostrar un adecuado retorno, en un horizonte de tiempo adecuado.

En un análisis económico se considera que el financiamiento del proyecto es mediante el uso de un capital propio. Este capital invertido, deberá ser analizado en el tiempo utilizando una tasa de costo de oportunidad del capital la cual permitirá obtener unos indicadores financieros sobre la rentabilidad del proyecto.

5.2.1. Conceptos financieros

En todo análisis económico-financiero de un proyecto de inversión se utilizan una serie de términos e indicadores financieros, entre estos se encuentran el Costo de Oportunidad del Capital (COK), el Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC), el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Retorno de la Inversión (ROI) a continuación se definirá brevemente el concepto de cada uno de estos términos e indicadores, para un mejor entendimiento del análisis del proyecto.

- Costo de Oportunidad del Capital (COK)

También conocido como tasa de descuento, es el rendimiento esperado de la mejor alternativa de inversión con un riesgo similar al del proyecto en ejecución. En el caso de una empresa, la evaluación del COK está en función de los rendimientos en el mercado que tiene la compañía y el valor generado para el propietario o los accionistas.

En el caso que el inversionista sea una persona natural, como su sucede en el presente estudio, la mejor inversión que se puede realizar con un riesgo mínimo, es la inversión del

¹⁰⁸ Fuente: Reporte anual de estimación de costos del 2012 del National Renewable Energy Laboratory.

capital dentro de una entidad bancaria con una determinada tasa de interés. La tasa de interés en dólares más alta dentro del mercado financiero nacional es de 3.58%¹⁰⁹.

- Promedio Ponderado del Costo de Capital (WACC)

“Es una tasa de descuento que mide el costo del capital, entendido éste, como una media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos”¹¹⁰. Los recursos de terceros, pueden estar conformados por cualquier tipo de deuda, ya se emitida en forma de obligaciones o mediante un préstamo adquirido.

El financiamiento de un proyecto utilizando el recurso de terceros, generalmente se reserva para aquellos proyectos con una alta inversión inicial de capital, donde la tasa de interés de la deuda es más bajo que el COK, o donde la rentabilidad interna del proyecto y margen de ganancias son muy elevados. En el caso del estudio realizado en esta tesis, no existe ninguno de estos escenarios, motivo por el cual el valor de la WACC será igual al valor planteado inicialmente para el COK.

- Valor actual neto (VAN)

Es el valor actual de la inversión y los flujos netos, es decir, flujos en los cuales en cada período ya se efectuó el cálculo de ingresos menos egresos del proyecto.

La tasa de descuento que se utiliza es el COK, esta tasa se puede considerar como un costo adicional del proyecto, que castiga los beneficios futuros (ya que los disminuye) debido a que hoy éstos no son efectivos.

El criterio de decisión es el siguiente:

- $VAN > 0$, es recomendable realizar la inversión. Indica que se obtendrá una ganancia respecto a la mejor alternativa de inversión.
- $VAN = 0$, es indiferente que se elija la inversión propuesta o se invierta en la mejor alternativa. Es decir, la rentabilidad que proporcionan es la misma.
- $VAN < 0$, el inversionista deja de ganar respecto a su mejor alternativa, por lo que no es conveniente realizar el proyecto.

- Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Es una tasa porcentual que indica la rentabilidad promedio periódica que generan los fondos que permanecen invertidos en el proyecto. Desde un punto de vista matemático, la TIR es aquella tasa de interés que hace igual a cero el VAN de un flujo de fondos.

El criterio de decisión para la TIR es el siguiente:

- $TIR > COK$, es recomendable realizar la inversión. La rentabilidad que proporciona el proyecto es mejor que la rentabilidad que proporciona la mejor alternativa de inversión.

¹⁰⁹ Información extraída de la página web de la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú (SBS): http://www.sbs.gob.pe/app/stats/TasaDiaria_6B.asp

¹¹⁰ Definición extraída de: <http://www.investopedia.com/terms/w/wacc.asp>

- $TIR = COK$, es indiferente que se elija el proyecto o se invierta en la mejor alternativa. Es decir, la rentabilidad que proporcionan es la misma.
- $TIR < COK$, no es conveniente realizar el proyecto. La rentabilidad del proyecto es menor que la mejor alternativa de inversión.

Conocidos de manera general ambos conceptos, se procede a evaluar el grado de rentabilidad del proyecto para las siguientes representaciones de los ingresos:

- *Retorno de la inversión (ROI)*

Es un indicador financiero que permite determinar el periodo de tiempo en el cual la inversión realizada puede ser recuperada. Para su cálculo se utiliza el valor de flujo de fondos netos del proyecto, actualizados con la tasa de descuento COK.

5.2.2. Egresos del proyecto

Los egresos anuales del proyecto en estudio, están conformados por el costo de operación y mantenimiento del sistema y el costo de reemplazo de los equipos al finalizar su período de vida útil.

5.2.2.1. Costo anual de operación y mantenimiento

Hay numerosas fuentes bibliográficas que proporcionan información acerca de los costos anuales de operación y mantenimiento, a continuación se muestran algunos de los valores típicos a usar.

- *Según el NREL*

Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL), los costos anuales de operación y mantenimiento de plantas eólicas y solares, oscilan entre los valores que se muestran a continuación en la tabla 5.2:

Tabla 5.2.- Costo anual de operación y mantenimiento de instalaciones solares y eólicas.¹¹¹

Tipo de instalación	Costo anual de O&M [\$/kW]	Desviación estándar del costo anual de O&M [+/- \$/kW]
Solar PV <10 kW	29	20
Solar PV 10 – 100 kW	26	19
Solar PV 100 – 1,000 kW	24	13
Solar PV 1 – 10 MW	22	10
Eólica <10 kW	38	22
Eólica 10 – 100 kW	44	11
Eólica 100 – 1000 kW	38	6
Eólica 1 – 10 MW	46	19

¹¹¹ Fuente: Reporte anual de estimación de costos del 2012 del National Renewable Energy Laboratory .

Como se aprecia en la tabla 6.4, el costo anual promedio de operación y mantenimiento de una planta solar con una potencia instalada menor a 10 kW es de 29\$/kW y su costo anual máximo puede llegar a los 49\$/kW. Mientras que en el caso de una planta eólica de similar magnitud de potencia instalada, el costo anual promedio oscila alrededor de los 38\$/kW y el costo anual máximo es de aproximadamente 60\$/kW. A partir de estos valores se estima que el costo anual de operación y mantenimiento de un sistema híbrido como el que se analiza, oscilaría entre los 67 y 109 dólares anuales como máximo.

- Según el WREN¹¹²

Según el World Renewable Energy Network (WREN), los costos anuales de operación y mantenimiento de plantas solares y eólicas, oscilan entre los valores que se muestran en las tablas 5.3 y 5.4.

Tabla 5.3.- Costo anual de operación y mantenimiento de instalaciones solares

Tipo de instalación	Costo anual de O&M [€]
Solar PV 0.5 kWp	30
Solar PV 1 kWp	33
Solar PV 1.5 kWp	37
Solar PV 2 kWp	40
Solar PV 2.5 kWp	44

Tabla 5.4.- Costo anual de operación y mantenimiento de instalaciones eólicas

Tipo de instalación	Costo anual de O&M [€]
Eólica 275 W	50
Eólica 640 W	50
Eólica 1760 W	50
Eólica 3500 W	55
Eólica 6500 W	60

La instalación solar cuya potencia se acerca mejor a la potencia solar instalada en el sistema híbrido, es la de 1 kWp. Mientras que en el caso de la instalación eólica la más próxima es aquella de 1760 W. Los costos de operación y mantenimiento para estas instalaciones son de 33€ y 50€ respectivamente. Esto implica un costo anual de operación y mantenimiento de aproximadamente 83€ o 108.73 dólares¹¹³.

¹¹² WREN: World Renewable Energy Network. Información obtenida de la referencia [34]

¹¹³ El precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

- Según otras fuentes

Según la American Wind Energy Association (AWEA)¹¹⁴ y el Departamento de energía de EE.UU.¹¹⁵ el costo anual promedio de operación y mantenimiento para sistemas residenciales conectados a la red, es equivalente al 1% de costo inicial de la instalación, por lo que en este caso el valor ascendería a 135.18 dólares al año.

El valor más conservador y que será utilizado para el análisis económico del proyecto, es el que asciende al 1% del costo inicial de la instalación.

5.2.2.2. Costo de reemplazo de equipos

El cálculo del costo de reemplazo involucra un flujo de efectivo que no es anual, sino que viene determinado por el tiempo de vida del componente. Este costo de reemplazo involucra a aquellos componentes del sistema, cuyo tiempo de vida es menor a la duración del proyecto o al horizonte de tiempo establecido.

El tiempo de vida útil estimado de los equipos principales del sistema híbrido, es proporcionado generalmente por el fabricante del equipo, de no ser así hay numerosas fuentes bibliográficas al respecto. En la tabla 5.5 se señala los tiempos de vida esperados para cada uno de los equipos principales y cuyo precio de adquisición es notablemente representativo frente al capital inicial de instalación.

Tabla 5.5.- Vida útil de equipos principales del sistema.¹¹⁶

Equipo	Paneles solares	Aerogenerador	Controlador	Inversor
Vida útil (años)	25	20	15	15

En el caso de los paneles solares, el fabricante garantiza en los primeros 10 años de funcionamiento, un rendimiento mínimo del 90% de lo esperado. Y después de los 25 años de funcionamiento, un rendimiento mínimo del 80%. En el caso del aerogenerador, la vida útil normalmente estimada es mayor a los 20 años¹¹⁷, según los datos del fabricante el garantiza su correcto funcionamiento con un mantenimiento menor durante 20 años.

De acuerdo a las especificaciones de los fabricantes, se garantiza una vida útil de 15 años tanto para el inversor como para el controlador del aerogenerador. Con respecto al sistema eléctrico y las estructuras de montaje, el tiempo de vida útil es mayor a los 25 años, con la realización de un adecuado mantenimiento.

En este caso, los únicos equipos que deberán ser reemplazados son el controlador eólico e inversor, cuya reinversión de capital se efectuará en el año 15 del proyecto.

¹¹⁴ Información obtenida de: "AWEA - Small Wind Turbine Global Market Study of 2008"

¹¹⁵ Información obtenida de: "U.S. Department of Energy - Solar Technologies Market Report of 2010"

¹¹⁶ Información obtenida en datos de garantía del fabricante y en la referencia [34]

¹¹⁷ Dato señalado en la referencia [34]

5.2.3. Ingresos del proyecto

En la sección 4.6.1 de la presente tesis, se menciona que existen dos representaciones usualmente utilizadas para la venta de la energía producida y el tratamiento de los excedentes energéticos.

- Primera representación (*Reducción del monto facturado por el consumo de energía eléctrica*)

En esta representación, la empresa distribuidora se encarga de registrar la energía sobreproducida, para luego facturar al usuario el cobro mínimo establecido en la tarifa del contrato de suministro normal y otorgar un plazo de algunos meses o un año para ser utilizados, cuando la producción de energía sea menor al consumo. Este tipo de contrato es más común en aquellos países donde recién se está comenzando a incentivar el crecimiento de sistemas de generación de energía limpia, y en los cuales ya existe un conjunto de incentivos promulgados por el gobierno que facilita la obtención del capital inicial, mediante la otorgación de créditos o exoneración de impuestos.

- Segunda representación (*Compra y venta de energía eléctrica generada*)

La energía producida por el sistema es comprada por la empresa distribuidora de energía eléctrica a un precio determinado, usualmente un tanto menor a su costo de venta de la energía. Esta forma de contrato de compra y venta es común en países donde se lleva muchos años contribuyendo con el desarrollo y crecimiento de microredes con sistemas de generación de energía limpia, y donde la energía eléctrica residencial tiene un alto costo. En estos países existen normas y reglamentos para pequeños autoprodutores de energía, además de incentivos que vuelven económicamente factibles la instalación de sistemas de este tipo, al ser tratados y remunerados de manera diferente que los grandes productores.

Dado que el Perú no existe algún decreto o norma que reglamente los márgenes del costo de venta de la energía producida, no es factible utilizar la segunda representación de ingresos. En cambio, la primera representación de ingresos mediante la reducción del monto facturado por el consumo de energía eléctrica, se adapta mucho mejor al escenario actual del país.

El costo de la energía eléctrica para usuarios residenciales con consumos mayores a 100 kWh por mes, es de 0.174 \$/kWh incluyendo el IGV.¹¹⁸

Se realizará un análisis económico para ambos tipos de representación de ingresos y se analizará que factores garantizan la rentabilidad del sistema en estos dos casos. Así también, se analizará que pautas y medidas deberán adoptarse para lograr la viabilidad económica del proyecto.

¹¹⁸ Dato proporcionado por Electronoroeste S.A. al 04/03/13, para usuarios con consumos mensuales mayores a 100 kWh, bajo la tarifa BT5B Residencial.

5.2.4. Flujo de fondos del proyecto

El análisis de flujo de efectivo o flujo de fondos del proyecto, se determina mediante la diferencia entre los ingresos y egresos generados anualmente por el proyecto. En el presente estudio se considerará un pago de impuesto a la renta del 30% y una depreciación de los activos de la instalación, en función del tiempo de su vida útil.¹¹⁹ En la tabla 5.6 se muestra el período de depreciación de los activos y el monto anual depreciado.

Tabla 5.5.- Vida útil de equipos principales del sistema.¹²⁰

Equipo	Paneles solares	Aerogenerador	Controlador	Inversor	Instalaciones
Tiempo de depreciación	25 años	20 años	15 años	15 años	25 años
Monto total (Inc. IGV)	1904.43 \$	2348.20 \$	708.00 \$	2395.40 \$	3684.37 \$
Monto anual depreciado	76.18 \$	117.41 \$	47.20 \$	159.69 \$	147.37 \$

El monto total de los equipos principales ha sido extraído de la tabla 4.29 del Capítulo 4. El monto de las instalaciones es igual a la suma del monto del sistema eléctrico y las estructuras de soporte, los cuales han sido extraídos de la tabla 4.37. Todos los valores mostrados en la tabla 5.5 incluyen el IGV.

Se utilizará un horizonte de tiempo de 20 años para realizar el análisis económico del proyecto. En las figuras 5.2 y 5.3 se muestra el flujo de fondos del proyecto y los indicadores financieros principales para la primera y segunda representación de ingresos respectivamente.

¹¹⁹ Fuente: <http://www.sunat.gob.pe/legislacion/renta/>

¹²⁰ Elaboración propia. Información obtenida de las tablas 4.29 y 4.37 del Capítulo 4.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Inversión inicial [US\$]	-13,518.40																					
DEPRECIACIÓN																						
Aerogenerador [US\$]		-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41
Paneles solares [US\$]		-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18
Controlador eólico [US\$]		-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20
Inversor híbrido [US\$]		-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69
Instalaciones [US\$]		-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37
Depreciación total [US\$]		-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86
INGRESOS																						
Precio de energía [US\$/kWh]	0.174																					
Energía generada [kWh]		3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60
Ingresos anuales [US\$]		599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53	599.53
EGRESOS																						
Costo por O&M [US\$]		-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18
Costo por reemplazo de equipos [US\$]																						
Egresos anuales [US\$]		-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18
Utilidad operativa [US\$]		-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-3,186.90	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50
Impuesto a la renta (30%) [US\$]		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Utilidad neta [US\$]		-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-3,186.90	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50	-83.50
Depreciación [US\$]		547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86
Valor de rescate [US\$]																						3186.69
Flujo de fondos [US\$]	-13,518.40	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	-2,639.05	464.35	464.35	464.35	464.35	464.35	3,651.04
Flujo de fondos (@3.58%) [US\$]	-13,518.40	448.30	432.81	417.85	403.41	389.46	376.00	363.01	350.46	338.35	326.65	315.36	304.46	293.94	283.78	-1,557.07	264.50	255.36	246.54	238.01	230.75	1,806.75
Valor recuperado [US\$]	-13,518.40	-13,070.10	-12,637.29	-12,219.44	-11,816.04	-11,426.58	-11,050.57	-10,687.57	-10,337.11	-9,998.76	-9,672.11	-9,356.74	-9,052.28	-8,758.34	-8,474.56	-10,031.63	-9,767.13	-9,511.77	-9,265.23	-9,027.22	-8,792.46	-8,567.46
VAN (@3.58%) [US\$]		-7,220.46																				
TIR		-2.78%																				
ROI		-																				

Figura 5.2.- Análisis económico y flujo de fondos del proyecto utilizando la primera representación de ingresos.¹²¹

¹²¹ Elaboración propia. Modelo de análisis económico basado en las normas internacionales del “Institute of International Finance”.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversión inicial [US\$]	-13,518.40																				
DEPRECIACIÓN																					
Aerogenerador [US\$]		-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41	-117.41
Paneles solares [US\$]		-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18	-76.18
Controlador eólico [US\$]		-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20	-47.20
Inversor híbrido [US\$]		-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69	-159.69
Instalaciones [US\$]		-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37	-147.37
Depreciación total [US\$]		-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86	-547.86
INGRESOS																					
Precio de energía generada [US\$/kWh]	0.174																				
Energía generada [kWh]		4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24	4,055.24
Ingresos anuales [US\$]		705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61	705.61
EGRESOS																					
Costo por O&M [US\$]		-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18	-135.18
Precio de energía consumida [US\$/kWh]	0.174																				
Energía generada [kWh]		3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60	3,445.60
Costo anual de energía consumida [US\$]		-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53	-599.53
Costo por reemplazo de equipos [US\$]																					
Egresos anuales [US\$]		-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-3,838.12	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72	-734.72
Utilidad operativa [US\$]		-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-3,680.36	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96
Impuesto a la renta (30%) [US\$]																					
Utilidad neta [US\$]		-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-3,680.36	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96	-576.96
Depreciación [US\$]		547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86	547.86
Valor de rescate [US\$]																					3186.69
Flujo de fondos [US\$]	-13,518.40	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	-3,132.51	-29.11	-29.11	-29.11	-29.11	3,157.59
Flujo de fondos (@3.58%) [US\$]	-13,518.40	-28.10	-27.13	-26.19	-25.29	-24.41	-23.57	-22.75	-21.97	-21.21	-20.48	-19.77	-19.08	-18.42	-17.79	-1,848.22	-16.58	-16.01	-15.45	-14.92	1,562.56
Valor recuperado [US\$]	-13,518.40	-13,546.50	-13,573.63	-13,599.82	-13,625.11	-13,649.52	-13,673.09	-13,695.84	-13,717.81	-13,739.02	-13,759.50	-13,779.26	-13,798.35	-13,816.77	-13,834.56	-15,682.78	-15,699.36	-15,715.37	-15,730.82	-15,745.74	-14,183.18
VAN (@3.58%) [US\$]	-14,183.18																				
TIR	-11.25%																				
ROI	-																				

Figura 5.3.- Análisis económico y flujo de fondos del proyecto utilizando la segunda representación de ingresos.¹²²

¹²² Elaboración propia. Modelo de análisis económico basado en las normas internacionales del “Institute of International Finance”.

En el caso del análisis económico de la segunda representación, se ha utilizado un precio de venta igual al precio de compra de energía, debido que no existe ninguna referencia dentro del marco normativo nacional que permita utilizar algún otro valor.

El pago anual del impuesto a la renta, equivalente al 30% de la utilidad operativa (ingresos menos egresos), es nulo en todo el horizonte de tiempo del proyecto para ambos casos, esto se debe al valor negativo de la utilidad. Usualmente cuando se tiene una utilidad operativa negativa en algún periodo del proyecto, ésta se utiliza para amortizar y disminuir el pago de impuesto a la renta en los siguientes períodos, en los cuales la utilidad tiene un valor positivo. Pero dado que en ambos casos, a lo largo del análisis económico no se tiene una utilidad positiva, el pago anual de impuesto a la renta es nulo.

El valor rescate que aparece en el análisis económico de las figuras 5.2 y 5.3, hace referencia al valor contable de aquellos activos que no han sido depreciados totalmente, este el caso de los paneles solares y las instalaciones, los cuales tienen un tiempo de vida 5 años mayor al horizonte de tiempo del proyecto. Así también, el controlador eólico e inversor híbrido al ser renovados en el año 15 del proyecto, sólo se llegan a depreciar durante 5 años, por lo cual tienen un valor contable de 10 años al final del horizonte de tiempo del análisis económico.

Los indicadores financieros obtenidos para ambas representaciones se muestran a continuación en el cuadro comparativo de la tabla 5.6.

Tabla 5.6.- Indicadores financieros obtenidos para ambas representaciones de ingresos.¹²³

	Primera representación	Segunda representación
Precio de la energía [US\$/kWh]	0.174	0.174 (Compra) / 0.174 (Venta)
Tasa WACC	3.58%	3.58%
VAN [US\$]	-7220.46	-14183.18
TIR	-2.78%	-11.25%
ROI [Años]	-	-

Se aprecia que la rentabilidad del proyecto es negativa en ambas representaciones. En el caso de la segunda representación la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es notablemente más negativa que en la primera representación. A esto se suma que se está considerando que el total de la energía producida es vendida, por lo cual se deja de tener un margen que contemple las pérdidas por el rendimiento variable del inversor, el envejecimiento del sistema y otras no consideradas en el análisis técnico del sistema híbrido.

5.3. Análisis financiero

A continuación se analizará y cuantificará financieramente el nivel de influencia del precio de la energía, respecto a la rentabilidad del proyecto. Así también se analizará el impacto de algunos incentivos que puedan contribuir a una mejora en la rentabilidad, como la exoneración del pago de impuesto a la renta y la depreciación acelerada de los activos.

¹²³ Elaboración propia. Datos obtenidos de las Figuras 5.2 y 5.3.

5.3.1. Influencia del precio de la energía en la rentabilidad del proyecto

El precio de la energía se encuentra directamente relacionado con los ingresos del proyecto, por tal motivo al aumentar éste valor, la rentabilidad del proyecto se verá beneficiada. En las tablas 5.7 y 5.8 se muestra la variación de los indicadores financieros principales para distintos precios de la energía.

Tabla 5.7.- Influencia del precio de la energía en la rentabilidad del proyecto para la primera representación de ingresos.¹²⁴

Precio de la energía [\$/kWh]	Retorno de la inversión [Años]	VAN [\$]	TIR [%]
0.361	20	0	3.58
0.488	15	4364.32	6.74
0.596	10	8047.18	9.21
1.026	5	22666.3	18.05

Tabla 5.8.- Influencia del precio de la energía en la rentabilidad del proyecto para la segunda representación de ingresos.¹²⁵

Precio de la energía producida [\$/kWh]	Retorno de la inversión [Años]	VAN [\$]	TIR [%]
0.454	20	0	3.58
0.563	15	4364.32	6.74
0.655	10	8047.18	9.21
1.019	5	22666.3	18.05

En la figura 5.4 se muestra la relación inversa entre el precio de la energía y periodo de retorno de la inversión, para ambas representaciones de ingresos del proyecto.

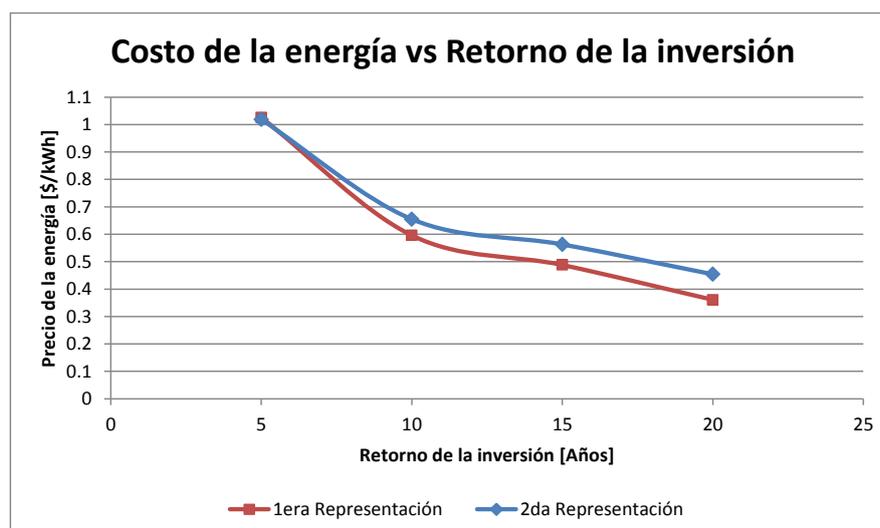


Figura 5.4.- Relación entre el costo de la energía y el periodo de retorno de la inversión.¹²⁶

¹²⁴ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.2.

¹²⁵ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.3.

¹²⁶ Elaboración propia. Se utiliza los datos resumidos en las tablas 5.7 y 5.8.

En la figura 5.4 se aprecia que el precio de la energía incrementa linealmente para periodos de retorno de la inversión comprendidos entre 10 y 20 años, en los cuales la primera representación de ingresos es una mejor alternativa de inversión, ya que genera la misma utilidad con un precio menor de la energía. En cambio para periodos más cortos, comprendidos entre los 5 y 10 primeros años del proyecto, el precio de la energía aumenta exponencialmente, convirtiéndose en la mejor alternativa de inversión, en este caso, la segunda representación de ingresos.

5.3.2. Impacto de incentivos en la rentabilidad del proyecto

5.3.2.1. Exoneración de impuesto a la renta

Al exonerarse el pago del 30% de la utilidad operativa, la utilidad neta del proyecto aumenta, esto se refleja en una mejora sustancial de la rentabilidad del proyecto. A continuación se analizará el impacto que tiene la exoneración de éste impuesto en el precio de la energía para distintos períodos de retorno de la inversión.

Tabla 5.9.- Impacto de exoneración de impuesto a la renta en el precio de la energía para la primera representación de ingresos.¹²⁷

Retorno de la inversión [Años]	Precio de la energía (Con impuesto a la renta) [\$/kWh]	Precio de la energía (Sin impuesto a la renta) [\$/kWh]
20	0.361	0.323
15	0.488	0.41
10	0.596	0.477
5	1.026	0.777

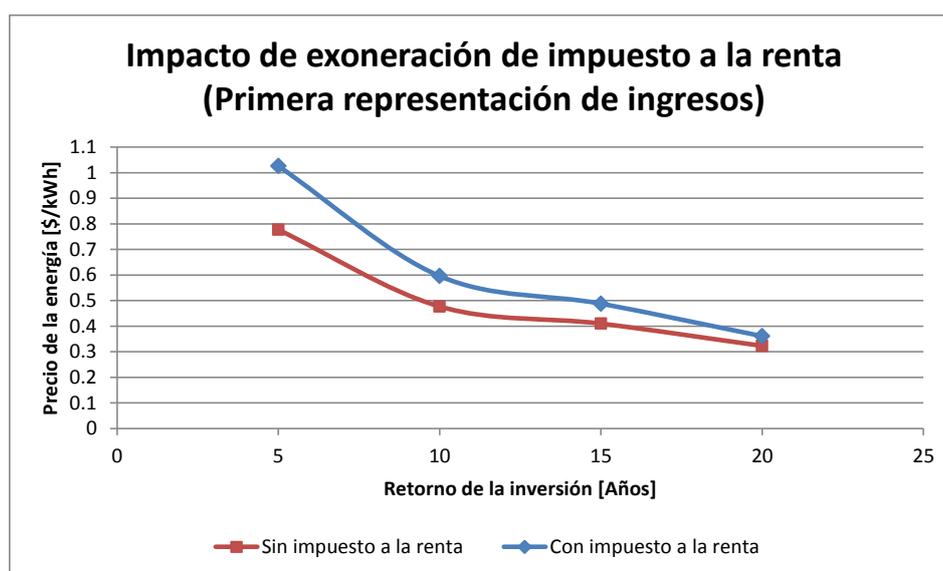


Figura 5.5.- Impacto de exoneración de impuesto a la renta para la primera representación de ingresos.¹²⁸

¹²⁷ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.2.

¹²⁸ Elaboración propia. Se utiliza los datos resumidos en la Tabla 5.9.

Tabla 5.10.- Impacto de exoneración de impuesto a la renta en el precio de la energía para la segunda representación de ingresos.¹²⁹

Retorno de la inversión [Años]	Precio de la energía producida (Con impuesto a la renta) [\$/kWh]	Precio de la energía producida (Sin impuesto a la renta) [\$/kWh]
20	0.454	0.422
15	0.563	0.496
10	0.655	0.553
5	1.019	0.808

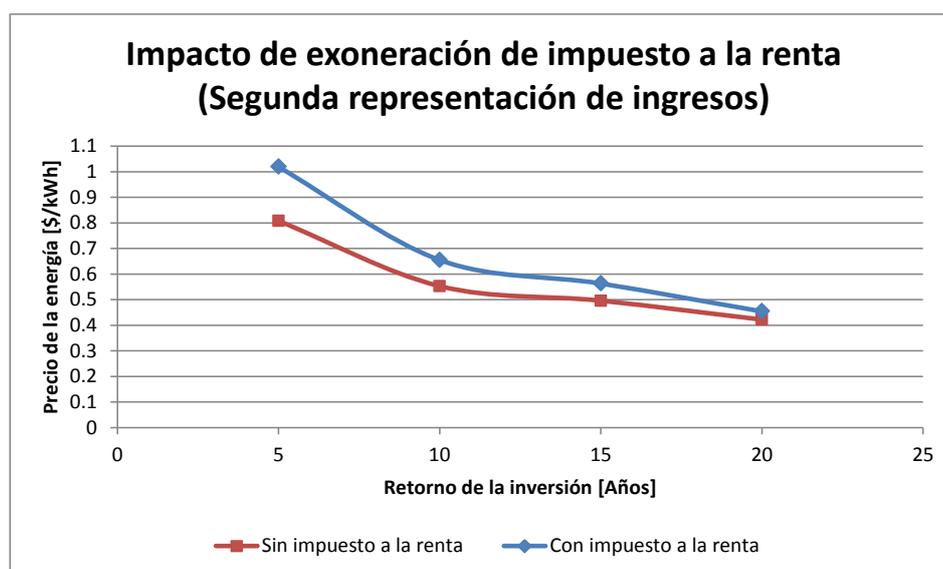


Figura 5.6.- Impacto de exoneración de impuesto a la renta para la segunda representación de ingresos.¹³⁰

En ambos casos se aprecia un impacto positivo en la rentabilidad del proyecto, pero no es suficiente para garantizar la viabilidad económica del proyecto para las condiciones actuales, dado que todos los valores del precio de la energía obtenidos son superiores al precio actual de 0.174 \$/kWh.

5.3.2.2. Depreciación acelerada de los activos

Al evaluar un proyecto utilizando una tasa WACC, se toma en cuenta el valor que tiene el dinero en el tiempo. Debido a esto, al acelerar la depreciación de los activos, el flujo de fondos del proyecto será mayor en los primeros años del análisis económico, en los cuales el dinero tiene un mayor valor contable, por lo que beneficiará la rentabilidad del proyecto.

A continuación se analizará el impacto que tiene este incentivo en el precio de la energía para distintos períodos de retorno de la inversión.

¹²⁹ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.3.

¹³⁰ Elaboración propia. Se utiliza los datos resumidos en la Tabla 5.10.

Tabla 5.11.- Impacto de la depreciación acelerada de los activos en el precio de la energía para la primera representación de ingresos.¹³¹

Retorno de la inversión [Años]	Precio de la energía (Con depreciación lineal) [\$/kWh]	Precio de la energía (Con depreciación acelerada) [\$/kWh]
20	0.361	0.368
15	0.488	0.470
10	0.596	0.566
5	1.026	0.980

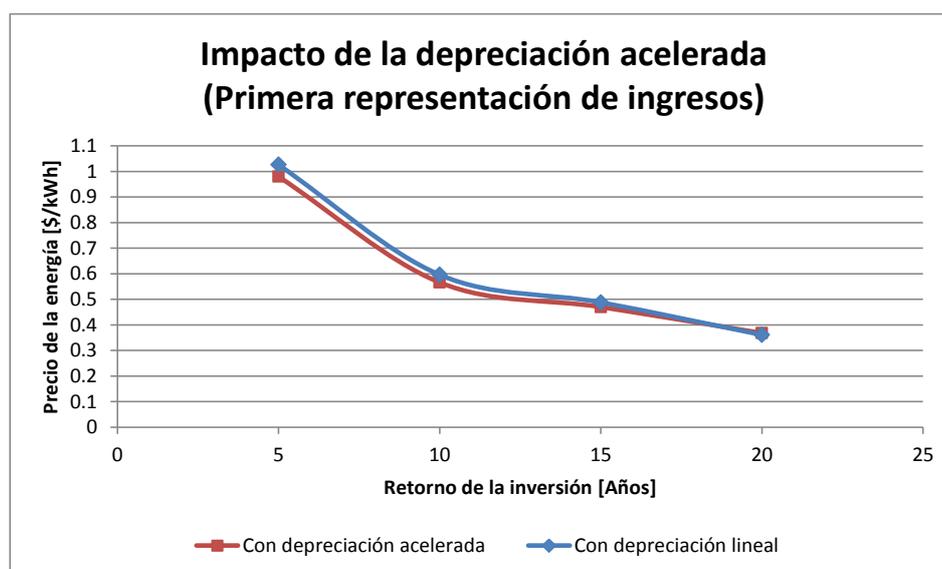


Figura 5.7.- Impacto de la depreciación acelerada de los activos para la primera representación de ingresos.¹³²

Tabla 5.12.- Impacto de la depreciación acelerada de los activos en el precio de la energía para la segunda representación de ingresos.¹³³

Retorno de la inversión [Años]	Precio de la energía producida (Con depreciación lineal) [\$/kWh]	Precio de la energía producida (Con depreciación acelerada) [\$/kWh]
20	0.454	0.461
15	0.563	0.547
10	0.655	0.629
5	1.019	0.981

¹³¹ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.2.

¹³² Elaboración propia. Se utiliza los datos resumidos en la Tabla 5.11.

¹³³ Elaboración propia. Se utiliza el modelo de análisis económico mostrado en la Figura 5.3.

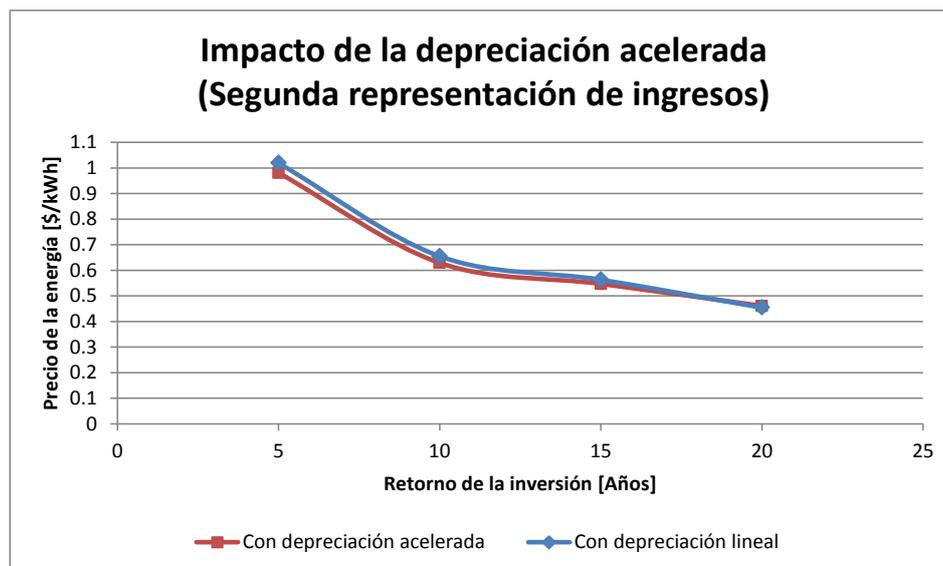


Figura 5.8.- Impacto de la depreciación acelerada de los activos para la segunda representación de ingresos.¹³⁴

Se aprecia en ambos casos que el impacto positivo de este incentivo en la rentabilidad del proyecto es muy bajo, acentuándose ligeramente para períodos de retorno de la inversión más cortos.

5.4. Mecanismos de apalancamiento¹³⁵

Uno de los factores de relevante importancia en la evaluación económica-financiera de los proyectos de inversión en el sector de desarrollo de energía limpia, es el llamado mecanismo de desarrollo limpio¹³⁶. El MDL es uno de los componentes clave del Protocolo de Kioto. Su objetivo central es ayudar a los países en vías de desarrollo a alcanzar un crecimiento sustentable y asistir a los países desarrollados en el cumplimiento de sus cuotas de reducción de emisiones.

Este mecanismo promueve la inversión de empresas privadas, apoyadas por organismos multilaterales, en proyectos que utilicen tecnologías limpias, como la construcción de hidroeléctricas, centrales a gas de ciclo combinado, parques eólicos, proyectos agrícolas y de forestación. Estos proyectos deben estar alineados con el propósito de reducir la emisión de GEI¹³⁷ en países en desarrollo. Asimismo, deben cumplir con el principio de adicionalidad, el cual consiste en demostrar que el proyecto incorporado al ciclo económico contribuye a disminuir la emisión de GEI. Este principio está dirigido a evitar que se beneficien del incentivo de los Bonos de Carbono aquellos proyectos que en circunstancias normales se hubieran realizado de todas maneras. Por tanto, exige que la reducción de emisiones de carbono del proyecto sea el resultado de acciones deliberadas con este fin.

¹³⁴ Elaboración propia. Se utiliza los datos resumidos en la Tabla 5.12.

¹³⁵ Esta sección ha sido elaborada usando información de la referencia [35]

¹³⁶ MDL: Mecanismo de desarrollo limpio

¹³⁷ GEI: Gases de efecto invernadero

Tras una verificación, el MDL premia a estos proyectos con CER¹³⁸, cada uno de los cuales es equivalente a una tonelada de dióxido de carbono que se deja de emitir a la atmósfera. Estos CER se pueden vender luego a países desarrollados que los necesiten para cubrir sus cuotas de reducción comprometidas.

En suma, el MDL permite a los países desarrollados continuar emitiendo GEI con el compromiso de comprar reducciones en países en desarrollo. Este mecanismo no pretende lograr que las grandes empresas cambien, por ejemplo, su matriz energética, pues sería demasiado caro e inviable. Lo que persigue es inducir a las grandes transnacionales, o a sus subsidiarias, a invertir en proyectos de tecnología limpia, premiando su compromiso por reducir la emisión de gases nocivos en el planeta.

En el Perú, el Fondo Nacional del Ambiente (FONAM) estimó en el año 2004 para el SEIN¹³⁹ el factor de emisión en 0.7 tCO₂/MWh. En el caso de este proyecto, la energía generada anualmente es de 4.055 MWh, con lo cual se dejaría de emitir al medio ambiente 2.84 toneladas de CO₂ al año.

El precio de los CER¹⁴⁰ se cotiza en bolsa a 4.97 \$, con lo que se obtendría un valor de ingresos anuales de sólo 14.11 \$. Dado que el costo del proceso de certificación es muy elevado, llegando a costar incluso en algunos casos varias decenas de miles de dólares, se reserva este mecanismo de apalancamiento para proyectos con una generación anual de energía mucho más elevada, como la producida por los parques generadores solares o eólicas. Por este motivo el uso de los MDL no ha sido considerado dentro del análisis económico-financiero del proyecto, pero se debe tener presente cuando se realice un análisis de factibilidad de un proyecto de generación de energía limpia.

¹³⁸ CER: Certificado de emisiones reducidas

¹³⁹ SEIN: Sistema interconectado Nacional

¹⁴⁰ Precio referenciado al 05/09/2013 (Fuente: <http://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-streaming-chart>)

Conclusiones

Los datos obtenidos con el dimensionamiento del sistema híbrido realizado en el capítulo 4, permiten apreciar que un sistema conformado únicamente por paneles fotovoltaicos, produce una mayor cantidad de energía con una menor potencia instalada, por lo que se podría optar por utilizar un sistema de este tipo en lugar de un híbrido. Al hacer esto, se sacrifican muchas ventajas, como la generación de energía de una manera más estable y continua a lo largo del día y de todo el año, debido a la complementariedad entre el recurso solar y eólico, sin tener la necesidad de instalar un banco de baterías o un grupo electrógeno en paralelo, lo cual incrementaría los costos de instalación, el costo de la energía y el impacto negativo al medio ambiente.

El cálculo de los factores de planta del sistema solar y eólico que conforman el sistema híbrido, permitió obtener un resultado de 14.07% para el sistema eólico y de 18.91% para el sistema solar, debido a la elevada radiación de la zona y por consiguiente el alto número de horas efectivas de radiación estándar al día. El factor de planta de un sistema eólico se incrementa rápidamente con un aumento del tamaño del sistema, dado que esto conlleva al uso de una torre más alta, con la cual se aprovechan vientos con mayor velocidad y por ende con mayor potencial energético; así también al ser más grande el sistema, el rotor de la turbina posee un mayor diámetro, aumentando el área de barrido la cual es cúbicamente proporcional a la cantidad de energía aprovechada. En el caso del sistema solar, un incremento del número de paneles no conlleva a un marcado aumento en el factor de planta, el cual se mantiene casi constante en función al aumento de la potencia instalada. Debido a lo explicado se concluye, que con un incremento en el tamaño del sistema, la relación entre la potencia eólica y la potencia solar instalada se incrementaría gradualmente, conllevando a un aumento del factor de planta global y una reducción en el costo de la energía generada. La conclusión a la que se llega se respalda observando la diferencia existente entre los costos de generación de la central solar de Tacna y la central eólica de Talara, cuyos precios de energía ofertado son de 0.225 \$/kWh y de 0.087 \$/kWh respectivamente.

Es muy importante la elección de una adecuada representación para la venta de la energía producida y el tratamiento de los excedentes energéticos (sección 4.6.1 del capítulo 4 y sección 5.2.3 del capítulo 5). En la mayoría de los casos esta elección se verá condicionada por el marco normativo del país en el cual se va a realizar el emplazamiento del sistema de generación domiciliario. Por tal motivo se deberá tener en cuenta diversos aspectos como el precio de la energía a nivel residencial, el nivel de sobredimensionamiento con el que se va a diseñar el sistema y los incentivos existentes.

En el caso en el cual el marco normativo condicione que la venta de energía se realice con una modalidad similar a la de la primera representación de ingresos, es decir, mediante una reducción del monto facturado, se deberá evitar sobredimensionar en exceso el sistema, ya que la energía excedente producida no será vendida a la empresa distribuidora, sin embargo es recomendable tener un margen de energía suficiente que contrarreste aquellas pérdidas o paradas del sistema que no puedan ser cuantificadas con exactitud. Por otro lado, se ha concluido mediante el análisis financiero, que el sistema estudiado bajo esta representación de ingresos, necesitará que el precio de la energía a nivel residencial sea como mínimo de 0.361 \$/kWh, para obtener tasa interna de rentabilidad del 3.58%, equivalente a la mejor alternativa de inversión bancaria (sección 5.2.1 del capítulo 5). En caso exista un incentivo de exoneración del pago de impuesto a la renta, el precio de la energía mínimo disminuirá a 0.323 \$/kWh.

Por otro lado, en caso la venta de energía se vea condicionada a seguir una modalidad similar a la de la segunda representación de ingresos, toda la energía generada es vendida a la empresa distribuidora a un determinado valor, y la energía consumida es comprada al precio de la energía a nivel residencial. En este caso el sobredimensionamiento que se asigne al sistema estará en función de la diferencia existente entre los precios de compra y venta de la energía. Mientras mayor sea el margen positivo del precio de venta menos el precio de compra, será más conveniente sobredimensionar el sistema para obtener una mejor rentabilidad. Para un precio de compra de la energía de 0.174 \$/kWh, los resultados del análisis financiero señalan que el precio mínimo con el que se debe vender la energía producida por el sistema es de 0.454 \$/kWh, para obtener una TIR del 3.58%. En este caso, manteniendo esta misma tasa interna de rentabilidad, el incentivo de exoneración del pago de impuesto a la renta, conlleva a reducir el precio mínimo de venta a 0.422 \$/kWh.

El análisis financiero del impacto de los incentivos en la rentabilidad del proyecto, permite concluir que la exoneración de impuesto tiene un efecto positivo más resaltante que la depreciación acelerada de los activos. Dado que en el primer caso, manteniendo el valor de la rentabilidad, el costo de la energía llega a disminuir en promedio hasta un 20%; mientras que en el caso de la depreciación acelerada, el costo de la energía no se llega a reducir ni un 5%, generando un impacto casi nulo en la mejora de la rentabilidad del proyecto.

Analizando los resultados obtenidos, se puede concluir que con un aumento del precio de la energía a nivel domiciliario y un adecuado plan de incentivos o cofinanciamiento por parte de instituciones del gobierno, un sistema de generación híbrido como el analizado en el presente estudio puede lograr una factibilidad económica y no sólo técnica. Así también se debe tomar en cuenta los beneficios que implican la instalación de estos sistemas, los cuales, con un adecuado sistema de protecciones eléctricas permiten tener una generación de energía más descentralizada, con menores caídas de tensión y una mejor autonomía. Además permiten reducir en un determinado porcentaje el alto impacto que está generando actualmente el rápido crecimiento de la demanda energética a nivel comercial e industrial en nuestro país.

Bibliografía

- [1] Departamento de energía EE.UU. *Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad: Una guía para consumidores en los EE.UU, setiembre 2007*. Washington, DC: U.S. Recuperado de <http://www.windpoweringamerica.gov>.
- [2] Escudero Lopez, J. M. (Ed.). (2008). *Manual de energía eólica*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- [3] Ministerio de Energía y Minas. *Código Nacional de Electricidad - Utilización, enero 2006*. Lima, Perú. Dirección General de Electricidad.
- [4] Cruz Lazo, E.G. (2010). *Diseño y simulación del comportamiento de un sistema híbrido de potencia*. (Tesis de grado). Universidad de Piura, Perú.
- [5] Estopiñá Villoro, J.I. (2003). *Estudio de viabilidad de un grupo eólico* (pp. 6). Escuela Técnica Superior de Ingeniería - Universitat Rovira I Virgili.
- [6] IRENA – International Renewable Energy Agency. (2012). *Renewable energy technologies: Cost analysis series* (Vol. 1). Unión Europea. Recuperado de <http://www.irena.org/Publications>.
- [7] Pinilla Sepulveda, A.E. (2006). *Manual de aplicación de la energía eólica*. Instituto de Ciencias nucleares y Energías Alternativas (INAE). Bogotá: Universidad de los Andes.
- [8] Maimer Tomás, H. (2006). *Estudio de factibilidad de sistemas híbridos eólico-solar en el departamento de Moquegua*. (Tesis de grado). Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima.
- [9] Manwell, J.F. (2002). *Wind energy explained: theory, design and application*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd.
- [10] Segalés Torras, J. (2011). *Diseño, cálculo y verificación de un aerogenerador marino con fondeo TLP*. Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona.
- [11] Guaquín Soto, C.J. (2011). *Metodología para el abastecimiento eléctrico por un sistema híbrido conectado a la red, aplicado a la posta de Boyeruca*. (Tesis de grado). Universidad de Chile, Santiago de Chile.

- [12] Fernández Díez, P. (1993). *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. Departamento de energía eléctrica y energética. España: Universidad de Cantabria.
- [13] Duffie, J.A. & Beckman, W.A. *Solar engineering of thermal processes*. (3° Ed.). John Wiley & Sons (pp.13-21).
- [14] Fernández Díez, P. (1993). *Energía solar*. (1° Ed.). Departamento de energía eléctrica y energética. España: Universidad de Cantabria.
- [15] Carrión Pérez, P.A. (2008). *Módulos fotovoltaicos*. (1° Ed.). Cuenca: Universidad de Castilla-La Mancha.
- [16] Portillo Franquelo, P. (Ed.) (1985). *Energía solar*. Madrid: Editorial Pirámide.
- [17] Cervantes Herrejón, J. (2009). *Estudio de sistemas de bombeo fotovoltaicos*. (Tesis de maestría). Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), México.
- [18] OSINERG. Recuperado Enero, 2013. *Cálculo de consumo energético*. Perú: http://gfe.osinerg.gob.pe/siscal/jsp/calc_Calcfact.jsp.
- [19] ELECTRICASAS. Recuperado Enero, 2013. *Comparativa de consumos en electrodomésticos*. Perú: <http://www.electricasas.com/electricidad/circuitos/tablas-circuitos-electricidad-2/comparativa-de-consumos-de-electrodomesticos/>.
- [20] CNEL. Recuperado Enero, 2013. *Consumo energético en el hogar*. Ecuador: <http://www.cnel.ec/ahorra/>.
- [21] Wei Zhou, Chengzhi Lou, Zhongshi Li, Lin Lu & Hongxing Yang. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems. *Applied Energy*, 87(10):380-389.
- [22] Morgan, T.R. (1996). *The performance and optimization of autonomous renewable energy systems*. (PhD thesis). University of Wales, Cardiff.
- [23] Mur-Amada, J. (2001). *Master europeo en energías renovables y eficiencia energética: Curso de energía eólica*. España: Universidad de Zaragoza.
- [24] Danish Wind Industry Association. Recuperado Febrero, 2013. *Energía eólica*. Dinamarca: <http://www.windpower.org/en/knowledge/publications.html>.
- [25] Criado, V. (Ed.). (2008). *Manual práctico de evaluación de una instalación de energía eólica a pequeña escala*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, Leonardo ENERGY, Walter Hulshorst & ECON Internacional.
- [26] Villarrubia, M. (2004). *Energía eólica*. Facultad de física de la Universidad de Barcelona. España: Editorial CEAC.

- [27] Ibáñez Plana M., Rosell Polo J., Rosell Urrutia J. (2004). *Tecnología solar (1º Ed.)*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- [28] Dufo López, R. (2007). *Dimensionamiento y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos*. (PhD thesis). Universidad de Zaragoza, España.
- [29] Javier García Latorre, F. J. (2012). *Análisis y simulación de la tecnología de ósmosis inversa con fuentes energéticas no convencionales*. (Tesis doctoral). Universidad de las Palmas de Gran Canaria, España.
- [30] Reifs Serrano, J. M. (2009). *Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la sierra de Madrid*. (Tesis de maestría). Universidad internacional de Andalucía, España.
- [31] Bornay, J. & Bornay, D. (2002). *Manual de instrucciones y montaje*. Madrid: Documento elaborado por la empresa Bornay.
- [32] Mendelsohn, M. & Feldman, D. *Financing U.S. renewable energy projects through public capital vehicles: Qualitative and quantitative benefits*. EE.UU, Abril 2013. Recuperado de: Technical Report of National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [33] Short, W., Packey, D.J. & Holt, T. *A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies*. EE.UU, Marzo 1995. Recuperado de: Technical Report of National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [34] Dufo-López, R. & Bernal-Agustín, J.L. Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems. *Renewable Energy*, 33(8):2559-2572.
- [35] Mendiola, A., Aguirre, C., Aguilar, O., Castillo, S., Giglio, G. & Maldonado, W. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas*. Perú: Universidad ESAN.

ANEXOS

Anexo A Distribución de ambientes de vivienda

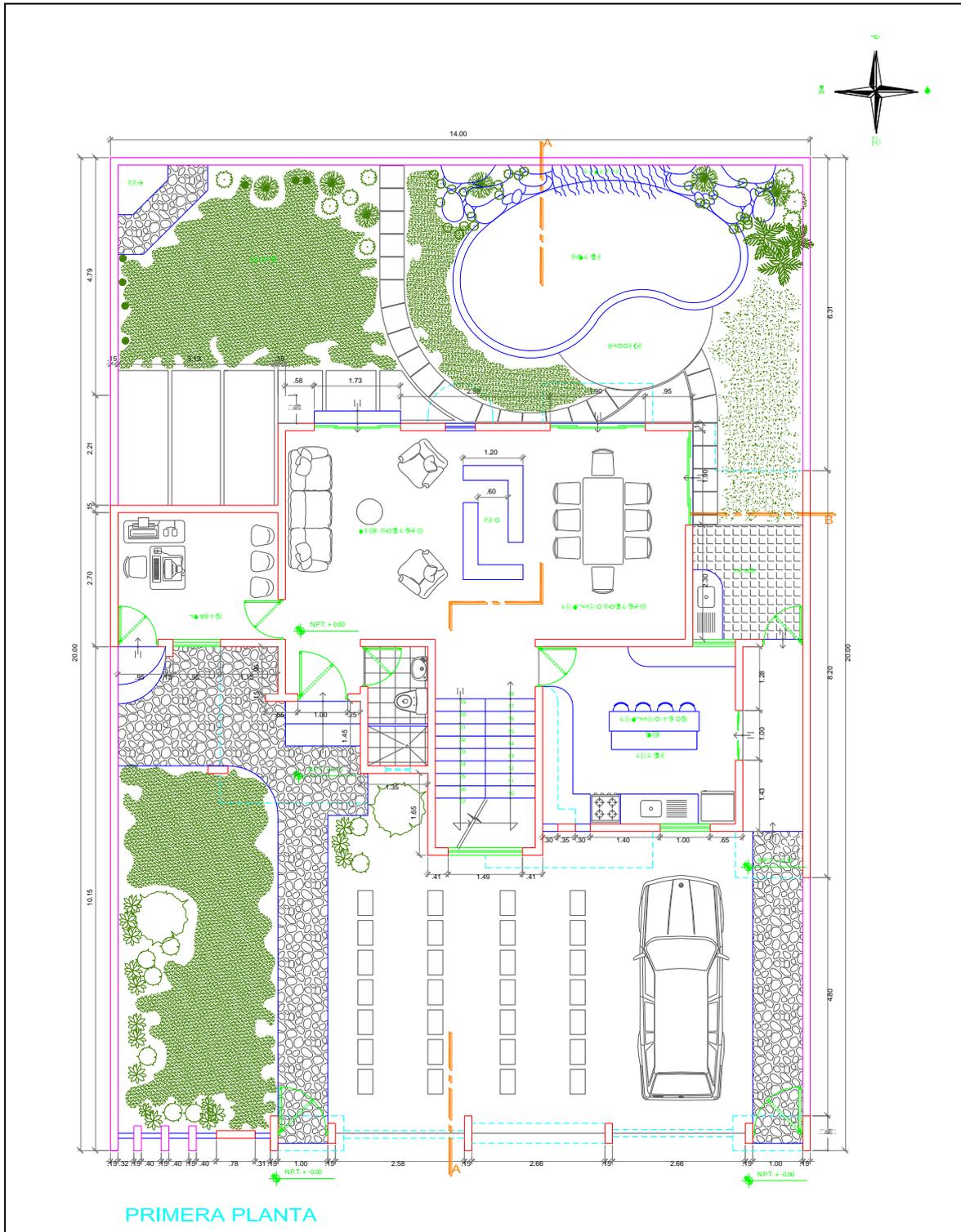


Figura A.1.- Vista de planta del primer nivel de vivienda.¹⁴¹

¹⁴¹ Elaboración propia.

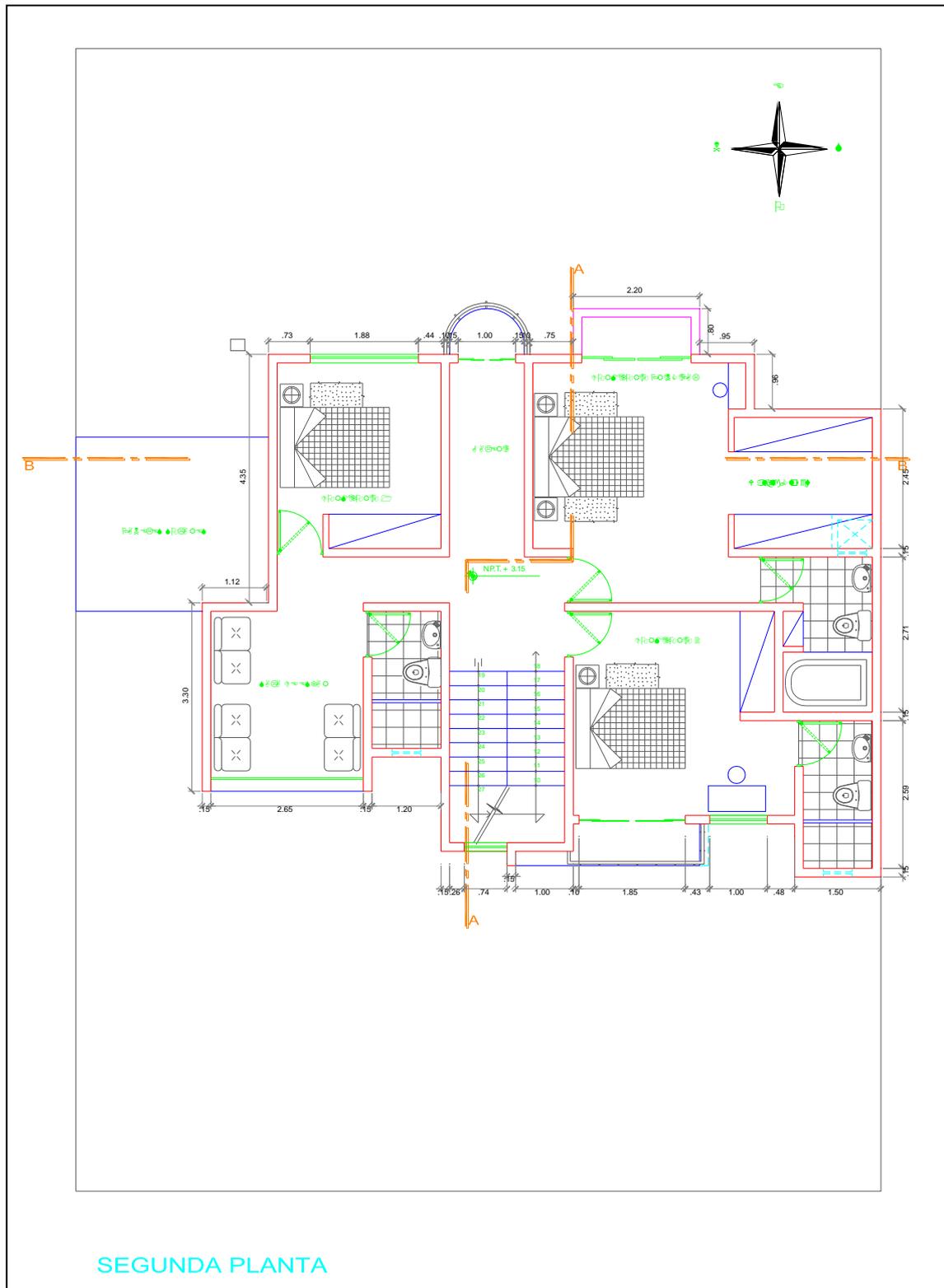


Figura A.2.- Vista de planta del segundo nivel de vivienda en estudio.¹⁴²

¹⁴² Elaboración propia.

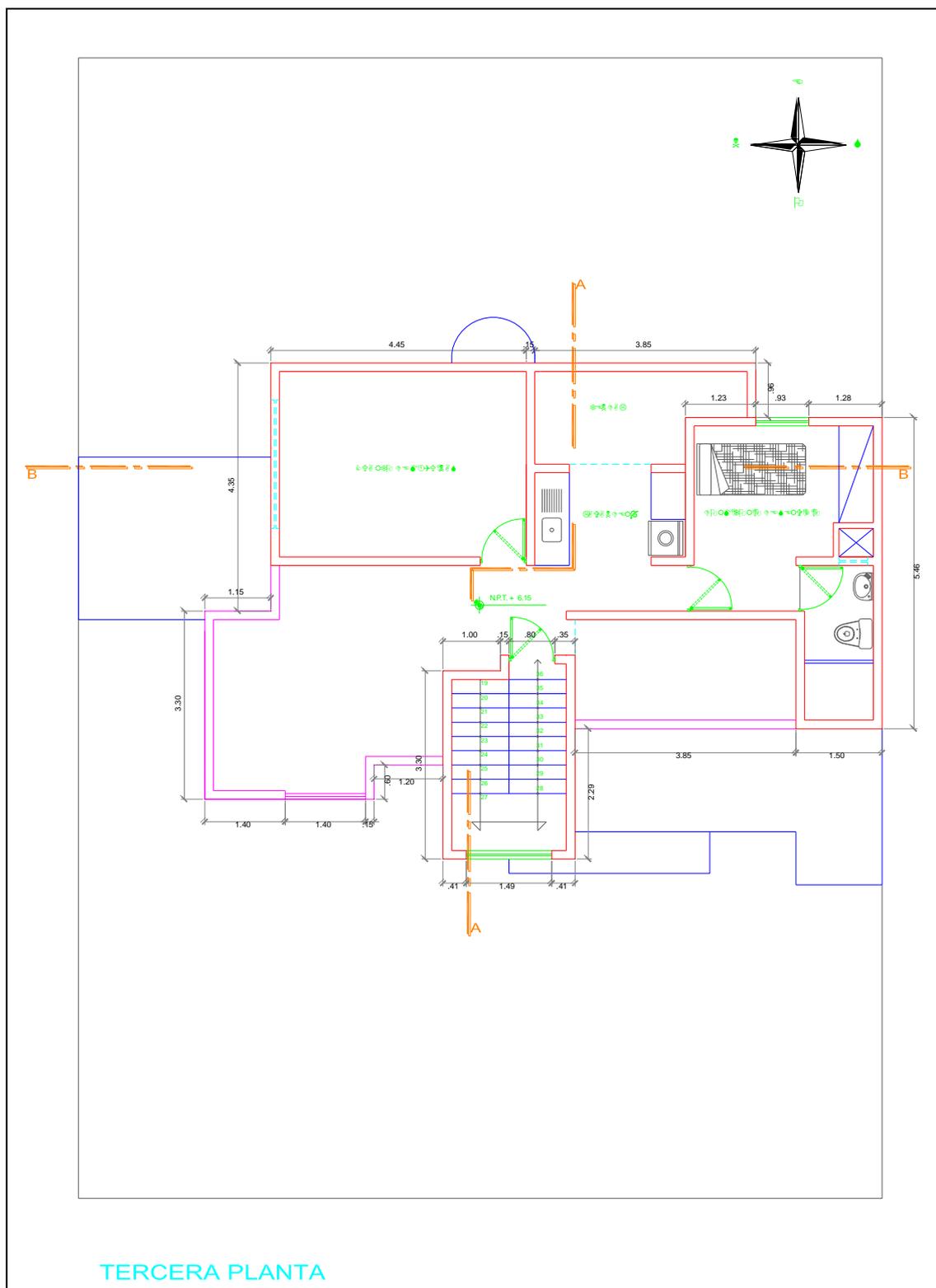


Figura A.3.- Vista de planta del tercer nivel de vivienda en estudio.¹⁴³

¹⁴³ Elaboración propia.

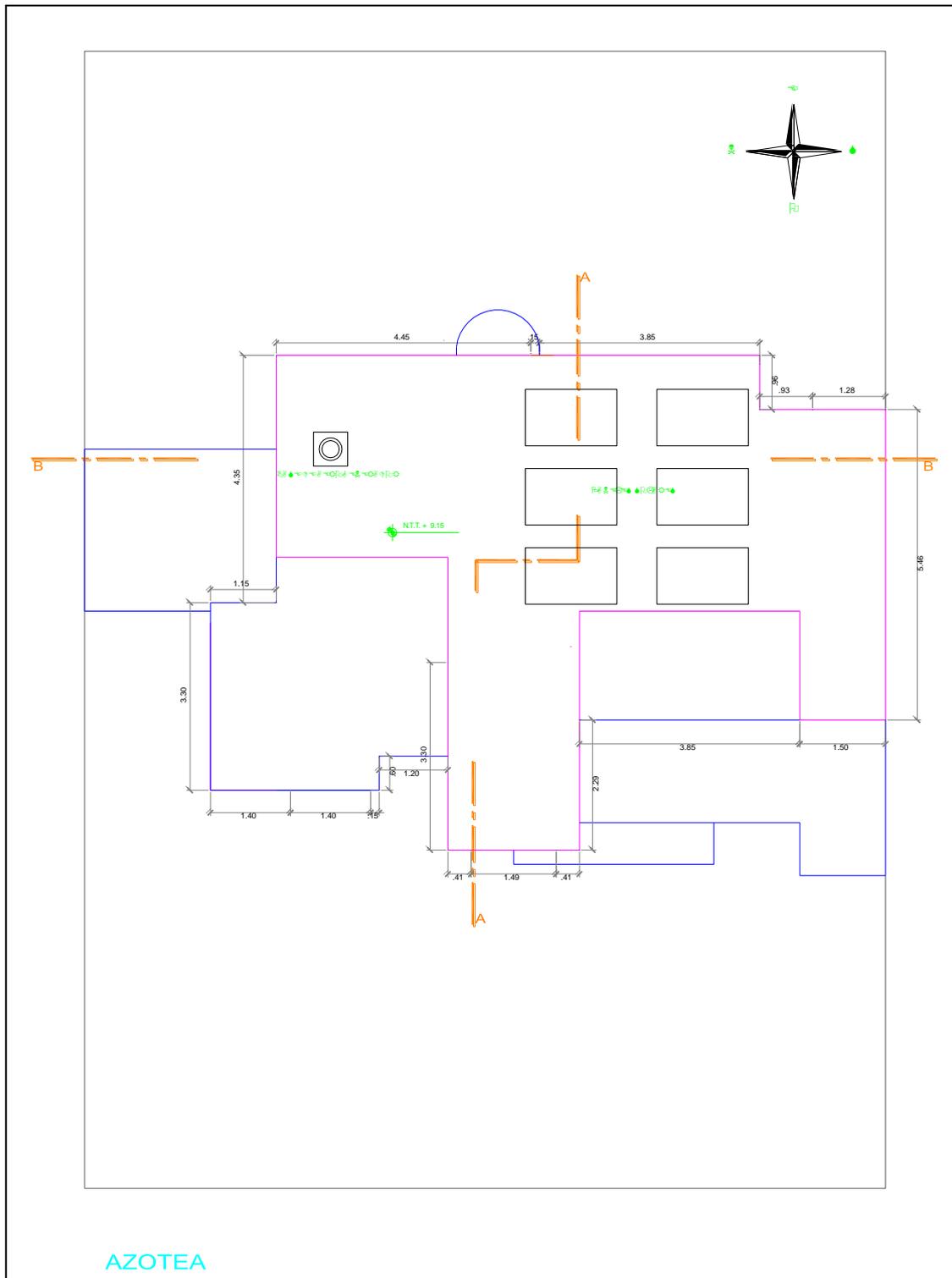


Figura A.4.- Vista de planta de azotea de vivienda en estudio.¹⁴⁴

A continuación se muestran dos cortes y sus respectivas vistas de elevación, para una visualización de las cotas de cada nivel de la vivienda y un mayor detalle de la distribución de los equipos que conforman al sistema híbrido.

¹⁴⁴ Elaboración propia.

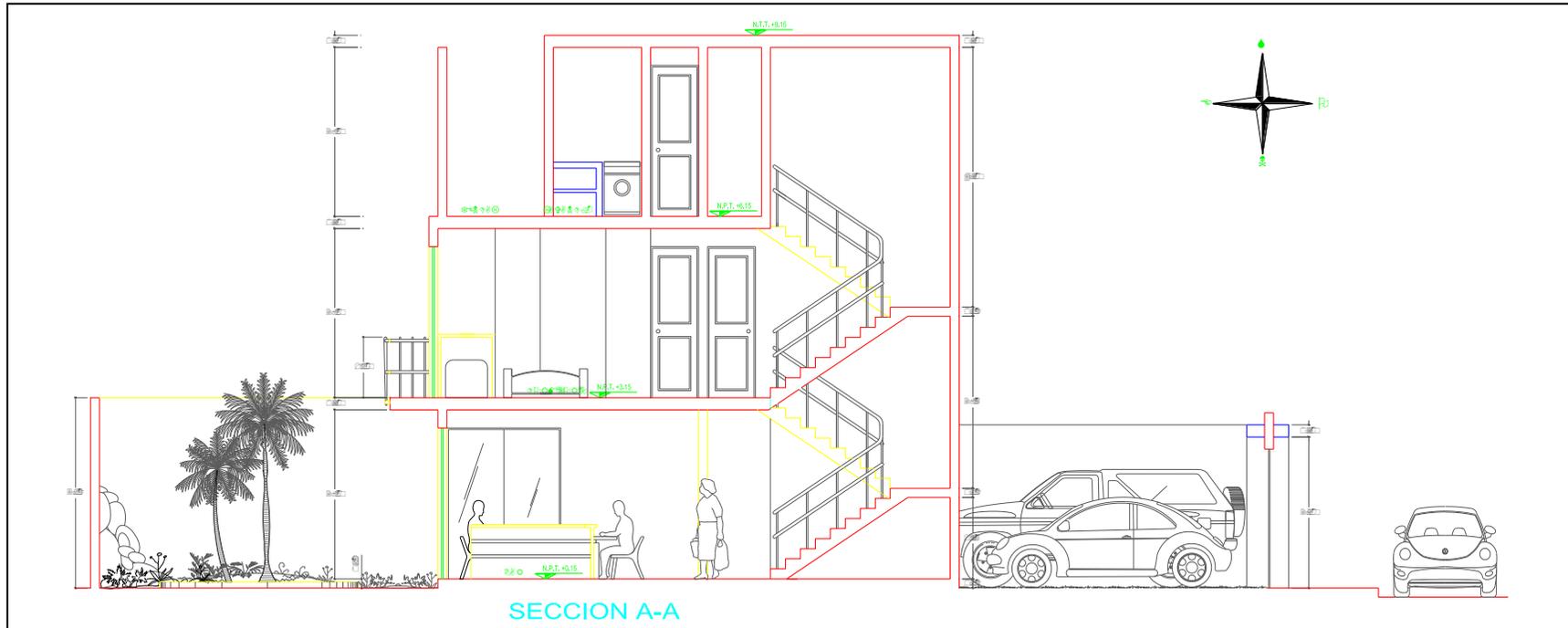


Figura A.5.- Vista de elevación de sección A-A.¹⁴⁵

¹⁴⁵ Elaboración propia.

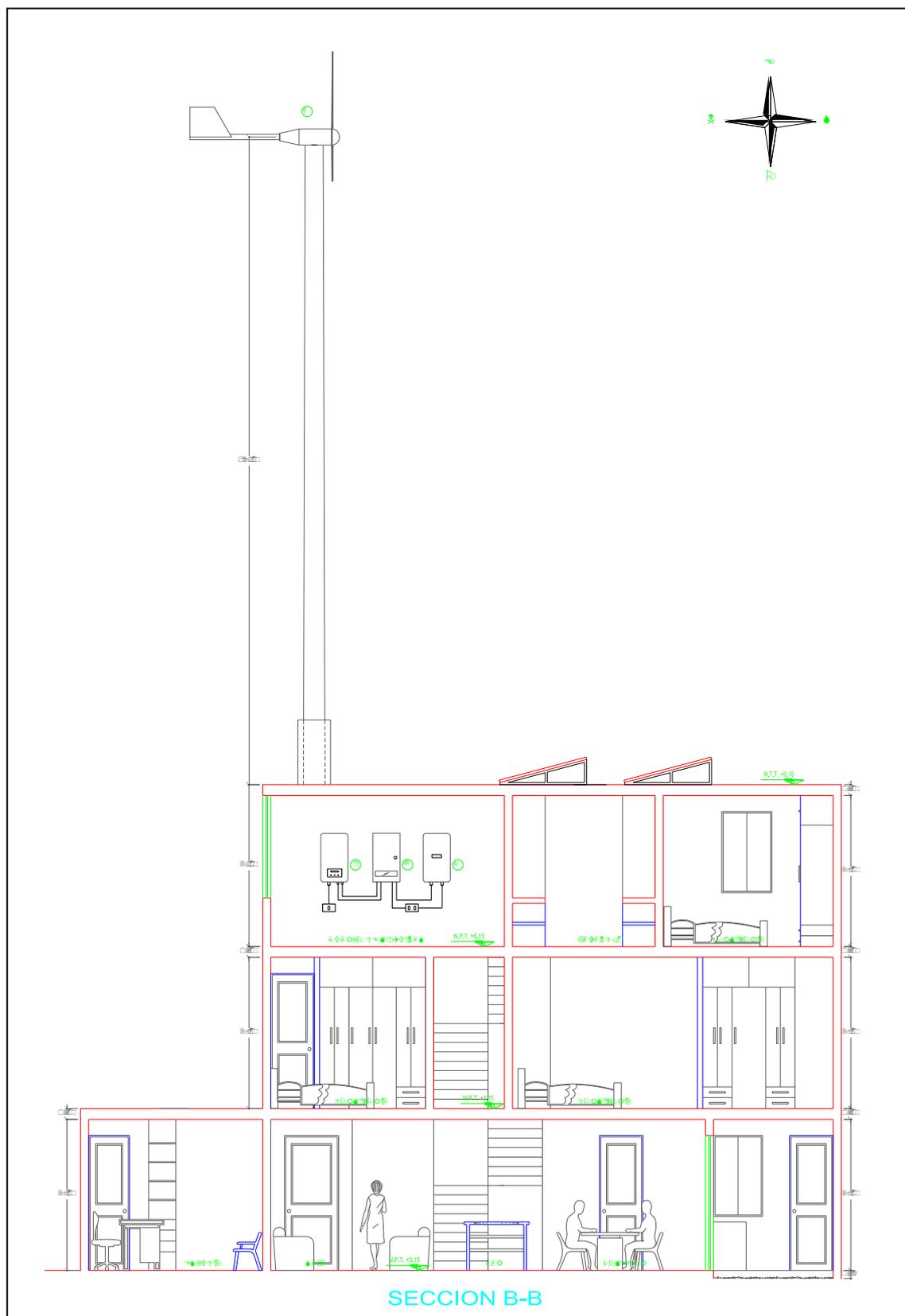


Figura A.6.- Vista de elevación de sección B-B.¹⁴⁶

¹⁴⁶ Elaboración propia.

Anexo B

Distribución de frecuencias de velocidades del viento

▪ Enero:

Tabla B.1.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de enero.¹⁴⁷

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	398	66.33	66.33	0.04462159
2	907	151.17	217.50	0.14631685
3	820	136.67	354.17	0.23825765
4	1070	178.33	532.50	0.35822402
5	2109	351.50	884.00	0.5946855
6	2133	355.50	1239.50	0.83383787
7	1129	188.17	1427.67	0.96042381
8	261	43.50	1471.17	0.98968718
9	71	11.83	1483.00	0.99764548
10	21	3.50	1486.50	1
11	0	0	1486.50	1
12	0	0	1486.50	1

▪ Febrero:

Tabla B.2.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de febrero.¹⁴⁸

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	585	97.50	97.50	0.07642024
2	1091	181.83	279.33	0.21893811
3	1375	229.17	508.50	0.39856095
4	1655	275.83	784.33	0.61475577
5	1654	275.67	1060.00	0.83082518
6	805	134.17	1194.17	0.93598727
7	314	52.33	1246.50	0.97700339
8	133	22.17	1268.67	0.99438017
9	37	6.17	1274.84	0.9992162
10	6	1	1275.84	1
11	0	0	1275.84	1
12	0	0	1275.84	1

¹⁴⁷ Elaboración propia.

¹⁴⁸ Elaboración propia.

- Marzo:

Tabla B.3.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de marzo.¹⁴⁹

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	673	112.17	112.17	0.08722395
2	1110	185.00	297.17	0.23108087
3	999	166.50	463.67	0.3605521
4	1208	201.33	665.00	0.51710731
5	1849	308.17	973.17	0.75674184
6	1384	230.67	1203.84	0.93611198
7	342	57.00	1260.84	0.98043546
8	105	17.50	1278.34	0.99404355
9	32	5.33	1283.67	0.99818818
10	12	2.00	1285.67	0.99974339
11	2	0.33	1286.00	1
12	0	0	1286.00	1

- Abril:

Tabla B.4.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de abril.¹⁵⁰

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	735	122.50	122.50	0.07649891
2	1188	198.00	320.50	0.20014613
3	1175	195.83	516.33	0.32243822
4	1153	192.17	708.50	0.44244472
5	2000	333.33	1041.83	0.65060294
6	2178	363.00	1404.83	0.8772895
7	818	136.33	1541.16	0.96242498
8	226	37.67	1578.83	0.98594918
9	110	18.33	1597.16	0.99739591
10	24	4.00	1601.16	0.99989384
11	1	0.17	1601.33	1
12	0	0	1601.33	1

¹⁴⁹ Elaboración propia.

¹⁵⁰ Elaboración propia.

- Mayo:

Tabla B.5.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de mayo.¹⁵¹

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	271	45.17	45.17	0.02025261
2	740	123.33	168.50	0.07554936
3	1028	171.33	339.83	0.15236759
4	1758	293.00	632.83	0.28373828
5	3093	515.50	1148.33	0.514870
6	3409	568.17	1716.50	0.76961705
7	1850	308.33	2024.83	0.90786117
8	832	138.67	2163.50	0.97003582
9	287	47.83	2211.33	0.99148108
10	98	16.33	2227.66	0.99880287
11	15	2.50	2230.16	0.99992378
12	1	0.17	2230.33	1

- Junio:

Tabla B.6.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de junio.¹⁵²

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	211	35.17	35.17	0.01696698
2	642	107.00	142.17	0.06858673
3	1243	207.17	349.34	0.16853125
4	2074	345.67	695.01	0.33529199
5	3171	528.50	1223.51	0.59025496
6	2985	497.50	1721.01	0.83026268
7	1449	241.50	1962.51	0.94676894
8	469	78.17	2040.68	0.9844803
9	154	25.67	2066.35	0.99686422
10	38	6.33	2072.68	0.99991799
11	1	0.17	2072.85	1
12	0	0	2072.85	1

¹⁵¹ Elaboración propia.

¹⁵² Elaboración propia.

- Julio:

Tabla B.7.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de julio.¹⁵³

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	394	65.67	65.67	0.0299315
2	874	145.67	211.34	0.09632591
3	1468	244.67	456.01	0.20784317
4	2325	387.50	843.51	0.38446042
5	3153	525.50	1369.01	0.62397619
6	3094	515.67	1884.68	0.85901158
7	1424	237.33	2122.01	0.96718338
8	361	60.17	2182.18	0.99460805
9	62	10.33	2192.51	0.99931632
10	9	1.50	2194.01	1
11	0	0	2194.01	1
12	0	0	2194.01	1

- Agosto:

Tabla B.8.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de agosto.¹⁵⁴

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	275	45.83	45.83	0.02056393
2	1148	191.33	237.16	0.10641372
3	2296	382.67	619.83	0.27811779
4	2621	436.83	1056.66	0.47412346
5	2608	434.67	1491.33	0.66915994
6	2826	471.00	1962.33	0.8804977
7	1250	208.33	2170.66	0.97397539
8	276	46.00	2216.66	0.9946156
9	61	10.17	2226.83	0.99917888
10	11	1.83	2228.66	1
11	0	0	2228.66	1
12	0	0	2228.66	1

¹⁵³ Elaboración propia.

¹⁵⁴ Elaboración propia.

- Setiembre:

Tabla B.9.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de setiembre.¹⁵⁵

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	588	98.00	98.00	0.0454864
2	1351	225.17	323.17	0.14999838
3	2271	378.50	701.67	0.325678
4	2210	368.33	1070.00	0.49663726
5	2204	367.33	1437.33	0.66713236
6	2613	435.50	1872.83	0.86926837
7	1248	208.00	2080.83	0.96581093
8	326	54.33	2135.16	0.99102804
9	92	15.33	2150.49	0.99814341
10	24	4.00	2154.49	1
11	0	0	2154.49	1
12	0	0	2154.49	1

- Octubre:

Tabla B.10.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de octubre.¹⁵⁶

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	325	54.17	54.17	0.02705781
2	868	144.67	198.84	0.09932018
3	1638	273.00	471.84	0.23568314
4	2105	350.83	822.67	0.41092202
5	2340	390.00	1212.67	0.60572625
6	2674	445.67	1658.34	0.82833752
7	1600	266.67	1925.01	0.96153865
8	420	70.00	1995.01	0.99650351
9	39	6.50	2001.51	0.99975025
10	3	0.50	2002.01	1
11	0	0	2002.01	1
12	0	0	2002.01	1

¹⁵⁵ Elaboración propia.

¹⁵⁶ Elaboración propia.

- Noviembre:

Tabla B.11.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de noviembre.¹⁵⁷

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	381	63.50	63.50	0.03205193
2	995	165.83	229.33	0.11575542
3	1544	257.33	486.66	0.24564397
4	1631	271.83	758.49	0.38285146
5	2026	337.67	1096.16	0.55329201
6	2980	496.67	1592.83	0.80398857
7	1772	295.33	1888.16	0.9530578
8	516	86.00	1974.16	0.99646672
9	39	6.50	1980.66	0.99974762
10	3	0.50	1981.16	1
11	0	0	1981.16	1
12	0	0	1981.16	1

- Diciembre:

Tabla B.12.- Distribución de frecuencias y distribución acumulada de las velocidades del viento de la playa de Cangrejos para el mes de diciembre.¹⁵⁸

Velocidad m/s (U)	Distribución de frecuencias p(U)	Número de horas	Distribución Acumulada P(U)	F(U)
1	555	92.50	92.50	0.04269224
2	987	164.50	257.00	0.1186152
3	1326	221.00	478.00	0.22061505
4	1530	255.00	733.00	0.33830717
5	2610	435.00	1168.00	0.53907609
6	3288	548.00	1716.00	0.79199878
7	1976	329.33	2045.33	0.94399701
8	571	95.17	2140.50	0.98792156
9	99	16.50	2157.00	0.99553693
10	39	6.50	2163.50	0.99853693
11	19	3.17	2166.67	1
12	0	0	2166.67	1

¹⁵⁷ Elaboración propia.

¹⁵⁸ Elaboración propia.

Anexo C

Evaluación de la dirección del viento

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia para ubicar un aerogenerador, en especial para terrenos no uniformes o cuando se instala un parque eólico; incluso es muy importante conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina, el cual puede reubicar su posición algunos grados.¹⁵⁹

Existen varios métodos para evaluar la dirección del viento, como el “Método de la velocidad media por direcciones” o el “Método de la frecuencia del viento por direcciones”. La representación utilizada habitualmente es la de la “Rosa de vientos”, en la que se expresa el porcentaje de tiempo, en el cual el viento tiene una determinada dirección. Esta representación permite obtener la distribución de velocidades para cada intervalo direccional en m/s.¹⁶⁰ Los cuatro puntos principales de la rosa de vientos son: Norte (N), Sur (S), Este (E) y Oeste (O).

En la tabla C.1 se muestra los puntos principalmente utilizados en el diagrama de la rosa de vientos, con su respectiva equivalencia en grados azimuth:

Tabla C.1.- Puntos principales e intermedios usados en la “Rosa de vientos”.¹⁶¹

Abreviatura	Dirección	Grados
NNE	Norte Noreste	22.50°
NE	Noreste	45.00°
ENE	Este Nordeste	67.50°
E	Este	90.00°
ESE	Este Sudeste	112.50°
SE	Sudeste	135.00°
SSE	Sur Sudeste	157.50°
S	Sur	180.00°
SSW	Sur Sudoeste	202.50°
SW	Sudoeste	225.00°
WSW	Oeste Sudeste	247.50°
W	Oeste	270.00°
WNW	Oeste Noroeste	292.50°
NW	Noroeste	315.00°
NNW	Norte Noroeste	337.50°
N	Norte	360.00°

Con la información de dirección del viento contenido en la data meteorológica, se procede a evaluar de manera mensual la distribución de direcciones a través de la rosa de vientos.

¹⁵⁹ Lo señalado en este párrafo ha sido extraído de la referencia [23], pag.25.

¹⁶⁰ Lo señalado en este párrafo ha sido extraído de la referencia [23], pag.26.

¹⁶¹ La información mostrada en la Tabla C.1, ha sido redactada en base a la siguiente página web: <http://www.emagister.com/curso-fenomenos-meteorologicos/direccion-velocidad-viento>.

- Enero:

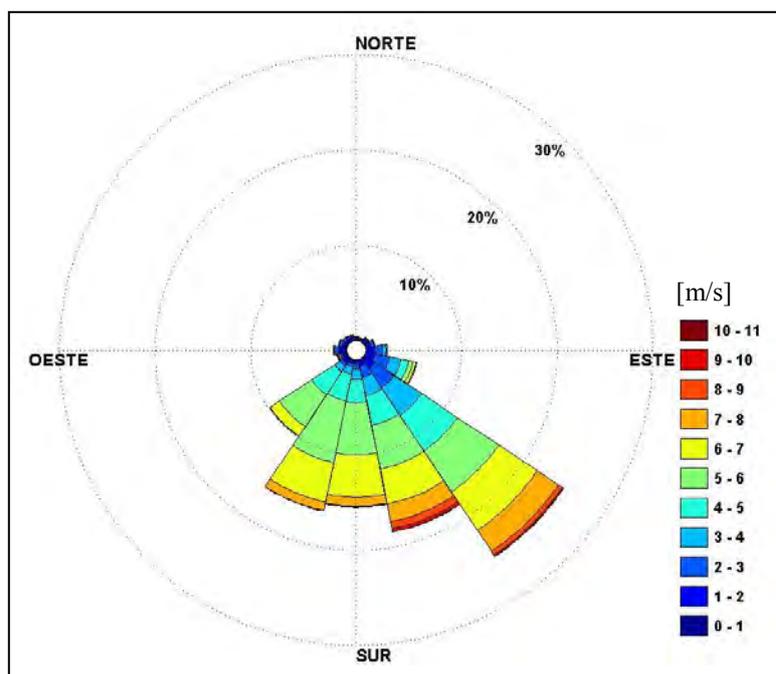


Figura C.1.- Rosa de vientos para el mes de enero.¹⁶²

- Febrero:

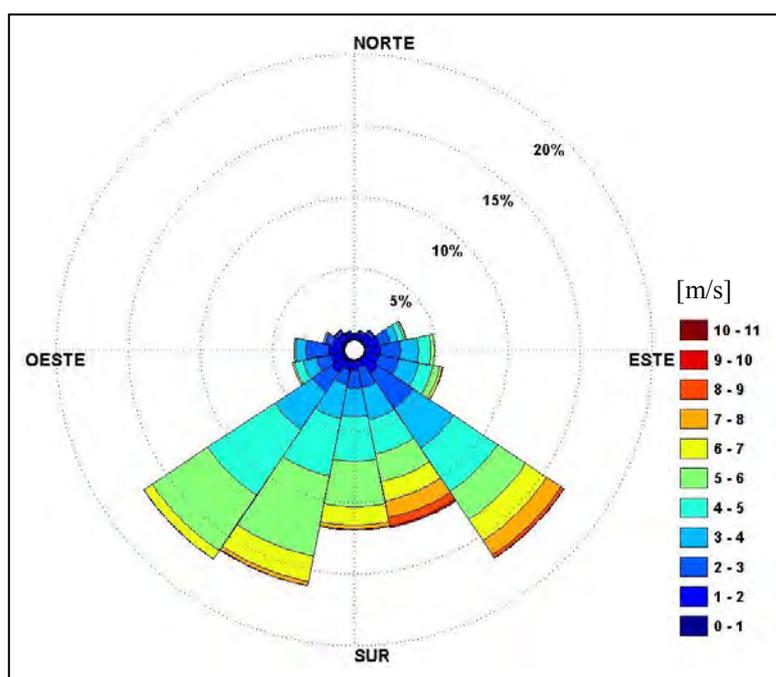


Figura C.2.- Rosa de vientos para el mes de febrero.¹⁶³

¹⁶² Elaboración propia.

¹⁶³ Elaboración propia.

- Marzo:

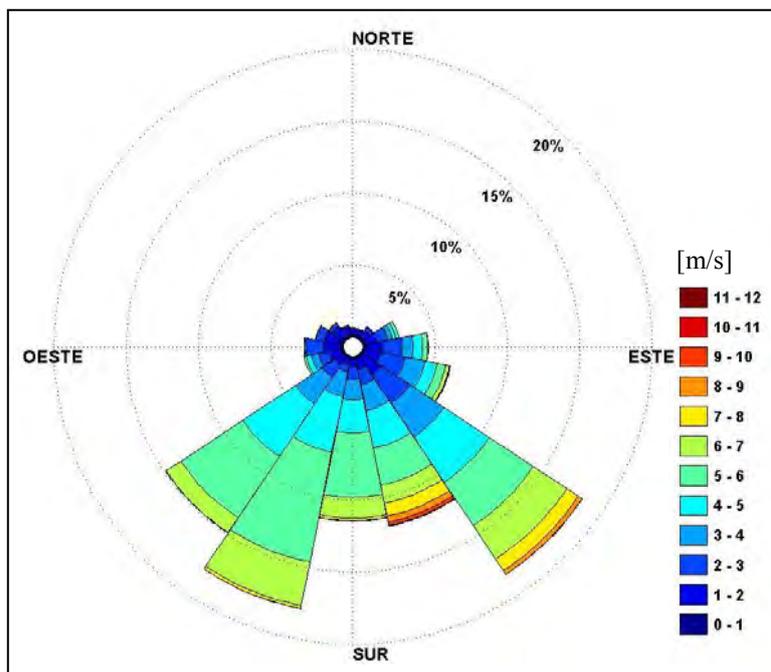


Figura C.3.- Rosa de vientos para el mes de marzo.¹⁶⁴

- Abril:

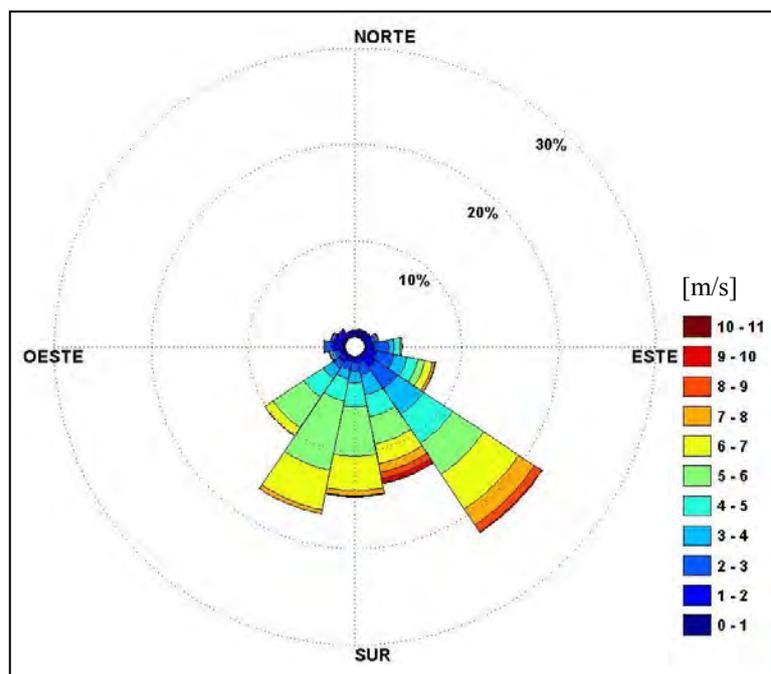


Figura C.4.- Rosa de vientos para el mes de abril.¹⁶⁵

¹⁶⁴ Elaboración propia.

¹⁶⁵ Elaboración propia.

- Mayo:

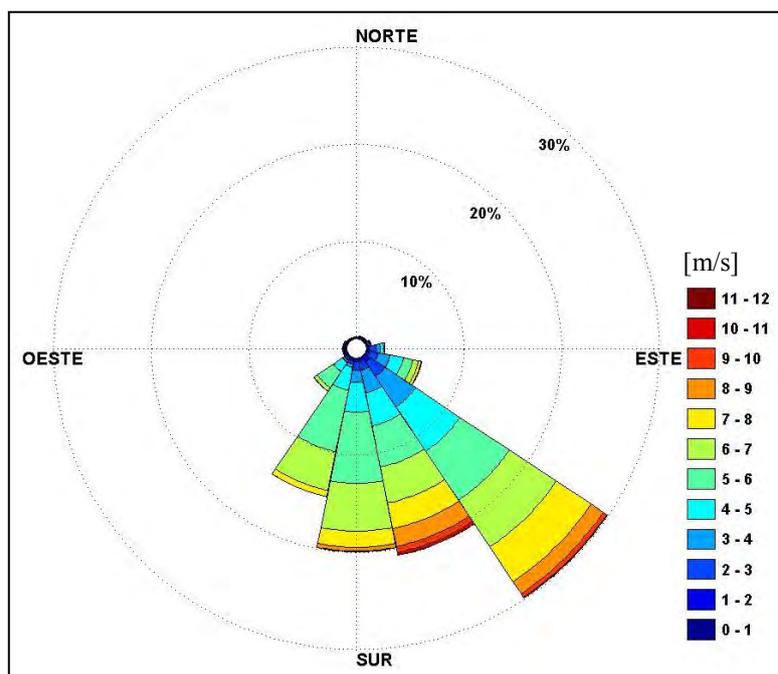


Figura C.5.- Rosa de vientos para el mes de mayo.¹⁶⁶

- Junio:

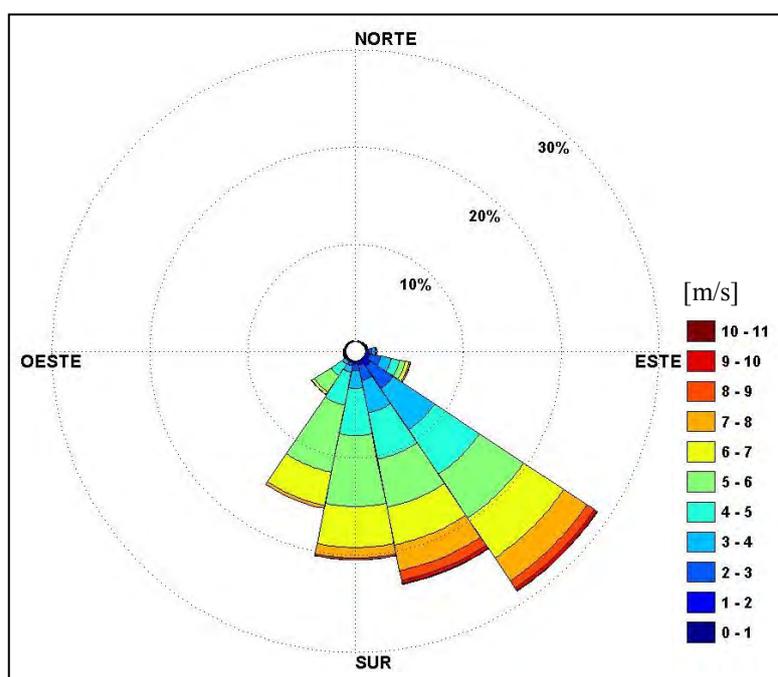


Figura C.6.- Rosa de vientos para el mes de junio.¹⁶⁷

¹⁶⁶ Elaboración propia.

¹⁶⁷ Elaboración propia.

- Julio:

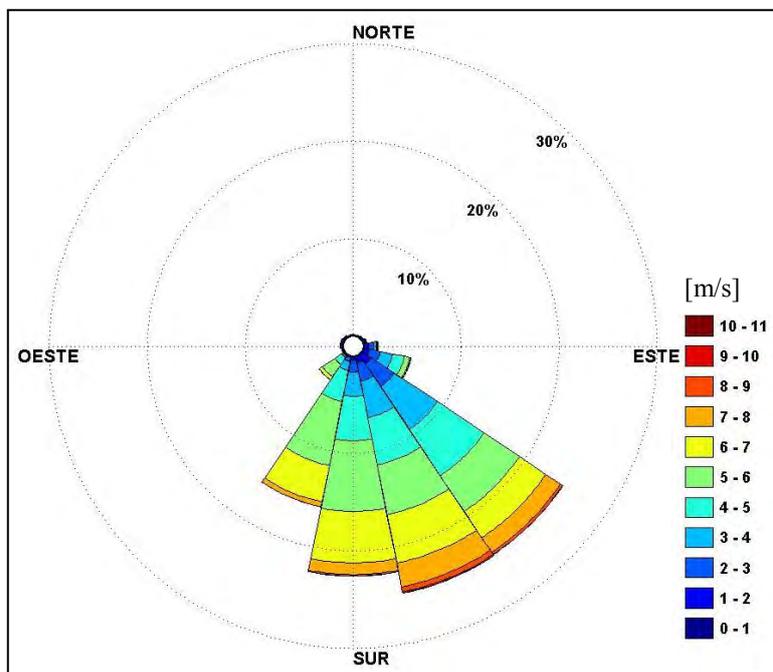


Figura C.7.- Rosa de vientos para el mes de julio.¹⁶⁸

- Agosto:

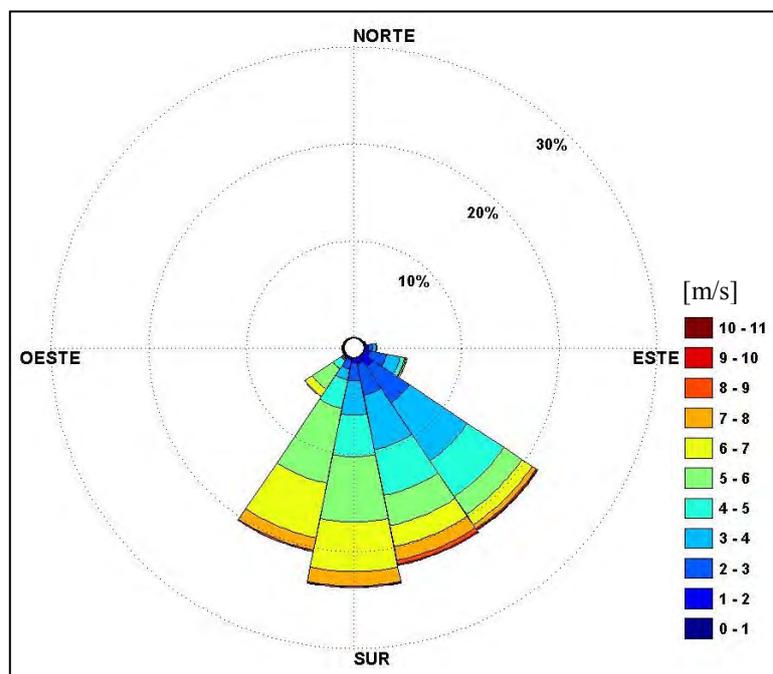


Figura C.8.- Rosa de vientos para el mes de agosto.¹⁶⁹

¹⁶⁸ Elaboración propia.

¹⁶⁹ Elaboración propia.

- Setiembre:

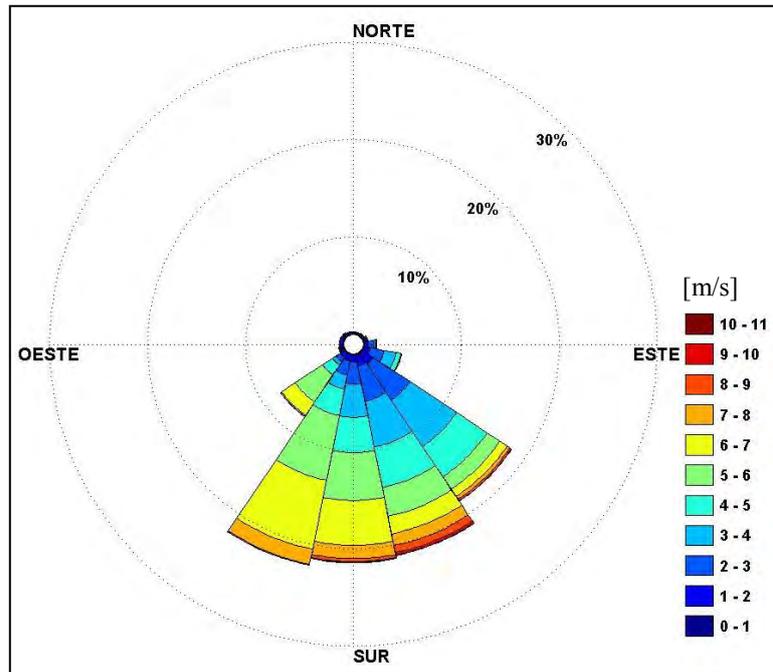


Figura C.9.- Rosa de vientos para el mes de setiembre.¹⁷⁰

- Octubre:

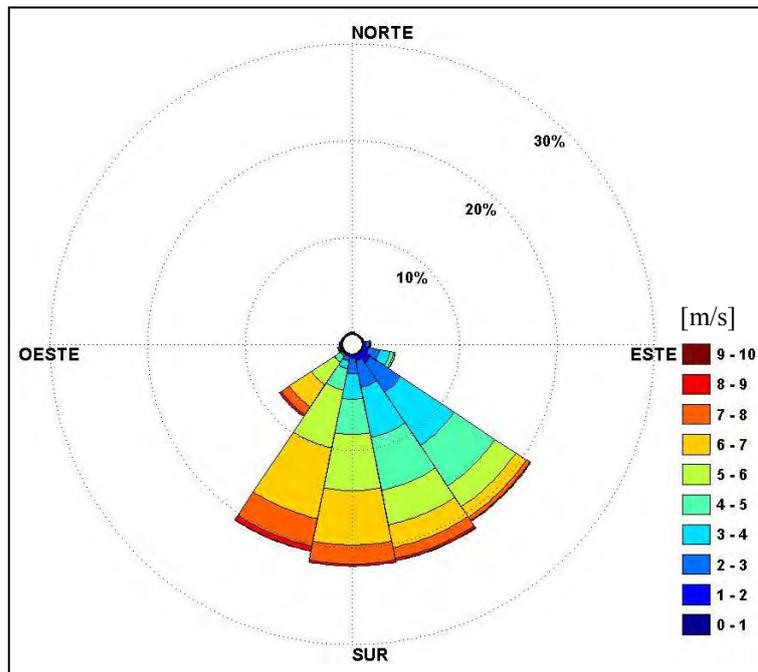


Figura C.10.- Rosa de vientos para el mes de octubre.¹⁷¹

¹⁷⁰ Elaboración propia.

¹⁷¹ Elaboración propia.

▪ Noviembre:

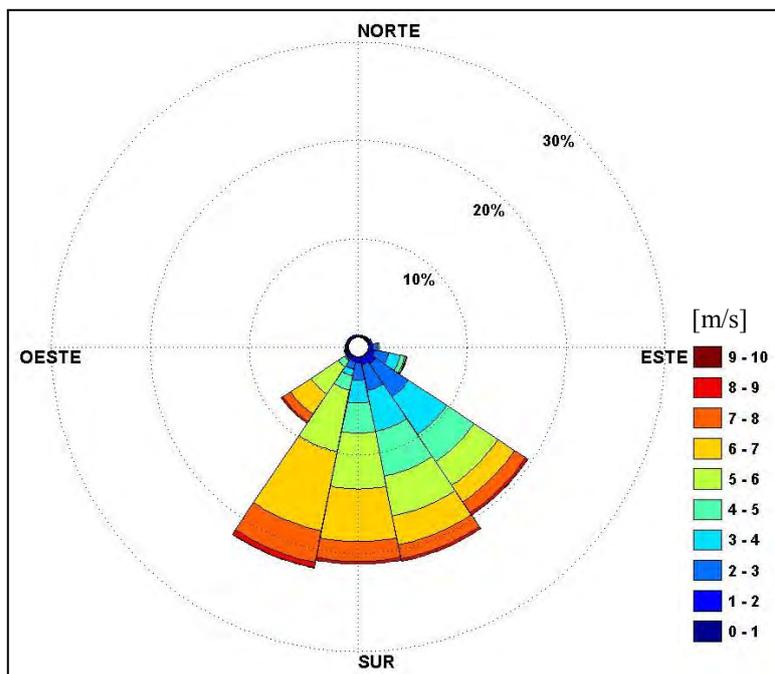


Figura C.11.- Rosa de vientos para el mes de noviembre.¹⁷²

▪ Diciembre:

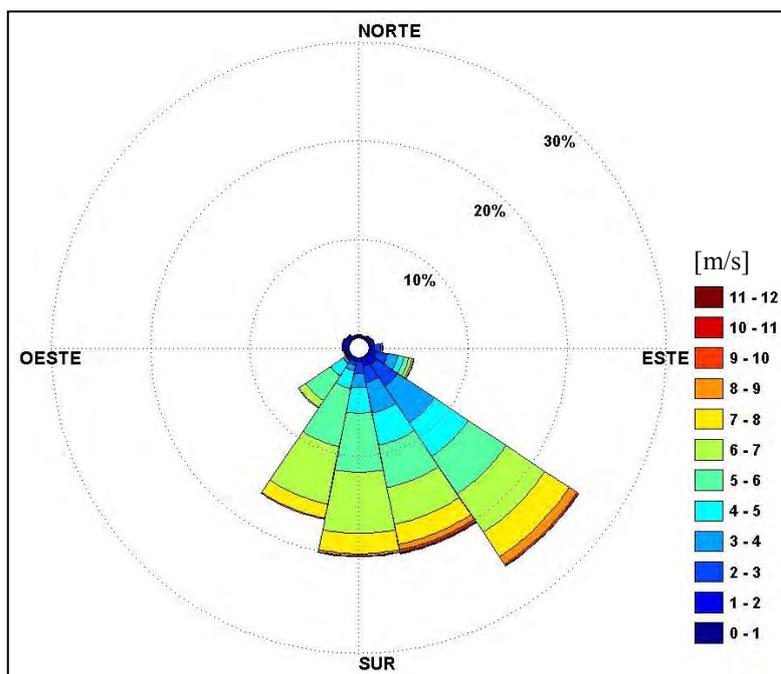


Figura C.12.- Rosa de vientos para el mes de diciembre.¹⁷³

¹⁷² Elaboración propia.

¹⁷³ Elaboración propia.

En la tabla C.2 se detalla un resumen de los valores promedio de la dirección óptima del viento a lo largo del año, obtenidos a partir de la información de la distribución de velocidades para cada intervalo direccional y el porcentaje del tiempo en el cual el viento presenta una determinada dirección, lo cual se muestra explícitamente en los gráficos de la rosa de vientos para cada mes del año.

Tabla C.2.- Valores promedio de la dirección óptima del viento para cada mes.¹⁷⁴

Mes	Dirección	Grados
Enero	SE-SSE	146.25
Febrero	S	180.00
Marzo	S	180.00
Abril	SE-SSE	146.25
Mayo	SE-SSE	146.25
Junio	SE-SSE	146.25
Julio	SSE	157.50
Agosto	SSE-S	168.75
Septiembre	SSE-S	168.75
Octubre	SSE-S	168.75
Noviembre	SSE-S	168.75
Diciembre	SSE-S	146.25
PROMEDIO ANUAL	SSE	160.31

Se aprecia en la tabla C.2, una dirección anual promedio óptima de 160° aproximadamente, en la dirección Sur-Sudeste, coincidente con la dirección de los vientos alisios¹⁷⁵ presentes en la región del emplazamiento.

¹⁷⁴ Elaboración propia.

¹⁷⁵ Se define como vientos alisios a aquellos vientos que soplan regularmente en los océanos Pacífico y Atlántico, en las zonas tropicales hacia el ecuador. En condiciones normales, la presión atmosférica en el ecuador es inferior a la de los trópicos y por tanto, el aire tiende a circular de norte a sur (en el hemisferio norte) y de sur a norte (en el hemisferio sur). Pero al combinarse con la rotación de la Tierra, la dirección real en que soplan es de noreste a suroeste en el hemisferio norte, y de sureste a noroeste en el hemisferio sur.

Anexo D

Cálculo de inclinación de paneles fotovoltaico

D.1 Relaciones geométricas entre el Sol y la Tierra

“El plano del Ecuador no es paralelo al de la trayectoria terrestre alrededor del Sol. El plano del Ecuador mantiene un ángulo que varía desde $23,45^\circ$ hasta $-23,45^\circ$ llamado declinación δ y que corresponde al ángulo entre la recta Sol-Tierra y el plano del Ecuador”.¹⁷⁶

La declinación δ se estima aproximadamente con la ecuación D.1.

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left(360 \frac{284 + d_n}{365} \right) \quad (\text{D.1})$$

“Las relaciones geométricas entre un plano de alguna orientación asociada a un lugar de la Tierra en algún momento y la relación solar entrante, suelen describirse mediante la posición del sol relativa a ese plano a través de variados ángulos”¹⁷⁷, entre los que se encuentran:

- Latitud (\emptyset): el ángulo respecto a la ubicación, al norte o sur del Ecuador ($-90^\circ \leq \emptyset \leq 90^\circ$), donde el norte corresponde a 90° .
- Inclinación (β): el ángulo entre el plano de la superficie en análisis y la horizontal ($0 \leq \beta \leq 180^\circ$), si $\beta > 90^\circ$ significa que la superficie tiene una componente que enfrenta hacia abajo.
- Ángulo azimut (γ): es el ángulo formado entre la dirección sur y la proyección del punto sobre el horizonte, ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$), siendo positivo hacia el oeste.
- Ángulo horario (ω): Corresponde al desplazamiento angular del sol, en este u oeste debido a la rotación de la tierra sobre su eje en 15° por hora, $\omega=0$ al mediodía, en la mañana negativo y en la tarde positivo.
- Ángulo de incidencia (θ): el ángulo entre la recta que une la superficie con el sol y la normal a la superficie.

Los ángulos que describen la posición del sol en el cielo son:

- Ángulo cenital solar (θ_z): el ángulo entre la vertical y la línea al sol, es decir el ángulo de incidencia del rayo de luz sobre una superficie horizontal.
- Altitud (α_s): el ángulo entre la horizontal y la línea al sol, es decir el complemento del cenital.
- Ángulo azimut solar (γ_s): es el desplazamiento angular entre la proyección del rayo de luz sobre el plano horizontal y el vector que apunta al sur (figura 2.6 b). Los desplazamiento hacia el este son negativos y hacia el oeste positivos.

¹⁷⁶ Lo señalado en este párrafo ha sido extraído de la referencia [11].

¹⁷⁷ Lo señalado en este párrafo ha sido extraído de la referencia [13].

Como una simplificación de cálculos, se utiliza el concepto de día representativo del mes, en el cual el valor de declinación de dicho día corresponde a la declinación media del mes.

Tabla D.1.- Días representativos de los meses y declinación asociada.¹⁷⁸

Mes	Día representativo [η]	Día del año [d_n]	Declinación [δ]
Enero	17	17	-20.92
Febrero	15	46	-13.29
Marzo	16	75	-2.42
Abril	15	105	9.41
Mayo	15	135	18.79
Junio	11	162	23.09
Julio	17	198	21.18
Agosto	17	228	13.45
Setiembre	16	259	1.81
Octubre	16	289	-9.97
Noviembre	15	319	-19.15
Diciembre	11	345	-23.12

Con el valor de la latitud de la zona en estudio y de la declinación δ obtenida de la tabla D.1, se determina el ángulo solar al amanecer ω_s .¹⁷⁹

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi * \tan \delta) \quad (D.2)$$

Donde: ω_s = Ángulo solar al amanecer

ϕ = Latitud

δ = Declinación

D.2 Radiación extraterrestre diaria

“La energía que proviene del sol antes de atravesar la superficie terrestre se denomina radiación extraterrestre diaria B_d^o y es muy superior a la que se encuentra sobre la superficie de la Tierra”¹⁸⁰. Se determina con la ecuación D.3.

$$B_d^o = \frac{24}{\pi} B_o \varepsilon_o (\cos \delta * \cos \phi * \text{sen} \omega_s + \omega_s (\pi / 180) * \text{sen} \delta * \text{sen} \phi) \quad (D.3)$$

Donde B_o viene a ser la constante solar que tiene un valor establecido en de 1353 kW/m^2 . Dado que ε_o es un factor corrector asociado a la geometría elíptica de la tierra, este valor tiene efecto para evaluaciones diarias, pero resulta igual a 1 para estimaciones mensuales.

¹⁷⁸ Tabla redactada con información de la referencia [11].

¹⁷⁹ Expresión obtenida de la referencia [14].

¹⁸⁰ Definición extraída de la referencia [14].

D.3 Índice de claridad

“El índice de claridad k_t representa la transparencia de la atmósfera”¹⁸¹ y se calcula empleando la ecuación D.4:

$$k_t = \frac{G_o(0)}{B_o^d} \quad (D.4)$$

Donde:

- k_t = Índice de claridad
- B_o^d = Radiación extraterrestre diaria $kWh/m^2 día$
- $G_o(0)$ = Radiación global $kWh/m^2 día$

A partir del índice de claridad de la zona k_t y mediante las correlaciones de Liu-Jordan, se encuentra el valor del índice de claridad difuso k_d mediante la expresión D.5.¹⁸²

$$k_d = 1.39 - 4.07 * k_t + 5.531 * k_t^2 - 3.108 * k_t^3 \quad (D.5)$$

D.4 Radiación global sobre una superficie horizontal¹⁸³

La radiación global se encuentra conformada por la radiación directa, difusa y de albedo. Las expresiones con las que pueden ser calculadas se definen a continuación:

La radiación difusa $D_d(0)$ se calcula utilizando la ecuación D.6.

$$D_d(0) = k_d * G_o(0) \quad (D.6)$$

La radiación de albedo $A_d(0)$ se calcula utilizando la ecuación D.7.

$$A_d(0) = G_o(0) * \rho_{ref} \quad (D.7)$$

La radiación directa $B_d(0)$, es igual al valor de la radiación global menos el valor de la radiación difusa y de albedo, tal como se representa en la ecuación D.8.

$$B_d(0) = G_o(0) - D_d(0) - A_d(0) \quad (D.8)$$

Con los valores de los promedios mensuales de radiación global en el plano horizontal al día que se muestran en la tabla 4.6, se obtiene los valores de cada una de sus componentes (radiación directa, difusa y de albedo) haciendo uso de las ecuaciones D.6, D.7 y D.8. Los valores mensuales se representan en la tabla D.2.

¹⁸¹ Expresión obtenida de la referencia [11].

¹⁸² Expresión obtenida de la referencia [14].

¹⁸³ Lo señalado en esta sección ha sido elaborado usando la referencia [4].

Tabla D.2.- Componentes de la radiación global en $[kWh/m^2/día]$ en la playa de Cangrejos para un plano horizontal.¹⁸⁴

Mes	$G_o(0)$	d_n	δ	ω_s	B_d^o	k_t	k_d	$D_d(0)$	$A_d(0)$	$B_d(0)$
Enero	6.305	17	-20.92	93.923	10.881	0.579	0.284	1.791	1.135	3.379
Febrero	6.196	46	-13.29	92.423	10.813	0.573	0.289	1.792	1.115	3.289
Marzo	6.887	75	-2.42	90.433	10.380	0.663	0.217	1.492	1.240	4.155
Abril	6.071	105	9.41	88.300	9.500	0.639	0.237	1.437	1.093	3.541
Mayo	5.314	135	18.79	86.509	8.532	0.623	0.250	1.327	0.956	3.030
Junio	4.849	162	23.09	85.624	8.009	0.605	0.264	1.278	0.873	2.698
Julio	4.773	198	21.18	86.024	8.207	0.582	0.282	1.348	0.859	2.566
Agosto	5.398	228	13.45	87.547	9.023	0.598	0.269	1.453	0.972	2.973
Septiembre	5.960	259	1.81	89.676	9.996	0.596	0.271	1.614	1.073	3.274
Octubre	6.180	289	-9.97	91.803	10.611	0.582	0.282	1.741	1.112	3.327
Noviembre	5.977	319	-19.15	93.563	10.813	0.553	0.305	1.825	1.076	3.076
Diciembre	6.213	345	-23.12	94.382	10.834	0.573	0.289	1.794	1.118	3.300

D.4 Radiación sobre una superficie inclinada¹⁸⁵

Calculadas las componentes directa, difusa y de albedo sobre el plano horizontal, se procede a calcular la radiación incidente para distintas inclinaciones, representadas con el símbolo β perteneciente al ángulo de inclinación.

Si la latitud ϕ es menor a cero, al encontrarse al sur de la línea ecuatorial, como sucede en el caso estudio de la tesis, los ángulos de la latitud ϕ y la inclinación β , para el cálculo del ángulo de salida $\omega_s(\beta)$ se suman, como se aprecia en la ecuación D.9, en caso el estudio se refiriera al hemisferio norte estos ángulos se restarían.

$$\omega_s(\beta) = \cos^{-1}(-\tan \delta * \tan(\phi + \beta)) \quad (D.9)$$

Calculado el ángulo de salida para una determinada inclinación, es posible determinar el parámetro R_b , que viene a ser la relación entre la componente directa de la radiación solar sobre una superficie inclinada y la radiación directa sobre una superficie horizontal. Este parámetro se define con la ecuación D.10:

$$R_b = \frac{\omega_{ss} * \text{sen} \delta * \text{sen}(\phi + \beta) + \cos \delta * \cos(\phi + \beta) * \text{sen}(\omega_{ss})}{\omega_s * \text{sen} \delta * \text{sen}(\phi) + \cos(\delta) * \cos(\phi) * \text{sen}(\omega_s)} \quad (D.10)$$

Donde: $\omega_{ss} = \text{MIN}[\omega_s; \omega_s(\beta)]$

¹⁸⁴ Elaboración propia.

¹⁸⁵ Lo señalado en esta sección ha sido elaborado usando la referencia [4].

Es decir ω_{ss} viene a ser el valor mínimo, entre ángulo de salida para una posición horizontal y para una posición con una inclinación β .

Las expresiones para calcular los componentes de la radiación global son:

- Radiación directa para una superficie con inclinación β :

$$B_d(\beta) = B_d(0) * R_b \quad (D.11)$$

- Radiación difusa para una superficie con inclinación β :

$$D_d(\beta) = D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (D.12)$$

- Radiación de albedo para una superficie con inclinación β :

$$A_d(\beta) = G_o(0) * \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) * \rho_{ref} \quad (D.13)$$

En la tabla D.3 se muestran los valores de radiación global sobre una superficie, calculados para diferentes ángulos de inclinación.

Tabla D.3.- Valores de radiación global en $\left[kWh/m^2 día \right]$ sobre una superficie para diferentes ángulos de inclinación en la playa de Cangrejos.¹⁸⁶

β	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0°	6.305	6.196	6.887	6.071	5.314	4.849	4.773	5.398	5.960	6.180	5.977	6.213
1°	6.280	6.184	6.894	6.098	5.353	4.892	4.811	5.428	5.973	6.174	5.957	6.186
2°	6.255	6.171	6.900	6.124	5.392	4.934	4.847	5.456	5.984	6.166	5.936	6.157
3°	6.228	6.157	6.904	6.149	5.429	4.974	4.882	5.483	5.993	6.157	5.914	6.127
4°	6.199	6.141	6.906	6.172	5.465	5.014	4.917	5.509	6.002	6.146	5.891	6.095
5°	6.169	6.124	6.906	6.193	5.500	5.052	4.949	5.533	6.008	6.134	5.866	6.063
6°	6.138	6.106	6.905	6.213	5.533	5.089	4.981	5.556	6.014	6.121	5.840	6.029
7°	6.106	6.086	6.902	6.232	5.565	5.125	5.012	5.578	6.018	6.106	5.813	5.994
8°	6.072	6.065	6.898	6.249	5.595	5.159	5.041	5.598	6.020	6.089	5.785	5.958
9°	6.038	6.042	6.891	6.264	5.624	5.192	5.070	5.618	6.021	6.072	5.755	5.920
10°	6.002	6.018	6.883	6.278	5.652	5.224	5.097	5.635	6.021	6.053	5.725	5.881
11°	5.964	5.993	6.874	6.290	5.679	5.255	5.122	5.652	6.019	6.032	5.693	5.842
12°	5.926	5.966	6.862	6.301	5.704	5.285	5.147	5.667	6.016	6.011	5.660	5.801
13°	5.886	5.939	6.849	6.310	5.728	5.313	5.170	5.681	6.012	5.988	5.625	5.758
14°	5.845	5.909	6.835	6.318	5.750	5.340	5.192	5.693	6.006	5.963	5.590	5.715
15°	5.803	5.879	6.819	6.324	5.771	5.365	5.213	5.704	5.998	5.937	5.553	5.671

¹⁸⁶ Elaboración propia.

En la tabla D.4 se aprecian los valores anuales promedio de radiación global diaria y energía por unidad de área que se puede obtener al año, para cada ángulo de inclinación.

Tabla D.4.- Radiación global diaria promedio y energía anual por unidad de área para distintos ángulos de inclinación.¹⁸⁷

β	Radiación global diaria promedio [kWh/m ² día]	Energía anual [kWh/m ²]
0°	5.844	2132.900
1°	5.853	2136.164
2°	5.860	2138.939
3°	5.866	2141.224
4°	5.871	2143.018
5°	5.875	2144.320
6°	5.877	2145.131
7°	5.878	2145.449
8°	5.877	2145.275
9°	5.876	2144.608
10°	5.872	2143.449
11°	5.868	2141.798
12°	5.862	2139.656
13°	5.855	2137.023
14°	5.846	2133.900
15°	5.836	2130.289

Se aprecia en la tabla D.2, que se obtiene una mayor cantidad de energía anual para un ángulo de inclinación de 7°, con un excedente de 12.549 kWh/m² con respecto a una posición completamente horizontal.

Para contrastar el anterior resultado, se puede utilizar el siguiente método aproximado de cálculo:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69\phi = 3.7 + 0.69 * |-5.14593| = 7.25^\circ$$

La anterior ecuación es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año. Utilizando la ecuación D.14, se puede obtener de manera aproximada, el valor de radiación global para el ángulo de inclinación óptimo previamente calculado. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla D.5 y figura D.1.

$$G_o(\beta) = \frac{G_o(0)}{1 - 4.46 * 10^{-4} * \beta - 1.19 * 10^{-4} * \beta^2} \quad (D.14)$$

¹⁸⁷ Elaboración propia.

Tabla D.5.- Comparación de valores de radiación global diaria promedio reales y aproximados para un ángulo de inclinación de 7° .¹⁸⁸

Mes	$\beta = 7^\circ$	$\beta_{Aprox} = 7^\circ$
Enero	6.106	6.362
Febrero	6.086	6.252
Marzo	6.902	6.949
Abril	6.232	6.126
Mayo	5.565	5.362
Junio	5.125	4.893
Julio	5.012	4.816
Agosto	5.578	5.447
Septiembre	6.018	6.014
Octubre	6.106	6.236
Noviembre	5.813	6.031
Diciembre	5.994	6.269
PROMEDIO	5.878	5.896
ENERGIA ANUAL	2145.449	2152.168

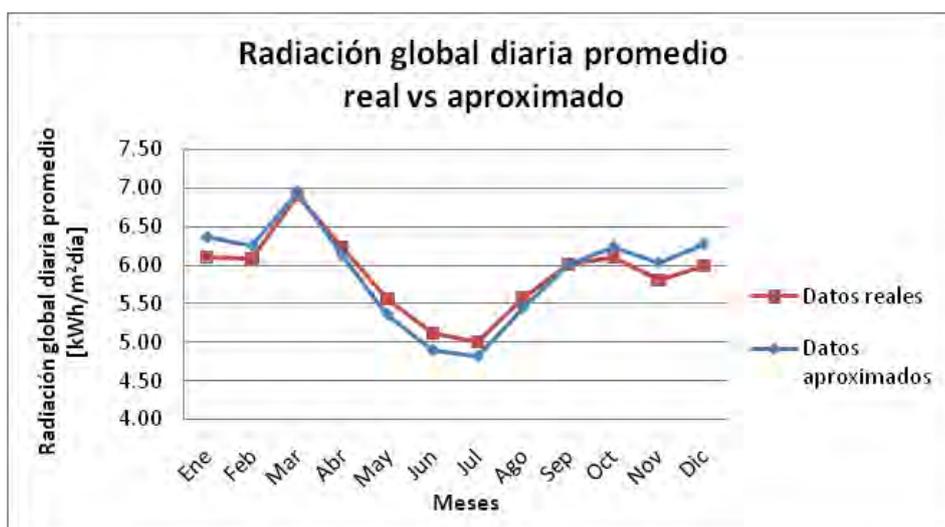


Figura D.1.- Radiación global diaria promedio real vs aproximada.¹⁸⁹

El ángulo óptimo calculado con el uso de las ecuaciones de aproximación numérica es muy similar al valor de 7° calculado con las relaciones geométricas. El error entre ambos resultados es sólo de 0.31%, y esto se aprecia no solo en el resultado promedio, sino en la tendencia de los valores mes a mes, representada en la figura D.1.

¹⁸⁸ Elaboración propia.

¹⁸⁹ Elaboración propia.

Anexo E

Especificaciones técnicas

E.1 Aerogeneradores

A continuación desde la tabla D.1 a la D.8, se detallará las especificaciones técnicas y el costo por kWh producido, de los diferentes modelos de aerogeneradores, los cuales han sido clasificados en función a su marca y modelo.

Tabla E.1.- Especificaciones técnicas de los aerogeneradores Zonhan.¹⁹⁰

AEROGENERADORES			
DATOS			
Modelo	EXMORK ZH-1500	EXMORK ZH-2000	EXMORK ZH-3000
Fabricante	Yueqing Zonhan Windpower Co.	Yueqing Zonhan Windpower Co.	Yueqing Zonhan Windpower Co.
Distribuidor Nacional	Proviento S.A.C.	Proviento S.A.C.	Proviento S.A.C.
País	China	China	China
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Diámetro del rotor	3.2 m.	3.6 m.	4 m.
Número de álabes	3	3	3
Material de los álabes	Fibra de vidrio reforzada	Fibra de vidrio reforzada	Fibra de vidrio reforzada
Peso del aerogenerador	56 kg.	68 kg.	85 kg.
Regulación de velocidad	Plegado de cola	Plegado de cola	Plegado de cola
Método de frenado	Auto frenado	Auto frenado	Auto frenado
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN			
Velocidad de arranque	2.5	3	3
Velocidad nominal	9	10	12
Velocidad de parada	25	25	25
Velocidad de supervivencia	45	50	50
Potencia nominal (P_n)	1500 W	2000 W	3000 W
Potencia máxima (P_{max})	1800 W	2500 W	3500 W
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Voltaje de trabajo	DC 24V/48V AC 120V/230V (opcional)	DC 24V/48V AC 120V/230V (opcional)	DC 24V/48V AC 120V/230V (opcional)

¹⁹⁰ Elaboración propia. Las especificaciones señaladas han sido proporcionadas por el distribuidor nacional Proviento S.A.C.

Tabla E.2.- Energía generada y costo por kWh producido por cada aerogenerador Zonhan.¹⁹¹

DATOS		ZH-1500		ZH-2000		ZH-3000	
Velocidad [m/s]	Horas al año	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]
1	604.22	0	0.00	0	0.00	0	0.00
2	1319.69	0	0.00	0	0.00	0	0.00
3	1792.24	45	80.65	70	125.46	90	161.30
4	1832.30	130	238.20	190	348.14	260	476.40
5	1477.54	240	354.61	360	531.91	500	738.77
6	950.71	390	370.78	580	551.41	800	760.57
7	489.31	585	286.25	880	430.59	1180	577.38
8	202.20	1000	202.20	1360	274.99	1590	321.50
9	67.77	1500	101.66	2125	144.02	2300	155.88
10	18.76	1750	32.82	2420	45.39	3000	56.27
11	4.38	1800	7.88	2500	10.94	3300	14.45
12	0.88	1685	1.48	2350	2.06	3500	3.07
TOTAL	8760		1676.53		2464.91		3265.59
Precio (USD)			1490.00		1990.00		2690.00
Precio \$/kWh			0.89		0.81		0.82

Los modelos de aerogeneradores que se especifican en la tabla E.1, son de procedencia China, pero poseen un proveedor en el mercado nacional que los distribuye de acuerdo al requerimiento que se les solicite, al precio mostrado en la tabla E.2, en un plazo máximo de 4 meses.

¹⁹¹ Elaboración propia. Las horas al año señaladas han sido extraídas de la Tabla 4.16 del capítulo 4, el precio de estos equipos han sido otorgados por el proveedor nacional Proviento S.A.C.

Tabla E.3.- Especificaciones técnicas de los aerogeneradores Bornay.¹⁹²

AEROGENERADORES		
DATOS		
Modelo	Bornay 1500	Bornay 3000
Fabricante	Bornay	Bornay
País de fabricación	España	España
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Diámetro del rotor	2.86 m.	4 m.
Número de álabes	2	2
Material de los álabes	Fibra de vidrio/carbono	Fibra de vidrio/carbono
Regulación de velocidad	Pasivo por inclinación	Pasivo por inclinación
Método de frenado	Freno por regulador electrónico	Freno por regulador electrónico
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN		
Velocidad de arranque	3.5	3.5
Velocidad nominal	12	12
Velocidad de parada	14	14
Velocidad de supervivencia	60	60
Potencia nominal (P_n)	1500 W	3000 W
Potencia máxima (P_{max})	1600 W	3500 W
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Voltaje de trabajo	DC 24V/48V AC 120V	DC 24V/48V AC 120V/230V

¹⁹² Elaboración propia. Las especificaciones señaladas han sido obtenidas de la siguiente página web: <http://www.bornay.com/eolica/es/aerogeneradores/4/modelos/17/bornay-1500/2/specs>.

Tabla E.4.- Energía generada y costo por kWh producido por cada aerogenerador Bornay.¹⁹³

DATOS		Bornay 1500		Bornay 3000	
Velocidad [m/s]	Horas al año	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]
1	604.22	0	0.00	0	0.00
2	1319.69	80	105.58	0	0.00
3	1792.24	160	286.76	180	322.60
4	1832.30	255	467.24	460	842.86
5	1477.54	400	591.02	800	1182.03
6	950.71	570	541.90	1180	1121.83
7	489.31	730	357.20	1560	763.32
8	202.20	930	188.05	1960	396.31
9	67.77	1080	73.20	2240	151.81
10	18.76	1200	22.51	2500	46.89
11	4.38	1370	6.00	2840	12.43
12	0.88	1530	1.34	3080	2.70
TOTAL	8760		2640.80		4842.78
Precio FOB (USD)			3576.55		5394.69
Costo de importación (40%)			1430.61		2157.87
Precio CIF (USD)			5007.16		7552.56
Precio \$/kWh			1.90		1.56

Se aprecia que para un mismo valor de potencia nominal, la energía producida por estos modelos a los de marca Zonhan, como se muestra en la tabla E.2, esto se debe a que los modelos de aerogeneradores Bornay son fabricados para trabajar a velocidades medianas, pero su costo de fabricación es mucho más elevado.

Los modelos de esta marca son comercializados en el mercado Español, tanto para aplicaciones aisladas como interconectadas a la red eléctrica. Existen diversos proveedores en Latinoamérica que permitirían reducir los costos de importación considerados en la tabla E.4.

¹⁹³ Elaboración propia. Las horas al año señaladas han sido extraídas de la Tabla 4.16 del capítulo 4, el precio de estos equipos han sido obtenidos de la siguiente página web: <http://catalog.ssstatic.com/catalog-3820471-67.pdf>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

Tabla E.5.- Especificaciones técnicas de los aerogeneradores Renovables del Sur.¹⁹⁴

AEROGENERADORES			
DATOS			
Modelo	RS-1000-H	RS-2000-H	RS-3000-H
Fabricante	Renovables del Sur	Renovables del Sur	Renovables del Sur
País de fabricación	España	España	España
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Diámetro del rotor	2.8 m.	3.2 m.	4 m.
Número de álabes	3	3	3
Material de los álabes	Fibra de carbono reforzado	Fibra de carbono reforzado	Fibra de carbono reforzado
Regulación de velocidad	Plegado de cola	Plegado de cola	Plegado de cola / control electrónico
Método de frenado	Freno automático electromagnético	Freno automático electromagnético	Freno manual mecánico / Freno automático electromagnético
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN			
Velocidad de arranque	3	3	3
Velocidad nominal	9	9	10
Velocidad de parada	25	25	25
Velocidad de supervivencia	45	45	50
Potencia nominal (P_n)	1100 W	2000 W	3000 W
Potencia máxima (P_{max})	1400 W	2600 W	4250 W
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Voltaje de trabajo	DC 48V	DC 48V-360V	DC 48V-360V

¹⁹⁴ Elaboración propia. Las especificaciones señaladas han sido obtenidas de la siguiente página web: http://www.merkasol.com/WebRoot/StoreLES/Shops/62387086/4BE6/D739/D9B6/11A0/764F/C0A8/28BE/AD46/Manual_RS-3000-5000.pdf.

Tabla E.6.- Energía generada y costo por kWh producido por cada aerogenerador Renovables del Sur.¹⁹⁵

DATOS		RS-1000-H		RS-2000-H		RS-3000-H	
Velocidad [m/s]	Horas al año	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]
1	604.22	0	0.00	0	0.00	0	0.00
2	1319.69	0	0.00	0	0.00	0	0.00
3	1792.24	0	0.00	0	0.00	0	0.00
4	1832.30	90	164.91	125	229.04	200	366.46
5	1477.54	180	265.96	300	443.26	400	591.02
6	950.71	320	304.23	575	546.66	650	617.96
7	489.31	500	244.65	900	440.38	1025	501.54
8	202.20	750	151.65	1400	283.08	1550	313.41
9	67.77	1020	69.13	2050	138.94	2225	150.80
10	18.76	1340	25.13	2375	44.54	3100	58.14
11	4.38	1440	6.30	2570	11.25	3975	17.40
12	0.88	1340	1.18	2630	2.31	4200	3.68
TOTAL	8760		1233.14		2139.46		2620.41
Precio FOB (USD)			5174.50		6255.25		9039.00
Costo de importación (40%)			2069.80		2502.10		3615.60
Precio CIF (USD)			7244.30		8757.35		12654.60
Precio \$/kWh			5.88		4.09		4.83

Al igual que el caso anterior, estos modelos también son comercializados en el mercado Español, tanto para aplicaciones aisladas como interconectadas a la red eléctrica. No tienen proveedores oficiales en Latinoamérica.

¹⁹⁵ Elaboración propia. Las horas al año señaladas han sido extraídas de la Tabla 4.16 del capítulo 4, el precio de estos equipos han sido obtenidos de la siguiente página web: <http://catalog.ssstatic.com/catalog-3820471-67.pdf>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

Tabla E.7.- Especificaciones técnicas de los aerogeneradores Southwest Wind Power.¹⁹⁶

AEROGENERADORES			
DATOS			
Modelo	Whisper 200	Skystream 3.7	Whisper 500
Fabricante	Southwest Wind Power	Southwest Wind Power	Southwest Wind Power
País de fabricación	USA	USA	USA
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Diámetro del rotor	2.7 m.	3.72 m.	4.5 m.
Número de álabes	3	3	3
Material de los álabes	Fibra de carbono reforzado con fibra de vidrio	Compuesto reforzado con fibra de vidrio	Fibra de carbono reforzado con fibra de vidrio
Regulación de velocidad	Control electrónico	Rotor con regulación de control de frenado	Control electrónico
Método de frenado	Freno automático electrónico	Control redundante por interruptor de relé	Freno automático electrónico
CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN			
Velocidad de arranque	3.1	3.5	3.4
Velocidad nominal	11.6	9	10.5
Velocidad de parada	25	25	25
Velocidad de supervivencia	55	63	55
Potencia nominal (P_n)	1000 W	1900 W	3000 W
Potencia máx. (P_{max})	-	2600 W	3200 W
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Voltaje de trabajo	DC 24V 36V 48V	AC 240V	DC 24V 36V 48V

¹⁹⁶ Elaboración propia. Las especificaciones señaladas han sido obtenidas de las siguientes páginas web:

http://www.nousol.com/es/tienda-productos-solares-online/-203?page=shop.getfile&file_id=467&product_id=203.

http://www.merkasol.com/WebRoot/StoreLES/Shops/62387086/4BE6/D7AA/9171/20E9/73BB/C0A8/28BB/E993/Manual_caracteristicas_skystream.pdf.

Tabla E.8.- Energía generada y costo por kWh producido por cada aerogenerador Southwest Wind Power.¹⁹⁷

DATOS		Whisper 200		Skystream 3.7		Whisper 500	
Velocidad [m/s]	Horas al año	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]	Potencia [W]	Energía [kWh/año]
1	604.22	0	0.00	0	0.00	0	0.00
2	1319.69	0	0.00	0	0.00	0	0.00
3	1792.24	25	44.81	0	0.00	0	0.00
4	1832.30	87	159.41	100	183.23	200	366.46
5	1477.54	200	295.51	230	339.83	500	738.77
6	950.71	350	332.75	485	461.09	800	760.57
7	489.31	520	254.44	770	376.77	1130	552.92
8	202.20	700	141.54	1170	236.57	1500	303.30
9	67.77	825	55.91	1485	100.64	2000	135.55
10	18.76	925	17.35	1985	37.23	2500	46.89
11	4.38	975	4.27	2230	9.76	3000	13.13
12	0.88	1000	0.88	2360	2.07	3240	2.84
TOTAL	8760		1306.87		1747.19		2920.43
Precio FOB (USD)			3354.00		5596.11		8585.44
Costo de importación (40%)			1341.60		2238.45		3434.18
Precio CIF (USD)			4695.60		7834.56		12019.62
Precio \$/kWh			3.59		4.48		4.12

Observando los voltajes de trabajo de los modelos Whisper 200 y Whisper 500, se aprecia que estos han sido fabricados para su uso en sistemas aislados. En cambio el modelo Skystream 3.7 de 2.4 kW, es un modelo especialmente fabricado para su uso con conexión directa a la red eléctrica, gracias a que tiene incorporado un controlador y un inversor que permiten obtener un voltaje de salida de 120 a 240 VAC con una frecuencia comprendida entre 50 a 60 Hz.

¹⁹⁷ Elaboración propia. Las horas al año señaladas han sido extraídas de la Tabla 4.16 del capítulo 4, el precio de estos equipos han sido obtenidos de la siguiente página web: <http://www.nousol.com/es/tienda-productos-solares-online/aerogeneradores/42>.

E.2 Paneles solares

A continuación se detallan las especificaciones técnicas y se realiza el cálculo del costo por kWh generado, de los diferentes modelos de paneles fotovoltaicos fabricados por las compañías: Exmork, Kyocera, Exiom Solution, Nousol y Solarland.

Tabla E.9.- Especificaciones técnicas de los paneles solares Exmork.¹⁹⁸

PANELES SOLARES			
DATOS			
Modelo	50P	80C	100P
Tipo	Silicio policristalino	Silicio monocristalino	Silicio policristalino
Fabricante	Exmork	Exmork	Exmork
País de procedencia	China	China	China
Distribuidor nacional	Proviento S.A.C.	Proviento S.A.C.	Proviento S.A.C.
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Potencia máxima (P_{max})	50W	80W	100W
Tensión óptima (V_{mpp})	17.5 V	17.4 V	17.5 V
Corriente óptima (I_{mpp})	2.86A	4.98A	5.71A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	22V	22V	22V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	3.07A	4.61A	6.14A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones	67 x 62 x 3.5 cm	120 x 55 x 3.5 cm	113 x 67 x 3.5 cm
CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Tolerancia de potencia	± 3%	± 3%	± 3%
η_P^{199}	97%	97%	97%
Temperatura NOCT	45 °C	45 °C	45 °C
η_T^{200}	85%	85%	85%
Resistencia a cargas mecánicas	200 kg/m ²	200 kg/m ²	200 kg/m ²
Eficiencia de conversión aprox.	12%	12%	13.2%

¹⁹⁸ Elaboración propia.

¹⁹⁹ Rendimiento por efecto de variación de la potencia nominal

²⁰⁰ Rendimiento por efecto de variación de la temperatura.

Tabla E.10.- Energía anual producida y costo del kWh de paneles solares Exmork.²⁰¹

Modelo	50P	80C	100P
Potencia pico [Wp]	50	80	100
NHE [h]	5.878	5.878	5.878
η_T	0.85	0.85	0.85
η_P	0.97	0.97	0.97
η_E	0.95	0.95	0.95
Energía al día [kWh/día]	0.23	0.37	0.46
Energía al año [kWh/año]	84.02	134.44	168.05
Precio CIF	110	200	220
Costo [\$/kWh]	1.31	1.49	1.31

Tabla E.11.- Especificaciones técnicas de los paneles solares Kyocera.²⁰²

PANELES SOLARES		
DATOS		
Modelo	KD140GX-LFBS	KD245GX-LFB
Tipo	Silicio policristalino	Silicio policristalino
Fabricante	Kyocera	Kyocera
País de procedencia	USA	USA
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Potencia máxima (P_{max})	140 W	245 W
Tensión óptima (V_{mpp})	17.7 V	29.8 V
Corriente óptima (I_{mpp})	7.91 A	8.23 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	22.1V	36.9 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	8.68 A	9.09 A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones	150 x 66.8 x 4.6 cm	166.2 x 99 x 4.6 cm
Peso	12.9 kg	21 kg
CARACTERÍSTICAS GENERALES		
Tolerancia de potencia	± 5%	± 5%
η_P	95%	95%
Temperatura NOCT	45 °C	45 °C
η_T	85%	85%
Resistencia a cargas mecánicas	-	-
Eficiencia de conversión aprox.	14%	14%

²⁰¹ Elaboración propia. El precio de estos equipos han sido otorgados por el proveedor Proviento S.A.C.²⁰² Elaboración propia.

Tabla E.12.- Energía anual producida y costo del kWh de paneles solares Kyocera.²⁰³

Modelo	KD140GX	KD245GX
Potencia pico [Wp]	140	245
NHE [h]	5.878	5.878
η_T	0.85	0.85
η_P	0.95	0.95
η_E	0.95	0.95
Energía al día [kWh/día]	0.63	1.10
Energía al año [kWh/año]	230.42	403.23
Precio CIF	413	476
Costo [\$/kWh]	1.79	1.18

Tabla E.13.- Especificaciones técnicas de los paneles solares Exiom Solution.²⁰⁴

PANELES SOLARES				
DATOS				
Modelo	EX - 90 M	EX - 120 P	EX - 190 M	EX - 240 P
Tipo	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Silicio monocristalino	Silicio policristalino
Fabricante	Exiom Solution	Exiom Solution	Exiom Solution	Exiom Solution
País de procedencia	España	España	España	España
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Potencia máxima (P_{max})	90W	120W	190W	240W
Tensión óptima (V_{mpp})	18.87 V	18.45 V	36.50 V	30.80 V
Corriente óptima (I_{mpp})	4.77 A	6.60 A	5.20 A	7.80 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	22.35 V	21.97 V	45.20 V	37.40 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	5.10 A	6.96 A	5.60 A	8.65 A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				
Dimensiones	119.5 x 54.5 x 3.5 cm	123 x 66.8 x 3.5 cm	158 x 80.8 x 4.5 cm	165.5 x 99.2 x 4.5 cm
Peso	10 kg	9.7 kg	15.5 kg	22.5 kg
CARACTERÍSTICAS GENERALES				
Tolerancia de potencia	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%
η_P	97%	97%	97%	97%
Temperatura NOCT	47 °C	47 °C	47 °C	47 °C
η_T	83.8%	83.8%	83.8%	83.8%
Resistencia mecánica	5.4 kPa	5.4 kPa	5.4 kPa	5.4 kPa
Eficiencia de conversión aprox.	13.81%	14.60%	14.88%	14.60%

²⁰³ Elaboración propia. El precio de estos equipos han sido obtenidos de: <http://www.wholesolar.com>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo.

²⁰⁴ Elaboración propia.

Tabla E.14.- Energía anual producida y costo del kWh de paneles solares Exiom Solution.²⁰⁵

Modelo	EX-90 M	EX-120 P	EX-190 M	EX-240 P
Potencia pico [Wp]	90	120	190	240
NHE [h]	5.878	5.878	5.878	5.878
η_T	0.838	0.838	0.838	0.838
η_P	0.97	0.97	0.97	0.97
η_E	0.95	0.95	0.95	0.95
Energía al día [kWh/día]	0.41	0.54	0.86	1.09
Energía al año [kWh/año]	149.11	198.81	314.79	397.62
Precio CIF	220.08	276.94	330.12	403.48
Costo [\$/kWh]	1.48	1.39	1.05	1.01

Tabla E.15.- Especificaciones técnicas de los paneles solares Nousol.²⁰⁶

PANELES SOLARES				
DATOS				
Modelo	Nousol 45	Nousol 85	Nousol 135	Nousol 195
Tipo	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino	Silicio monocristalino
Fabricante	Nousol	Nousol	Nousol	Nousol
País de procedencia	España	España	España	España
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
Potencia máxima (P_{max})	45W	85W	135W	195W
Tensión óptima (V_{mpp})	17.28 V	17.28 V	17.28 V	36.90 V
Corriente óptima (I_{mpp})	2.61 A	4.91 A	7.81 A	5.29 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	21.60 V	21.60 V	21.60 V	44.70 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	2.74 A	5.18 A	8.25 A	5.72 A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				
Dimensiones	55.6 x 63 x 3.5 cm	119.1 x 55.6 x 3.5 cm	148 x 68 x 3.5 cm	158 x 80.8 x 4 cm
Peso	4 kg	7 kg	14 kg	15.5 kg
CARACTERÍSTICAS GENERALES				
Tolerancia de potencia	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%
η_P	97%	97%	97%	97%
Temperatura NOCT	47 °C	47 °C	47 °C	47 °C
η_T	83.8%	83.8%	83.8%	83.8%
Eficiencia de conversión aprox.	12.85%	12.84%	13.41%	15.27%

²⁰⁵ Elaboración propia. El precio de estos equipos han sido obtenidos de: <http://www.merkasol.com>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

²⁰⁶ Elaboración propia.

Tabla E.16.- Energía anual producida y costo del kWh de paneles solares Nousol.²⁰⁷

Modelo	Nousol 45	Nousol 85	Nousol 135	Nousol 195
Potencia pico [Wp]	45	85	135	195
NHE [h]	5.878	5.878	5.878	5.878
η_T	0.838	0.838	0.838	0.838
η_P	0.97	0.97	0.97	0.97
η_E	0.95	0.95	0.95	0.95
Energía al día [kWh/día]	0.20	0.39	0.61	0.89
Energía al año [kWh/año]	74.55	140.83	223.66	323.07
Precio CIF	192.57	315.10	397.17	426.68
Costo [\$/kWh]	2.58	2.24	1.78	1.32

Tabla E.17.- Especificaciones técnicas de los paneles solares Solarland.²⁰⁸

PANELES SOLARES			
DATOS			
Modelo	SLP050-12	SLP090-12U	SLP100-12
Tipo	Silicio policristalino	Silicio policristalino	Silicio policristalino
Fabricante	Solarland	Solarland	Solarland
País de procedencia	China	China	China
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS			
Potencia máxima (P_{max})	50W	90W	100W
Tensión óptima (V_{mpp})	17.40 V	17.20 V	17.40 V
Corriente óptima (I_{mpp})	2.87 A	5.23 A	5.74 A
Tensión de circuito abierto (V_{OC})	21.50 V	21.60 V	21.50 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC})	3.18 A	5.90 A	6.36 A
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS			
Dimensiones	65.4 x 67.5 x 3.5 cm	110.5 x 67.5 x 3 cm	124.4 x 67.5 x 3.5 cm
Peso	5.65 kg	9.66 kg	10.40 kg
CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Tolerancia de potencia	-5%/10%	-5%/10%	-5%/10%
η_P	90%	90%	90%
Temperatura NOCT	47 °C	47 °C	47 °C
η_T	83.8%	83.8%	83.8%
Eficiencia de conversión aprox.	11.33%	12.07%	11.91%

²⁰⁷ Elaboración propia. El precio de estos equipos han sido obtenidos de: <http://www.nousol.com>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

²⁰⁸ Elaboración propia.

Tabla E.18.- Energía anual producida y costo del kWh de paneles solares Solarland.²⁰⁹

Modelo	SLP050-12	SLP090-12U	SLP100-12
Potencia pico [Wp]	50	90	100
NHE [h]	5.878	5.878	5.878
η_T	0.838	0.838	0.838
η_P	0.90	0.90	0.90
η_E	0.95	0.95	0.95
Energía al día [kWh/día]	0.21	0.38	0.42
Energía al año [kWh/año]	76.86	138.35	153.72
Precio CIF	255.00	301.00	329.00
Costo [\$/kWh]	3.32	2.18	2.14

E.3 Controlador de carga

En la tabla E.19 se detallan las especificaciones técnicas y precio de controlador de carga para aerogeneradores comercializado en el mercado nacional.

Tabla E.19.- Especificaciones técnicas y precio de controlador de carga.²¹⁰

CONTROLADOR DE CARGA	
DATOS	
Modelo	GCB-20K
Tipo de fuente regulada	Eólica
Fabricante	Ningbo Ginlong Technologies Co.
País de procedencia	China
Distribuidor nacional	Proviento S.A.C.
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Rango de voltaje de entrada	30 Vac a 500 Vac
Corriente máx. de entrada	40 Aac
Potencia máx. de entrada	20 kW
Rango de voltaje de salida	30 Vdc a 750 Vdc
Corriente máxima de salida + desviación	40 Adc + 30 Arms
Potencia máx. de salida + desviación	12 kW + 8kW
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	
Peso	6.4 kg
Dimensiones	37cm x 27.5cm x 13.5cm
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 99.3%
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 ~ 60°C
Ruido	< 40dB
Precio (USD)	600

²⁰⁹ Elaboración propia. El valor de radiación promedio o NHE ha sido extraído de la Tabla 4.23 del capítulo 4, el precio de estos equipos han sido obtenidos de: <http://www.wholesolar.com>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo.

²¹⁰ Elaboración propia. El precio de este equipo ha sido proporcionado por el proveedor nacional Proviento S.A.C.

E.4 Inversores

Los siguientes modelos de inversores de la marca SMA no requieren de la instalación de un controlador de carga para el aerogenerador, gracias a su curva característica polinomial programable que le permite una adaptación óptima a la curva característica de la turbina.

Tabla E.20.- Especificaciones técnicas y precio de inversor SMA Windy Boy 2500 para aerogeneradores.²¹¹

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	Windy Boy - 2500
Tipo de fuente	Eólica
Fabricante	SMA
País de procedencia	EE.UU.
INPUT (DC)	
Potencia de entrada máx. ($P_{DC, max}$)	2700 W
Potencia nominal ($P_{DC, n}$)	2100 W
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	600 V
Rango de tensión de entrada (funcionamiento)	224 V - 600 V
Corriente de entrada máx. ($I_{DC, max}$)	12 A
OUTPUT (AC)	
Potencia de salida máx. ($P_{AC, max}$)	2500W
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	2300 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 240 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 260 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	12.5 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo interno	0.25 W / < 7 W
Factor de potencia a la salida	1
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (\pm 4.5 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 94.1%
Tiempo de vida del equipo	> 15 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	1661.33
Costo CIF (USD)	2325.86

²¹¹ Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo ha sido obtenido de: <http://www.windandsun.co.uk/products/146.aspx>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1£ = 1.543\$ tomado al 20/06/2013.

Tabla E.21.- Especificaciones técnicas y precio de inversor SMA Windy Boy 3300 para aerogeneradores.²¹²

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	Windy Boy - 3300
Tipo de fuente	Eólica
Fabricante	SMA
País de procedencia	EE.UU.
INPUT (DC)	
Potencia de entrada máx. ($P_{DC, max}$)	3820 W
Potencia nominal ($P_{DC, n}$)	3100 W
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	500 V
Rango de tensión de entrada (funcionamiento)	200 V - 500 V
Corriente de entrada máx. ($I_{DC, max}$)	20 A
OUTPUT (AC)	
Potencia de salida máx. ($P_{AC, max}$)	3600W
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	3300 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 240 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 260 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	18 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo interno	0.1 W / < 7 W
Factor de potencia a la salida	1
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (\pm 4.5 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 95.2%
Tiempo de vida del equipo	> 15 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	2039.80
Costo CIF (USD)	2855.72

²¹² Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo ha sido obtenido de: <http://www.windandsun.co.uk/products/146/.aspx>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1£ = 1.543\$ tomado al 20/06/2013.

Tabla E.22.- Especificaciones técnicas y precio de inversor SMA Sunny Boy 2500 para paneles solares.²¹³

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	Sunny Boy - 2500
Tipo de fuente	Solar
Fabricante	SMA
País de procedencia	EE.UU.
IMPULS (DC)	
Potencia de entrada máx. ($P_{DC, max}$)	2700 Wp
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	600 V
Tensión nominal de entrada ($V_{DC, n}$)	300 V
Rango de tensión MPP ²¹⁴ ($V_{DC, mpp}$)	224 V - 480 V
Corriente de entrada máx. ($I_{DC, max}$)	12 A
OUTPUT (AC)	
Potencia aparente máx. ($S_{AC, max}$)	2500 VA
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	2300 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 240 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 260 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	12.5 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo característico nocturno	< 0.25 W
Factor de potencia a la salida	0.92
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (\pm 4.5 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 94.1%
Tiempo de vida del equipo	> 10 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	1234.4
Costo CIF (USD)	1728.16

²¹³ Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo ha sido obtenido de: <http://www.windandsun.co.uk/products/145.aspx>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1£ = 1.543\$ tomado al 20/06/2013.

²¹⁴ MPP: Sistema de seguimiento del punto de máxima potencia.

Tabla E.23.- Especificaciones técnicas y precio de inversor SMA Sunny Boy 3000 para paneles solares.²¹⁵

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	Sunny Boy - 3000
Tipo de fuente	Solar
Fabricante	SMA
País de procedencia	EE.UU.
INPUT (DC)	
Potencia de entrada máx. ($P_{DC, max}$)	3200 Wp
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	600 V
Tensión nominal de entrada ($V_{DC, n}$)	350 V
Rango de tensión MPP ²¹⁶ ($V_{DC, mpp}$)	268 V - 480 V
Corriente de entrada máx. ($I_{DC, max}$)	12 A
OUTPUT (AC)	
Potencia aparente máx. ($S_{AC, max}$)	3000 VA
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	2750 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 240 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 260 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	15 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo característico nocturno	< 0.25 W
Factor de potencia a la salida	0.92
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (\pm 4.5 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 95%
Tiempo de vida del equipo	> 10 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	1380.99
Costo CIF (USD)	1933.38

²¹⁵ Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo ha sido obtenido de: <http://www.windandsun.co.uk/products/145.aspx>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1£ = 1.543\$ tomado al 20/06/2013.

²¹⁶ MPP: Sistema de seguimiento del punto de máxima potencia.

Tabla E.24.- Especificaciones técnicas y precio de inversor híbrido Yueqing Zonhan Windpower Co. GC-3.5K.²¹⁷

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	GC-3.5K
Tipo de fuente regulada	Eólica / Solar
Fabricante	Yueqing Zonhan Windpower Co.
País de procedencia	China
IMPULS (DC)	
Potencia máxima ($P_{DC, max}$)	4000 W
Potencia nominal ($P_{DC, n}$)	3300 W
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	600 V
Tensión nominal de entrada ($V_{DC, n}$)	400 V
Rango de tensión MPP fotovoltaica ($V_{DC, PV}$)	100 V - 500 V
Rango de tensión MPP eólica ($V_{DC, W}$)	30 V - 540 V
Corriente de entrada máx. fotovoltaica ($I_{DC, PV}$)	12 A
Corriente de entrada máx. eólica ($I_{DC, W}$)	24 A
OUTPUT (AC)	
Potencia transitoria máx. ($P_{AC, max}$)	3800 W
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	3500 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 230 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 270 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	15.7 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo característico nocturno	< 1 W
Consumo característico sin viento	< 6 W
Factor de potencia a la salida	> 0.99
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (\pm 3 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 97.5%
Tiempo de vida del equipo	> 15 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	1450.00
Costo CIF (USD)	2030.00

²¹⁷ Elaboración propia. Las especificaciones técnicas han sido obtenidas de la siguiente página web: <http://www.zonhan.com/eproducts/86.html>.

El precio del equipo ha sido proporcionado por el área comercial internacional de la empresa Yueqing Zonhan Windpower Co. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

Tabla E.25.- Especificaciones técnicas y precio de inversor híbrido Yueqing Zonhan Windpower Co. GC-5K.²¹⁸

INVERSOR	
DATOS	
Modelo	GC-5K
Tipo de fuente regulada	Eólica / Solar
Fabricante	Yueqing Zonhan Windpower Co.
País de procedencia	China
IMPULSO (DC)	
Potencia máxima ($P_{DC, max}$)	5700 W
Potencia nominal ($P_{DC, n}$)	4800 W
Tensión de entrada máx. ($V_{DC, max}$)	600 V
Tensión nominal de entrada ($V_{DC, n}$)	400 V
Rango de tensión MPP fotovoltaica ($V_{DC, PV}$)	100 V - 500 V
Rango de tensión MPP eólica ($V_{DC, W}$)	30 V - 540 V
Corriente de entrada máx. fotovoltaica ($I_{DC, PV}$)	15 A
Corriente de entrada máx. eólica ($I_{DC, W}$)	25 A
OUTPUT (AC)	
Potencia transitoria máx. ($P_{AC, max}$)	5500 W
Potencia nominal ($P_{AC, n}$)	5000 W
Rango de tensión de salida nominal ($V_{AC, n}$)	220 V - 230 V
Rango de tensión de salida (funcionamiento)	180 V - 270 V
Corriente de salida máx. ($I_{AC, max}$)	21.74 A
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Tipo	Monofásico
Consumo característico nocturno	< 1 W
Consumo característico sin viento	< 6 W
Factor de potencia a la salida	> 0.99
Rango de frecuencia a la salida	50 / 60 Hz (± 3 Hz)
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Eficiencia máxima	> 97%
Tiempo de vida del equipo	> 15 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 60°C
COSTO	
Costo FOB (USD)	1800.00
Costo CIF (USD)	2520.00

²¹⁸ Elaboración propia. Las especificaciones técnicas han sido obtenidas de la siguiente página web: <http://www.zonhan.com/eproducts/86.html>.

El precio del equipo ha sido proporcionado por el área comercial internacional de la empresa Yueqing Zonhan Windpower Co. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1€ = 1.31\$ tomado al 20/06/2013.

Los modelos presentados en las tablas E.24 y E.25 son de fabricación China y cumplen con los estándares necesarios para su conexión a red, pero requieren de la instalación de un regulador de voltaje para su correcto funcionamiento. La principal ventaja que brindan estos modelos de inversores es su capacidad para trabajar con aerogeneradores y paneles solares al mismo tiempo.

E.5 Medidores de energía

Estos dispositivos permiten al usuario cuantificar la cantidad de energía que ingresa de la red y la cantidad de excedentes inyectados.

Tabla E.25.- Especificaciones técnicas y precio de medidor bidireccional.²¹⁹

MEDIDOR DE ENERGÍA	
DATOS	
Modelo	A100C
Tipo	Unidireccional / Bidireccional
Fabricante	Elster
País de procedencia	Alemania
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Corriente nominal	10A / 20A
Rango de tensión de funcionamiento	220-250V / 110-127V
Corriente máxima	100A
Frecuencia de funcionamiento	50 / 60 Hz
Tipo	Monofásico
Consumo interno	0.66W / 8.5VA
Capacidad de aislamiento	4 kV RMS @ 50 Hz
Resistencia a choque eléctrico	12 kV @ 1.2/50 µS
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Salida de impulsos	10 Wh/pulso
Tiempo de vida del equipo	20 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 55°C
NORMAS	
Especificaciones	kWh Class 1 or 2 EN 62053-21:2003
COSTO	
Costo FOB (USD)	48.29
Costo CIF (USD)	67.60

Los medidores de energía comercializados a nivel nacional son del tipo unidireccional, debido a que la mayoría de aplicaciones domiciliarias en el Perú les interesa cuantificar

²¹⁹ Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo ha sido obtenido de: <http://www.windandsun.co.uk/products/258.aspx>. Se ha considerado que el costo de importación es equivalente al 40% del valor del equipo, el precio de cambio utilizado ha sido de 1£ = 1.543\$ tomado al 20/06/2013.

solamente su consumo energético. A continuación se muestra un modelo unidireccional fabricado por la empresa americana Stronger New Era Inc., comercializado en el mercado nacional, tiene la ventaja de poseer un costo de adquisición y tiempo de entrega notablemente mucho más bajo que el modelo anterior.

Tabla E.26.- Especificaciones técnicas y precio de medidor unidireccional.²²⁰

MEDIDOR DE ENERGÍA	
DATOS	
Modelo	SGM71L
Tipo	Unidireccional
Fabricante	Stronger New Era Inc.
País de procedencia	USA
Distribuidor nacional	Promelsa
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	
Corriente nominal	20A
Rango de tensión de funcionamiento	220/230/240V
Corriente máxima	80A
Frecuencia de funcionamiento	50/60 Hz
Tipo	Monofásico
Consumo interno	2W / 10VA
Capacidad de aislamiento	8 kV RMS
Resistencia a choque eléctrico	20 kV
CARACTERÍSTICAS GENERALES	
Salida de impulsos	-
Tiempo de vida del equipo	20 años
Rango de temperatura (funcionamiento)	-25 a 55°C
NORMAS	
Especificaciones	Precisión Clase 1 y 2 / IEC 62053-21 y 62052-11
COSTO	
Precio (USD)	13.94

²²⁰ Elaboración propia. Las especificaciones y el precio del equipo han sido proporcionados por el proveedor nacional Promelsa El precio de cambio utilizado ha sido de 1\$ = S./2.79 tomado al 20/06/2013.

Anexo F

Dimensionamiento eléctrico

F.1. Conductores

Los conductores utilizados deberán cumplir con las siguientes características:

- No propagación de la llama.
- No propagación del incendio.
- Libre de halógenos.
- Reducida emisión de gases tóxicos.
- Baja emisión de usos opacos.
- Nula emisión de gases corrosivos.

Se emplearán conductores de cobre aislado con cloruro de polivinilo (PVC). Estarán además debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen, en el caso de los cables subterráneos y contra los rayos ultravioleta para los colocados a la intemperie. Los conductores tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter a un excesivo doblamiento los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0.6/1 kV, la sección de los conductores de cada línea, deberá ser establecida mediante la aplicación de los siguientes criterios, adoptándose la mayor de las secciones obtenidas:

- Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.
- Caída de tensión máxima admisible.

Existen otros criterios para el cálculo de la sección de los conductores como el criterio de la intensidad máxima admisible en caso de cortocircuitos o el criterio económico entre otros, que son evaluados para aplicaciones de potencia más elevada o líneas de elevada utilización respectivamente. Por este motivo se ha considerado suficiente emplear los dos primeros criterios de selección.

De acuerdo con el estándar IEC²²¹ 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1.25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM²²² del módulo fotovoltaico, pero en este caso se va a emplear una seguridad reforzada por lo cual el factor de seguridad será de 1.56, este mismo factor se empleará en el cálculo del cableado a emplear para el aerogenerador. En el caso de la línea de corriente alterna se le aplica el mismo criterio, utilizando la intensidad nominal de salida del inversor.

²²¹ IEC: International Electrotechnical Commission.

²²² CEM: Condiciones estándar de medida.

Se va a emplear un factor de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en función de la temperatura ambiente²²³ de 0.9, para cual se estaría contemplando una temperatura ambiente máxima de 50°C.

Para instalaciones de baja tensión se indica, dentro de la normativa española, que la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1.5% para la intensidad nominal. Por esta razón se va a considerar una caída de tensión máxima del 0.75% en continua, y del 0.75% en la parte de alterna. En cuanto a la temperatura, como otro margen de seguridad se va a considerar que el cable de cobre puede alcanzar los 90°C, siendo para esta temperatura el valor de su resistividad igual a 0.0216 mm²/m .

Estas consideraciones van a tener como consecuencia un sobredimensionamiento en el cálculo del cableado y por consiguiente va suponer un incremento en el coste, aunque este será insignificante con respecto al total. Además existe una tendencia general a emplear secciones altas en los cables enterrados, en esta misma línea diversos autores y fabricantes recomiendan tender al sobredimensionamiento del cableado, ya que a lo largo de la vida de la instalación, al disminuir la caída de tensión y por tanto reducir la pérdida de potencia vertida a la red, compensará el incremento en la sección del cableado.

A continuación se presentarán los cálculos realizados para cada línea del sistema eléctrico, en base a los criterios antes mencionados, para seleccionar adecuadamente los conductores que se van a utilizar.

F.1.1. Cableado en corriente continua

a) Línea aerogenerador/inversor

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente

$$I_{\text{Aero,max}} = \frac{P_{\text{max}}}{V_n} = \frac{1800\text{W}}{120\text{V}} = 7.83\text{A}$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 1.56(7.8\text{A})$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 12.2\text{A}$$

Para este valor de intensidad de corriente admisible en el conductor es suficiente el uso de un cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de 2x4 mm² de la marca Indeco. La intensidad máxima en régimen permanente para este conductor es:

$$I_{\text{Cond,max}} = 0.9(37\text{A}) = 33.3\text{A}$$

Dado 33.3A es mucho mayor a 12.2A, se cumple que $I_{\text{Cond,max}} > I_{\text{Cond,per}}$, siendo por tanto correcto el conductor elegido bajo este criterio de selección.

²²³ Dato obtenido de la ITC-BT-06.

- Caída de tensión máxima admisible

La caída de tensión en un conductor se define como:

$$\Delta V = \frac{2\rho \cdot L \cdot I}{S} \quad [\text{V}] \quad (\text{F.1})$$

Donde: $\Delta V \leq 0.75\% \cdot V$

$$V = 230V \rightarrow \Delta V \leq 1.725V$$

$$\rho_{90^\circ C} = 0.0216 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

$$L = 20\text{m}$$

$$I = 12.2\text{A}$$

Despejando la ecuación F.1:

$$S \geq \frac{2\rho \cdot L \cdot I}{\Delta V} \quad [\text{mm}^2] \quad (\text{F.2})$$

Se obtiene una sección mínima de 6.11 mm^2 , por ello se recomienda un cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de $2 \times 10 \text{ mm}^2$ de la marca Indeco. Con este conductor se obtiene una $I_{\text{Cond,max}} = 59.4\text{A}$ y una caída de tensión de 0.55%.

b) Línea paneles solares/inversor

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente

$$I_{SC} = 8.65\text{A}$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 1.56(8.65\text{A})$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 13.5\text{A}$$

Para este valor de intensidad de corriente admisible en el conductor es suficiente el uso de un cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de $2 \times 4 \text{ mm}^2$ de la marca Indeco. La intensidad máxima en régimen permanente para este conductor es:

$$I_{\text{Cond,max}} = 0.9(37\text{A}) = 33.3\text{A}$$

Dado 33.3A es mucho mayor a 13.5A , se cumple que $I_{\text{Cond,max}} > I_{\text{Cond,per}}$, siendo por tanto correcto el conductor elegido bajo este criterio de selección.

- Caída de tensión máxima admisible

En este caso se tienen los siguientes datos: $\Delta V \leq 0.75\% \cdot V$

$$V=184.8V \rightarrow \Delta V \leq 1.386V$$

$$\rho_{90^\circ C} = 0.0216 \Omega \cdot mm^2/m$$

$$L = 15m$$

$$I = 13.5A$$

Aplicando la ecuación F.2. se obtiene una sección mínima de 6.31 mm^2 , por ello se recomienda un cable concéntrico (SET) 0.6/1 kV de $2 \times 10 \text{ mm}^2$ de la marca Indeco. Con este conductor se obtiene una $I_{\text{Cond,max}} = 59.4A$ y una caída de tensión de 0.57%.

c) Línea interpaneles

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente

$$I_{SC} = 8.65A$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 1.56(8.65A)$$

$$I_{\text{Cond,per}} = 13.5A$$

Para este valor de intensidad de corriente admisible se recomienda el uso de un conductor monopolar por lo que se ha elegido el cable CB/THW-90 de 6 mm^2 cubierta negra de la marca Indeco. La intensidad máxima en régimen permanente para este conductor es:

$$I_{\text{Cond,max}} = 0.9(58A) = 52.2A$$

Dado 52.2A es mucho mayor a 13.5A, se cumple que $I_{\text{Cond,max}} > I_{\text{Cond,per}}$, siendo por tanto correcto el conductor elegido bajo este criterio de selección.

- Caída de tensión máxima admisible

En este caso se tienen los siguientes datos: $\Delta V \leq 0.75\% \cdot V$

$$V=30.8V \rightarrow \Delta V \leq 0.231V$$

$$\rho_{90^\circ C} = 0.0216 \Omega \cdot mm^2/m$$

$$L = 1.5m$$

$$I = 13.5A$$

Aplicando la ecuación F.2. se obtiene una sección mínima de 3.79 mm^2 , por ello el cable CB/THW-90 de 6 mm^2 cubierta negra de la marca Indeco, elegido bajo el criterio de la intensidad máxima admisible resulta ser el adecuado. Con este conductor se obtiene una $I_{\text{Cond,max}} = 52.2A$ y una caída de tensión de 0.54%.

F.1.2. Cableado en corriente alterna

En este caso se tiene una sola línea comprendida entre el inversor y el tablero de protección y medida. La selección del conductor con mejores prestaciones se realizará utilizando los mismos criterios que los usados en la selección de los conductores de corriente continua.

- Intensidad máxima admisible en régimen permanente

$$I_{AC,max} = 15.7A$$

$$I_{Cond,per} = 1.56(15.7A)$$

$$I_{Cond,per} = 24.5A$$

Para este valor de intensidad de corriente admisible se recomienda el uso de un cable NYY de 2x6 mm² marca Indeco. La intensidad máxima en régimen permanente para este conductor es:

$$I_{Cond,max} = 0.9(56A) = 50.4A$$

Dado 50.4A es mucho mayor a 24.5A, se cumple que $I_{Cond,max} > I_{Cond,per}$, siendo por tanto correcto el conductor elegido bajo este criterio de selección.

- Caída de tensión máxima admisible

En este caso se tienen los siguientes datos: $\Delta V \leq 0.75\% \cdot V$

$$V=230V \rightarrow \Delta V \leq 1.725V$$

$$\rho_{90^\circ C} = 0.0216 \Omega \cdot mm^2/m$$

$$L = 25m$$

$$I = 24.5A$$

Aplicando la ecuación F.2. se obtiene una sección mínima de 15.34 mm², por ello se recomienda un cable NYY de 2x25 mm² marca INDECO. Con este conductor se obtiene una $I_{Cond,max} = 120A$ y una caída de tensión de 0.54%.

F.2. Puesta a tierra²²⁴

La puesta a tierra de la instalación limita la tensión que se pueda presentar en un momento dado, en las masas metálicas de los componentes, es decir, aquellos elementos conductores de la instalación que en condiciones de normal funcionamiento no están en tensión pero que, en caso mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos utilizados, pueden estarlo. Debido a esto, elementos como la góndola del aerogenerador, los marcos de aluminio y la estructura de montaje de los módulos fotovoltaicos, así como los tableros eléctricos, deberán ir unidos a una conexión equipotencial a tierra como medida de protección ante contactos indirectos. La línea de tierra discurrirá en paralelo a los

²²⁴ En el redacción de este apartado se empleado la información brindada por la referencia [30].

conductores activos de corriente continua (en superficie) y a los de corriente alterna (bajo tubo y subterráneos).

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma por encima del valor previsto, la profundidad nunca será inferior a 0.50 m. Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación.

Según la ITC²²⁵-BT-18 para cables de puesta a tierra de cobre, la sección mínima a emplear será de 16 mm². Se recomienda conectar los tableros eléctricos por medio de terminales de cobre de 90A a un conductor tipo THW-90 de 16 mm² 450/750V de 7 hilos de la marca Indeco. Dado que en este caso se tiene una sola línea a lo largo de toda la instalación eléctrica, tanto en el tramo de continua como en el de corriente alterna, la longitud estimada es de 70 metros con un margen de 10 metros, obteniendo un total de 80 metros. Para la conexión entre las estructuras metálicas de los paneles solares y la línea de puesta a tierra principal, se estima necesario el uso de 6 metros de un cable CB/THW-90 de 6 mm² cubierta amarilla de la marca Indeco.

En la parte del pozo a tierra, el conductor eléctrico de la línea principal de puesta a tierra se conectará por medio de un conector de bronce tipo AB a una varilla de cobre puro de 5/8" y 2.4 m de longitud al interno de una caja registradora de concreto. Para disminuir la resistividad del terreno se recomienda utilizar un producto como tierra de chacra o sal industrial.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren. Los electrodos y los conductores de enlace hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

F.3. Protecciones²²⁶

Se ha creído conveniente instalar protecciones tanto dentro del tramo de continua como en el tramo de alterna. En el primero se ha colocado un interruptor termomagnético y un descargador de sobretensiones bipolar para corriente continua, en cada tramo entre los equipos generadores y el inversor. En el tramo de corriente alterna se ha colocado un interruptor termomagnético y diferencial con una unidad de reconexión automática, con un descargador de sobretensiones junto a la salida del inversor. Por último junto al equipo de medida de la energía importada se ha colocado un descargador de sobretensiones, un interruptor general de interconexión de caja moldeada y una caja general de protección conformada por 2 fusibles.

²²⁵ ITC: Instrucciones Técnicas Complementarias

²²⁶ En el redacción de este apartado se empleado la información brindada por la referencia [30].

a) Protecciones en la red de corriente continua

- Protección de las personas en la red de continua

La configuración más empleada en la actualidad por ofrecer mejor seguridad es la llamada configuración de generador flotante, la cual consiste en aislar el circuito activo de tierra y conectar a la misma las carcadas y elementos metálicos. En esta configuración y en condiciones normales de funcionamiento, la red de continua se encuentra aislada de tierra, siendo la única unión con esta las carcadas y los elementos aislantes del circuito. La resistencia a tierra suele presentar valores del orden de los Mega Ohmios y su valor dependerá de factores como: calidad de los aislantes empleados, envejecimiento de estos aislantes, calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, en especial de la humedad, tamaño del generador, etc.

Para un generador flotante con un buen aislamiento, el valor de la intensidad de defecto es prácticamente despreciable al ser la resistencia a tierra tan elevada y en teoría un contacto directo no supone una situación de riesgo para la persona, ya que estos sólo se pueden producir en caso de negligencias o imprudencias. El propio diseño del generador constituye en sí una medida de protección frente a los contactos directos.

El riesgo por contacto indirecto va a ser función del nivel de tensión que adquieran las masas metálicas de la instalación como consecuencia de un defecto de aislamiento entre las partes activas de la instalación y estas. La situación más desfavorable se presenta en defectos francos, esto es, uniones sin resistencia de las partes activas del generador con las masas.

El inversor incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa desconectando el inversor en caso de detectar una derivación a tierra. Si la situación se corrige, el inversor rearma automáticamente. Esto unido al conexionado del generador en conexión flotante con las masas a tierra nos protege ante contactos indirectos.

- Interruptor general de corriente continua

En la parte de corriente continua se tiene un interruptor general de continua integrado en el inversor, por lo cual es suficiente instalar unos fusibles para proteger contra sobrecargas, sin embargo se instalará un interruptor termomagnético, que protegerá a la línea además de poder realizar cortes en carga de la línea con toda seguridad y sin tener que manipular ningún conductor activo, además de evitar el consumo propio de los fusibles y de ser un equipo con menos fallos que estos últimos.

Por otro lado de acuerdo al estándar internacional IEC 60364-7-712, es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre generador e inversor. Dicho interruptor debe ser dimensionado para soportar la tensión de generador en las condiciones de operación más desfavorables, tal como se explica a continuación:

Interruptor general DC para arreglo fotovoltaico:

$$V_{OC} = 37.4V \quad I_{SC} = 8.65A$$

$$V_{Arreglo PV} = 37.4V \times 6 = 224.4V$$

$$I_{\text{Arreglo PV}} = 1.56(8.65\text{A}) = 13.5\text{A}$$

Con estos datos obtenidos para el arreglo fotovoltaico, se recomienda un interruptor termomagnético bipolar DC BTIDIN de 2x20A y 240V/440V, con poder de corte de 6kA de la marca Bticino.

Interruptor general DC para aerogenerador:

$$V_{\text{Aero}} = 230\text{V} \quad I_{\text{Max}} = 1.56(7.8\text{A}) = 12.2\text{A}$$

Con estos datos obtenidos para el aerogenerador, se recomienda también un interruptor termomagnético bipolar DC BTIDIN de 2x20A y 240V/440V, con poder de corte de 6kA de la marca Bticino.

b) Protecciones en la red de corriente alterna

La protección externa de la interconexión con la red, tiene por objeto evitar el funcionamiento en isla del generador y evitar que el generador alimente defectos producidos en la red de distribución, defectos externos.

Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, estos atacarían al interruptor automático de la interconexión que sería el encargado de desconectar el circuito. Es conveniente que el interruptor tenga un rearme automático para evitar que el generador se mantenga parado innecesariamente.

▪ Interruptor diferencial y termomagnético de corriente alterna

Para evitar sobreintensidades que puedan dañar al circuito y para proteger a las personas ante fallos de aislamiento y contactos directos o indirectos es necesario colocar elementos de protección en el cuadro de salida de alterna, los cuales consistirán en una protección termomagnética y otra diferencial.

La protección termomagnética consistirá en un interruptor automático bipolar, con una capacidad mayor a la corriente máxima de salida del inversor. En este caso el valor de corriente máxima es de 15.7A, por ello se recomienda un interruptor termomagnético de 2x25A. En el caso de la protección diferencial se recomienda la instalación de un interruptor diferencial con sensibilidad de defecto de 30mA. Para evitar paradas de la instalación por disparos intempestivos, se recomienda que el interruptor diferencial posea su respectiva unidad de reconexión automática.

El interruptor seleccionado es un interruptor termodiferencial STD Salvavita de 2x25A / 30mA y 230V con unidad de reconexión automática y poder de corte de 6kA de la marca Bticino.

▪ Interruptor general de interconexión

Este interruptor tiene que ser de accionamiento manual y ser accesible a la empresa distribuidora. Este interruptor, se encargará de proteger al sistema frente a sobrecargas y sobreintensidades, además permitirá separar con total garantía al sistema híbrido de la red

para trabajos de reparación y/o mantenimiento por parte de la distribuidora, quien normalmente exige que este dispositivo en su posición de abierto pueda ser bloqueado.

El poder de corte del dispositivo debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en la instalación, dato que puede ser facilitado por la compañía distribuidora o en su defecto se recomienda un valor superior a los 6 kA. Debido a esto es que se recomienda un interruptor termomagnético EASYTIKER fijo en caja moldeada de 2P – 40A y poder de corte de 10kA de la marca Bticino, este tipo de interruptores poseen un poder de corte mucho más alto que los interruptores termomagnéticos comunes, gracias al gas que poseen en su interior que les permite elevar el valor de su rigidez dieléctrica.

- Caja general de protección

El punto de conexión del sistema híbrido con la red de distribución se establecerá en una caja general de protección, la cual estará exclusivamente destinada a tal fin e irá equipada con fusibles de protección cuya intensidad nominal será la misma que la escogida para el interruptor general. Debido a esto se recomienda la instalación de dos fusibles de tipo cerámico cilíndrico de la marca Stronger de calibre de 40A monofásico.

c) Protección frente a sobretensiones

Las sobretensiones es uno de los problemas más peligrosos que se pueden presentar en un sistema de generación de baja potencia conectado a la red. Las sobretensiones más importantes tienen su origen en descargas de rayos o en sobretensiones generadas en la propia red eléctrica como consecuencia de la conexión y desconexión de interruptores, transitorios, cortocircuitos, pérdidas de carga, etc.

Los descargadores son elementos que actúan como un interruptor controlado por tensión. Si la tensión en el dispositivo es mayor que un determinado nivel, pasa a un valor de baja impedancia y deriva a tierra. En estado de tensión nominal el dispositivo presenta una alta impedancia y se comporta como un circuito abierto

Los descargadores tienen que ser colocados tanto en la rama de corriente continua como en la de alterna y su conexión tiene que ser a la tierra de la instalación. Esto evita que, ante la caída de un rayo, se produzcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema. Como norma general esto es aplicable a todos los elementos, por lo que sólo debe haber una puesta a tierra.

- Protección frente a sobretensiones en corriente continua

Dado que la distancia entre los equipos generadores y el inversor no es tan extensa, los descargadores van a ser colocados en el tablero eléctrico que está junto al inversor. Los descargadores que se van a emplear son de clase C (clase 2) diseñados para hacer frente a formas de onda de 8/20 μ s, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación. Se recomienda una corriente nominal de descarga mayor a 10 kA. En base a lo mencionado es que se ha escogido dos descargadores de sobretensiones clase C bipolar para corriente continua de 15 kA de la marca Schneider, que van a ser colocados en cada una de las dos líneas de corriente continua que conectan a los equipos generadores con el inversor.

- Protección frente a sobretensiones en corriente alterna

Al ser la distancia entre el inversor y la caja general de protección mucho mayor a los tramos de corriente continua es que se ha estimado conveniente colocar un descargador de sobretensión clase 2 junto al inversor y un descargador clase 1 (clase B) junto a la acometida, para proteger frente a sobretensiones de la red eléctrica. Se ha elegido un descargador de clase 1, dado que estos están diseñados para hacer frente a formas de onda de 10/350 μ s, transformándola en una onda de 8/20 μ s, que puede ser soportada por los descargadores de sobretensiones clase 2 que serán colocados junto a la salida del inversor.

Este tipo de descargadores son unipolares, por lo que se debe emplear dos dispositivos en cada extremo, uno entre cada conductor y tierra. Esto da un total de 02 descargadores de sobretensiones clase C monofásico para corriente alterna de 10 kA y 02 descargadores de sobretensiones clase B monofásico para corriente alterna de 15 kA, todos de la marca Schneider.

d) Tableros eléctricos

- Tablero de salida de corriente alterna

El tablero de salida de alterna estará situado junto al inversor, dentro de él se encontrarán instalados el interruptor general de continua, los descargadores de sobretensiones de alterna lado inversor y un interruptor general termomagnético con bloque diferencial. Con estos dispositivos además de proteger la instalación y a las personas ante un posible funcionamiento anómalo, permitirán desconectar las partes de continua y alterna en caso de tener que realizar algún trabajo o labor de mantenimiento.

- Tablero de protección y medida

Por tratarse de un suministro a un único usuario, se colocará en un único conjunto la caja general de protección (CGP) y el equipo de medida, llamándose cuadro de protección y medida. El fusible de seguridad situado antes del contador coincidirá con el fusible que incluye una CGP.

El tablero de protección y medida se situará en la fachada principal de la vivienda con acceso a la compañía distribuidora. Tendrá precintados los elementos activos y se cerrará con una puerta metálica, revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno. Estará protegida contra la corrosión, disponiendo de una cerradura normalizada por la empresa distribuidora.

En este tablero se instalarán los descargadores de sobretensiones de alterna lado interconexión, los equipos de medición de energía exportada por el sistema e importada por las cargas, el interruptor general manual con posibilidad de bloqueo por la compañía distribuidora y los fusibles de protección de la interconexión.

Ambos tableros serán fabricados según las especificaciones de cada equipo que los conforman y el interconexionado entre ellos, que se aprecia en el diagrama unifilar de la figura F.1. Se ha elegido como encargada de su diseño a la empresa nacional NT&TV S.A.C.

Anexo G

Montaje de equipos

G.1. Montaje de aerogenerador

G.1.1. Emplazamiento del aerogenerador

Un aerogenerador requiere para su montaje el uso de una torre o mástil, sobre el cual pueda ser instalado. La instalación deberá realizarse en aquel lugar donde el viento sople con mayor velocidad y constancia posibles, el lugar idóneo es una zona libre de obstáculos o en todo lugar lo más alto posible respecto a los obstáculos más cercanos con el fin de minimizar la turbulencia.

Para una turbina eólica montada en lo alto de un edificio que se encuentra situado en una zona abierta, la velocidad del viento puede teóricamente, hasta incrementarse según pasa por encima de la parte superior del edificio. Sin embargo su colocación debe realizarse lejos del borde, dado que si la instalación se realiza muy cerca de este, el edificio mismo actúa como una obstrucción y puede provocar un flujo de aire turbulento²²⁷, tal y como se aprecia en la figura G.1:

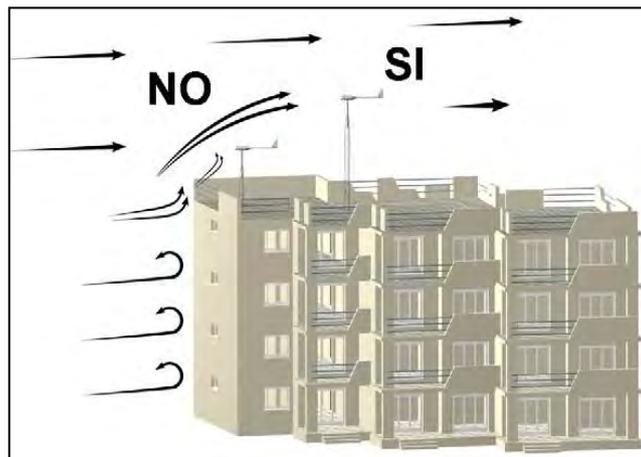


Figura G.1.- Influencia de la instalación en el funcionamiento del aerogenerador²²⁸

G.1.2. Tipos de torres de soporte

Existen varios tipos de torres de soporte, pero en el caso del montaje de aerogeneradores de micro y mini generación, son los dos siguientes tipos de torres los más empleados:

- Torres basculantes:

Este tipo de torre ofrece una serie de ventajas: bajo coste, gran efectividad y facilidad de montaje. Sus características permiten bajar el aerogenerador a nivel del suelo, minimizando riesgos de caídas con relativa facilidad y rapidez para realizar revisiones y mantenimiento.

²²⁷ Información obtenida de la referencia [25].

²²⁸ Figura obtenida de la referencia [31].

Debido a su relación altura-esfuerzos del viento en su extremo superior, la torre necesita ser sujeta por tirantes, los puntos de anclaje de estos, serán colocados alrededor de un radio igual a la mitad de la altura de la torre, por lo que se requiere de una amplia zona para el montaje.

Existen distintos modelos de torres basculantes en función de sus características constructivas, estos se muestran a continuación en la figura G.2.

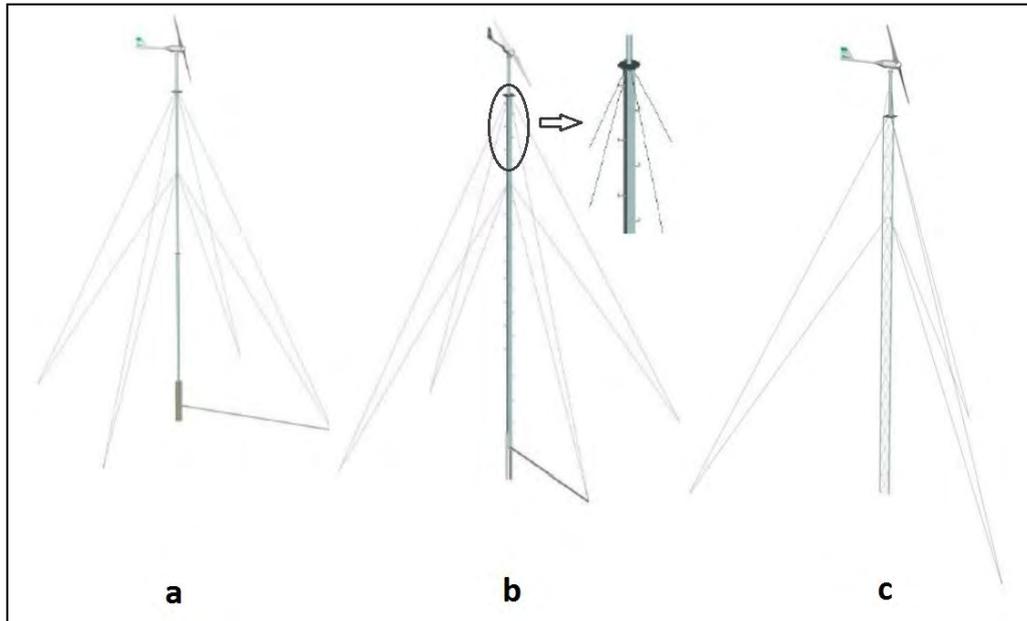


Figura G.2.- a) Torre tubular b) Torre escalonada c) Torre tipo celosía²²⁹

- La torre tubular es la más utilizada debido a su simplicidad, facilidad de fabricación y bajo coste. Este tipo de torres permite incrementar su altura en un momento dado añadiendo más tramos de tubo y cambiando la distribución de los tensores.
- La torre escalonada presenta la particularidad de, además de ser abatible, permitir ser trepada hasta el aerogenerador para realizar allí revisiones periódicas sin tener que abatir la torre. Las dimensiones de los tensores y de la torre serán mayores que en el tipo de torre tubular.
- La torre de tipo celosía, ya sea triangular o rectangular, no es abatible. Es mucho más ligera que las torres autoportadas y de menor coste, pero no son suficientemente fuertes para soportar el peso de un aerogenerador y sus esfuerzos. El tipo de refuerzos que se utiliza para las torres celosía, es con tirantes, idéntico que con los anteriores dos modelos.

▪ Torres autoportadas:

Otro tipo de torres muy utilizadas son las torres auto soportadas. La característica principal de estas torres es, como su nombre indica, que se soportan ellas mismas; no necesitan tirantes para asegurar que la torre no caiga. Son torres más robustas y pesadas que las abatibles, pero tienen el inconveniente de ser más caras y necesitar una grúa para su instalación. Existen distintos fabricantes, pero todos ellos se rigen por la misma normativa para su construcción.

²²⁹ Figura obtenida de la referencia [31].

Las torres autoportadas, necesariamente, deberán ser fijadas con cimentaciones. Los principales modelos de torres autoportadas son aquellos de tipo de celosía o los de poste de hormigón.

- La torre tipo celosía, se encuentra conformada por una estructura metálica y su costo de adquisición es mucho más elevado en comparación a las torres basculantes.
- La torre tipo poste de hormigón, su precio es comparable a las torres basculantes y no requiere del uso de tirantes. Con este tipo de torre autoportada el montaje es más delicado debido a que el material que la conforma es mucho más frágil a los golpes y caídas, este riesgo se ve reducido con un adecuado uso de la grúa para el montaje.

G.1.3. Montaje y conexión del aerogenerador

Para poder colocar fácilmente el aerogenerador sobre la torre puede hacerse con un soporte vertical sujeto a la torre con una polea. El soporte que se utilice deberá estar bien sujeto a la torre, con una polea en el extremo donde se pasará una cuerda, con la que se atará el aerogenerador, tal y como se aprecia en la figura G.3. Con este sistema puede izarse el aerogenerador sin problemas.



Figura G.3.- Esquema para el izaje y montaje del aerogenerador²³⁰

Antes de realizar el montaje del aerogenerador sobre la torre se debe de realizar el interconexionado eléctrico, o bien puede ser realizado después siempre y cuando el aerogenerador sea montado sin las hélices, ya que de lo contrario, conectar el aerogenerador rodando al cuadro de regulación podría dañar el sistema de regulación.

G.1.4. Características y costo de la instalación del aerogenerador

La instalación del aerogenerador se realizará en la azotea de la vivienda e irá montado sobre un poste de hormigón sin necesidad de cables de anclaje. El aerogenerador se

²³⁰ Figura obtenida de la referencia [31].

orientará en una dirección sur-sudeste de 160° , el cálculo de esta orientación se encuentra ampliamente explicado y detallado en el apartado 4.1.3 del Capítulo 4 de esta tesis.

Se ha decidido colocar el aerogenerador en la azotea de la vivienda y no sobre una torre cimentada a nivel del suelo, con la finalidad de alcanzar la mayor altura posible y reducir al mínimo la generación de turbulencia, esta alternativa significa un gran impacto a nivel visual, tal y como se explica en el Capítulo 1, pero dado que se ha procurado maximizar el desempeño del sistema es que se ha seleccionado el punto más alto de la vivienda como sitio de emplazamiento.

Se ha seleccionado un poste de hormigón de 12 metros de altura como torre de soporte por varias razones, la principal de ellas es la reducida área que se tiene en la azotea de vivienda, lo que impide elegir una torre basculante que necesite tirantes, los cuales exigen un área mínima de un radio a la redonda igual a la mitad del tamaño de la torre. Por otro lado la torre autosoportada tipo celosía tiene un alto costo de adquisición, por lo que se prefirió usar un poste de hormigón.

Para la instalación del poste de hormigón será necesario construir un pedestal de concreto que tenga una altura mínima igual a la décima parte de la altura total del poste, y se deberá tener en cuenta que la construcción de este pedestal sea realizada lejos del borde sur de la vivienda, para evitar la generación de turbulencia debido al cambio de nivel brusco entre el suelo y la azotea. Durante el izaje del poste se requerirá el uso de una grúa telescópica.

La figura G.4 muestra una vista de elevación de la vivienda, donde se aprecia el punto de emplazamiento del aerogenerador seleccionado en base a las consideraciones explicadas líneas arriba.

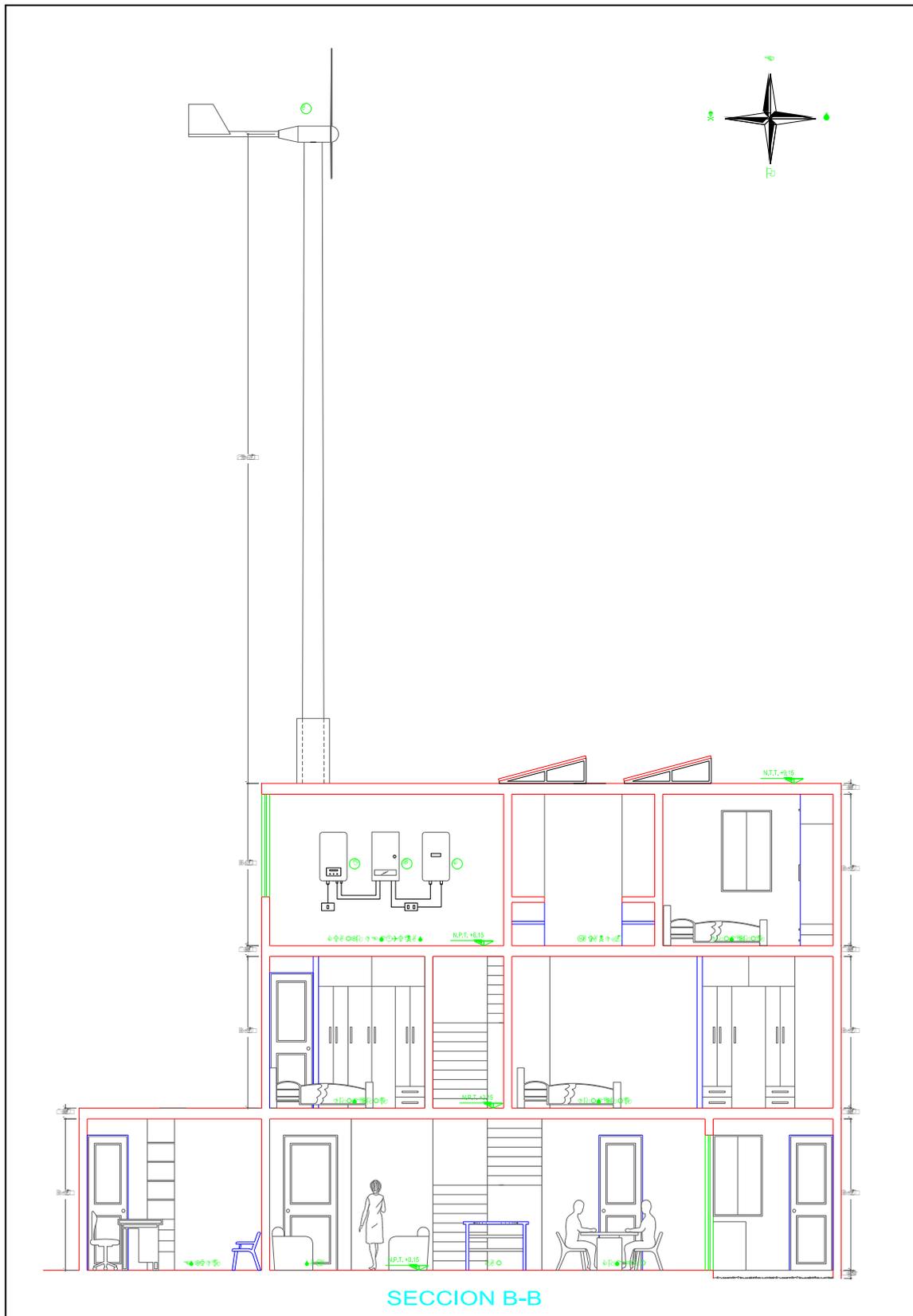


Figura G.4.- Vista de elevación de vivienda y emplazamiento de aerogenerador²³¹

²³¹ Elaboración propia. Figura obtenida del Anexo A (Figura A.6)

G.2. Montaje de paneles solares

El montaje de los paneles solares que conforman el arreglo fotovoltaico, debe realizarse en un área de la vivienda que reciba la radiación solar, durante la mayor parte del tiempo posible y donde la sombra proyectada sea la menor posible. Es por esto que se ha seleccionado la azotea como sitio de emplazamiento para el montaje de los paneles solares.

Los paneles solares serán montados sobre estructuras metálicas de acero galvanizado tipo mesa, las cuales deben poseer la capacidad de regular el grado de inclinación de los paneles, garantizar la sujeción y soporte de estos, y ser lo suficientemente resistentes a agentes medioambientales como la lluvia y el viento.

Los paneles solares se encontrarán orientados en la dirección norte, debido a que el sitio de emplazamiento se encuentra en el hemisferio sur. Por otro lado los cálculos realizados para la determinación del ángulo óptimo de inclinación, en el apartado 4.2.2 del Capítulo 4 dio como resultado que con una inclinación de 7° se obtiene la mayor cantidad promedio de energía a lo largo del año.

En la figura G.5 se aprecia una vista de planta del área de la azotea de la vivienda, donde se visualiza el punto de montaje del aerogenerador y la distribución de los paneles solares que conforman el arreglo fotovoltaico del sistema híbrido.

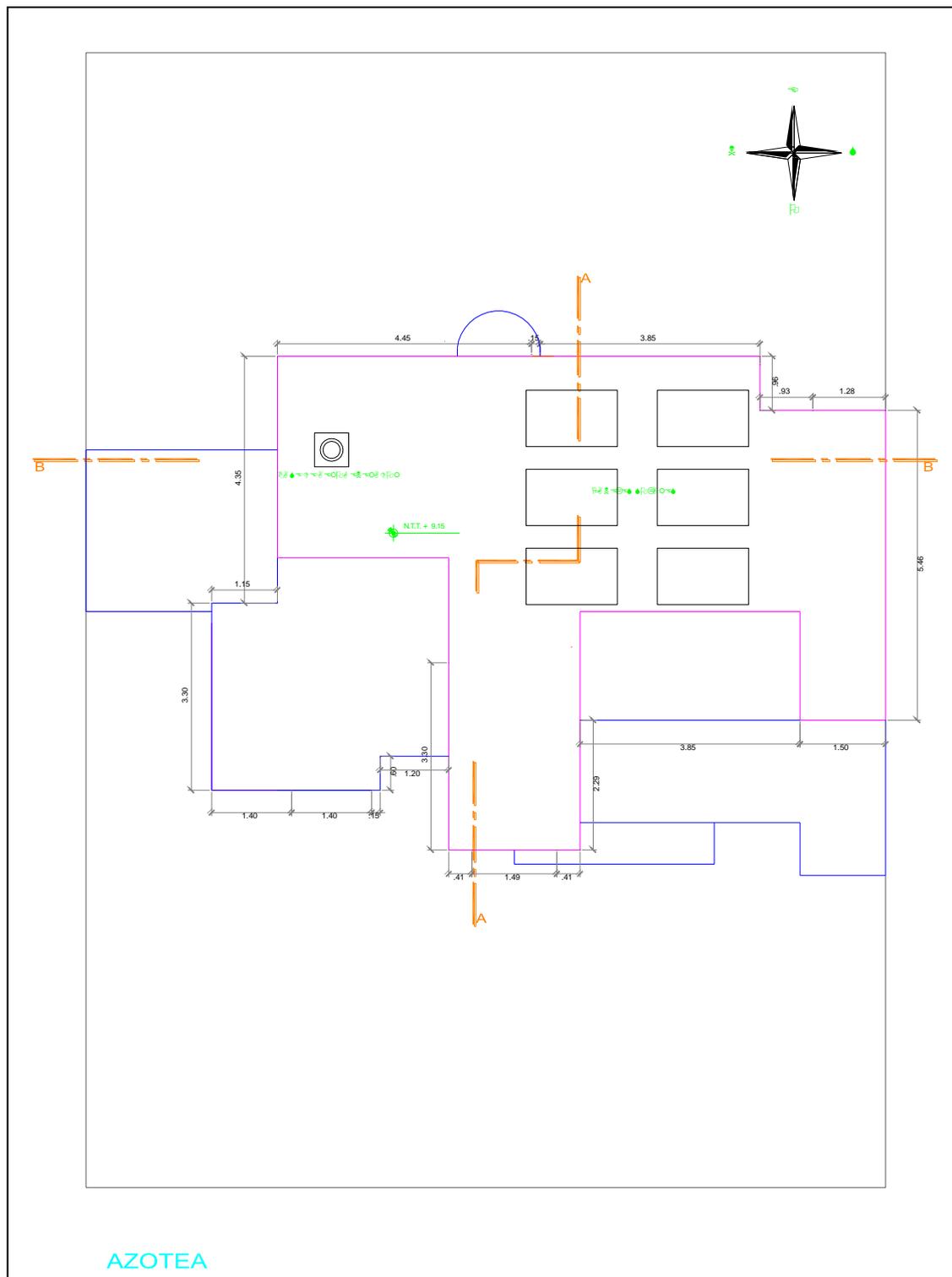


Figura G.5.- Vista de planta de azotea y distribución de equipos de generación dentro del área de emplazamiento²³²

²³² Elaboración propia. Figura obtenida del Anexo A (Figura A.4)