



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA





UNS

UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍA

**“ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO
SOLAR PARA EL ALUMBRADO DE LAS VÍAS Y EL CERCO
PERIMÉTRICO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO EN ENERGÍA**

AUTORES:

**CHAVEZ SOTO, Juan Carlos
MEDINA SANCHEZ, Juan Pablo**

ASESOR

Msc. Hugo Calderón Torres

**CHIMBOTE - PERÚ
OCTUBRE 2014**



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE
ENERGÍA**

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente tesis ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne condiciones formales y metodológicas, estando encuadrado dentro de las áreas y líneas de investigación conforme al reglamento general para obtener el título profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D. N°471-2002-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente:

**“ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR
PARA EL ALUMBRADO DE LAS VÍAS Y EL CERCO PERIMÉTRICO DEL
CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”**

AUTORES: Medina Sánchez, Juan Pablo
Chávez Soto, Juan Carlos


.....
M.Sc. Hugo Calderón Torres
ASESOR

NUEVO CHIMBOTE, OCTUBRE 2014



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE ENERGÍA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR DE TÉSIS.

Damos la conformidad del presente informe, desarrollado en el cumplimiento del objetivo propuesto y presentado conforme al Reglamento General para Obtener el Grado Académico de Bachiller y Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D. N°471-2002-CU-R-UNS); Titulado:

“ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR PARA EL ALUMBRADO DE LAS VÍAS Y EL CERCO PERIMÉTRICO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”

AUTORES: Bach. Medina Sánchez, Juan Pablo

Egr. Chávez Soto, Juan Carlos

Revisado y Evaluado por el siguiente Jurado Evaluador.


.....
Mg. Amancio Rojas Flores
PRESIDENTE


.....
Mg. Robert Guevara Chinchayán
SECRETARIO


.....
M.Sc. Hugo Calderón Torres
INTEGRANTE

NUEVO CHIMBOTE, OCTUBRE 2014

RESUMEN

El presente informe de tesis, tiene como finalidad difundir el uso de energías limpias renovables, lo cual da paso a dejar de depender de energías primarias de origen fósil, esto es posible planteando una alternativa al sistema de generación convencional, en este caso un sistema híbrido de generación netamente renovable.

Se planteó un sistema híbrido eólico solar que abasteciera de energía eléctrica principalmente a la iluminación de las vías y el cerco perimétrico del campus de la Universidad Nacional del Santa, el cual suplantará la energía que contrata la universidad para el consumo de las mismas.

Se utilizaron métodos estadísticos y matemáticos para poder cuantificar los potenciales eólico y solar del lugar, lo cual ayudará al dimensionado de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, indispensables en este tipo de sistemas.

Se cuantificó el potencial eólico en el campus de la Universidad Nacional del Santa, de acuerdo a esto se pudo dimensionar un sistema de generación híbrida renovable, que consta de un sistema solar fotovoltaico y un sistema eólico de energía, de acuerdo a esto se afirmó que el 17% correspondiente a la energía requerida por la iluminación de las vías y el cerco perimétrico, serán suplidas por el sistema ya mencionado.

Mediante el uso del método de distribución de Weibull, se determinó la frecuencia de las velocidades de viento. Se revisaron catálogos de aerogeneradores, los cuales tienen características de dimensionamiento, de acuerdo al potencial se pudo saber la cantidad de energía generada al año. De la misma manera se verificó el Número de Horas Efectivas de sol, para poder dimensionar los paneles solares, una vez dimensionados se dimensionan los demás equipos que conforman el sistema.

Finalmente se determinó que instalar un sistema de generación híbrido eólico solar, es económicamente viable, y que al ser una fuente de energía renovable limpia, es una muy buena opción para la iluminación de las vías y el cerco perimétrico del campus de la Universidad Nacional del Santa.

ABSTRACT

The current thesis report, has the finality of share the use of clean renewable energy, which gives way to stop relying on fossil primary energy sources, this is possible proposing an alternative to a conventional generation system, in this case a purely renewable hybrid generation system.

A Wind Solar Hybrid system that supplies electricity mainly for illumination of pathways and perimeter fence of the campus of the Santa National University, which replaces the sold energy for the consumption itself .

Mathematical and statistical methods were used to quantify the wind and solar place's potential, which will help the dimensioning of wind turbines and photovoltaic panels, elements that are indispensable in this kind of systems.

The wind potential on the campus of the Santa National University was quantified, according the size of the renewable generation hybrid system, accordingly quantified stated that 17% corresponding to the energy required for illumination of pathways and perimeter fence shall be covered by the aforementioned system.

Using the Weibull Distribution Method, the frequency of the wind speed was measured. Catalogs of wind turbines were reviewed, this catalogs have characteristics of sizing according to potential could know the amount of energy generated per year were reviewed. Sun Effective Number of Hours were verified, to size the solar panels, once sized the other teams that make up the system are sized.

Finally we determined that installing a solar wind hybrid generation, is economically viable, and to be a source of clean renewable energy, is a very good choice for illumination of pathways and the perimeter fence of the campus of the Santa National University.

A MIS PADRES, MIS PRIMEROS
MENTORES, A MI HERMANA Y
SOBRE TODO A MIS ABUELOS.

- J.M.S

A MIS PADRES, POR
MOSTRARME EL CAMINO; Y A
MI HIJA, POR RECORDARMELO

- J.CH.S.

AGRADECIMIENTO

Agradecer a todas las personas que nos han brindado su apoyo durante la ejecución de la presente tesis de investigación, de manera desinteresada e incondicional. Entre ellos y sobre todo a nuestro asesor M.Sc. Hugo Calderón Torres, por el apoyo académico prestado durante todo el desarrollo de la tesis, al Ingeniero Robert Guevara por su ayuda siempre bienvenida, tanto moral como cognoscitiva, a todas las personas que nos facilitaron los instrumentos para hacer mediciones, en especial al señor Walter Morales, a nuestro compañero de universidad Luis Laurencio, otro participé en nuestra búsqueda de información.

Los Autores

ÍNDICE

	Pág.
Carta de Conformidad del Asesor	i
Carta de Conformidad del Jurado Evaluador	ii
Resumen	iii
Abstract	iv
Dedicatoria	v
Agradecimiento	vi
I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	2
1.2 Justificación e importancia	2
1.3 Lugar e Institución Donde se realiza el Proyecto.	2
1.4 Formulación del Problema	2
1.5 Formulación de la Hipótesis	3
1.6 Objetivos	3
1.6.1 General	3
1.6.2 Específicos	3
II. MARCO TEÓRICO	4
2.1. LA ENERGÍA EÓLICA	4
2.1.1. El viento	4
2.1.2. La velocidad del viento	8
2.1.3. La potencia del viento	14
2.1.4. Obtención y tratamiento de datos	26
2.1.5. Estimación de la energía eólica	34
2.2. LA ENERGÍA SOLAR	38
2.2.1. Naturaleza de la energía solar	38
2.2.2. Radiación solar	47
2.2.3. Estimación y medición de la radiación solar	55

2.3. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA	65
2.3.1. Aerogeneradores	67
2.3.2. Configuración y características de los generadores eólicos Aislados	76
2.4. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR	76
2.5. SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO SOLAR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	85
2.5.1. Parámetros característicos de los principales elementos de un sistema de generación híbrido	86
III. MATERIALES Y MÉTODOS	96
3.1. RECURSOS HUMANOS:	96
3.1.1. Autores	96
3.1.2. Asesor	96
3.2. RECURSOS MATERIALES	96
3.2.1. Equipo para procesamiento y análisis de la información	96
3.2.2. Equipos para medición de datos	96
3.2.3. Equipos para recopilación de datos	96
3.2.4. Información estadística	96
3.3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y CÁLCULO:	97
3.3.1. Secuencia metodológica para la selección de un Aerogenerador	97
3.3.2. Secuencia metodológica para la selección de un panel fotovoltaico	97
3.3.3. Secuencia metodológica para la selección de los demás equipos utilizados en el sistema híbrido	98

IV. CÁLCULOS Y RESULTADOS	99
4.1. EVALUACION DEL RECURSO EOLICO Y SOLAR	99
4.1.1. Evaluación del recurso eólico	99
4.1.2. Evaluación del recurso solar	106
4.2. EVALUACION DE SALIDA ELECTRICA DE SISTEMAS HIBRIDOS (EOLICO - SOLAR)	108
4.2.1. Características técnicas de equipos eólicos y solares	108
4.2.2. Opciones de quipos	108
4.2.3. Salida eléctrica de sistemas híbridos	112
4.2.4. Configuración de sistema solar – eólico	122
4.2.5. Cálculo de la demanda de energía y energía necesaria	123
4.2.6. Cálculo de la energía eólico solar	130
4.2.7. Cálculo del número de baterías	135
4.2.8. Selección del controlador	138
4.2.9. Selección del inversor	142
4.3. ANALISIS TECNICO – ECONOMICO	147
4.3.1. Análisis del sistema solar–eólico	147
4.3.2. Análisis del sistema actual	153
V. DISCUCIÓN DE DATOS	155
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	158
VII.BIBLIOGRAFÍA	160
ANEXOS	

1. INTRODUCCIÓN

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Desde hace años, la alimentación eléctrica se ha realizado mediante sistemas generadores que utilizan combustible fósil (diesel, gasolina, gas licuado, etc). El viento y el sol son fuentes de energía omnipresentes, libremente disponibles y su uso puede hacerse de forma respetuosa con el medio ambiente. La progresiva reducción de los costes de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, junto con el encarecimiento de los productos petrolíferos ha hecho que estas tecnologías sean ya competitivas no solo en los países en desarrollo con limitaciones en la red eléctrica, sino también en múltiples aplicaciones en países desarrollados. Aunque la disponibilidad de viento suficiente no esté asegurada en todas partes y este recurso sea más impredecible que la energía solar, la utilización combinada de estas fuentes de energía renovable presenta indudables ventajas de coste, flexibilidad y disponibilidad, limitando la dependencia de la energía producida por los combustibles fósiles.

Un sistema de energía híbrido consta de dos o más fuentes de energía para la alimentación de unas cargas o consumidores. Desde finales de los años 70 del siglo XX se ha combinado el uso de generadores diesel con sistemas eólicos para la alimentación de lugares aislados y posteriormente aparecieron sistemas diesel-fotovoltaicos, y diesel-eólicos-fotovoltaicos. La combinación de energías renovables, sin hacer uso de sistemas de generación de combustible fósil, se ha popularizado en aplicaciones remotas donde el ruido, espacio o mantenimiento de grupos electrógenos no es factible, y en los últimos años, el aumento sustancial de los precios de productos petrolíferos ha incrementado el atractivo de soluciones basadas solo en energías renovables. Sin embargo el uso de estos sistemas híbridos presenta retos específicos cuando la aplicación es de tipo profesional, en las que las exigencias del sistema (disponibilidad, operatividad, etc) son distintas a las que pueda demandar una aplicación doméstica.

1.2. Justificación e importancia

En el mundo, las energías renovables, principalmente la energía eólica y la energía solar han estado escalando y tomando posición dentro de las mejores maneras de transformación de energía, debido a que estos no producen emisiones de gases contaminantes a la atmosfera, y no contribuyen al efecto invernadero ni cambio climático.

En el Perú, se hace notar que fuentes de energía no convencional, principalmente la solar y la eólica vienen siendo utilizadas en algunos puntos del país, aunque aún en proporciones muy reducidas. Así, en Arequipa se utilizan termas solares desde hace más de 50 años.

Para poder transformar la radiación y la fuerza del viento en energía útil al hombre, de una manera tecnológica, se necesita primero tener en cuenta la naturaleza de ambos, para evitar el sobre o sub dimensionamiento de los equipos necesarios para este fin.

El presente trabajo de investigación es importante, porque a través de los resultados que se establezcan en él, se cuantificará la cantidad de energía que necesitaremos para un sistema híbrido (aerogenerador – paneles fotovoltaicos) que alimente a LAS vías y al cerco perimétrico del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa.

1.3. Lugar e Institución Donde se realiza el Proyecto

El presente trabajo de investigación se realizó en la Universidad Nacional del Santa en el departamento de Ancash, Provincia del Santa, Distrito de Chimbote.

1.4. Formulación del Problema

¿Qué porcentaje de la energía demandada del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa, puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico?

1.5. Formulación de la Hipótesis

El 20% de la energía demandada del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa, puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico.

1.6. Objetivos

1.6.1. General

Cuantificar y dimensionar un sistema híbrido de generación eólico solar para abastecer de energía eléctrica las vías y el cerco perimétrico del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa.

1.6.2. Específicos

- Determinar la velocidad de viento dada una altura específica.
- Determinar la Irradiación solar dada una coordenada específica.
- Realizar el procedimiento de cálculo de potencial eólico, utilizando modelos matemáticos y estadísticos.
- Realizar el procedimiento de cálculo de potencial solar, utilizando modelos matemáticos.
- Determinar la energía necesaria a demandada por el alumbrado del campus universitario.
- Dimensionar los equipos a utilizar para el funcionamiento del Sistema Eólico Solar.
- Determinar la viabilidad económica del Sistema Híbrido dimensionado.

2. MARCO TEÓRICO

II. MARCO TEÓRICO

2.1. LA ENERGÍA EÓLICA

2.1.1. EL VIENTO

Una manifestación de las permanentes diferencias de presiones atmosféricas, que existen en nuestro planeta, es el movimiento del aire que no puede permanecer en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar. Las corrientes constituyen los vientos.

Los vientos se definen por su dirección, sentido e intensidad (velocidad) por lo que se le considera físicamente como un vector, que puede expresarse con esas tres componentes, aunque a veces puede existir una componente vertical, por lo que el vector es tridimensional¹.

A. DIRECCIÓN DEL VIENTO

Las diferencias térmicas, generadas por calentamiento no uniforme en , terrestre, lo que a su vez está en rotación sobre su eje.

Las diferencias de presión provocan aceleraciones del movimiento del aire, inicialmente desde la zona de mayor presión a la de menor, siendo el viento una consecuencia de estas aceleraciones.

Al analizar los vientos, vemos que estos se insertan en un complejo sistema sometido a un sinnúmero de aceleraciones, algunas inerciales, que nunca llegarían a determinar un estado de equilibrio final.

El viento, a su vez, transporta vapor de agua, pudiendo favorecer su concentración y dar lugar a la formación de niebla, nubes y precipitaciones.

¹ (Tannini, Gonzalez, & Mastrángelo, 2011)

En gran escala, se ha encontrado una relación entre las isobaras, líneas que unen puntos de igual presión, y el viento predominante. Esta relación está ligada a la fuerza horizontal de presión y a la fuerza desviada de Coriolis, que es de importancia fundamental para obtener el conocimiento del campo de vientos en los niveles de altura, sobre todo en latitudes templadas y frías.

Otros elementos a tener en cuenta son convecciones nubosas, el transporte de la cantidad de movimiento por el propio viento y la fricción, tanto superficial como turbulenta en los diferentes niveles de la atmosfera².

B. CALENTAMIENTO DIFERENCIAL Y CONVECCIÓN

La convección es definida como el transporte de calor de un lugar a otro por medio de traslado de partículas de aire. Cuando dos superficies son calentadas en diferente forma, las mismas transmiten, a su vez en forma diferente, ese calor al aire que se encuentra sobre las mismas. El aire más caliente es menos denso por su expansión, mientras que las fuerzas gravitacionales actúan de forma tal que el aire frío tiende a ascender y se produce entre ambos una circulación de la forma que se indica en la figura siguiente.

Esta circulación genera un viento en superficie que va de la región fría a la región caliente e inversamente en niveles altos, determinando mayor presión en la parte fría y menor presión en el sector caliente.

Este proceso suele determinarse convección seca por ser una forma de transporte de calor en la que no interviene la humedad.

Puede haber grandes diferencias de tamaño o de escalas entre las regiones calentadas y enfriadas. El tamaño de la circulación puede

² (Tannini, Gonzalez, & Mastrángelo, 2011)

alcanzar algunas decenas de kilómetros, en fenómenos tales como la brisa del mar, brisa de glaciares o brisas de valle – montaña.

Cuando la convección se efectúa en presencia de condensación de humedad, el movimiento es fuertemente amplificado gracias al calentamiento adicional producido por la liberación de calor latente. Esto favorece la convergencia del viento hacia la región donde se produce el movimiento de ascenso. Si el viento superficial es portador de humedad este sistema tiende a autoalimentarse.

En meteorología, a este proceso donde interviene la formación de nubes se denomina convección propiamente dicha, denominándose advección al transporte horizontal de calor.

Cuando el tamaño de las regiones sometidas a calentamiento originan diferencias de presión, estos valores de presión se pueden identificar por medio de isobaras, las que en una carta sinoptica señalan la existencia de zonas de alta presión (anticiclones) y de baja presión (ciclones).

El viento, en principio, soplará en dirección perpendicular a las isobaras desde la alta hasta la baja presión y lo hará con mayor intensidad cuanto mayor sea la diferencia de presiones.

Es decir que el viento será tanto más fuerte cuando menor sea la separación entre las isobaras.

C. CIRCULACIÓN ATMOSFÉRICA

La circulación atmosférica tiene lugar en la troposfera, zona inferior de la atmósfera que contiene 4/5 de la masa de esta y cuyo espesor alcanza los 7 km en el Ecuador. Tiene su origen en dos causas fundamentales.

La radiación solar, más intensa en los polos, es el factor más importante. La rotación de la tierra que produce desvíos de los vientos hacia la derecha del hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur y por efecto centrifugo una sobre elevación de la altura de la atmosfera en el ecuador. El flujo de energía solar total absorbido por la tierra es del orden de 1017 vatios, lo cual es aproximadamente 10,000 veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pequeña porción del flujo total solar (aproximadamente 1% o 1015 vatios) se convierte en movimiento atmosférico o viento.

En una escala global las regiones alrededor del ecuador reciben una ganancia neta de energía mientras que en las regiones polares hay una pérdida neta de energía por radiación. Esto implica un mecanismo por el cual la energía recibida en las regiones ecuatoriales sea transportada a los polos.

La circulación general de la atmosfera como término medio, puede representarse esquemáticamente al nivel de la superficie terrestre como se muestra en la figura

En cada hemisferio se pueden distinguir tres núcleos más o menos individualizados: tropical, templado y polar³.

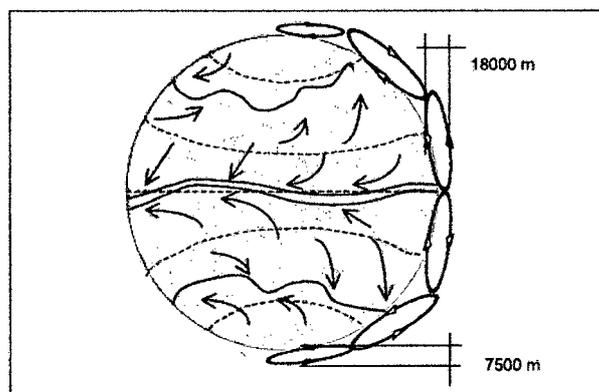


Fig.1. Circulación atmosférica alrededor de los hemisferios

Fuente: Atlas Eólico del País Vasco – 1993

³ (Pinilla S., 1997)

Los núcleos tropicales, a ambas partes del ecuador, están separados por la zona de calmas y bajas presiones ecuatoriales. Los núcleos templados están separados de las anteriores por zonas de altas presiones subtropicales y de los núcleos polares por ejes de depresión situados hacia los paralelos de latitud 60°. El esquema presentado no es perfecto. El desigual calentamiento de los océanos y continentes, la existencia del relieve y las variaciones de las estaciones implican deformaciones y una partición de las zonas de altas y bajas presiones⁴.

2.1.2. LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Se ha establecido una escala de velocidades de vientos llamada Beaufort que los clasifica en 17 categorías:

Tabla N°1. Grados Beaufort para el Viento

Grados Beaufort	m/s		km/s		Descripción	Presión s/superficie Plana en daN/m ²	
	De	a	de	a		de	a
0	0	0,2	<	1	Calma	0,0	0,3
1	0,3	1,5	1,0	3,0	Ventolina	0,6	1,2
2	2,1	3,1	7,4	11,1	Brisa Suave	2	3
3	3,6	5,1	13,0	18,5	Brisa Leve	4	9
4	5,7	8,2	20,4	29,7	Brisa	10	15
5	8,8	10,8	31,5	38,9	Moderada	17	25
6	11,3	13,9	40,8	50,0	Viento	27	38
7	14,4	17,0	51,9	61,2	Refrescante	40	55
8	17,5	20,6	63,0	74,1	Viento Fuerte	58	76
9	21,1	24,2	76,0	87,1	Viento Muy	79	104
10	24,7	28,3	89,0	101,9	Fuerte	108	137
11	28,8	32,4	103,8	116,8	Temporal	141	174
12	32,9	36,5	118,6	131,6	Temporal	179	220
13	37,1	41,2	133,4	148,3	Fuerte	226	273
14	41,7	45,8	150,1	164,9	Temporal muy	279	338
15	46,3	51,0	166,8	183,5	Fuerte	344	402
16	51,5	55,6	185,3	200,1	Tempestad	409	480
17	56,1	60,7	202,0	218,7	Huracán		

Fuente: Boletín Energético N°13 – Ing. Ricardo Tanninni

⁴ (Pinilla S., 1997)

Las ultimas columnas indican la presión media en daN/m^2 sobre superficies planas dispuestas perpendicularmente al viento, calculado como $p=0,13V^2$, siendo V en m/s.

Las mayores velocidades de vientos se encuentran en los ciclones tropicales y cerca de los 45° de latitud sur, (de 150 a 200 km/h)⁵.

Tabla N°2. Criterios de Aplicación de los grados Beaufort para el mar

Grados Beaufort	Criterios de apreciación en el mar
0	Mar en calma
1	Se forman rizos con aspecto de escamas pero sin espuma en las crestas
2	Rizos cortos, pero pronunciados. Crestas con aspectos cristalinos que no se rompen
3	Grandes Rizos. Las crestas comienzan a romper. Espuma de aspecto Cristalino
4	Las olas cortas se alargan
5	Se forman crestas en las ondas de aguas acumuladas e estanques y lagunas
6	Comienzan a formarse grandes olas. Las crestas de espuma blanca se forman por todas partes. Brumazones
7	Se agita y la espuma de blanca de las olas comienza a formar regueros
8	Olas altas de mayor longitud. Las crestas comienzan a pulverizarse en brumas. La espuma se escapa
9	Las olas muy altas comienzan a romperse. Las brumas reducen la visibilidad
10	Se rompen violentamente las olas muy altas. Masas de espuma. Superficie del agua blanca. Visibilidad pobre

Fuente: Boletín Energético N°13 – Ing. Ricardo Tanninni

⁵ (Tannini, Gonzalez, & Mastrángelo, 2011)

A. MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDIR LA VELOCIDAD DEL VIENTO

Las estimaciones del recurso eólico se basan en algunas estrategias útiles como son: Colección de información de manera empírica, anemómetros totalizadores, por factores de correlación, instalación de pequeños equipos eólicos o por adquisición de datos meteorológicos en tiempo real.

- Información empírica

Esta información se recoge con base a visitas realizadas al lugar, donde las condiciones de topografía, de vegetación y la información de los habitantes de la región aportan valiosa información en la identificación de lugares con altos niveles de velocidad de viento. Por ejemplo, la constante incidencia del viento en los árboles a lo largo del tiempo, o sobre la vegetación, hacen que estos crezcan inclinados en la dirección predominante del viento.

Información empírica puntual puede ser deducida, además, a partir de tablas como la escala de Beaufort, en esta tabla solo se indica las características de incidencia del viento en tierra, sin embargo existe una correspondencia con fenómenos sobre el mar, la cual no se incluye.

Análogamente, la presencia de algunos molinos de viento instalados años atrás, dan un verdadero indicio de que el lugar presenta un régimen adecuado de viento, para profundizar en su evaluación. Es claro que la información empírica, así recogida, no permite conocer un valor aproximado de velocidad promedio anual del viento, pero si permite identificar sitios para futura evaluación del recurso⁶.

⁶ (Pinilla S., 1997)

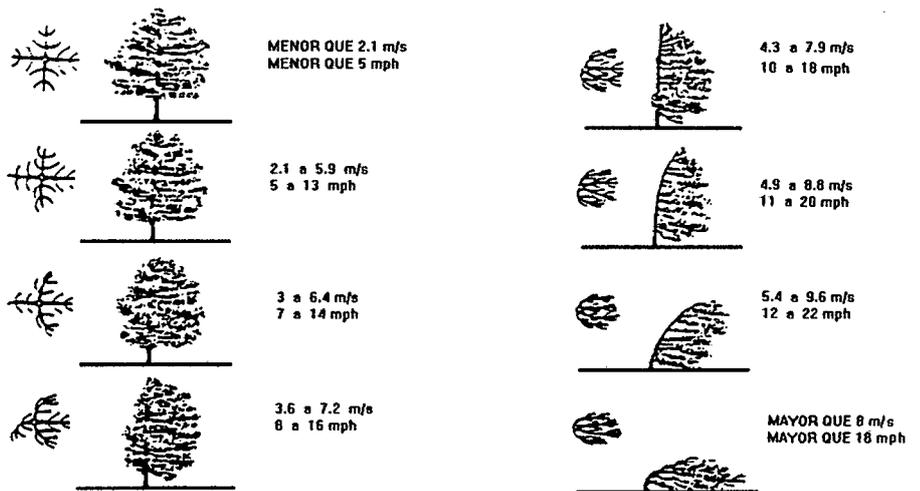


Fig.3. Deformación causada en Árbol de Pino por la incidencia permanente del viento y su relación con la velocidad promedio anual.

Fuente: Manual de Aplicación de la Energía Eólica – A. Pinilla.

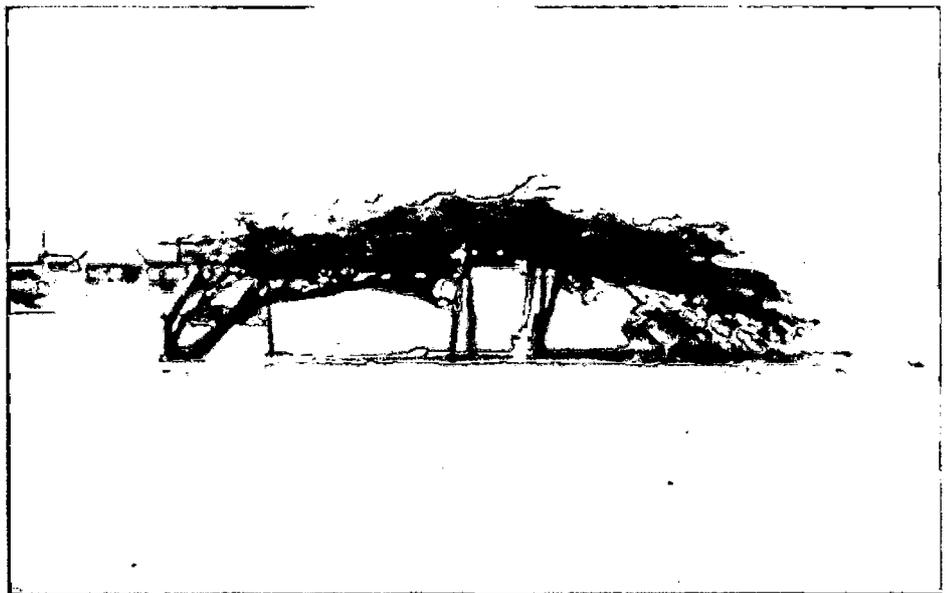


Fig.4. Árbol deformado

Fuente: Manual de Aplicación de la Energía Eólica – A. Pinilla.

- Anemómetros Totalizadores

Una manera efectiva de determinar los valores promedios globales del comportamiento del viento es por medio de la instalación de anemómetros totalizadores. Estos elementos son anemómetros de cazoletas con medidor de revoluciones que al ser accionados por el

viento miden el recorrido equivalente que ha pasado a través del instrumento. Al estar conectado al odómetro se podrá entonces establecer para un período dado de tiempo, el número de metros o kilómetros de recorrido. Esta relación entre el recorrido y el tiempo de medida, permite entonces conocer la velocidad promedio del viento. Así por ejemplo, si el período de medida del recorrido del viento es de una hora y se registran que han pasado 16.2 Km. de viento; la velocidad horaria será de 16.2 Km. por hora (4.5 m/s promedio horario).

La dificultad de este sistema radica en que el anemómetro deberá estar localizado en un lugar donde las condiciones sean limpias, con muy pocos obstáculos alrededor; y están a 10 metros de altura sobre la superficie del terreno. Así pues al realizarse la lectura, el visualizador del odómetro deberá estar localizado muy cerca del suelo, ya que las torres para la instalación de anemómetros, por lo general, no son lo suficientemente robustas para sostener el peso de una persona que ascienda para realizar las lecturas.

Con la recopilación de esta información totalizada y con promedios de velocidad de viento, se caracteriza formalmente el régimen de vientos presente en un lugar, identificándose con gran certeza las variaciones tanto diurnas como mensuales o estacionales.

Idealmente, mediciones de la distancia de viento recorrido a través del anemómetro en períodos de una hora serian de mucha utilidad, no obstante períodos más largos pueden ser utilizados, con la correspondiente pérdida de información para evaluar el recurso eólico.

- **Método de Correlación**

Este método de estimación, permite combinar mediciones realizadas en un lugar específico, con registradores de velocidad de

viento de cualquier tipo; con los datos publicados y suministrados por el servicio de meteorología en estaciones aledañas al lugar.

Se puede realizar mediciones de viento por un período corto de tiempo en un lugar (por ejemplo: algunos cuantos meses) y al comparar con datos obtenidos, simultáneamente, en una estación meteorológica cercana al lugar se pueden producir coeficientes numéricos de proporcionalidad a través de comparar los valores promedios medidos (diurnos y/o mensuales) con los datos publicados por el servicio de meteorología. Si se da una buena correlación (Consistentes y similares valores numéricos), por ejemplo, con promedios mensuales de viento, y se cuenta con varios años de información meteorológica, se aproximará mucho más a una estimación real del potencial eólico en el lugar. También se podrá realizar una ponderación de los coeficientes numéricos, cuando la correlación no es tan directa, al comparar mes a mes, así que los valores obtenidos permitan tener mayor certidumbre en la toma de decisión de una instalación eólica.

- **Adquisición de Datos en Tiempo Real**

Este método de evaluación es el más confiable y al mismo tiempo costoso para análisis del recurso. La oferta de equipos de adquisición de datos es cada vez mayor, y fundamentalmente consiste de un pequeño computador que almacena la información permanentemente, dependiendo de la necesidad del usuario, de manera que se pueden registrar promedios meteorológicos desde el rango de segundos hasta horas en las variables correspondientes.

Entre más precisa, (promedio en tiempo menor y registros de memoria extendida) hacen que el equipo sea más costoso. La mayoría de los equipos de adquisición de datos comerciales vienen provistos con almacenamiento de memoria removible e intercambiable, con capacidad de acumular información hasta por

seis meses continuos de registro. Algunos equipos, por otro lado, permiten extraer la información a través de telefonía celular desde cierta distancia hasta el lugar donde se está realizando la evaluación del recurso. Como tal, los resultados de una evaluación con esta metodología garantizan un preciso y adecuado dimensionamiento de equipos eólicos para suministro de energía.

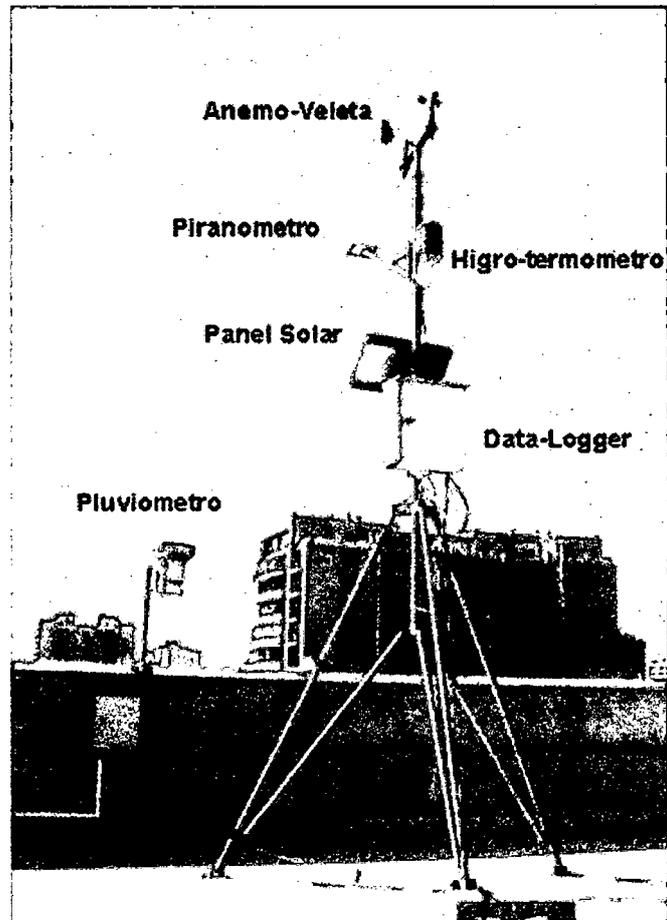


Fig.5. Centro de Medición de velocidad de viento y radiación solar

Fuente: Imagen de Internet

2.1.3. LA POTENCIA DEL VIENTO

A. POTENCIA DEL VIENTO DISPONIBLE

La potencia en el viento soplando con una velocidad V a través de un área A perpendicular a V , es:

$$P_{\text{viento}} = 1/2 \rho A V^3 \quad \text{Ec.1}$$

Dónde:

- P_{viento} : es la potencia en el viento en vatios
- ρ : es la densidad del aire (aprox. 1.2 Kg/m³)
- V : es la velocidad del viento en m/s
- A : es el área perpendicular al viento en m²

Si la velocidad del viento se duplica, la potencia es ocho veces más grande. De 2 a 3 m/s de velocidad de viento, la potencia del viento es más de tres veces. De 4 a 5 m/s de velocidad de viento, la potencia es el doble (Ver figura 6).

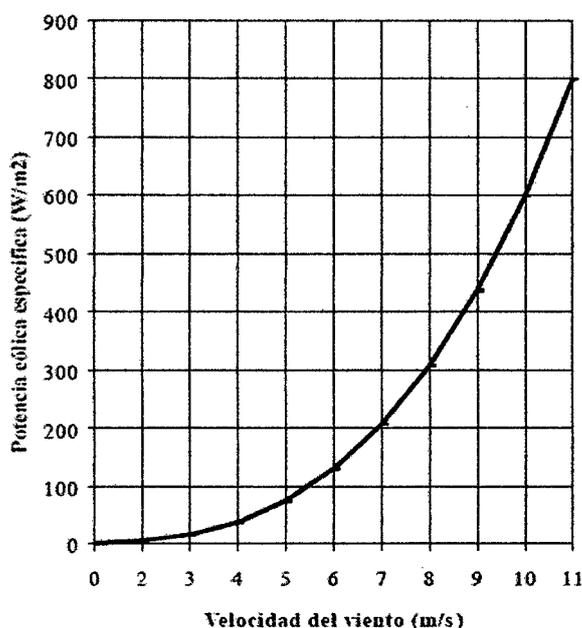


Fig. 6. Potencia eólica específica en función de la velocidad para condiciones normales de presión y temperatura
Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica – A. Pinilla

En un día con borrasca la velocidad del viento puede variar de 1 a 10 m/s, implicando que la potencia en el viento cambia por un factor de $10^3 = 1000$. Un cambio de esta magnitud no ocurre diariamente, pero sí refleja las grandes variaciones que la potencia del viento puede alcanzar en diferentes lugares y escalas de tiempo.

Adicional a la velocidad del viento, la potencia eólica se ve además afectada por variaciones en la densidad del aire, sobre todo si se pretenden realizar instalaciones en zonas montañosas de gran elevación sobre el nivel del mar.

Normalmente, la potencia eólica teórica se da como potencia eólica específica, esto es por unidad de área. Así que:

$$P_{\text{viento}} = 1/2 \rho V^3 \text{ (w/m}^2\text{)} \quad \text{Ec.2}$$

En la que P_{viento} está expresada en vatios por metro cuadrado.

La Tabla N°3 muestra la variación de la potencia eólica específica para diferentes valores de velocidad de viento, con la densidad del aire a condiciones estándar a la altura del nivel del mar (1.2 Kg/m³)⁷.

La Tabla N°4 muestra la variación de la densidad del aire para diferentes alturas sobre el nivel del mar y temperatura. Para el cálculo de la potencia eólica a diferentes alturas sobre el nivel del mar, esta deberá ser corregida utilizando el verdadero valor de la densidad según esta tabla.

Tabla N°3. Variación de potencia eólica específica

VARIACION DE LA POTENCIA EOLICA ESPECIFICA	
Velocidad del viento en m/s	Potencia eólica específica en w/m ²
2	5
3	16
4	38
5	75
6	130
7	206
8	307
9	437
10	600
11	800
12	1040

Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica.

⁷ (Pinilla S., 1997)

Tabla N°5. Variación la densidad del aire a diferentes alturas

DENSIDAD DEL AIRE A DIFERENTES ALTURAS SOBRE EL NIVEL DEL MAR		
Altura sobre el nivel del mar (m)	Densidad de Aire Seco en Kg/m ³ a	
	20°C	0°C
0	1.204	1.292
500	1.134	1.217
1000	1.068	1.246
1500	1.005	1.078
2000	0.945	1.014
2500	0.887	0.952
3000	0.833	0.894
3500	0.781	0.839
4000	0.732	0.786

Fuente: Manual de aplicación de la energía eólica.

B. POTENCIA DEL VIENTO APROVECHABLE

En el apartado anterior se ha visto cual es la energía contenida en una masa de aire en movimiento. Ahora bien, el cumplimiento de la ecuación de conservación de la masa hace que no toda esa potencia disponible en el aire pueda aprovecharse.

Además de las características del viento, la potencia aprovechable depende también de las características de funcionamiento de la máquina. Habrá que considerar, además, las pérdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del generador. Estos factores se tendrán en cuenta a parte.

Se define el coeficiente de potencia de un aerogenerador como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente capturada por el aerogenerador. Es una medida de la eficiencia de la máquina.

$$P_D = 1/2 \rho A V^3 C_p \quad \text{Ec.3.}$$

Dónde:

Pd: potencia disponible

ρ : densidad del viento

A: área expuesta al viento incidente

V: velocidad del viento incidente.

El valor del coeficiente de potencia nunca puede alcanzar el 100% respecto a la potencia incidente. El valor máximo fue determinado por Betz, en el año 1927 a partir de la aplicación de la ecuación de cantidad de movimiento.

Un procedimiento más fiable para evaluar el potencial eólico aprovechable es a partir de la curva característica del coeficiente de potencia de una máquina determinada $C_p(v)$ y de la distribución de probabilidades de velocidad de viento en un lugar, $p(v)$.

$$\bar{P}_a = \frac{1}{2} \rho A \int_0^{\infty} V^3 \cdot p(v) c_p(v) dv \quad \text{Ec.4.}$$

El factor de capacidad, C_f es la relación entre la potencia eólica media aprovechable por la máquina, y la potencia nominal durante el periodo considerado.

$$C_f = \int_0^{\infty} \frac{c_p(v) \cdot V^3 \cdot p(v) dv}{c_p(v_n) V_n^3} \quad \text{Ec.5.}$$

La energía eólica extraíble también se puede expresar mediante el concepto de horas equivalentes de producción, como el cociente entre la energía total suministrada y la potencia nominal instalada.

C. TEORÍA DE LA CANTIDAD DE MOVIMIENTO – LÍMITE DE BELTZ⁸

La teoría de Cantidad de Movimiento supuso una primera aproximación sencilla al problema de un rotor inmerso en una corriente de aire, pero a la vez, un gran paso adelante, ya que permitió obtener resultados globales muy generales, a partir de pocos parámetros y que

⁸ (Mur Amada, 2006)

proporcionan una información muy útil para comprender el fenómeno que estamos tratando.

Como toda teoría que se precie, parte de una serie de hipótesis simplificativas, en este caso, las Hipótesis de Rankine y Froude, que son:

- El aire es considerado como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido excepto en las proximidades del rotor.
- El fluido es considerado incompresible. El viento se moverá a régimen subsónico, por tanto, la densidad podemos tomarla como constante. El problema térmico, además, estará desacoplado del problema fluido dinámico.
- El estudio se realizará en régimen estacionario. Las variables dependerán del punto de trabajo que se tome y no del tiempo.
- No se considera la velocidad de giro del rotor ni la de su estela.
- Se considera al rotor como un disco poroso fijo, compuesto por infinitas palas de espesor despreciable.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección considerada.

Veamos cual es la potencia generada por una corriente uniforme de viento que atraviesa un área A , a velocidad V .

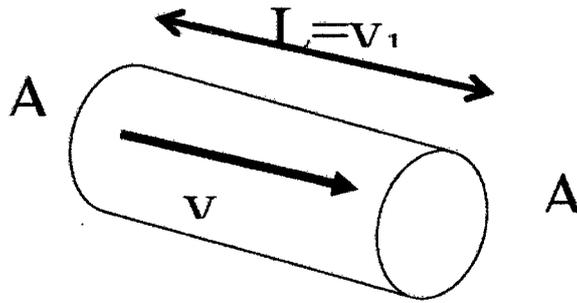


Fig.7.Esquema del viento que pasa por una sección uniforme de área A
Fuente: Elaboración Propia

La sección A se encuentra fija. Sea la sección A' de igual área que la sección A, que se mueve a velocidad V_1 hasta coincidir con la sección A. Eso ocurrirá pasado un instante ΔT desde la posición inicial en que se encontraba. La longitud L recorrida será $L=V_1 \cdot \Delta T$. La masa de aire contenida en el cilindro será $M=\rho \cdot V_1 \cdot \Delta T \cdot A$, y la energía cinética asociada a la misma, $E_c=1/2 \cdot M \cdot V_1^2=1/2 \cdot \rho \cdot V_1 \cdot \Delta T \cdot A \cdot V_1^2$, y la potencia, $P_d=1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot V_1^3$.

El fenómeno físico que se produce en esta situación es el siguiente. Sea A, el área del rotor colocada perpendicularmente al flujo de viento. El aire se desplazará por el interior del tubo de corriente y cederá parte de la energía.

El flujo es subsónico, por lo que la presencia del rotor perturbará el flujo aguas arriba, lo que hace que la sección A_1 , situada aguas arriba, tenga un área inferior al área del rotor, y a su vez, inferior al área A_2 situada aguas abajo del rotor. Además, al ser la densidad constante y el flujo estacionario (conservación del gasto másico), se conservará el caudal, y por tanto, la relación de velocidades conforme se avanza a lo largo del tubo de corriente será $v_1 > v > v_2$.

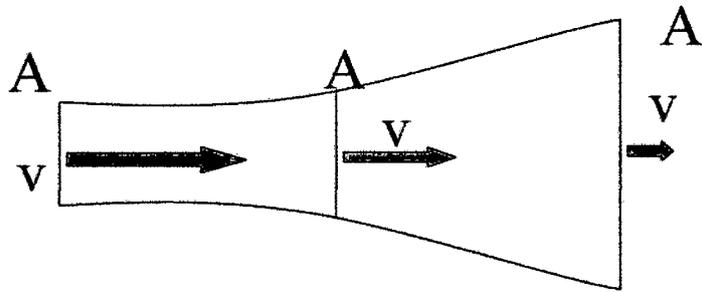


Fig.8. Distribución de Velocidades

Fuente: Elaboración Propia

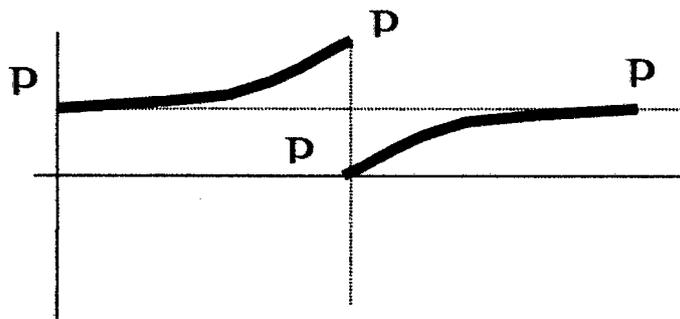


Fig.9. Distribución de Presiones

Fuente: Elaboración Propia

La presión evoluciona desde el valor de la presión ambiente P_1 hasta un valor superior en la cara anterior del rotor. En este, se produce una caída de presión y a partir de él, la presión vuelve a aumentar hasta alcanzar de nuevo la presión ambiente, P_2 .

Ecuaciones

Las ecuaciones que vamos a aplicar son las siguientes:

- **Ecuación de continuidad**

$$A_1 \cdot v_1 = A_2 \cdot v_2 \quad (1)$$

- **Gasto másico**

$$G = \rho \cdot A \cdot v \quad (2)$$

- **Fuerza sobre el rotor**

$$F = G \cdot \Delta v = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad (3)$$

$$F=A \cdot (P^+ - P^-) \quad (4)$$

- **Ecuación de Bernoulli**

1. Entre A_1 y la sección anterior del disco

$$P_1 + 1/2 \cdot \rho \cdot v_1^2 = P_+ + 1/2 \cdot \rho \cdot v^2 \quad (5)$$

2. Entre la sección posterior del tubo y A_2

$$P_+ + 1/2 \cdot \rho \cdot v^2 = P_2 + 1/2 \cdot \rho \cdot v_2^2 \quad (6)$$

- **Presiones**

$$P_2 = P_1 \quad (7)$$

Restando (5)-(6)

$$P_+ - P_- = 1/2 \cdot \rho \cdot (v_1^2 - v_2^2)$$

La fuerza sobre el rotor será: $F = 1/2 \cdot \rho \cdot A \cdot (v_1^2 - v_2^2) = v \cdot (v_1 - v_2)$.

Despejando v se obtiene $v = 1/2 \cdot (v_1 + v_2)$.

La potencia absorbida por el rotor será el producto de la fuerza ejercida por el viento sobre el rotor por la velocidad del fluido en el rotor.

$$\begin{aligned} W &= F \cdot v = \rho \cdot A \cdot (v_1 - v_2) \cdot \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \\ &= \rho \cdot A \cdot \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \cdot \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) \end{aligned}$$

Donde $\rho \cdot A \cdot 1/2 \cdot (v_1 + v_2)$ es el gasto másico a través del rotor y $1/2 \cdot (v_1^2 - v_2^2)$ es la pérdida de energía cinética por unidad de masa de viento entre las secciones 1 y 2.

MÁXIMA POTENCIA EXTRAIBLE

La potencia depende del área del rotor y de las velocidades de viento aguas arriba y aguas abajo del rotor. V_1 vendrá prefijada por la velocidad de viento incidente, ahora bien, ¿qué ocurre con el valor v_2 ?

Sea $k = v_2/v_1$. La expresión de la potencia quedará:

$$W = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2)$$

Para obtener W máxima derivaremos respecto a k e igualaremos a cero:

$$\frac{\delta W}{\delta k} = 0$$

Se llega a la ecuación de segundo grado, $3k^2+2k-1=0$, que resolviendo, y tomando la solución positiva, se llega a $k=1/3$.

Sustituyendo en la expresión de la potencia,

$$W_{max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Sustituyendo en la expresión del coeficiente de potencia, se llega a una expresión para C_p :

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2)$$

Representando gráficamente esta expresión en función de k , se tiene la siguiente gráfica:

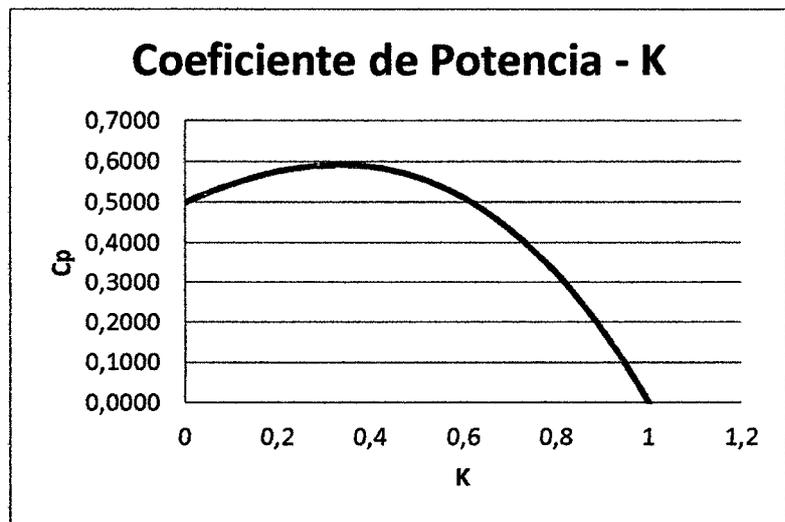


Fig.10. Gráfica del Coeficiente de Potencia - K

Fuente: Elaboración Propia.

Dicha gráfica presenta un máximo en las proximidades de 0.6. Si damos valores numéricos,

$$C_{pmax} = \frac{\frac{8}{27} \rho A v_1^3}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad \text{Ec.6.}$$

Se llega a la fórmula de Betz: $C_{p_{max}}=0.5926$.

Por tanto, como máximo, sólo puede extraerse el 59.26% de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento.

Consideraciones prácticas, la ecuación de Betz proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero en sí es poco fina, pues no tiene en cuenta una serie de factores como:

- Rendimiento de Betz	59.26%
- Rendimiento de la hélice	85%
- Rendimiento del multiplicador	98%
- Rendimiento del alternador	95%
- Rendimiento del Transformador	98%

Se obtiene un rendimiento global de la instalación del orden del 46%.

En la práctica el rendimiento del aerogenerador será aún menor, por lo que se puede aceptar como un valor bastante razonable para la potencia del mismo, la siguiente expresión⁹.

$$P_{\text{útil}} = (0,11 - 0,17)A \cdot v_1^3 \quad \text{Ec. 7.}$$

D. INFORMACIÓN NECESARIA PARA EVALUAR EL USO DE LA ENERGÍA EÓLICA

La información necesaria para evaluar la aplicación de sistemas de conversión de la energía eólica, es:

- **Velocidad de Viento Promedio Anual:** La velocidad de viento promedio por un período largo puede ser utilizada como una primera indicación de la viabilidad de uso de la energía eólica.

⁹ (Fernandez Diez, 2005)

- **Variaciones Estacionales:** Datos sobre variaciones estacionales de la velocidad de viento (normalmente presentada como promedios mensuales de velocidad de viento) son de importancia para estimar la variación estacional de entrega de energía, y así determinar el mes de diseño crítico (mes de menor energía eólica disponible) para la instalación que se desea.
- **Variaciones Diurnas:** Variaciones a lo largo del día pueden tener influencia en la viabilidad de uso de la energía eólica. En lugares que poseen una velocidad de viento baja durante las 24 horas del día, la viabilidad de uso será dudosa. Se puede estudiar los dos ejemplos que siguen; en una región o lugar donde la intensidad del viento es baja durante 16 horas al día, pero presenta vientos de 6 m/s las restantes 8 horas del día, una aplicación eólica puede ser económicamente viable. En otro caso puede ser que a lo largo de las 24 horas del día se registran vientos que no exceden los 2 m/s, en los dos casos presentados, la velocidad promedio diaria no excede los 2 m/s.
- **Borrascas, vientos extremos:** Datos sobre borrascas y vientos de muy alta intensidad son necesarios para determinar las máximas velocidades de viento en las cuales cualquier equipo de conversión de energía eólica puede ser capaz de aguantar sin presentar daño. Por ejemplo para regiones tropicales y de clima moderado una velocidad de 40 m/s se utiliza generalmente como un valor seguro para operación, en algunos casos 50 m/s se considera seguro.
- **Períodos de Calma:** Se requiere información sobre períodos largos de baja intensidad del viento para determinar las dimensiones de elementos como baterías o tanques de almacenamiento de agua para suplir suministro de energía cuando el equipo eólico no se encuentre en operación.

- **Distribución de Frecuencia de Velocidades de Viento:** Para realizar un estimativo adecuado de la probable producción de energía de cualquier equipo eólico, la distribución de frecuencia de la velocidad de viento (porcentaje del tiempo en que una velocidad de viento dada ocurre en el año) es de gran utilidad.

2.1.4. OBTENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS¹⁰

A. TOMA DE MEDIDAS

La dirección del viento se asigna de acuerdo con el lado de donde sopla. Es de dirección Oeste si la corriente de aire viene del Oeste.

Las observaciones demuestran que la dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media.

Los registros diarios permiten establecer para cada lugar un diagrama polar que permite conocer los tiempos relativos expresados en tanto por ciento, durante los cuales el viento ha soplado en una dirección determinada.

Pueden establecerse esta clase de diagramas para lapsos variables. La longitud de los vectores es proporcional a la velocidad media del viento en la dirección considerada. Así se puede conocer la variación media del viento tanto durante un año como a lo largo del día.

La velocidad del viento se determina con los anemómetros. Existen varios tipos: de rotación (cucharas de Papilón y Robinson, de aletas oblicuas de Jules Richard, de canalones de Airelel), anemómetros de presión (de bola y cuadrante, de tubo de Pitot, Best Romani, de rálagas ERA, anemoclinometro IMFL), anemómetros de sección variable (ventímetros, rotámetros).

¹⁰ (Mur Amada, 2006)

Los anemómetros de rotación de cucharas de Papillon – Robinson son los que se encuentran prácticamente en todas las estaciones meteorológicas. Estos equipos son insensibles a velocidades menores de 1m/s.

El de Richard es muy sensible pero solo se utiliza en laboratorios. Los anemómetros de Best Romani tienen apreciaciones de tiempo inferiores a la décima de segundo permitiendo registros de velocidad casi instantáneas.

Para obtener las magnitudes fundamentales necesarias para el dimensionamiento de un equipo, se emplean anemómetros acoplados o aparatos registradores con el objetivo de tener la variación de la intensidad del tiempo en función del tiempo.

Los instrumentos de medida necesarios en energía eólica son:

- Anemómetros para medir la velocidad del viento.
- Veletas para medir la dirección.
- Termómetros para medir la temperatura ambiente del aire.
- Barómetros para medir la presión atmosférica ambiental.

En general, la señal que proviene de los instrumentos de medida está conectada a un sistema de registro de diversos tipos:

- Un dispositivo de integración.
- Un indicador.
- Un dispositivo de grabación, por ejemplo, el soporte magnético o electrónico.

a) Anemómetros

Son los instrumentos utilizados para determinar la velocidad del viento. Pueden clasificarse según su principio de operación.

- De rotación. Pueden ser de cazoletas o de hélice.

El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. Debido a que la fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira. La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoelectrónico y midiendo su salida.

Los anemómetros de tres cazoletas semicónicas son preferentemente los más usados. La principal ventaja de los anemómetros de cazoletas es que miden las dos componentes horizontales del viento.

El anemómetro de hélice se utiliza cuando se quiere conocer la velocidad del viento en una dirección particular. Normalmente se coloca un conjunto de dos o tres anemómetros de hélice en planos perpendiculares para obtener las componentes de velocidad sobre los ejes principales (horizontales y verticales). A veces se utiliza un anemómetro de hélice asociado a un sistema de orientación tipo veleta, para medir la componente horizontal de la velocidad de viento.

- De presión.

La medida de la velocidad del viento se registra mediante los efectos de las variaciones de presión que ejerce el aire cuando se mueve. Dichos anemómetros están encaminados más que a medir la velocidad del viento a medir la rafagiosidad, mediante galgas extensométricas acopladas a una esfera perforada, midiendo así la magnitud y dirección del viento.

- Anemómetros de hilo caliente.

Miden la velocidad a través del efecto de enfriamiento del viento. La principal ventaja de estos equipos es su pequeña constante de tiempo, aunque por el contrario, son equipos muy delicados.

- Anemómetros basados en el efecto sónico.

El sonido viaja a través del aire en reposo a una velocidad conocida. Sin embargo, cuando el aire está en movimiento esta velocidad aumenta o disminuye correlativamente. Son equipos con una constante de tiempo muy baja y de gran resolución en la medida, aunque son caros y no pueden transportarse.

- Otras técnicas incorporan el anemómetro láser, ultrasónico y el anemómetro SODAR, de efecto Doppler.

b) Medida de la dirección del viento

El elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección. Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento.

Así mismo, puede obtenerse una medida de la dirección del viento resolviendo los registros de salida de dos anemómetros de hélice dispuestos ortogonalmente.

B. TRATAMIENTO DE DATOS EÓLICOS¹¹

Los datos de viento obtenidos se tratan estadísticamente, con el fin de obtener la distribución por rumbos de las direcciones y la distribución por frecuencias de las velocidades.

a) DISTRIBUCIÓN DE DIRECCIONES

La distribución de direcciones de viento es de vital importancia a la hora de ubicar las turbinas eólicas en terrenos no uniformes o formando varios conjuntos de ellas, e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual es la de la rosa de los vientos, en la que se expresa el porcentaje de tiempo en el que el viento tiene una determinada dirección. Normalmente, también se refleja la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

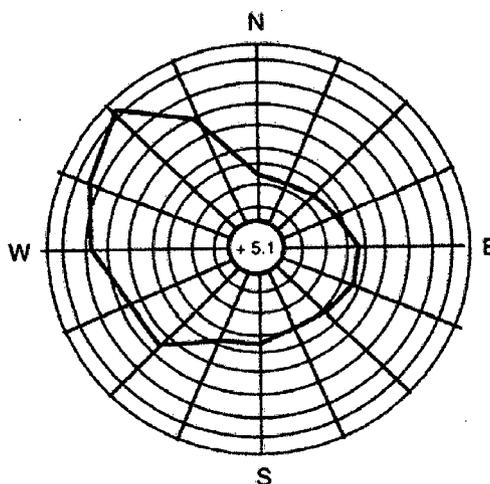


Fig.11: Distribución de Direcciones Típica-Rosa de Vientos
Fuente: Curso de Energía Eólica – Universidad de Zaragoza

¹¹ (Mur Amada, 2006)

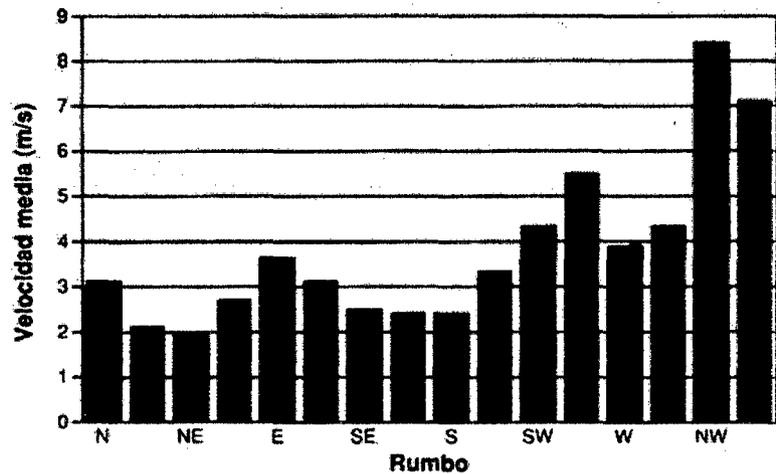


Fig.12. Velocidad media por direcciones

Fuente: Curso de Energía Eólica – Universidad de Zaragoza

b) DISTRIBUCIONES DE VELOCIDADES

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $P(v)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento, o si se quieren extrapolar datos a otro lugar, este procedimiento ofrece ciertas ventajas.

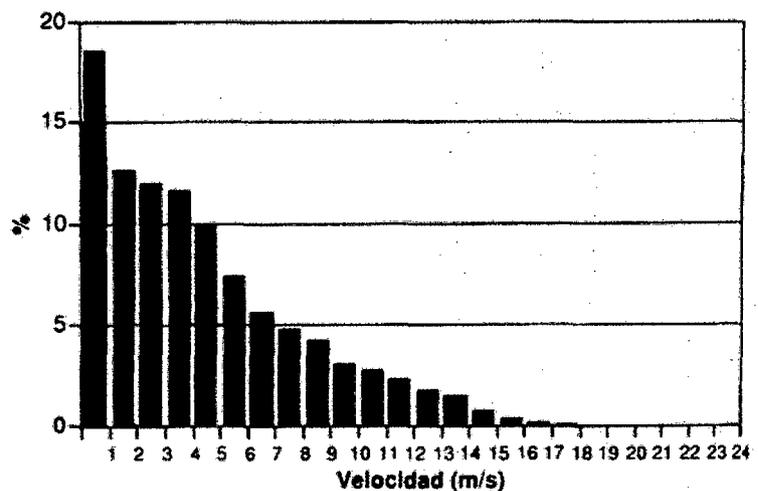


Fig.13. Distribución de Velocidades

Fuente: Curso de Energía Eólica – Universidad de Zaragoza

c) DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La expresión analítica más utilizada en los estudios de energía eólica es la distribución de Weibull, cuya forma general es:

$$P(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad \text{Ec. 8.}$$

Dónde:

- $P(v)$: representa la probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad v
- C : es el denominado factor de escala (m/s) cuyo valor es cercano a la velocidad media
- K : es el factor adimensional de forma.

La distribución de Rayleigh es un caso particular de la distribución de Weibull con $k=2$.

Existen varios métodos para calcular los parámetros de la distribución de Weibull. Pero, para fines de datos acumulativos tales como las mediciones de viento, el método más sencillo para hallar estos parámetros es el método de los mínimos cuadrados.

El método de los mínimos cuadrados permite calcular los parámetros de forma y escala, mediante la transformación doble logarítmica de la función de distribución acumulativa de Weibull.

La transformación doble logarítmica permite transformar la función de distribución acumulativa en una ecuación lineal de regresión.

DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN LINEAL DE REGRESIÓN

Función acumulativa de Weibull:

$$\begin{aligned}F(v) &= 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \\ \Rightarrow \frac{1}{1 - F(v)} &= e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k} \\ \Rightarrow \text{Ln} \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] &= \text{Ln} \left[e^{\left(\frac{v}{c}\right)^k} \right] \\ \Rightarrow \text{Ln} \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] &= \left(\frac{v}{c}\right)^k \\ \Rightarrow \text{Ln} \left(\text{Ln} \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right) &= k \text{Ln} \left(\frac{v}{c} \right) \\ \Rightarrow \text{Ln} \left(\text{Ln} \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right) &= k \text{Ln}(v) - k \text{Ln}(c) \quad (*)\end{aligned}$$

La expresión (*) representa una ecuación lineal de la forma

$$y = kx - b \quad (**)$$

La cual es una recta de regresión con:

$$y = \text{Ln} \left(\text{Ln} \left[\frac{1}{1 - F(v)} \right] \right); x = \text{Ln}(v) \quad \text{y} \quad b = k \text{Ln}(c) (***)$$

De la expresión (**) se concluye que el parámetro de forma, 'k', es la pendiente de la recta de regresión.

De la expresión (***) se observa que el parámetro de escala, 'c', está en función del intercepto de la recta de regresión y el parámetro de escala; por lo tanto.

$$\begin{aligned}b &= -k \text{Ln}(c) \\ \Rightarrow -\frac{b}{k} &= \text{Ln}(c) \\ \Rightarrow c &= e^{-\frac{b}{k}} \quad \text{Ec.9.}\end{aligned}$$

d) **DISTRIBUCIÓN DE RAYLEIGH**

La distribución de densidad de viene dada por la expresión:

$$P(u) = \frac{U}{\sigma^2} e^{-\left(\frac{u^2}{2\sigma^2}\right)}$$

Siendo U la velocidad del viento y σ la desviación estándar.

La distribución de probabilidades acumuladas, que mide la probabilidad de que la velocidad de viento sea inferior a una valor dado V se determina mediante la siguiente expresión:

$$P(u > v) = e^{-\left(\frac{u^2}{2\sigma^2}\right)}$$

Si no se dispone de información sobre la desviación estándar, las expresiones anteriores pueden transformarse en:

$$P(u) = \left(\frac{u.\pi}{2u}\right) e^{-\left(\frac{u^2\pi}{4u^2}\right)} \quad \text{Ec.10}$$

2.1.5. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

Cuando se tiene información confiable sobre el régimen de viento en un lugar, ésta deberá ser analizada adecuadamente, para ser combinada con las características de generación de un equipo; pudiéndose estimar, entonces, la cantidad de energía que puede suministrar el equipo eólico en el lugar seleccionado. La Tabla N°6 (Power Guide, 1994) indica las posibilidades de uso de la energía eólica, con base a valores promedios de velocidad de viento anual.

Tabla N°6. RELACIONES GENERALES ENTRE VIABILIDAD Y VELOCIDAD DE VIENTO PARA SU USO COMO FUENTE DE ENERGÍA	
Promedio Anual de Velocidad de Viento 10 metros de altura	Posibilidad de Uso de la Energía Eólica
Menor a 3 m/s	Usualmente no es viable, a menos que existan circunstancias especiales para evaluar mejor el recurso
3 – 4 m/s	Puede ser una buena opción para equipos eólicos de bombeo de agua (Aerobombeo), poco viable para generación eléctrica con equipos eólicos (Aerogeneración)
4 – 5 m/s	Aerobombas son competitivas económicamente a los equipos Diesel, aerogeneración con equipos autónomos es viable.
Más de 5 m/s	Viable para aerobombeo y aerogeneración con sistemas autónomos
Más de 6 m/s	Viable para aerobombeo, aerogeneración con sistemas autónomos y para sistemas conectados a la red eléctrica.

Fuente: Power Guide

Debe ser claro, que esta tabla es una indicación de rápida referencia y no pretende ser completamente concluyente.

Vale la pena aclarar que en la tabla N°6 se hace referencia al valor promedio anual de velocidad de viento a 10 metros de altura sobre la superficie y cuando se está pensando en instalaciones eólicas remotas, autónomas o conectadas a la red eléctrica se tendrá que corregir la velocidad de viento promedio a la altura de la torre del equipo en consideración.

Para realizar una apropiada evaluación del recurso en un lugar específico, se deberá tener información registrada a 10 metros (de altura sobre la superficie) de velocidad de viento promedio horaria, durante por lo menos un año. Esto significa tener unos 8760 datos para ser analizados. En caso tal, que exista información de más años el volumen de información será mayor para ser procesada, sin embargo la confiabilidad de la evaluación aumentara¹².

¹² (Pinilla S., 1997)

A. VARIACIÓN DEL VIENTO CON LA ALTURA SOBRE EL TERRENO.

El perfil del viento (la velocidad de viento como una función de la altura sobre el terreno) puede ser expresado en una relación matemática sencilla. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. Figura ilustra el comportamiento de perfil de velocidades del viento en función de las características topográficas del terreno.

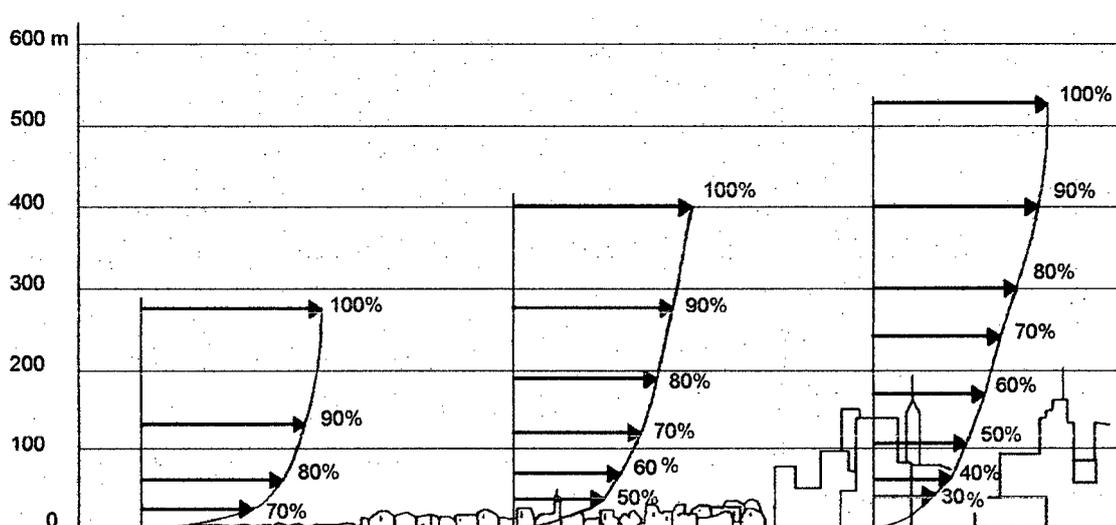


Fig.14. Perfiles de velocidad de viento, en función de las características topográficas del terreno

Fuente: Atlas del País Vasco – 1993

La superficie terrestre ejerce una fuerza de rozamiento que se opone al movimiento del aire y cuyo efecto es retardar el flujo, por ende disminuir la velocidad del viento. Este efecto retardatorio de la velocidad de viento decrece en la medida que se incrementa la altura sobre la superficie del terreno y de obstáculos en su recorrido. Así pues, a mayor altura sobre la superficie mayor velocidad de viento se podrá experimentar.

Un modelo sencillo para calcular el incremento en la velocidad con respecto a la altura, es la distribución de velocidades en función de la altura y esta sigue una ley exponencial, como sigue:

$$\frac{v_1}{v_2} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha \quad \text{Ec. 11.}$$

Dónde:

V_1 : la velocidad del viento a la altura h_1

V_2 : la velocidad del viento a la altura h_2

El coeficiente “ α ” es un parámetro que depende de la topografía del terreno y de las condiciones meteorológicas. Generalmente este parámetro se calcula sobre la base de mediciones de viento.

α depende de la rugosidad superficial media y de la estabilidad atmosférica media en el lugar considerado.

- En lugares con altas velocidades medias (6 m/s, atmósfera neutra) α varía entre 0.1 y 0.3 dependiendo de la rugosidad superficial media.
- Basados en estudios experimentales, el exponente α puede ser evaluado mediante la relación

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln V_a}{1 - 0.088 \ln \left(\frac{Z_a}{10}\right)}$$

Siendo Z_a y V_a , la altura y velocidad en un estado inicial ‘a’.

- De manera muy general, se utiliza comúnmente el valor $\alpha=1/7$, válido para atmósferas neutras.

Dado que la medición meteorológica se realiza a 10 metros de altura, la siguiente tabla, de rápida referencia, ilustra los valores de velocidad de viento promedio que se pueden esperar para mayores alturas sobre el terreno, basado en este modelo sencillo de perfil de velocidades.

Tabla N°7. VALORES ESPERADOS DE VELOCIDAD DE VIENTO A DIFERENTES ALTURAS			
Velocidad de Viento Promedio en (m/s) a 10 metros	Velocidad de Viento Promedio Esperada en (m/s)		
	20 metros	30 metros	40 metros
3	3.3	3.5	3.7
4	4.4	4.7	4.9
5	5.5	5.8	6.1
6	6.6	7.0	7.3
7	7.7	8.2	8.5
8	8.8	9.4	9.8
9	9.9	10.5	11.0
10	11.0	11.7	12.2

Fuente: Elaboración Propia

2.2. LA ENERGÍA SOLAR

2.2.1. NATURALEZA DE LA ENERGÍA SOLAR

A. LA ENERGÍA DEL SOL

El Sol se formó hace 4600 millones de años junto con la tierra y demás planetas del Sistema Solar, a partir de la contracción paulatina de una gigantesca nube de hidrógeno. Este proceso duró cerca de 10 millones de años hasta que la temperatura del astro alcanzó los 12 000 000 °C, suficientes para empezar a producir energía transformando hidrógeno en helio. Un análisis de su composición en función de su masa establece que contiene un 71% de hidrógeno, un 27% helio, y un 2% de otros elementos más pesados. Debido a que el sol es gas y plasma, su rotación cambia con la latitud: un periodo de 24 días en el ecuador y cerca de 36 días en los polos. Y Aunque en el interior del Sol la temperatura puede ser mayor, se toma convencionalmente una temperatura efectiva de cuerpo negro 5777 K^{13} .

¹³ Division de Ingenieria, D. (1995). *Notas sobre el curso de Energia Solar*. Tlaquepaque, Jalisco. CENSOLAR,(1992) instalaciones de energia solar, Tomos II - V, Sevilla (España)

B. LA CONSTANTE SOLAR

La combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, i.e., un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra. Mucho se ha discutido acerca de si el Sol emite un flujo de energía constante, o se trata de una estrella variable. Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de energía, por parte del Sol, es menor al 1% a lo largo de un ciclo solar, que dura 22 años.

La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la Tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incide una cantidad de radiación solar casi constante. Esto ha dado lugar a la definición de la llamada constante solar. La constante solar, G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera.

Aclaremos algunos puntos de esta definición:

Primero, es un flujo de energía, es decir, la constante solar se refiere a una cantidad de energía que incide, instantáneamente, sobre una superficie de área unitaria.

Segundo, esta superficie hipotética es perpendicular o normal a la dirección de propagación de la luz, lo cual en lenguaje no técnico equivale a decir que "ve al Sol". Es obvio que una superficie en posición oblicua respecto de la dirección del Sol, recibiría un menor flujo de energía.

Tercero, esta superficie hipotética se encuentra situada a la distancia media de la Tierra al Sol. Es claro que la distancia desde la fuente de radiación hasta el plano en cuestión, influye fuertemente en el flujo de energía. Se sabe que la intensidad de la radiación solar es mucho mayor

en Mercurio que en la Tierra, y que en nuestro planeta es mucho mayor que en Plutón. Como la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, por lo tanto, la distancia Tierra-Sol no es constante, debe considerarse un valor promedio, para poder hablar de una constante.

Por último, esta superficie hipotética, debe estar colocada fuera de la atmósfera, para evitar la atenuación de la radiación causada por la diversidad de fenómenos físicos y químicos que se verifican en la atmósfera¹⁴.

El valor comúnmente aceptado para G_{sc} ha variado en los últimos años, según las técnicas de medición que se han empleado, lo cual no indica que haya variado en sí la magnitud de la energía que se recibe del Sol. Así, la intensidad de la radiación se define como:

$$G_{sc} = \frac{P}{S} \quad \text{Ec.12.}$$

Dónde:

P : 4×10^{26} W Energía por unidad de tiempo emitida por el Sol.

S : Superficie de una esfera de radio "R" cuyo centro es el Sol.

$$G_{sc} = 1353 \text{ W m}^{-2}$$

Que, en otras unidades equivale a:

$$G_{sc} = 1.940 \text{ cal/cm}^2\text{min} = 428 \text{ Btu/ft}^2\text{hr} = 4871 \text{ MJ/m}^2\text{hr}$$

* Estos valores fueron aceptados por la NASA (1971) y por la ASTM.

Como la Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica y no circular (Fig. 15), de excentricidad muy pequeña igual a 0,0167; la constante solar tiene ligeras variaciones a lo largo del año.

¹⁴ Division de Ingenieria, D. (1995). *Notas sobre el curso de Energia Solar*. Tlaquepaque, Jalisco.

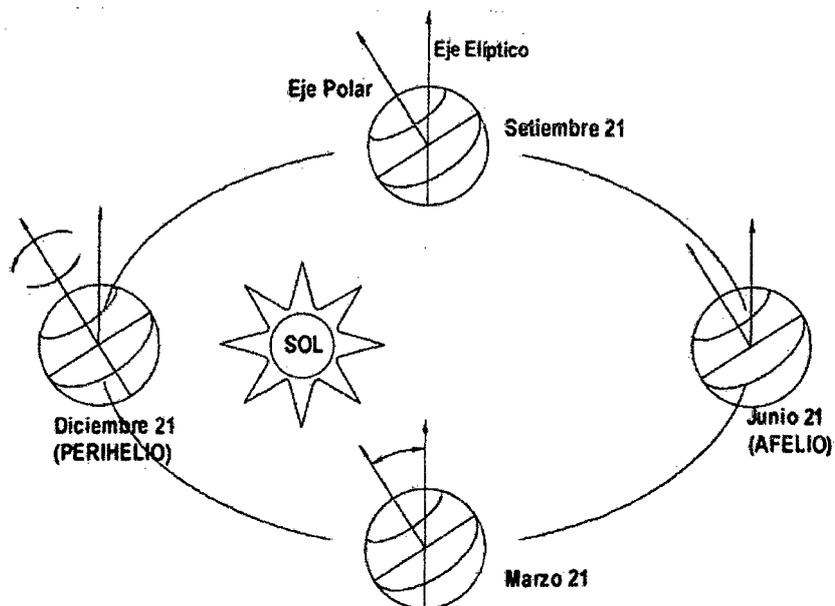


Fig. 15. La órbita terrestre alrededor del sol

Fuente: Portilla Pedro "Energía Solar" Madrid (España)

Es un poco mayor durante los meses de diciembre y enero, en que la distancia de la Tierra al Sol es más pequeña, y menor durante los meses junio y julio, en que la distancia es máxima. La Fig. 16 muestra la variación de la constante solar a lo largo del año.

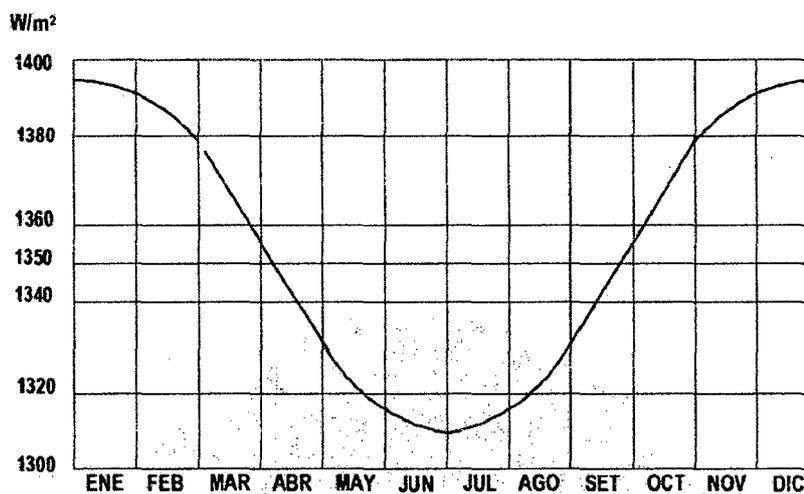


Fig. 16. La Constante Solar a lo largo del año.

Fuente: Censolar "Instalaciones de energía solar"; Tomo II

C. LA RADIACIÓN NORMAL EXTRATERRESTRE

La radiación extraterrestre que incide sobre la Tierra está sujeta a las variaciones geométricas y a las condiciones físicas del propio Sol.

Por otro lado, la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, sino cuasi-elíptica. La pequeña excentricidad de la órbita hace que, alrededor del 4 de enero, cuando la Tierra se encuentra en el perihelio (mínima distancia al Sol -sí: mínima-) la radiación solar extraterrestre sea máxima. Por otro lado, alrededor del 1 de julio -seis meses después- la Tierra se encuentra en el afelio (máxima distancia al Sol) y entonces la radiación solar extraterrestre es mínima.

La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal a la radiación solar extraterrestre¹⁵, a lo largo del año es:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad \text{Ec. 13.}$$

En donde G_{on} es el flujo de radiación extraterrestre, medida en un plano normal a la radiación, y n es el número de día del año. La Tabla N°8 contiene información para calcular el valor de n .

¹⁵ División de Ingeniería, D. (1995). *Notas sobre el curso de Energía Solar*. Tlaquepaque, Jalisco.

Tabla N°8. Ecuaciones para convertir el día del mes, en el número de día del año.

MES	"n" para el i-esimo día del mes
Enero	i
Febrero	$31 + i$
Marzo	$59 + i$
Abril	$90 + i$
Mayo	$120 + i$
Junio	$151 + i$
Julio	$181 + i$
Agosto	$212 + i$
Septiembre	$243 + i$
Octubre	$273 + i$
Noviembre	$304 + i$
Diciembre	$334 + i$

Fuente: ITESO, "Notas sobre el curso de Energía Solar"

En la ecuación anterior, las normas para los subíndices son como sigue: el subíndice "sc" se usa para la constante solar (del inglés solar constant); el subíndice "o" se usa para la radiación extraterrestre, esto es, fuera de la atmósfera. Por último, el subíndice "n" se utiliza para la radiación medida en un plano normal a la dirección de propagación de la radiación. De esta forma, el subíndice "on" se utiliza para la radiación extraterrestre observada en un plano normal a la radiación.

D. DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Sin embargo, para los fines del aprovechamiento de su energía, sólo es importante la llamada radiación térmica que incluye sólo el ultra violeta (UV), la radiación visible (VIS) y la infrarroja (IR). Todos los cuerpos emiten cierta

cantidad de radiación en virtud de su temperatura. A mayor temperatura ocurren dos cambios en la radiación emitida:

1. La intensidad de la emisión es mayor, refiriéndose a, un mayor número de watts por metro cuadrado abandonan el cuerpo.
2. El color o tipo de radiación cambia hacia una menor longitud de onda, esto es, del IR al VIS y al UV, a medida que aumenta la temperatura.

La fotosfera se encuentra a unos 6000 K y, por tanto, emite un cierto flujo de energía correspondiente a esa temperatura. Su distribución espectral es como se indica en la Figura 17.

Esta figura muestra la irradiancia espectral (energía por unidad de tiempo, en la unidad de área, por unidad de longitud de onda) en función de la longitud de onda. La línea continua pero irregular corresponde a la irradiancia observada, medida desde la Tierra. La curva punteada representa la irradiancia espectral que tendría un cuerpo negro (radiador ideal), que se encontrara a la temperatura de 5762 K. Esta temperatura corresponde a la que debería tener dicho radiador ideal, para tener la misma emisión de energía que el Sol.

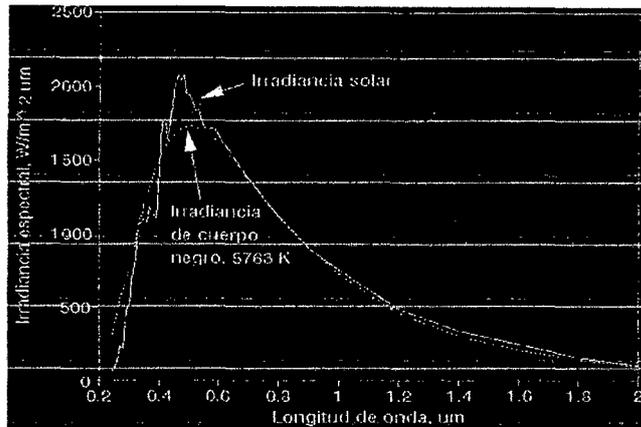


Fig. 17. Irradiancia espectral del Sol y de un cuerpo negro a 5763 K
 Fuente: ITESO, "Notas sobre el curso de Energía Solar" Jalisco, 1995, pág. 18, figura 2.1

E. VARIACIÓN DEL FLUJO DE ENERGÍA CON LA DISTANCIA

Cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, la intensidad luminosa o flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

Considérese una fuente luminosa cualquiera: una bombilla incandescente, una estrella, el Sol, que emite energía en forma homogénea en todas direcciones. Considérense dos esferas concéntricas, de radios r_1 y r_2 , mucho mayores que el de la fuente luminosa, cuyo centro coincida exactamente con la posición de dicha fuente. Supongamos que medimos la intensidad luminosa (flujo de energía) en la superficie de la esfera con radio r_1 , y llamemos a ese valor G_1 . La potencia (energía por unidad de tiempo) que pasa a través de la esfera completa estará dada por G_1 multiplicada por el área de la esfera:

$$Potencia_1 = 4 \pi r_1^2 G_1$$

Por otro lado, si llamamos G_2 a la intensidad luminosa medida a la distancia r_2 , tendremos, mediante el mismo razonamiento, que la potencia evaluada en la superficie de la esfera "2" es:

$$Potencia_2 = 4 \pi r_2^2 G_2$$

Si además consideramos que el espacio que separa las dos esferas es perfectamente transparente, es decir, no absorbe radiación, entonces la misma energía por unidad de tiempo que atraviesa la esfera "1" debe atravesar la esfera "2". Por tanto,

$$Potencia_1 = Potencia_2$$

Entonces,

$$4 \pi r_1^2 G_1 = 4 \pi r_2^2 G_2$$

La cual se reduce a la expresión:

$$G_1 r_1^2 = G_2 r_2^2$$

Donde r_1 y r_2 son las distancias correspondientes a los puntos en los que el flujo de energía es G_1 y G_2 .

Esta ecuación es de uso bastante general¹⁶. Sirve para relacionar intensidades luminosas producidas por lámparas a ciertas distancias (útil en fotografía, por ejemplo), lo mismo que para calcular la constante solar en diversos planetas. Sin embargo, no se aplica para luz emitida por medio de reflectores parabólicos, láseres, etc., cuya emisión es dirigida y no cumple con la hipótesis de disiparse en todas direcciones.

¹⁶ Division de Ingeniería, D. (1995). *Notas sobre el curso de Energía Solar*. Tlaquepaque, Jalisco.

2.2.2. RADIACIÓN SOLAR

A. TIPOS DE RADIACIÓN SOLAR Y SUS RELACIONES GEOMÉTRICAS

La radiación solar sufre ciertas transformaciones al incidir sobre la atmósfera, de modo que es necesario manejar algunos conceptos específicos para los diversos tipos de radiación.

Se conoce como **radiación directa**, la que se recibe directamente del Sol, sin sufrir ninguna dispersión atmosférica. La radiación extraterrestre es, por tanto, radiación directa. Generalmente se usa el subíndice "b" para indicar radiación directa, por el término que se utiliza en inglés: beam (haz, rayo).

La **radiación difusa** es la que se recibe del Sol, después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro, aun de día, como sucede por ejemplo en la Luna. Suele utilizarse el subíndice "d" para la radiación difusa.

Por otro lado, se conoce como **radiación terrestre** la que proviene de objetos terrestres, por ejemplo, la que refleja una pared blanca, un charco o un lago, etc.

Se conoce como **radiación total**, la suma de las radiaciones directa, difusa y terrestre que se reciben sobre una superficie. Por ejemplo, sobre una pared o una ventana, incide la radiación directa del Sol, la difundida por las nubes y por el cielo y, además, puede entrar la luz reflejada por algún otro objeto frente a la pared o ventana. Un caso particular, pero de mucho interés práctico en el estudio de la energía solar, es el medir la radiación total sobre una superficie horizontal "viendo" hacia arriba. En este caso puede considerarse que no existe

radiación terrestre y se conoce también como **radiación global**. Por tanto, la radiación global es la suma de la directa más la difusa.

Para expresar la potencia solar y en general, de cualquier radiación- se utiliza el término irradiancia. **La irradiancia**, $W m^2$, es la rapidez de incidencia de energía radiante sobre una superficie, por unidad de área. Generalmente se usa el símbolo G para la irradiancia, junto con los subíndices adecuados: G_o , G_b , G_d , para la irradiancia extraterrestre, directa, difusa, etc. Nótese que la irradiancia tiene la virtud de indicar muy claramente que la radiación es un fenómeno que transcurre en el tiempo, que "va de pasada", que no es estático. Es energía que incide instantáneamente sobre una superficie.

Cuando incide **la radiación** sobre un plano, durante un tiempo determinado, puede hablarse entonces de que incidió una cierta cantidad de energía. La cantidad de energía, por unidad de área, que incide durante un período de tiempo dado, recibe el nombre de **irradiación**, $J m^{-2}$, y no es otra cosa que la integral de la irradiancia durante el período en cuestión. Generalmente se usa el símbolo "I" para la insolación por hora, mientras que "H" se usa para la insolación en el período de un día. Se aplican los mismos subíndices, por ejemplo: H_o simboliza la irradiación extraterrestre en un día; I_d simboliza la irradiación difusa en una hora, etc.

De acuerdo con lo anterior, la relación entre la irradiación y la irradiancia está dada por la expresión:

$$I = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad \text{Ec.14.}$$

En donde la irradiación se está calculando desde el tiempo t_1 hasta el tiempo t_2 y la irradiancia se considera función del tiempo.

B. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE

Consideremos por ahora el cálculo de la radiación directa sobre una superficie. El flujo de energía sobre una superficie determinada depende no sólo de la irradiancia que exista, sino también de la orientación que tenga la superficie en cuestión respecto de la dirección de propagación de la radiación. La irradiancia será máxima sobre un plano que esté en posición normal a la dirección de propagación de la radiación (es decir, que le dé "de frente" o "de cara"). En cambio, será mínima si el plano es paralelo a la radiación (es decir "de canto"). La intensidad de radiación sobre la superficie dependerá pues, del ángulo Θ que forme la normal de la superficie, respecto de la dirección de propagación de la radiación. Este ángulo Θ se conoce con el nombre de ángulo de incidencia.

Entonces, la irradiancia incidente sobre la superficie¹⁷ será:

$$G_T = G_n \cos \theta \quad \text{Ec. 15.}$$

En donde G_T se refiere a la irradiancia sobre un plano con cualquier inclinación (de "tilted") y G_n se refiere a la irradiancia medida sobre un plano normal a la dirección de propagación de la radiación.

Si se conoce la irradiancia normal -por ejemplo, la constante solar G_{sc} es una irradiancia normal- y se conoce el ángulo Θ , mediante la ecuación anterior se puede calcular la irradiancia sobre un plano con cualquier inclinación. Como el Sol describe un movimiento aparente a lo largo del día (de oriente a poniente), y otro a lo largo del año (de sur a norte y viceversa), el valor del ángulo Θ varía con la fecha y la hora, además de hacerlo con la orientación del plano, su inclinación respecto de la horizontal y la latitud geográfica del lugar donde se encuentre el plano en cuestión.

¹⁷ Division de Ingenieria, D. (1995). Notas sobre el curso de Energia Solar. Tlaquepaque, Jalisco.

Emplearemos la siguiente nomenclatura:

\varnothing **(Phi)** Simboliza la latitud geográfica, esto es, la posición angular del lugar en donde se encuentre el plano en cuestión, respecto del ecuador terrestre, positivo en el hemisferio norte. $-90 \leq \varnothing \leq 90$

δ **(Delta)** Declinación solar, i.e., la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto del plano del ecuador, positivo hacia el norte. La declinación solar es cero el día que comienza la primavera y el día que comienza el otoño (equinoccios). En estos días, el Sol se encuentra en el ecuador celeste, que es la extrapolación del ecuador terrestre en la bóveda celeste. La declinación es máxima en el solsticio de verano ($23^\circ 27'$) y mínima en el solsticio de invierno ($-23^\circ 27'$). La declinación solar¹⁸ puede calcularse aproximadamente mediante la ecuación:

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad \text{Ec.16.}$$

β **(Beta)** Pendiente del plano sobre el cual incide la radiación, esto es, su inclinación respecto de la horizontal. En el intervalo $0 \leq \beta \leq 90$, la superficie "ve" hacia arriba, mientras que en el intervalo $90 \leq \beta \leq 180$, la superficie "ve" hacia abajo. Una azotea horizontal tendría $\beta = 0$, mientras que para una pared vertical, $\beta = 90$.

γ **(Gamma)** Acimut de la superficie, i.e., el ángulo que forma la normal a la superficie, respecto del meridiano local. $\Gamma=0$ corresponde al sur. Hacia el este se consideran valores negativos y hacia el oeste positivo. Por ejemplo, una ventana que "ve" al poniente, tiene $\gamma=90$, mientras que una hacia el norte, tiene $\gamma = 180$.

ω **(Omega)** Angulo horario, esto es, el desplazamiento angular del Sol, al este o al oeste del meridiano local, debido a la rotación de la Tierra a la velocidad angular de 15o por hora (360° en 24 horas).

¹⁸ Division de Ingenieria, D. (1995). Notas sobre el curso de Energia Solar. Tlaquepaque, Jalisco.

Negativo por la mañana y positivo por la tarde. Por ejemplo, si el mediodía solar es a las 12 hrs., a las 10 hrs. corresponde $\omega = -30$, mientras que a las 16 hrs. Corresponde $\omega = 60$. El mediodía solar es, por definición, $\omega = 0$. Obsérvese que, debido a los movimientos del Sol hacia el norte (primavera) y hacia el sur (otoño), la salida y la puesta del Sol no corresponden, en general, a $\omega = -90$ y $\omega = 90$, respectivamente. Esto sucede únicamente en los equinoccios, en cualquier latitud, o en el ecuador, en cualquier fecha.

La siguiente ecuación relaciona el ángulo Θ con los ángulos anteriores:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varnothing \cos \beta - \sin \delta \cos \varnothing \sin \beta \cos \gamma + \\ & \cos \delta \cos \varnothing \cos \beta \cos \omega + \\ & \cos \delta \sin \varnothing \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \\ & \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned}$$

En la mayoría de las aplicaciones de esta ecuación, la única variable a lo largo del día es el ángulo horario ω . Todo lo demás suele ser constante en una fecha y lugar determinados. Debido a esto, la ecuación tiene un gran número de constantes que, al aplicarla, simplifican mucho la expresión.

Para una **superficie horizontal**, $\beta = 0$, lo cual implica que $\sin \beta = 0$ mientras que $\cos \beta = 1$. En estas condiciones, desaparecen el segundo, cuarto y quinto términos de la ecuación anterior, con lo que se obtiene:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \varnothing + \cos \delta \cos \varnothing \cos \omega \quad \text{Ec.17.}$$

En donde Θ_z representa el ángulo de la posición del Sol respecto de la vertical (que es la normal al plano en cuestión), que se conoce con el nombre de ángulo cenital. Como δ y \varnothing son constantes en una fecha y lugar determinados, la ecuación anterior puede expresarse en la forma más simplificada:

$$\cos \theta_z = A + B \cos \omega$$

Donde $A = \sin \delta \sin \varnothing$ y $B = \cos \delta \cos \varnothing$. Esta ecuación tiene varias aplicaciones. Puede usarse para calcular la irradiancia en función del tiempo, a lo largo de un día, sobre un plano horizontal: un terreno, un estado, un país, etc. También puede usarse para calcular la hora de salida y puesta del Sol, haciendo la siguiente consideración.

Al salir el Sol, lo mismo que al ponerse, su ángulo cenital es de 90° , esto es, se encuentra a 90° de la vertical, no importa por dónde salga o se ponga; no importa si es invierno o verano. En esas condiciones, $\cos \Theta_z = 0$. Por tanto, la ecuación anterior queda en la forma:

$$A + B \cos \omega_s = 0$$

que es una ecuación con una sola incógnita, donde ω_s es el ángulo horario a la salida y puesta del Sol (la ecuación tiene dos soluciones, iguales en valor absoluto, pero con diferente signo). Despejando ω_s ,

$$\omega_s = \cos^{-1} \left(-\frac{A}{B} \right) = \cos^{-1} (-\tan \varnothing \tan \delta) \quad \text{Ec. 18.}$$

Estas ecuaciones son válidas sólo en forma aproximada. No representan el método astronómico para calcular la salida y puesta del Sol. Además, el resultado se obtiene en términos del ángulo horario, y referido al mediodía solar. Para convertir esto a hora civil, es necesario hacer algunas correcciones.

Otros casos útiles para el cálculo del $\cos \Theta_z$ se obtienen cuando se considera que el plano sobre el cual incide la radiación puede moverse. Tal es el caso de los colectores concentradores, que deben "seguir" el movimiento del Sol.

Algunos casos útiles son los siguientes:

Para un plano que gira alrededor de un eje horizontal en la dirección este-oeste con ajuste continuo para minimizar el ángulo de incidencia,

$$\cos \theta = (1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2}$$

Para un plano que gira alrededor de un eje norte-sur paralelo al eje de la Tierra, con una inclinación respecto de la horizontal igual a la latitud geográfica, y con ajuste continuo para minimizar el ángulo de incidencia,

$$\cos \theta = \cos \delta$$

Por último, para un plano que se orienta todo el tiempo hacia la dirección del Sol es obvio que:

$$\cos \theta = 1$$

C. CONVERSIÓN DE HORA CIVIL A HORA SOLAR

En la mayoría de los cálculos solares se requiere la hora solar, mientras que los relojes indican la hora civil. La hora solar es la que indica un reloj de Sol, el mediodía (12:00 hrs.) corresponde exactamente al paso del Sol por el meridiano. Como en la práctica esto haría que lugares relativamente cercanos tuvieran horas distintas, se han establecido los husos horarios. Como en cada una de estas ciudades la hora solar es diferente, pero la hora civil es la misma, existe una diferencia entre ellas, dada por la ecuación¹⁹:

$$\text{hora solar} = \text{hora civil} + 4(L_{st} + L_{loc}) \quad \text{Ec.19.}$$

Donde L_{st} corresponde a la longitud geográfica del meridiano de referencia, mientras que L_{loc} es la longitud geográfica del meridiano

¹⁹ División de Ingeniería, D. (1995). Notas sobre el curso de Energía Solar. Tlaquepaque, Jalisco.

Esto da lugar a otra corrección que se conoce como la ecuación del tiempo, que está dada por la expresión:

$$E = 9.87 \sin 2B - 7.53 \cos B - 1.5 \sin B \quad \text{Ec. 20.}$$

Dónde:

$$B = \frac{360 (n - 81)}{364}$$

Y 'n' es el número de día del año.

La figura 18 muestra una gráfica de la ecuación del tiempo, según las ecuaciones anteriores. Nótese que el Sol se "atrassa o se adelanta", según la fecha, hasta más de 15 minutos, respecto de la hora solar media. Aunque para cálculos aproximados se puede despreciar la ecuación del tiempo, en términos generales no es despreciable esta corrección.

La ecuación del tiempo se traduce físicamente, por ejemplo, en que el mediodía solar varía de una fecha a otra, efecto que se suma a la variación debida al meridiano de referencia. Por otro lado, la combinación de la ecuación del tiempo, junto con el de la declinación del Sol a lo largo del año (efectos separados, que no coinciden) y otros factores que no expondremos, se traducen en una variación en las horas de salida y puesta del Sol, todavía mayor que lo anterior.

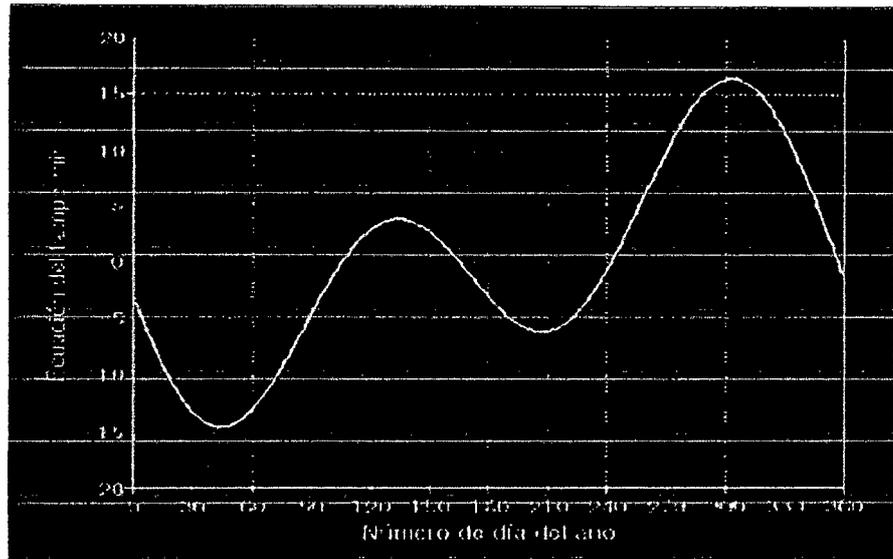


Fig. 18.: Ecuación del tiempo a lo largo del año.

Fuente: ITESO, "Notas sobre el curso de Energía Solar" Jalisco

2.2.3. ESTIMACIÓN Y MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR²⁰

A. CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL

Un caso particularmente interesante, para el cálculo de la radiación directa (irradiancia e irradiación), es el que se refiere a una superficie horizontal. Combinando algunas de las ecuaciones anteriores, tendremos que la irradiancia directa, sobre un plano horizontal es:

$$G_o = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \cos \theta_z$$

donde G_{sc} es la constante solar, n es el número de día del año y θ_z es el ángulo cenital. Combinando esta expresión con la del coseno del ángulo cenital, se obtiene la ecuación para la irradiancia directa sobre un plano horizontal, en cualquier fecha (n, δ), cualquier lugar (ϕ) y cualquier hora (ω):

²⁰ División de Ingeniería, D. (1995). Notas sobre el curso de Energía Solar. Tlaquepaque, Jalisco.

$$G_o = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega)$$

Integrando esta ecuación, desde la salida hasta la puesta del Sol, se obtiene la irradiación a lo largo de un día, H_o . Sólo es necesario calcular previamente el ángulo horario a la puesta del Sol, ω_s , como se indicó anteriormente,

$$H_o = \frac{24 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{2\pi\omega_s}{360} \sin \phi \sin \delta \right) \quad \text{Ec. 21.}$$

En esta ecuación, la irradiación H_o está dada en J/m^2 .

Por último, una expresión para calcular la irradiación incidente en un plano horizontal, I_o , desde un tiempo inicial hasta un tiempo final, con ángulos horarios ω_1 y ω_2 , respectivamente, en J/m^2 , es:

$$I_o = \frac{12 \times 3600 G_{sc}}{\pi} \left[1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right] \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{2\pi(\omega_2 - \omega_1)}{360} \sin \phi \sin \delta \right] \quad \text{Ec.22.}$$

B. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN EN UN DÍA DESPEJADO

La atmósfera ejerce un efecto de redistribución de la radiación que recibe del Sol. Por ejemplo, en un día muy despejado, una parte relativamente pequeña se convierte en radiación difusa, mientras que la mayor parte permanece como directa. La radiación difusa, en un día despejado, es la que proviene del cielo azul. En cambio, en un día nublado, la redistribución de la radiación es mucho más notable. Las nubes densas tienen un albedo (fracción de energía reflejada) muy alto, lo cual hace que, en un día densamente nublado, una gran parte de la radiación solar se refleje al espacio exterior. Además, la energía que logra pasar a través de las nubes, es únicamente radiación difusa.

Es muy difícil desarrollar modelos para predecir con precisión la presencia de nubes (posición, densidad, etc.). Existen modelos para predicción de "días promedio" en cierta fecha, pero no para fechas específicas. Por otro lado, desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía solar, no es interesante la predicción para fechas específicas, pese a que para los meteorólogos éste sea un reto interesantísimo.

En cambio, existe una diversidad de modelos para estimar la radiación solar para días despejados. Básicamente, estos modelos aplican un factor de transmitancia a la radiación extraterrestre. Así, las ecuaciones para la irradiancia e irradiación en períodos cortos, quedan de la siguiente forma. Para la irradiancia directa (sub b), normal a la superficie de interés (sub n), en una atmósfera clara (sub c), se tiene G_{cnb} :

$$G_{cnb} = \tau_b G_{on}$$

Por otro lado, para estimar la irradiancia directa sobre una superficie horizontal en una atmósfera clara, se usa G_{cb} , dado por la ecuación:

$$G_{cb} = \tau_b G_{on} \cos \theta_z = \tau_b G_o$$

Para períodos de una hora (pero no para todo el día), es posible también usar el mismo factor de transmitancia para estimar la irradiación en un día despejado:

$$I_{cb} = \tau_b I_{on} \cos \theta_z$$

Como puede suponerse ahora, el problema consiste en el cálculo o la estimación de la transmitancia atmosférica para la radiación directa, τ_b y para la difusa, τ_d . Existen varios modelos para ello. Nosotros utilizaremos el que se conoce como "modelo de Hottel" (1976). Este modelo expresa la **transmitancia atmosférica**, en función del ángulo cenital (mayor transmitancia en dirección vertical, menor hacia el

horizonte), de la altura sobre el nivel del mar (mayor transmitancia a mayor altura) y del tipo de clima. El modelo de Hottel es de la forma:

$$\tau_b = a_o + a_1 e^{-k/\cos \theta_z}$$

en donde a_o , a_1 y k son parámetros ajustados empíricamente. Para el cálculo de estas cantidades, que viene siendo la corrección por altura y tipo de clima, se usan las ecuaciones²¹:

$$a_o = r_o [0.437 - 0.00821 (6 - A)^2] \quad \text{Ec.23}$$

$$a_1 = r_1 [0.055 - 0.00595 (6.5 - A)^2] \quad \text{Ec.24}$$

$$k = r_k [0.2711 + 0.01858 (2.5 - A)^2] \quad \text{Ec.25}$$

donde A es la altura sobre el nivel del mar, en kilómetros. Los valores de las diversas r están dados en la tabla 1.3.4, para diversos tipos de clima.

Tabla N°9. Factores de corrección para algunos tipos de climas

Tipo de clima	r_0	r_1	r_2
Tropical	0.95	0.98	1.02
Verano, latitud media	0.97	0.99	1.02
Verano, sub artico	0.99	0.99	1.01
Invierno, lat. Media	1.03	1.01	1.00

Fuente: ITESO, "Notas sobre el curso de Energía Solar" Jalisco, 1995

Entonces, el procedimiento para la utilización de este modelo atmosférico sería: dadas la latitud geográfica, la fecha y la hora, se calcula el coseno del ángulo cenital,

Entonces,

- 1) Escoger un tipo de clima de la tabla n°9.

²¹ Division de Ingenieria, D. (1995). Notas sobre el curso de Energia Solar. Tlaquepaque, Jalisco.

- 2) Sabiendo la altura sobre el nivel del mar, sustituir estos valores en la ecuación para a_0 , a_1 y k .
- 3) Calcular la transmitancia atmosférica a la radiación directa, según el $\cos\Theta_z$ calculado.
- 4) Aplicar este valor a la irradiancia directa, o a la irradiación directa en el período de una hora.

Faltaría entonces estimar la **irradiación** (o irradiancia en una hora) **difusa**, para tener el modelo atmosférico completo. La radiación difusa es más difícil de modelar con precisión, pero afortunadamente es menor, desde el punto de vista energético. Generalmente se supone que la radiación difusa proviene homogéneamente de todo el cielo, esto es, no tiene una dirección preferencial. Para una superficie horizontal, la transmitancia a la radiación difusa está dada por:

$$\tau_d = 0.2710 - 0.2939 \tau_b \quad \text{Ec.26.}$$

Entonces, la transmitancia a la radiación directa, obtenida anteriormente, se substituye en ésta, para obtener τ_d . La irradiancia difusa estará dada por la ecuación:

$$G_{cd} = \tau_d G_{on} \cos \theta_z \quad \text{Ec.27.}$$

o, para un intervalo de una hora,

$$I_{cd} = \tau_d I_{on} \cos \theta_z = \tau_d I_o \quad \text{Ec.28.}$$

Y la irradiación e irradiancia total estarán dadas por las ecuaciones:

$$G_c = G_{cb} + G_{cd} \quad \text{Ec.29.}$$

$$I_c = I_{cb} + I_{cd} \quad \text{Ec.30.}$$

C. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

Para muchas aplicaciones prácticas, no basta con calcular la radiación teórica que incide sobre un lugar o sobre un equipo solar determinado. Es necesario hacer las mediciones, para tener los valores efectivos de energía disponible o incidente sobre un colector.

Existen varios métodos para medir la radiación solar, ya sea en forma de irradiancia o de irradiación. El método más aceptado comúnmente, es el uso de un piranómetro.

Un **piranómetro**, es un instrumento para medir la irradiancia global (directa más difusa), usualmente sobre una superficie horizontal.

El tipo más común de piranómetros, consiste en dos sensores de temperatura, uno de ellos expuesto a la radiación solar y ennegrecida y el otro, protegido de la radiación. Si los dos sensores se encuentran en condiciones similares en todo, menos en el hecho de estar expuestos a la radiación, habrá una diferencia de temperatura entre ellos. La hipótesis de trabajo de un piranómetro, es que la irradiancia es directamente proporcional a la diferencia de temperatura entre ambos sensores. Para evitar ruido en las lecturas, causado por el viento y otros factores meteorológicos, el sensor expuesto a la radiación (y a veces también el otro) suelen estar protegidos por un hemisferio de vidrio. Este hemisferio, de características ópticas adecuadas, permite el paso de la radiación, pero evita el enfriamiento por viento, lo cual alteraría la lectura.

La figura 19 muestra un esquema de un piranómetro. Existe en el mercado piranómetro comerciales más reconocidos por su exactitud y precisión.

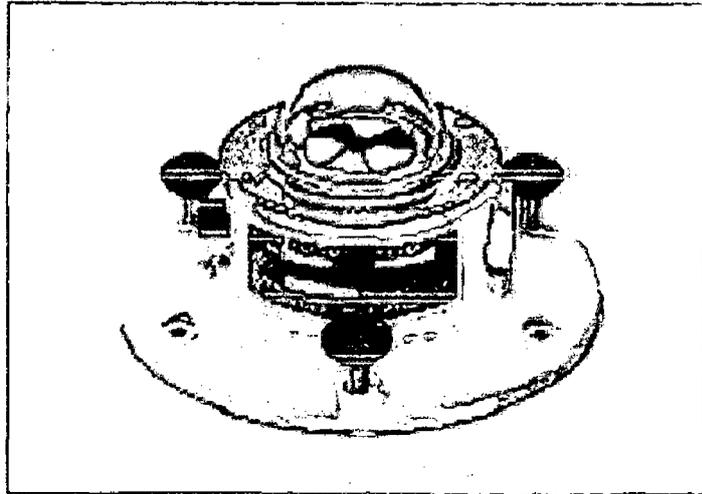


Fig. 19. Esquema de un piranómetro

Fuente: Imagen sacada de Internet

Es posible utilizar piranómetros para medir radiación directa y difusa por separado, de la siguiente forma. Se requieren dos piranómetros. Uno de ellos se instala horizontalmente y mide radiación global. Al otro se le coloca una "sombra" que consiste en una banda o un disco para obstruir la radiación directa. Entonces, este piranómetro medirá sólo radiación difusa. La resta de la global menos la difusa, da como resultado la directa.

Otro instrumento para medir radiación solar es el piroheliómetro. El piroheliómetro es un instrumento que se enfoca directamente al Sol para medir exclusivamente la radiación que proviene de él y de sus alrededores cercanos. Es decir, es un instrumento que mide radiación directa. A diferencia del piranómetro, que suele instalarse fijo, el piroheliómetro debe contar con un sistema de movimiento de relojería para seguir el Sol con gran precisión.

La información generada por un piranómetro debe ser registrada, ya sea por un método gráfico o electrónico. Esto permite entonces integrar las irradiancias en periodos dados, para obtener la irradiación correspondiente. La figura 20 muestra la pantalla de un programa de cómputo desarrollado en el Grupo Solar, que permite recuperar la

lectura del piranómetro, además de permitir el cálculo de la irradiancia en atmósfera clara y extraterrestre.

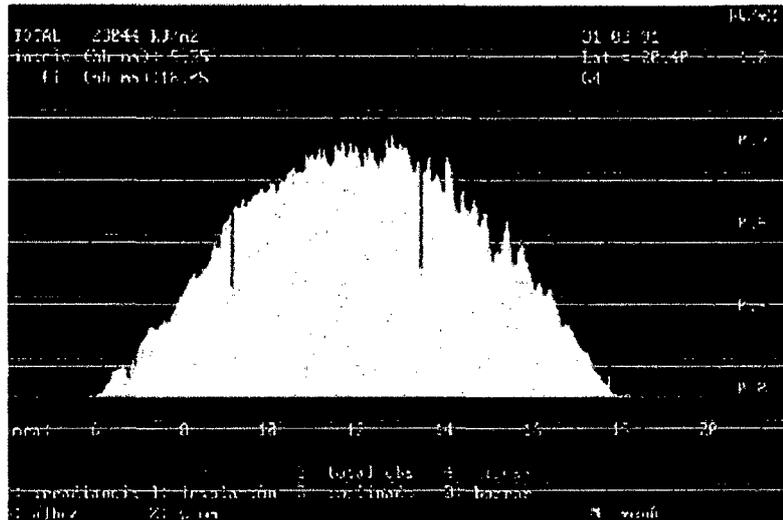


Fig. 19. Pantalla del programa Datasol, que muestra la radiación medida y calculada con dos modelos

Fuente: ITESO, “Notas sobre el curso de Energía Solar” Jalisco

Cuando la irradiancia medida está muy por debajo de la de atmósfera clara, se debe generalmente a la aparición de nublados (suponiendo que no se trata de la sombra de un árbol, o de un eclipse). Por otro lado, ocasionalmente puede ocurrir que la radiación medida sea mayor que la calculada con el modelo de atmósfera clara. Esto puede suceder por varias razones: a) porque efectivamente haya una mayor irradiancia que la calculada, b) porque las nubes que rodean al Sol (aparentemente) produzcan un efecto de concentración de la radiación, exagerando la lectura y c) por defecto del instrumento, que no responda adecuadamente a ciertas condiciones meteorológicas.

D. DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

Tabla N°10: Datos de radiación solar en el Perú²²

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	MEDIA ANUAL kW-h/m ² -día
Tumbes	Tumbes	Corales	4,5
Piura	Talara	El Alto	4,0
Piura	Huancabamba	Huancabamba	4,7
Lambayeque	Lambayeque	Lambayeque	4,9
Lambayeque	Chiclayo	Cayalti	5,5
La Libertad	Ascope	Casagrande	4,4
La Libertad	Ascope	Cartavio	4,8
Ancash	Santa	Nepeña	5,2
Ancash	Huaraz	Huaraz	5,1
Lima	Barranca	Paramonga	3,0
Lima	Lima	Jesús María	3,8
Lima	Lima	La Molina	3,4
Ica	Chincha	Chincha Alta	4,2
Ica	Ica	Caucato	4,8
Ica	Nazca	Marcona	4,9
Arequipa	Arequipa	Arequipa	5,3
Arequipa	Arequipa	Characato	5,3
Arequipa	Arequipa	Pampa de Majes	5,6
Moquegua	Mariscal Nieto	Moquegua	5,4
Tacna	Tarata	Paucarani	5,4
Tacna	Tacna	Calana	5,0
Cajamarca	Cajamarca	Cajamarca	4,5
Huánuco	Leoncio Prado	Tingo María	4,0
Huánuco	Huánuco	Huánuco	4,5
Junín	Chanchamayo	Humaya	4,7
Junín	Huancayo	Huachac	4,9
Huancavelica	Castrovirreyna	Aconócocha	4,6
Ayacucho	Huamanga	Ayacucho	4,9
Apurímac	Abancay	Abancay	4,7
Cuzco	La Convención	Santa Ana	4,0
Cuzco	Cuzco	San Jerónimo	4,7
Puno	Puno	Puno	5,2
Amazonas	Bagua	Hda. Valor	4,5
San Martín	San Martín	Juan Guerra	4,0
Loreto	Maynas	Iquitos	3,7
Loreto	Requena	Requena	3,9
Ucayali	Padre Abad	Padre Abad	4,0
Ucayali	Atalaya	Yuruac-Yurua	3,1
Madre de Dios	Tahuamanú	Iberia	3,9

Fuente original: Vásquez, J. & Lloyd, P., “Estimación de la Energía Solar en el Perú” en Revista Energética, OLADE, Año 11 N1, Abril de 1987

E. HORAS EFECTIVAS AL DÍA DE IRRADIANCIA ESTÁNDAR DE 1000 W/m²³

Se mencionó anteriormente que en días despejados y con atmósfera muy limpia, rara vez se podían medir valores superiores de irradiancia a 1000 W/m². Este valor ha sido adoptado como estándar para determinar

²² Manfred, E. (1992). Electrificación rural sistemas fotovoltaicos. Lima, Universidad Nacional de Ingeniería, pag. 72.

²³ Manfred, E. (1992). Electrificación rural sistemas fotovoltaicos. Lima, Universidad Nacional de Ingeniería, pag 20,21.

e 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 Fig. 20 muestra una variación típica de la irradiancia solar en un día. El área bajo la curva es la energía radiante incidente en W-h por m² de superficie.

Dividiendo esta área entre el valor estándar de irradiancia de 1000 W/m² se obtiene un número de horas efectivas al día (ecuación 31) en las cuales dicho lugar estaría recibiendo la intensidad radiante estándar de 1000 W/m².

Num. Horas Efect. al Dia (NHE)

$$= \frac{\text{Area bajo la curva (W - h/m}^2 \text{ dia)}}{\text{Irradiacion estandar (1000 W/m}^2)}$$

Ec.31

Esta energía radiante incidente en W-h/m² también se encuentra representado por el rectángulo con líneas a trazos en la Fig. 20.

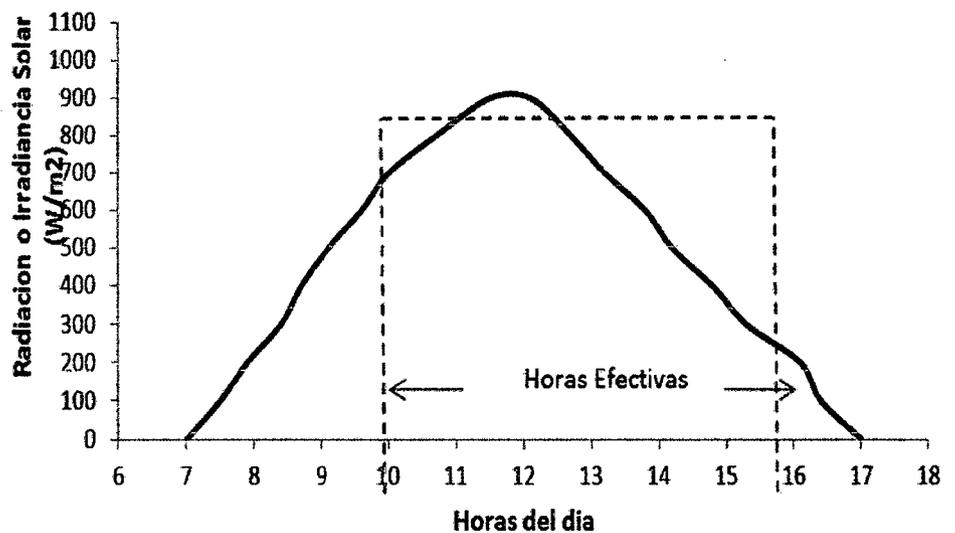


Fig. 20. Ejemplo de la variación de la irradiancia en un día

Fuente: Portillo, Pedro; "Energía Solar", Madrid (España).

2.3. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA EÓLICA

Para obtener electricidad a partir del viento es necesario accionar máquinas que, por arrancar prácticamente en vacío no exigen al rotor eólico un gran par de arranque.

Si a esto agregamos las mayores eficiencias de los rotores rápidos es fácil comprender por qué son los que se emplean casi con exclusividad para generación de electricidad.

Los generadores eléctricos pueden ser de corriente continua (dínamos) o de corriente alterna, existiendo en este último caso dos tipos: generadores sincrónicos o alternadores y generadores asincrónicos o de inducción. Las dínamos tienen el inconveniente de utilizar escobillas, que exigen mantenimiento periódico, y son más pesadas y caras que los generadores de corriente alterna (C.A.) de igual potencia; aunque tienen la ventaja de no necesitar de sistemas especiales para cargar baterías, su uso se ha ido abandonando reemplazándolos por los generadores de C.A., con la excepción de algunos equipos para proveer muy bajas potencias, de construcción artesanal.

El tipo de generador de C.A. que se utilice depende fundamentalmente de las características del servicio a prestar. Como regla general puede decirse que los alternadores son mayoritariamente usados en máquinas que alimentan instalaciones autónomas y los generadores de inducción en turbinas eólicas interconectados con otros sistemas de generación.

Esto es así pues los generadores de inducción tienen la enorme ventaja de que, una vez en marcha y conectados a las líneas de distribución, giran a una velocidad constante impuesta por la frecuencia de la red, entregando más o menos energía según la intensidad del viento, pero siempre rotando al mismo número de revoluciones. En otras palabras, los aerogeneradores no requieren de costosos sistemas de regulación de velocidad, ventaja a la que se adiciona la apreciable diferencia de costos entre un generador asincrónico y un alternador de la misma potencia. Es importante destacar que los generadores asincrónicos necesitan tomar

energía de la red para mantener la corriente de magnetización; de interrumpirse esta conexión la máquina debe ser frenada para evitar su aceleración.

Los generadores sincrónicos, aunque tienen un mayor rendimiento potencial, deben operar a velocidad constante si se quiere mantener fija la frecuencia. El mantenimiento del número de revoluciones, acorde con la frecuencia de línea, es función exclusiva del motor que los impulsa (en nuestro caso el rotor eólico), siendo necesario elaborados sistemas de control. Distinto es el caso de las aplicaciones en que la única fuente de abastecimiento es el aerogenerador. En ellos el uso de generadores sincrónicos es casi obligado, pero no tan crítico el mantenimiento de la frecuencia de la C.A. generada pues, por lo general, los equipos a alimentar toleran variaciones en la frecuencia.

Es un hecho también que la variabilidad del recurso exige, en muchas instalaciones aisladas, acumular energía en baterías y desde ellas alimentar la demanda. En estos casos la frecuencia no tiene ninguna importancia pues habrá rectificadores que transformaran la C.A. en corriente continua (C.C.). Es obvio entonces que la utilización de alternadores responde en estos casos a la búsqueda de menores costos y mejores rendimientos y no a una característica del servicio.

El acoplamiento entre rotor eólico y generador se realiza a través de una caja multiplicadora.

Su empleo es necesario pues a medida que crece el diámetro deben limitarse las r.p.m. del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Por otra parte, los generadores comerciales requieren girar a velocidades que están entre las 1000 y las 3000 r.p.m., dependiendo de sus características constructivas y la frecuencia a obtener²⁴.

²⁴ (Moragues & Rapallini, Energía Eólica)

2.3.1. AEROGENERADORES

A. PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS

Los aerogeneradores o turbinas eólicas, en su acepción, son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica para luego convertirla en energía eléctrica ya sea en corriente continua o corriente alterna.

Aunque existen dos tipos básicos de turbinas, eje horizontal y eje vertical, el principio de operación es esencialmente el mismo. La captación de la energía eólica se realiza mediante la acción del viento sobre las palas, las cuales están unidas al eje a través de un elemento denominado cubo (conjunto que recibe el nombre de rotor). El principio aerodinámico, por el cual este conjunto gira, es similar al que hace que los aviones vuelen.

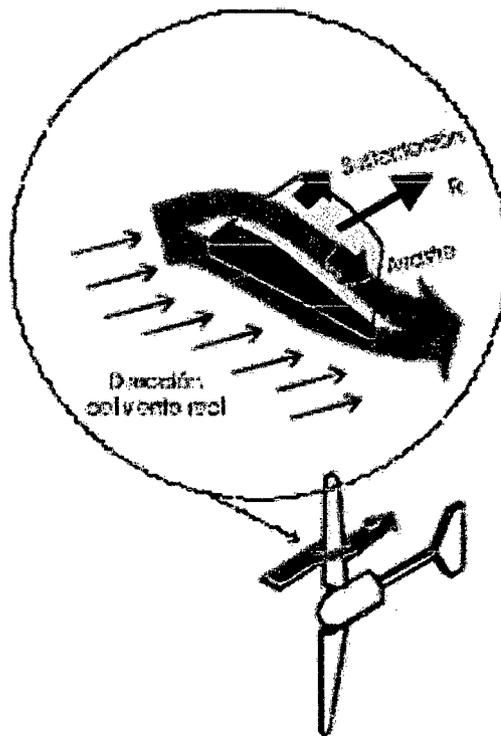


Fig.21. Fuerzas de Sustentación y de Arrastre

Fuente: Energía Eólica – Ernesto Rapalli

Según este principio, el aire que es obligado a fluir por las caras superior e inferior de una placa o perfil inclinado (ver Figura 21) genera una diferencia de presiones entre ambas caras, dando origen a una fuerza resultante (R) que actúa sobre el perfil. Descomponiendo esta fuerza en dos direcciones se obtiene:

- a) la **fuerza de sustentación (S)**, o simplemente **sustentación**, de dirección perpendicular al viento, y,
- b) la **fuerza de arrastre (A)**, de dirección paralela al viento.

Para favorecer la circulación del aire sobre la superficie de las palas, evitar la formación de torbellinos y maximizar la diferencia de presiones, se eligen perfiles de pala con formas convenientes desde el punto de vista aerodinámico. Según como estén montadas las palas con respecto al viento y al eje de rotación, la fuerza que producirá el par motor será predominantemente la fuerza de arrastre o la de sustentación.

Con excepción de las panémonas y los rotores tipo Savonius, en todas las máquinas modernas la fuerza dominante es la de sustentación pues permite obtener, con menor peso y costo, mayores potencias por unidad de área del rotor. Analizaremos únicamente el comportamiento aerodinámico de los Aerogenerador cuyo par motor está originado por las fuerzas de sustentación.

Como la fuerza de sustentación es la única que dará origen al par o cupla motora habrá que diseñar el perfil y ubicar las palas dándole un **ángulo de ataque (α)** que haga máxima la relación **fuerza de sustentación/fuerza de arrastre**.

Este análisis simple es solo válido cuando las palas de un molino están en reposo. Al permitir el giro del rotor, la fuerza resultante sobre las palas será el resultado de la combinación de la acción directa del viento real (U en la Figura 22) y la acción del "viento" (V) creado por las

propias palas al girar. Dicho con otras palabras, el viento que "ven" las palas no es más el viento real (U) sino el llamado viento aparente (V_r), resultante de la composición de los vectores V y U .

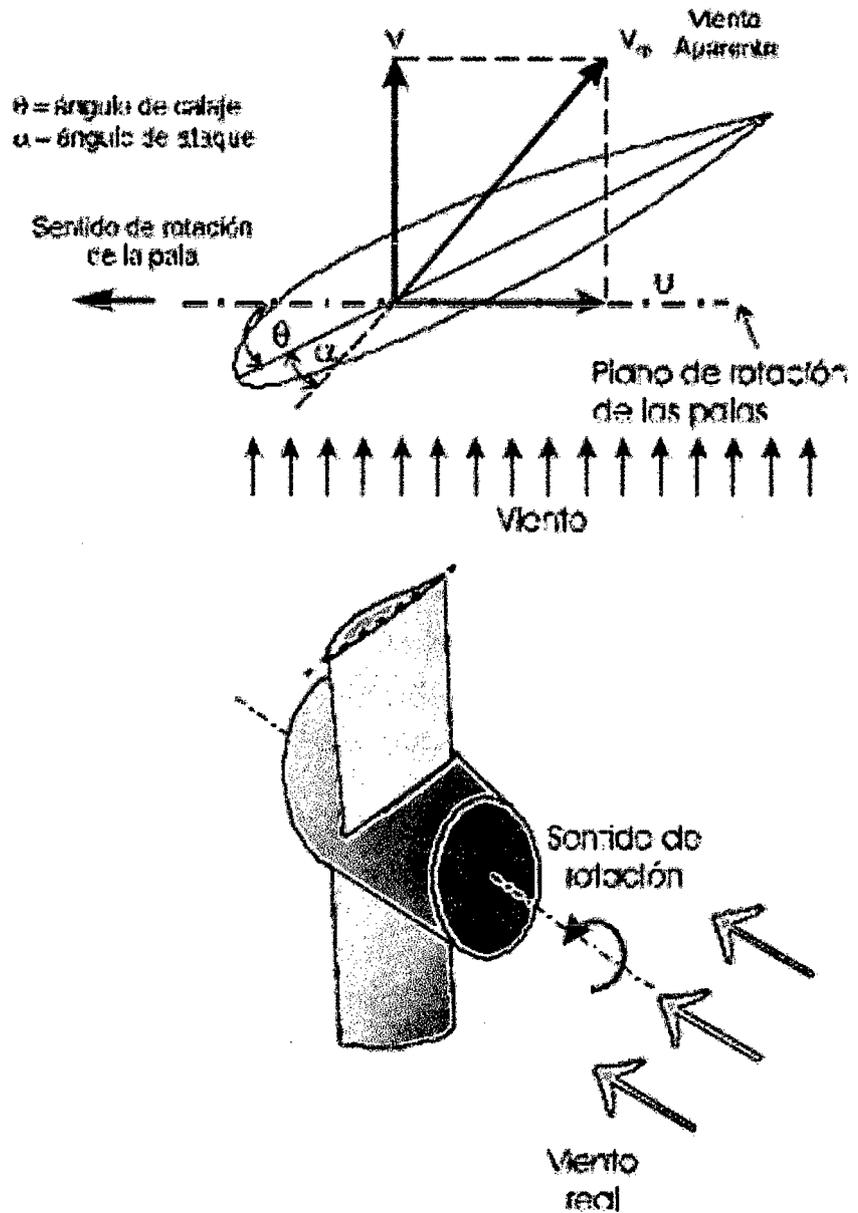


Fig. 22. Viento Aparente

Fuente: Energía Eólica – Ernesto Rapalli

Como cada sección de una pala tiene velocidad diferente el viento aparente también varía en el sentido longitudinal; por lo tanto, una pala ideal deberá presentar un ángulo de incidencia diferente a lo largo de toda su longitud, efecto que se logra dándole un alabeo.

Si el viento no supera la denominada velocidad de puesta en marcha (valor mínimo necesario para vencer los rozamientos y comenzar a producir trabajo útil) no es posible el arranque de un molino. Con velocidades mayores comenzará a girar entregando una potencia que responde a la conocida ley del cubo de la velocidad. Esto será así hasta que se alcance la potencia nominal, generalmente la máxima que puede entregar, punto en que comienzan a actuar mecanismos activos o pasivo de regulación para evitar que la máquina trabaje bajo condiciones para las cuales no fue diseñada. Continuará operando a velocidades mayores, aunque la potencia entregada no será muy diferente a la nominal, hasta que se alcance la velocidad de corte donde, por razones de seguridad, se detiene. En la Figura 23 se presenta una curva típica de potencia.

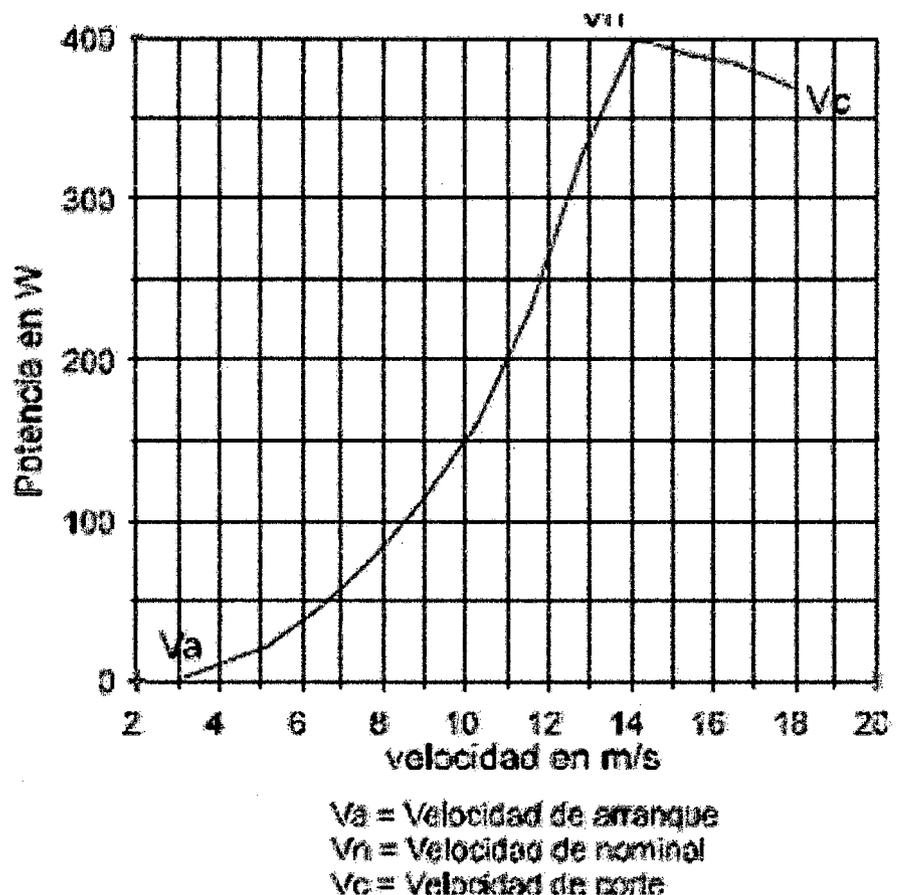


Fig. 23. Rendimiento típico de un aerogenerador pequeño (400 W)
 Fuente: Energía Eólica – Ernesto Rapalli

B. TIPOS DE AEROGENERADORES

Desde los comienzos de la utilización de la energía eólica se han desarrollado gran cantidad de máquinas de los tipos más variados. Se dice que los pedidos de patentes superan a las de cualquier otro dispositivo que se haya ideado. De todos ellos, son relativamente pocos los que se generalizaron y alcanzaron escala de producción comercial.

Se acostumbra clasificar las máquinas eólicas según la posición del eje de rotación con respecto a la dirección del viento, pudiéndolos dividir en dos categorías principales:

- Aerogeneradores de eje horizontal. Máquinas eólicas en las cuales el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento.
- Aerogeneradores de eje vertical. Máquinas eólicas en las cuales el eje de rotación es perpendicular a la superficie terrestre y a la dirección del viento.

Existen otros tipos, como los aerogeneradores de eje horizontal perpendicular a la dirección del viento, o los que utilizan el desplazamiento de un móvil. Ambos casos podemos considerarlos como anecdóticos pues no han demostrado ser muy eficaces ni prácticos por lo que su desarrollo fue abandonado.

- Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal son los más difundidos y los que han permitido obtener las mayores eficiencias de conversión; los diseños más utilizados están representados en la Figura 4a. En su gran mayoría, la conversión de la energía disponible en el eje del rotor en otra forma de energía, se realiza mediante dispositivos ubicados sobre la torre. Tal es el caso de los Aerogenerador destinadas a la producción de electricidad donde el generador eléctrico, acoplado al eje del rotor a través de un multiplicador, está localizado en la **navecilla**.

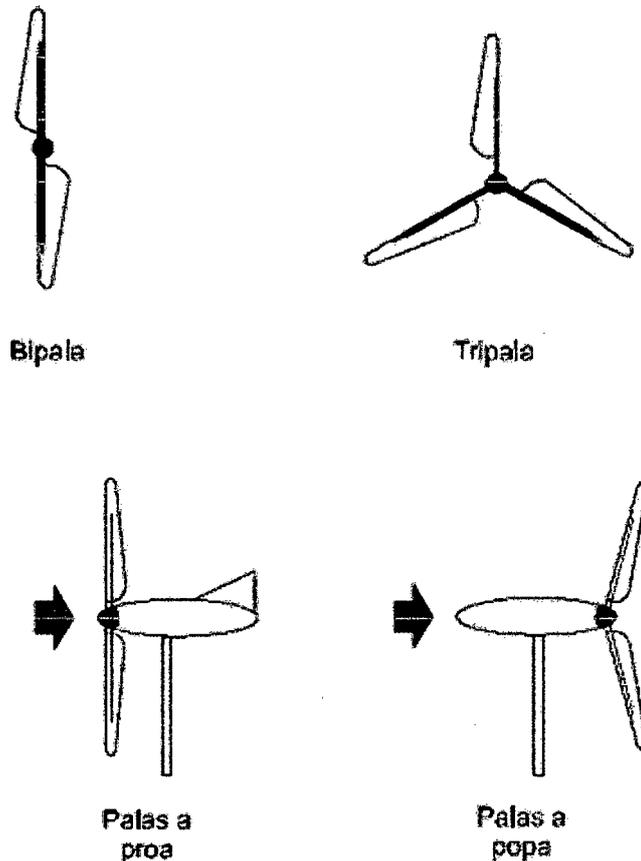


Fig.24. Aerogeneradores de Ejes Horizontales

Fuente: Curso de Energía Eólica

Las denominadas máquinas rápidas, con palas de perfil aerodinámico y casi exclusivamente empleadas para generación de electricidad, tiene rotores de 1 a 3 palas que, según los diseños, están ubicados a popa (sotavento) o a proa (barlovento) de la navecilla. Los rotores con palas a popa en principio no requieren de sistemas de orientación pues las fuerzas en juego tienden a orientarlo naturalmente, aunque en máquinas de gran tamaño se prefiere emplearlos para evitar los "cabeceos" que someterían las palas a vibraciones perjudiciales. En el caso de palas a proa los sistemas de orientación son imprescindibles; en molinos pequeños se emplean las clásicas colas de orientación pero en los grandes se prefieren los servomecanismos.

Existen diferentes modos de prevenir aumentos descontrolados de la velocidad de rotación del rotor en presencia de vientos fuertes, o de regularla ante condiciones variables de la carga. Ellos van desde el cambio de paso, o "calaje" de las palas, la utilización de "flaps" que se abren y aumentan la resistencia al viento, hasta dispositivos que desplazan el rotor de su orientación ideal logrando que aumenten las pérdidas aerodinámicas. Prácticamente todas las máquinas disponen de dispositivos de frenado para poder detenerlas bajo condiciones extremas de viento o efectuar reparaciones.

- **Aerogeneradores de eje vertical**

La característica principal de los aerogeneradores de eje vertical es que no requieren de sistemas de orientación. Ventaja nada despreciable pues evita complejos mecanismos de direccionamiento y elimina los esfuerzos a que se ven sometidas las palas ante los cambios de orientación del rotor. Por su disposición permite colocar los sistemas de conversión prácticamente a nivel de suelo, evitando pesadas cargas en las torres, como ocurre en los de eje horizontal.

Existen dos diseños básicos de rotores de eje vertical: Savonius y Darrieus. El rotor Savonius trabaja esencialmente por arrastre, tiene un alto par de arranque pero su eficiencia es pobre. Por su sencillez y bajo costo es fácil de construir con técnicas artesanales. Se los emplea en aplicaciones que requieren potencias pequeñas como es el caso de los extractores de aire en grandes edificios industriales o depósitos y en bombeo de agua.

Los rotores Darrieus, inventados por G.J.M. Darrieus en Francia en la década del 20, son actualmente los principales competidores de los de eje horizontal de palas aerodinámicas para la generación de electricidad. Las fuerzas dominantes son las de sustentación, tienen

un par de arranque prácticamente nulo, pero entregan potencias altas por unidad de peso del rotor y por unidad de costo. El diseño original de palas curvadas a dado origen a otras configuraciones, tratando de mejorar algunas características constructivas u operacionales. Tal es el caso de la combinación con rotores Savonius para aumentar el par de arranque.

Se han concebido y ensayado otros tipos de máquinas eólicas de eje vertical. Tal es el caso de las torres vorticosas en las que se induce una circulación de aire, por el interior de una torre hueca, que succiona aire exterior haciéndolo pasar a través de una turbina ubicada en la base. Un esquema similar siguen las torres en donde el flujo de aire es inducido por calentamiento con energía solar. Estas variantes no han pasado del nivel de prototipo.

En la Tabla N°11 se resumen las características salientes de los rotores eólicos más utilizados.

Tabla N°11 Características de rotores eólicos

Eje	Tipo de Rotor	Rend. Máx.	Características
H.	Perfil Aerodinámico	0.47	- 0.5 a 3200 kW - Bajo Par de Arranque - Alto rendimiento - 1 a 3 palas
V.	Savonius	0.30	- 0 a 1.5 kW - No requiere ser orientado - Alto Par de Arranque - Bajas velocidades. - 2 a 4 palas
	Darrieus	0.35	- 5 a 500 kW - No requiere ser orientado - No arranca solo - Altas velocidades - Buen rendimiento - 2 a 3 palas

Fuente: Elaboración Propia

C. APLICACIONES DE LAS MÁQUINAS EÓLICAS

La energía captada por el rotor de una máquina eólica se transforma inicialmente en energía mecánica disponible en un movimiento rotativo.

Este movimiento puede utilizarse para impulsar dispositivos que la transformen en otras formas de energía: mecánica, eléctrica, térmica o potencial. Las aplicaciones más efectivas serán aquellas en las que se llega al uso final de la energía con el menor número de transformaciones.

Tabla N°12. Aplicaciones más usuales de los molinos de viento

Categoría	Tipo de rotor	Aplicación
Sistemas aislados o remotos	Horizontal bipala o tripala rápidos	- Radioenlaces - Comunicaciones - Iluminación - Electrodomésticos - Seguridad
Sistemas híbridos diesel eólicos	Vertical Darrieus, Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	- Abastecimiento eléctrico de comunidades o industrias aisladas
Sistemas conectados a las redes eléctricas	Vertical Darrieus, Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	- Abastecimiento eléctrico a través de redes de distribución

Fuente: Curso de Energía Eólica

En términos generales, las aplicaciones de las máquinas eólicas pueden dividirse en tres grandes grupos según el servicio a prestar, tres clasificaciones bien diferenciadas: instalaciones aisladas o remotas, sistemas híbridos diesel-eólicos y sistemas interconectados a las redes de distribución de energía eléctrica. Cada una de estas aplicaciones tiene características particulares que condicionan tanto el tipo de máquina a utilizar como sus sistemas auxiliares.

2.3.2. CONFIGURACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES EÓLICOS AISLADOS

La configuración típica de un sistema autónomo está representada en la Figura 25. Las potencias van de 0,15 hasta 10 kW. Se emplean rotores de eje horizontal habiendo máquinas de paso variable y de paso fijo. Se prefieren estas últimas pues presentan menos problemas de mantenimiento aunque en este caso serán necesarios dispositivos que la protejan ante vientos muy fuertes. Las soluciones adoptadas van desde sistemas excéntricos que “desalinean” al aerogenerador de su posición enfrentada al viento a sistemas de frenado que evitan que la palas giren en condiciones adversas. En la gran mayoría de los casos se emplean generadores sincrónicos de imán permanente y la acumulación se realiza en baterías de plomo-ácido. Para alimentar equipos que requieran C.A. desde las baterías es necesario utilizar convertidores de C.C. a C.A., llamados **inversores**.

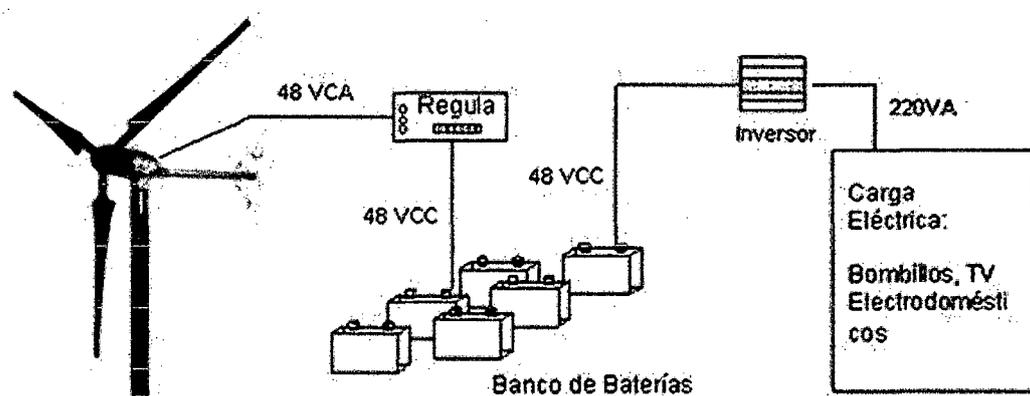


Fig. 25. Esquema típico de un sistema eólico para uso residencial

Fuente: Internet

2.4. SISTEMAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR

2.4.1. SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

El Sistema fotovoltaico domiciliario (SFD), produce energía eléctrica directamente de la radiación solar. La función básica de convertir la radiación solar en electricidad la realiza el **módulo fotovoltaico**. La

corriente producida por el modulo fotovoltaico es corriente continua a un voltaje que generalmente es de 12V (Voltios), dependiendo de la configuración del sistema puede ser de 24V ó 48V.

La energía eléctrica producida se almacena en **baterías**, para que pueda ser utilizada en cualquier momento, y no sólo cuando está disponible la radiación solar. Esta acumulación de energía debe estar dimensionada de forma que el sistema siga funcionando incluso en periodos largos de mal tiempo y cuando la radiación solar sea baja (por ejemplo, cuando sea un día nublado). De esta forma se asegura un suministro prácticamente continuo de energía.

El **regulador de carga** es el componente responsable de controlar el buen funcionamiento del sistema evitando la sobrecarga y descarga de la batería, proporcionando alarmas visuales en caso de fallas del sistema. Así se asegura el uso eficiente y se prolonga su vida útil.

El **Sistema Fotovoltaico Domiciliario (SFD)** permite la alimentación autónoma de equipos de iluminación, refrigeradores de bajo consumo, radio, televisor. Garantizando un servicio de energía eléctrica ininterrumpido, de larga vida útil y con el mínimo mantenimiento. Este sistema está conformado básicamente de un **módulo fotovoltaico** (generador fotovoltaico), **una batería** (sistema de acumulación), **un regulador de carga** (equipo de control) y **las cargas en corriente continua** (luminarias, Televisor etc.). A estos elementos hay que añadir los materiales auxiliares de infraestructura (cables, estructuras soporte, etc.)²⁵.

²⁵ (Orbegozo & Arivilca, 2010)

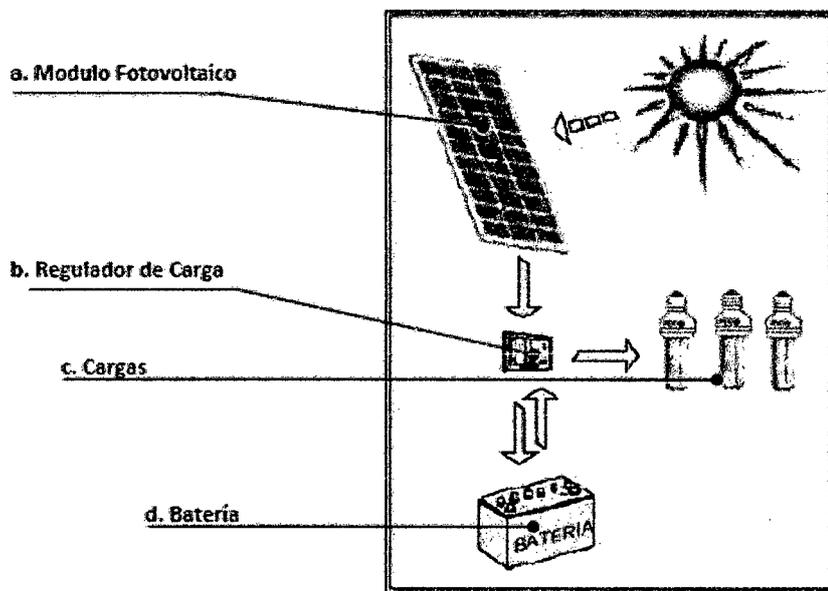


Fig. 26. Componentes de un SFD básico

Fuente: Energía Solar Fotovoltaica, Ing. Carlos Orbegoso

A. MÓDULO O MÓDULO FOTOVOLTAICO

Es un conjunto de celdas fotovoltaicas que sirven para transformar la radiación solar (luz solar) en energía eléctrica.

- Genera un voltaje y corriente requeridos por las cargas. Esta energía es de 12V DC (voltaje de corriente continua) para el uso de diferentes equipos, como radio grabadoras, lámparas, bombas de agua, televisores, etc.
- Si se utilizan artefactos eléctricos estándar, es necesario cambiar 12V DC a un voltaje mayor de corriente alterna 220V AC, que es el voltaje que utilizamos en las zonas urbanas.
- Todas las características básicas de un módulo fotovoltaico están señaladas bajo condiciones estándar (Radiación = 1000 W/m^2 , $T = 25 \text{ }^\circ\text{C}$):

Potencia Pico (Wp) : Máxima salida de potencia en Watts pico

Corriente de cortocircuito (A) : Corriente entre los polos conectados de un módulo.

Tensión de circuito abierto (V) : Voltaje entre los polos de un módulo sin carga.

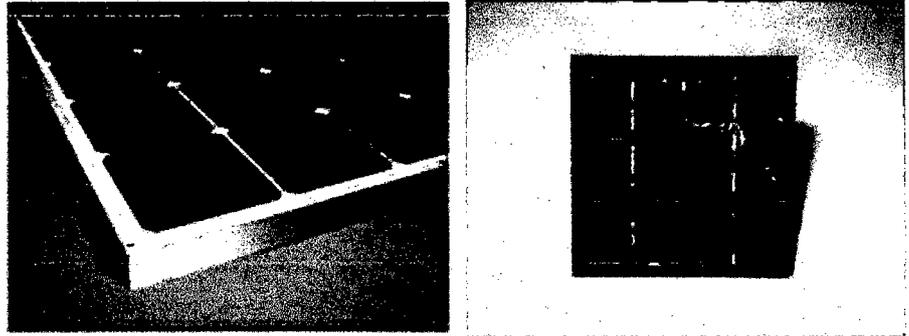


Fig. 27. Tipos de módulos fotovoltaicos (monocristalino y policristalino)

Fuente: web.tiscali.it, www.suntechnics.com

B. REGULADOR DE CARGA (CONTROLADOR DE CARGA)

Este componente tiene la finalidad de producir el acople correcto entre el módulo, la batería y la carga. En general cumple las siguientes funciones:

- Dirige la electricidad generada en los módulos FV hacia el uso final si el tiempo de demanda de electricidad coincide con las horas de sol.
- Dirige la electricidad generada en los módulos FV hacia la batería, en caso que haya un exceso de potencia solar (la potencia generada es mayor que la demanda de potencia)
- Impide daños en los cables y evitar cortocircuitos en todo el SFD.
- Hace que la batería dure más tiempo.
- Protege y sirve para impedir la eventual corriente que pueda fluir de la batería hacia el módulo en periodos sin sol.
- Proteger la(s) batería(s) de los riegos de sobrecarga y descarga profunda, regulando la entrada de corriente proveniente del módulo a la batería y la salida de corriente de la batería a la carga (aparatos,

equipos), evitando que la batería se sobrecargue o que trabaje con voltajes por debajo de lo permitido.

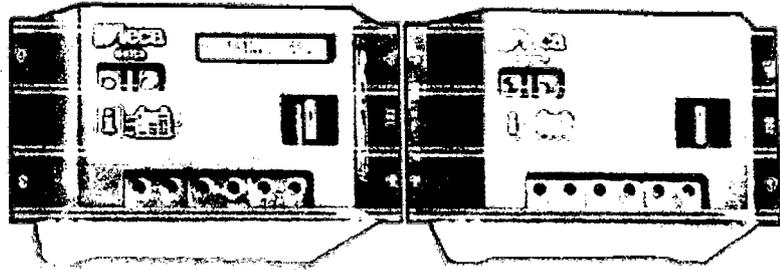


Fig.28. Reguladores o controladores de carga

Fuente: www.altertec.com

C. BATERÍAS SOLARES

- La batería es uno de los componentes más importantes del sistema; tiene como función almacenar la electricidad generada por el módulo y suministrarla a los equipos cuando lo necesiten.
- Están diseñadas únicamente para utilizarla en sistemas fotovoltaicos.
- Es necesario proteger la batería colocándola sobre una base de madera e instalarla en un lugar protegido, ventilado y donde no le llegue el sol.
- Existen varios tipos de batería que puede servir para estos fines. En los sistemas fotovoltaicos se usa comúnmente las baterías de plomo-ácido.

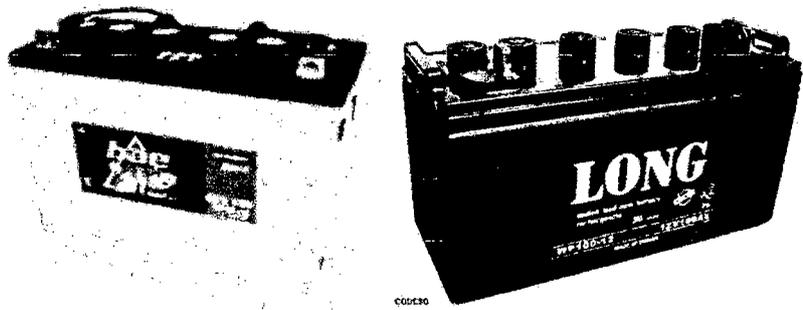


Fig.29. Tipos de baterías solares

Fuente: www.codeso.com

La acumulación de la energía sirve para:

- Almacenar el excedente producido en el día, para ser consumido en la noche.
- Tener una reserva que permite sobrepasar sin problemas varios días sucesivos de baja insolación (días nublados)

- **Capacidad de almacenamiento**

Se denomina capacidad a la cantidad de energía que una batería puede almacenar. Por ejemplo, un tanque de agua con una capacidad de 8 000 litros puede almacenar como máximo 8 000 litros. Del mismo modo, una batería sólo puede almacenar una cantidad fija de energía eléctrica que por lo general figura en la parte exterior de la batería.

La capacidad de una batería se mide en amperios-hora (Ah). Esto indica la cantidad de energía que puede generar una batería antes de descargarse completamente (observe que la unidad amperios-hora no es realmente una medida de energía; para convertir amperios-hora a energía en watts-hora, multiplíquelos por el voltaje de la batería).

Teóricamente, una batería de 100Ah deberá generar una corriente de 2A para 50 horas (es decir, 2 amperios por 50 horas es igual a 100 amperios-hora). Sin embargo, la capacidad de almacenamiento

estimada es un parámetro general, y no una medida exacta, del tamaño de la batería; ya que la capacidad cambia según la antigüedad y estado de la batería, así como según la velocidad a la que se sustrae la energía. Si la corriente se extrae rápidamente de la batería, su capacidad se reduce.

- **Carga, descarga y estado de carga**

La corriente de carga es la corriente eléctrica de la que está provista una batería y que está almacenada en ella. Así como toma más o menos tiempo llenar un tanque de agua, dependiendo de la velocidad con que ingrese el agua, así el tiempo requerido para cargar completamente una batería depende de la magnitud de la corriente con la cual se carga.

Se puede determinar aproximadamente la cantidad de energía recibida por una batería (Q, en amperios horas), multiplicando la corriente de carga (I, amperios) por el tiempo de carga (T, en horas):

$$Q \text{ (cantidad de carga en Ah)} = I \text{ (corriente de carga en A)} * T \text{ (tiempo en h)}$$

Si se multiplica esta fórmula (Q) por el voltaje de batería, se obtendrá la cantidad de energía suministrada a la batería, expresada en watts-hora.

No se debe cargar baterías a una corriente mayor de un décimo de su capacidad estimada. Por lo tanto, una batería de 100Ah no deberá ser cargada a una corriente de más de 10 amperios.

Descarga es el estado de la batería cuando su energía está usada por una carga (por ejemplo, luces, radio, TV o bombas de agua). La corriente de descarga representa la velocidad a la que se sustrae

corriente de la batería. Si desea, puede calcular la cantidad de energía extraída de una batería durante un periodo de tiempo (como en el caso del cargado de energía), multiplicando la corriente de descarga por el tiempo de uso de la carga.

- **Ciclo, ciclo de vida y profundidad de descarga**

En un SFD, una batería se carga diariamente mediante un módulo FV y luego se descarga debido al uso durante la noche y la madrugada. Un periodo de carga junto con su correspondiente periodo de descarga, conforman lo que llamamos un ciclo. Por ejemplo, en un ciclo, una batería de 100Ah podría cargarse hasta un 95% de su capacidad durante el día y luego descargarse a un 75% de su estado de carga durante la noche, debido al uso de las luces y de la TV.

El ciclo de vida de una batería es el número estimado de ciclos de duración de una batería. La mayoría de baterías tienen un ciclo de vida de varios miles de ciclos; las baterías de níquel-cadmio tienen un ciclo de vida más largo que el de las baterías de plomo-ácido. El ciclo de vida promedio de una batería (el cual debe ser especificado por el fabricante o el distribuidor) es el número estimado de ciclos de duración de una batería antes de que su capacidad disminuya a un 80% de su capacidad nominal. El ciclo de vida real se acorta debido a descargas profundas, alta temperatura, falta de mantenimiento, y demasiadas descargas a alta velocidad. Esto es típico durante largos periodos nublados, o cuando la carga es mucho mayor que la entrada de sol.

- **Autodescarga**

Si permanecen constantemente descargadas, las baterías perderán su carga lentamente mediante un proceso llamado autodescarga. La autodescarga es el resultado de una reacción química ocurrida dentro de las celdas de la batería. El porcentaje de descarga de una

batería depende de la temperatura del ambiente y del tipo de batería (es decir, aquellas baterías con gran acumulación de ácido en la superficie tienden a tener un porcentaje de autodescarga más alto). El clima cálido aumenta el porcentaje de autodescarga. Por lo general, las baterías nuevas no se descargan más de un 5% al mes. Sin embargo, en climas cálidos, las baterías de plomo-ácido usadas pueden perder hasta un 40% de su capacidad al mes, si no se les carga regularmente. Por lo tanto, para evitar altos porcentajes de descarga, deberá:

1. Guardar la batería en una caja de madera o en una bandeja no metálica.
2. Mantener limpia la parte superior de la batería.
3. Mantener los terminales limpios y engrasados.

- **Tipos de batería**

Las baterías solares han sido especialmente diseñadas para usos con módulos FV, con el fin de superar los problemas del uso de baterías convencionales. Entre sus características podemos mencionar:

- Un buen ciclo de vida, es decir, entre 1,000 y 2,000 ciclos (entre 3 y 6 años), en caso de que las baterías no pasen por ciclos profundos muy a menudo.
- Un porcentaje de autodescarga bajo, entre 2% y 4% al mes.
- Un gran depósito de electrolito para evitar daños por causa de exceso de gasificación y para disminuir la necesidad de agregar agua destilada.
- Mucha mayor tolerancia a los ciclos profundos que las baterías para autos. Sometida a una descarga diaria de 40% - 50%, la batería solar durará mucho tiempo. Incluso, una descarga diaria del 10% le otorga un periodo más largo de vida.

Las baterías selladas cuentan con un electrolito no líquido, que termina con los problemas de pérdida de agua a través de gasificación. Las baterías son selladas en la fábrica, por lo que no gotean ni derraman líquido, y a su vez, son de fácil transporte y requieren menor mantenimiento. Además, soportan ciclos profundos y tienen larga vida. Sin embargo, su rendimiento es muy deficiente a altas temperaturas, por lo que no deben ser utilizadas en lugares calientes. Este tipo de baterías es una de las más caras.

D. INVERSORES DE VOLTAJE

Existen casos en que el cliente desea usar cargas (aparatos, equipos) convencionales. Aunque ésta no es siempre la mejor opción desde el punto de vista de la eficiencia energética, implica que la salida de un SFD sea cambiada de bajo voltaje (12V ó 24V DC) a 220V AC, 50 ó 60 Hertz.

E. ADAPTADORES, CONVERTIDORES

Los adaptadores pueden utilizarse para graduar el voltaje de un sistema solar. Por ejemplo cuando la salida es 24V y las cargas son de 12V ó 6V, el voltaje debe disminuir. Esto puede hacerse con un adaptador cualquiera que se fabrican y venden en cantidad y son muy comunes. Usualmente sólo los contactos y enchufes deben ajustarse.

Un convertidor es un aparato que también puede graduar el voltaje. Es un diseño un poco más complicado y no está siempre disponible en todos los lugares. La eficiencia es mucho más alta que la de un adaptador.

2.5. SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO SOLAR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Estos sistemas se denominan ‘híbridos’ porque pueden generar energía eléctrica a partir de dos o más fuentes de energía renovable simultáneamente; tal es el caso particular el sistema en estudio, fotovoltaica-eólica.

Los sistemas híbridos se componen de varias partes fundamentales:

- Al menos 2 tipos distintos de energía renovable.
- Fase de control de carga.
- Banco de baterías
- Inversor de corriente directa-corriente alterna (CC/CA)

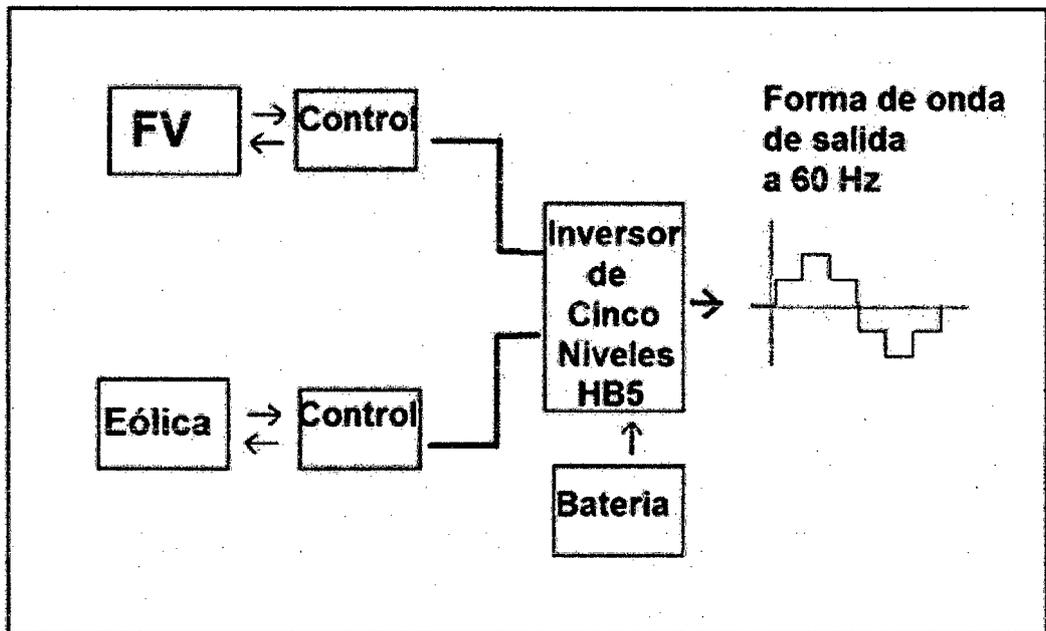


Fig.30. Partes de un sistema híbrido aislado

Fuente: Revista académica de investigación TLATEMOANI

2.5.1. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO

A. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE AEROGENERADORES

- Potencia Nominal

La potencia nominal es la potencia máxima que demanda el aerogenerador en condiciones de uso normales; esto quiere decir que aerogenerador está diseñado para soportar esa cantidad de potencia, sin embargo debido a situaciones de uso distintas a las del

diseño, la potencia real puede diferir de la nominal, siendo más alta o más baja.

- **Diámetro del Rotor**

Este parámetro está ligado a la potencia que puede generar la turbina de viento, a continuación un gráfico que muestra dimensiones típicas de rotores en función a la potencia que se desea obtener.

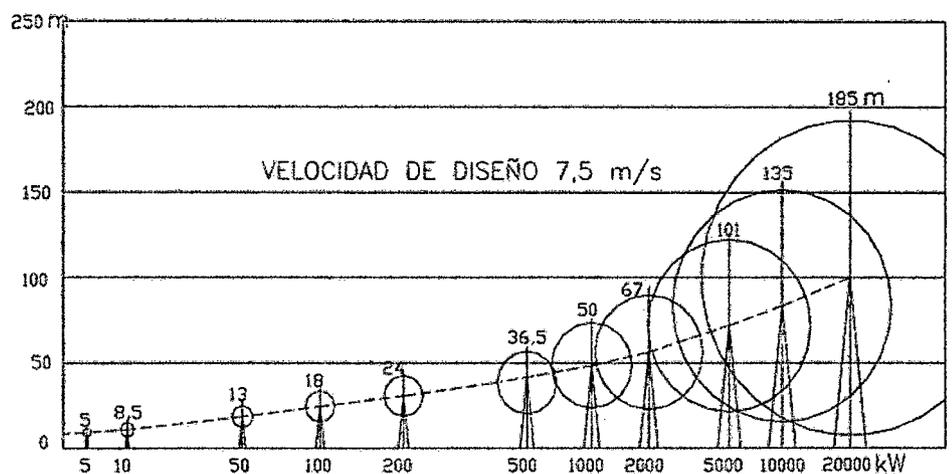


Fig.31. Dimensiones típicas de rotores de eje horizontal en función a la potencia a obtener, para velocidad de diseño de 7,5m/s.

Fuente: Imagen de Internet

- **Velocidad de diseño**

También puede ser considerada como la velocidad nominal de operación y se refiere a la velocidad de viento en la cual la turbina genera su potencia nominal.

- **Velocidad de arranque (Start up wind speed)**

Velocidad de viento en la cual las fuerzas generadas en el rotor vencen la inercia y resistencia del mismo y la turbina empieza a girar.

- **Velocidad de inicio de carga (Cut-in wind speed)**
Velocidad de viento en la que el rotor alcanza la RPM necesaria para que el voltaje del generador supere el del banco de baterías y pueda entregar energía en forma de corriente eléctrica.
- **Velocidad de protección (Furling wind speed)**
Velocidad de viento en que actúa el sistema de protección aerodinámico, en la mayoría de las turbinas comerciales este sistema consiste en el llamado cola pivotante. A esta velocidad de viento se da la potencia pico del aerogenerador.

B. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

El comportamiento del panel es función del tipo de celda que lo constituye. Sin embargo los parámetros comunes a los diferentes tipos se pueden observar en la siguiente figura.

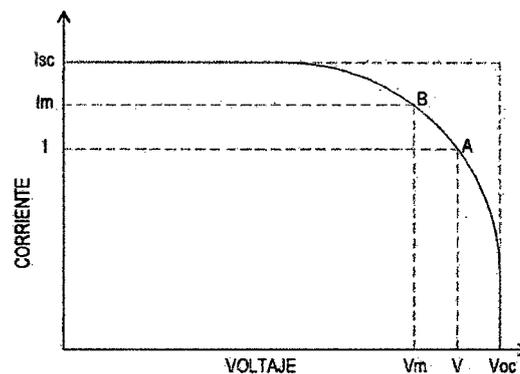


Fig. 32. Curva característica del panel fotovoltaico

Fuente: CENSOLAR; “instalaciones de energía solar”

- **Voltaje con circuito abierto (Voc):**
Es el valor del voltaje al medir entre bornes del panel, para ello se utiliza un voltímetro el cual posee teóricamente una resistencia infinita entre bornes.

- **Voltaje a máxima potencia (V_m):**
Voltaje correspondiente al punto de máxima potencia, representa aproximadamente un 80% del valor del voltaje con circuito abierto.
- **Corriente en corto circuito (I_{sc}):**
Es el valor de la corriente medida entre bornes con un amperímetro y sin ninguna resistencia adicional.
- **Corriente (I) a un determinado voltaje (V):**
Las definiciones anteriores se aplican en condiciones extremas. Normalmente los paneles producen una corriente (I) a un determinado valor de voltaje (V) considerando un circuito con una cierta resistencia (R).
- **Potencia máxima (P_m)**
Es el producto máximo que se obtiene de voltaje y corriente, el punto (V_m, I_m).
- **Eficiencia total del panel**
Se define como el cociente entre la potencia eléctrica producida por el panel y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.
- **Factor de forma (FF):**
Es un concepto que permite medir la forma de la curva característica del panel, es decir, la curva I vs V .

$$FF = \frac{P_m}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{I_m \times V_m}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad \text{Ec.32.}$$

C. CARACTERÍSTICAS DE CONTROLADORES DE CARGA

Los controladores de carga o reguladores de voltaje son sistemas de protección que proveen al Aerogenerador y Sistema Fotovoltaico mayor confiabilidad en su operación. Es entonces que su selección y

modo de trabajo es clave para el correcto funcionamiento en nuestra instalación híbrida. Sus funciones principales son:

- 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 para el rotor debido al embalamiento. En el caso de paneles fotovoltaicos esta situación no representa peligro alguno.
- Controlar los niveles de carga que ingresan a la batería manteniendo el voltaje de esta última dentro de límites seguros.

Existen diferentes tecnologías en el diseño de los reguladores de voltaje, entre las principales están:

- **Modulación del ancho de pulso (PWM)**
Mediante el encendido y apagado de contactores, a una alta frecuencia utilizando MOSFETS u otro tipo similar de dispositivo, se logra controlar el nivel de voltaje que reciben las baterías desde el sistema de generación de energía. Uno de los problemas de este sistema es que puede causar interferencia radial.
- **Control de carga escalonado**
Este sistema se aplica en el caso de turbinas de viento y consiste en una serie de resistencias que pueden ser conectadas en diferentes combinaciones de modo que la turbina no sea sometida a esfuerzos excesivos debido al súbito aumento en el torque de carga.
- **Regulador “SHUNT”**
Este sistema mayormente aplicado en turbinas de viento consiste simplemente en una resistencia colocada en paralelo con el aerogenerador, cuando la batería supera el límite permisible de voltaje la carga se conecta con el aerogenerador evitando que la

batería reciba el exceso de energía y a la vez manteniendo el rotor en velocidades que no sean peligrosas estructuralmente. Este sistema ya no es utilizado por equipos comerciales a nivel internacional.

Otras características importantes que pueden tener los reguladores de voltaje son:

- Evitar una descarga excesiva de las baterías por parte del usuario desconectando las cargas de consumo cuando se llega a esta situación.
- Sistema de reconexión ya sea manual o automático.
- Alarma de advertencia de baja carga de las baterías.
- Sistema automático para conexión y desconexión de la alarma.

D. CARACTERÍSTICAS DE BATERÍAS

La función de las baterías es el almacenar energía para utilizarla de manera constante, es la única forma de almacenar energía eléctrica en sistemas eólicos y solares.

Los tipos de baterías se agrupan en:

- **Baterías de arranque:**
A este grupo pertenecen las baterías de automóvil, debido a su uso están diseñadas con placas gruesas preparadas para soportar cargas y descargas de alta corriente en cortos períodos de tiempo y son de corta vida útil.
- **Baterías de tracción:**
Estas baterías están preparadas para soportar descargas moderadas en tiempos relativamente largos, tienen su campo de aplicación en motores que operan ininterrumpidamente como las fajas transportadoras.

- **Baterías estacionarias:**

Son las baterías de ciclo profundo y se utilizan en sistemas eólicos y solares. Su característica principal es que soportan mayor descarga que los otros tipos de baterías pudiendo llegar hasta el 70% de su capacidad.

Los parámetros principales que describen a las baterías:

- **Capacidad:**

Es la cantidad de energía que se le puede dar o recibir de ella. La unidad de carga es el Amperio-hora (A-h). (Fig. 32).

- **Grado de descarga:**

Es la capacidad en función del tiempo, es decir, la cantidad de energía que se puede obtener de una batería considerando el tiempo que se empleara en descargarla, esta capacidad es evidentemente variable. Usualmente se le designa como C_T , por ejemplo C_{10} representará la capacidad de la batería si es descargada en 10 horas.

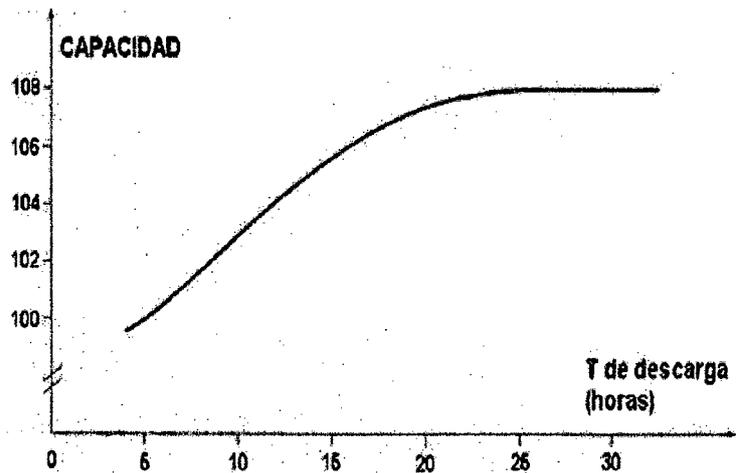


Fig.33. Capacidad en función al tiempo de descarga en horas.

Fuente: CENSOLAR; 'Instalaciones de Energía Solar'

- **Estado de carga:**

Es la cantidad de energía aun disponible en la batería. En el caso de baterías estacionarias este puede llegar hasta el 30%. Para baterías de arranque no debe sobrepasar el 80%.

- **Auto descarga:**

Significa que la energía se pierde dentro de la batería, aún si no se le aplica carga alguna, y puede ser bastante rápida. (Fig. 33).

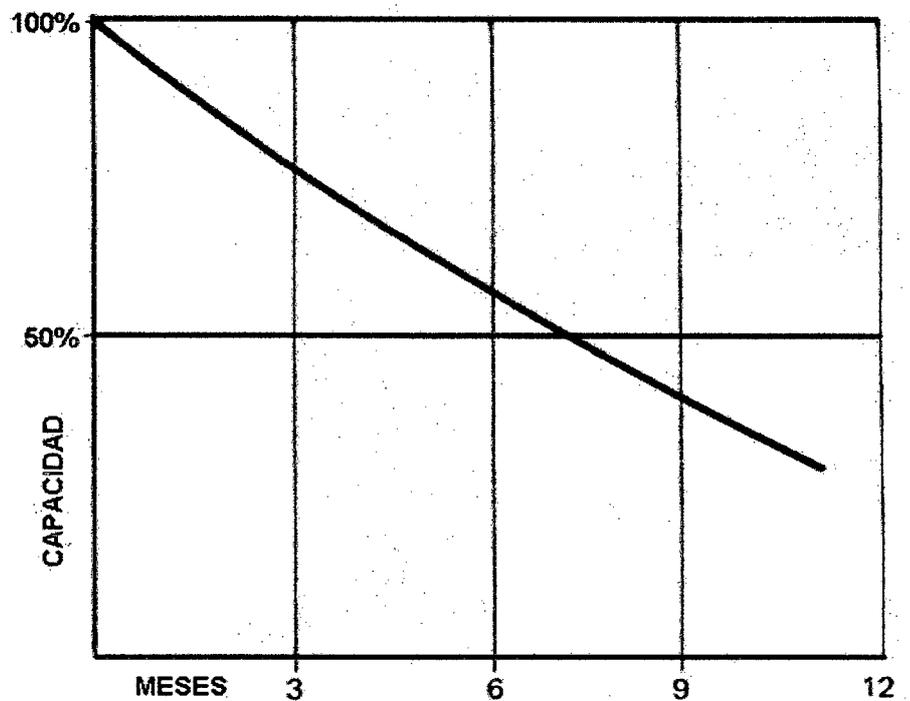


Fig.34. Curva típica de autodescarga

Fuente: CENSOLAR; 'Instalaciones de Energía Solar'

- **Vida de la batería:**

Está definida como el número de ciclos después de los cuales la capacidad total de la batería cargada es sólo el 80% de lo que era al principio.

- **Ciclo:**

El ciclo es una secuencia de carga y descarga. Un ciclo profundo significa que mucha energía ha sido liberada, por ejemplo el 70%, y lo contrario es un ciclo superficial.

Como todo equipo las baterías presentan algunas desventajas, entre las principales se pueden mencionar:

- Tienen corta vida útil, normalmente 1000 – 2000 ciclos de carga y descarga. Normalmente esto se traduce en un tiempo de aproximadamente 3 - 5 años siendo la vida útil de los paneles 10 años y en el caso de los aerogeneradores usualmente superiores a los 10 años.
- Elevado peso, generalmente 4 - 6kg.
- Baja eficiencia, en el caso de baterías de arranque sólo se puede usar hasta el 30% de su capacidad, en el caso de baterías de ciclo profundo se puede usar hasta el 70% de su capacidad.
- Existen muchas sustancias tóxicas y corrosivas en su composición como el plomo y el ácido sulfúrico. Si hay un corto circuito la batería se recalienta y puede escaparse el ácido sulfúrico.

E. CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES

Un inversor es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utilizan para artefactos eléctricos que requieren CA o para hacer conexiones a una red CA. La selección debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- **Voltaje de Entrada en Corriente Continua:**
Valores comunes son 12, 24, 48 VDC.

- **Voltaje de Salida en Corriente Alterna:**
Los valores más comunes son 110/120, 220/230 VAC y frecuencias de 50 y 60 Hz. Algunos fabricantes ofrecen 220/230 VAC y 60 Hz que corresponde a nuestro medio.

- **Potencia Nominal:**
Es la potencia en operación que puedan requerir las cargas de consumo.

- **Potencia Pico:**
Los picos de potencia que puedan requerir las cargas de consumo como por ejemplo el arranque de motores eléctricos de electrodomésticos, deben considerarse para que cuando se presente esta eventualidad el inversor no sea dañado.

- **Forma de la Onda Alterna de Salida:**
Se emplean las formas senoidal modificada y senoidal pura. Es preferible la forma senoidal pura pues garantiza valores correctos de voltaje y potencia de salida, alta eficiencia para el sistema eléctrico y mayor vida para las baterías. Los inversores no senoidales causan voltajes incorrectos que dificultan la operación de equipos, producen distorsión armónica que causa interferencia en comunicaciones y recalentamiento de los equipos eléctricos en uso.

3. MATERIALES Y MÉTODOS

III. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1. RECURSOS HUMANOS:

3.1.1. AUTORES:

- Bach. Chávez Soto, Juan Carlos
- Bach. Medina Sánchez, Juan Pablo

3.1.2. ASESOR:

- M.Sc. Calderón Torres,

3.2. RECURSOS MATERIALES

3.2.1. EQUIPO PARA PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

- Microsoft Excel 2010
- Microsoft Word 2010
- Mathcad v.14.0.
- AutoCAD 2015

3.2.2. EQUIPOS PARA MEDICIÓN DE DATOS

- Pinza amperimétrica.

3.2.3. EQUIPOS PARA RECOPIACIÓN DE DATOS:

- Computadora tipo Laptop Sony VAIO

3.2.4. INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

- Datos de velocidad de viento en m/s, a una altura de 10 m medidos en el campus de la Universidad Nacional del Santa.
- Datos de radiación solar realizada por la NASA.
- Facturación de Electricidad del campus de la Universidad Nacional del Santa, de los meses Octubre 2013, Noviembre 2013 y Diciembre 2013.

3.3. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN Y CÁLCULO:

Para llevar a cabo la investigación de la esta tesis, se empezó por identificar las variables y parámetros de diseño característicos, tanto de un sistema de generación eólica, como un sistema de generación fotovoltaica.

Ya identificadas las variables, se hizo la recolección de data las cuales deben satisfacer los requerimientos de cada sistema por separado. Conseguidos los datos, se empieza el procesamiento de estos, datos utilizando métodos estadísticos y matemáticos para llegar a una conclusión.

3.3.1. SECUENCIA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE UN AEROGENERADOR.

- i. Se buscaron datos de velocidad y dirección de viento del campus de la Universidad Nacional del Santa.
- ii. Se utilizó el método de distribución de Weibull para estimar la frecuencia en número de años de velocidades de 1m/s a 9 m/s, velocidades típicas de la localidad.
- iii. Se buscó información en catálogos sobre aerogeneradores eólicos típicos en el mercado, los cuales vienen definidos por sus respectivas curvas de potencias, éstas últimas muy útiles para determinar, junto con la frecuencia en horas de velocidad, la cantidad de energía que puede entregar el aerogenerador anualmente.
- iv. Se buscó el lugar donde se posicionará el futuro aerogenerador.

3.3.2. SECUENCIA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE UN PANEL FOTOVOLTAICO

- i. Se buscaron los datos de Radiación Solar según las coordenadas de la ciudad de Nvo. Chimbote. 9° S y 78° O. Esta información fue obtenida de la base de datos NASA (website <https://eosweb.larc.nasa.gov>)
- ii. Considerando que el número de horas efectivas, parámetro fundamental para el dimensionamiento de nuestro sistema, es numéricamente igual a

la radiación solar sobre una superficie, fue preciso identificar la radiación promedio mensual más baja y evitar posibles sub dimensionamientos de nuestro sistema cuando este trabaje en periodos de radiación menor.

- iii. Para la selección de nuestros paneles fotovoltaicos, baterías, controlador de carga e inversores se recurrió a catálogos de proveedores locales (país), con cotizaciones reales para garantizar el buen dimensionamiento según el costo y operación.
- iv. Por último, se identifica la ubicación los paneles fotovoltaicos.

3.3.3. SECUENCIA METODOLÓGICA PARA LA SELECCIÓN DE LOS DEMAS EQUIPOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA HÍBRIDO.

- i. Considerando que ambos sistemas son independientes en su generación, los equipos están seleccionados dentro según su línea de configuración. Para el consumo o inyección de la energía generada a la red interna, estos dos sistemas (Turbina Eólica y Sistema Fotovoltaico) que conforman el Sistema Híbrido se unen a través de una barra de alimentación donde literalmente suman su energía generada que abastecerá en exceso la energía necesaria para satisfacer la demanda eléctrica del sistema de alumbrado de las vías y el cerco perimétrico del campus.

4. CÁLCULOS Y RESULTADOS

IV. CÁLCULOS Y RESULTADOS

4.1. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO Y SOLAR

4.1.1. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

A. DATOS DE VELOCIDAD DE VIENTO EN EL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD DEL SANTA

Los datos que se presentan a continuación fueron tomados en el Pabellón de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía, en el Campus de la Universidad Nacional del Santa, en la Ciudad de Nuevo Chimbote, tomados mediante un anemómetro digital, durante el año 2008, a una altura de 10 metros.

Tabla N°13. Datos de velocidades del viento (m/s)												
Tomados en Pabellón de la Facultad de Energía de la UNS (10 m)												
Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Día												
1		6.4	6.1	5.6	6.5	4.1	6.1	6.0	6.7	5.4	5.7	7.8
2		6.3	6.6	7.2	5.4	5.1	7.2	6.1	5.6	4.1	4.9	4.9
3		5.5	6.3	4.9	6.9	5.0	6.6	5.5	6.7	2.4	5.9	4.8
4		4.5	3.2	5.6	5.1	5.7	4.3	5.6	7.8	2.2	3.6	4.0
5		4.3	4.1	4.6	7.8	7.7	4.2	4.7	6.3	6.9	2.7	3.3
6		4.9	5.2	5.9	6.7	4.8	5.9	7.4	5.9	3.1	6.1	6.6
7	1.3	4.1	4.1	3.9	6.6	5.5	3.9	6.1	6.7	2.2	2.2	3.3
8	4.2	3.9	4.1	4.0	6.6	5.0	6.9	4.4	4.9	4.4	2.5	0.9
9	3.9	3.8	4.4	4.1	7.4	6.3	6.6	6.9	6.4	3.0	5.5	5.9
10	3.8	4.8	4.8	6.2	6.6	6.9	6.6	3.6	4.9	3.9	2.4	2.7
11	4.2	4.6	4.4	4.2	5.2	5.5	4.1	3.9	4.9	2.2	2.1	3.6
12	4.1	4.9	4.1	4.2	7.2	6.6	4.5	4.9	6.3	3.3	2.2	3.9
13	3.8	4.8	3.0	3.6	7.7	6.6	4.2	5.2	5.0	5.9	3.3	5.5
14	4.2	4.7	6.3	6.1	5.4	4.6	4.1	5.6	7.4	5.6	5.5	6.3
15	4.1	4.2	5.5	6.3	6.4	6.7	6.6	5.5	6.3	4.4	4.8	5.2
16	4.8	5.5	4.4	3.9	5.1	5.1	6.9	6.6	7.2	3.3	5.5	5.5
17	4.2	3.9	3.3	3.6	6.7	6.3	5.9	4.9	6.0	4.1	3.6	4.3
18	3.9	5.3	4.1	3.9	6.9	5.6	3.8	4.4	3.8	5.5	4.9	4.1
19	4.3	5.1	4.5	4.2	7.4	6.1	4.4	4.7	6.3	3.2	6.1	5.8
20	4.2	5.1	4.1	2.7	4.4	6.2	6.1	4.1	4.7	6.9	3.0	3.9
21	4.8	5.8	5.9	6.3	6.9	6.3	5.2	5.5	5.2	6.0	5.5	4.4
22	6.3	4.5	6.2	4.4	6.9	3.4	2.9	7.4	7.3	5.2	7.0	6.7

Tabla N°13. Datos de velocidades del viento (m/s)												
Tomados en Pabellón de la Facultad de Energía de la UNS (10 m)												
Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Día												
23	4.3	4.0	4.7	4.9	6.9	4.4	3.0	4.9	4.9	3.8	3.9	4.7
24	4.2	5.3	4.1	4.1	4.4	3.8	3.9	5.8	4.9	5.1	4.2	5.8
25	4.1	4.5	4.3	3.9	3.8	2.7	3.6	4.1	4.7	2.4	2.2	2.4
26	3.7	4.5	3.0	4.2	5.2	6.0	5.0	3.8	4.7	4.3	4.0	3.3
27	4.2	4.3	4.1	3.9	4.9	4.1	3.6	3.3	3.5	3.5	3.5	4.2
28	4.3	4.5	3.4	4.5	4.1	6.3	6.0	2.7	2.2	4.8	4.5	3.2
29	7.4		4.5	4.2	4.1	6.3	5.5	2.7	2.2	3.8	3.6	3.0
30	3.8		4.5	4.6	4.8	6.2	6.7	4.8	4.9	3.4	4.3	4.8
31	3.9		4.1		3.4		3.5	4.1		3.9		4.0
Vp	4.2	4.8	4.6	4.7	5.9	5.5	5.1	5.0	5.5	4.1	4.2	4.5

Fuente: "Evaluación del Potencial Eólico en el Campus de la Universidad Nacional del Santa, Distrito de Nuevo Chimbote, Ancash, Perú", Mg. Amancio Rojas Flores

B. DATOS DE DIRECCIÓN DE VIENTO EN EL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

Los datos de dirección de viento se tomaron en el año 2004, el día de 07 de enero en el Pabellón de la Escuela Académico Profesional de Ingeniería en Energía, en el Campus de la Universidad Nacional del Santa, en la Ciudad de Nuevo Chimbote, desde la 08:00 horas hasta las 18:00 horas.

Tabla N°14. Datos de direcciones en el campus de la UNS

Hora	Dir.								
08:00	SE	10:00	SE	12:00	S	14:00	S	16:10	S
08:10	SE	10:10	SE	12:10	S	14:10	S	16:20	S
08:20	SE	10:20	SE	12:20	S	14:30	S	16:30	S
08:30	SE	10:30	SE	12:30	S	14:40	S	16:40	S
08:40	SE	10:40	S	12:40	S	14:50	S	16:50	S
08:50	SE	10:50	S	12:50	S	15:00	S	17:00	S
09:00	SE	11:00	S	13:00	S	15:10	S	17:10	S
09:10	SE	11:10	S	13:10	S	15:20	S	17:20	S
09:20	SE	11:20	S	13:20	S	15:30	S	17:30	S
09:30	SE	11:30	S	13:30	S	15:40	S	17:40	S
09:40	SE	11:40	S	13:40	S	15:50	S	17:50	S
09:50	SE	11:50	S	13:50	S	16:00	S	18:00	S

Fuente: "Evaluación del Potencial Eólico en el Campus de la Universidad Nacional del Santa y determinación de las características del Aerogenerador a ser instalado", Mg. Benites Villegas, Hector.

C. PROCESAMIENTO DE DATOS OBTENIDOS

Para poder determinar la cantidad de energía aprovechable del viento, debemos procesar los datos, determinando la frecuencia estadística de las velocidades. Los datos de velocidad de viento se procesan de modo que se tenga 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).

La tabla N°15 representa valores actualizados de velocidades de viento a una altura de 12 metros tomadas de la tabla N°13, usando la Ec. 11. del apartado 2.1.5.A.

Tabla N°15. Datos de velocidades del viento (m/s)												
Estimación para el pabellón de energía de la UNS (12 m)												
Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Dia												
1		6.6	6.3	5.7	6.7	4.2	6.3	6.2	6.9	5.5	5.9	8.0
2		6.5	6.8	7.4	5.5	5.2	7.4	6.3	5.7	4.2	5.0	5.0
3		5.6	6.5	5.0	7.1	5.1	6.8	5.6	6.9	2.5	6.1	4.9
4		4.6	3.3	5.7	5.2	5.9	4.4	5.7	8.0	2.3	3.7	4.1
5		4.4	4.2	4.7	8.0	7.9	4.3	4.8	6.5	7.1	2.8	3.4
6		5.0	5.3	6.1	6.9	4.9	6.1	7.6	6.1	3.2	6.3	6.8
7	1.3	4.2	4.2	4.0	6.8	5.6	4.0	6.3	6.9	2.3	2.3	3.4
8	4.3	4.0	4.2	4.1	6.8	5.1	7.1	4.5	5.0	4.5	2.6	0.9
9	4.0	3.9	4.5	4.2	7.6	6.5	6.8	7.1	6.6	3.1	5.6	6.1
10	3.9	4.9	4.9	6.4	6.8	7.1	6.8	3.7	5.0	4.0	2.5	2.8
11	4.3	4.7	4.5	4.3	5.3	5.6	4.2	4.0	5.0	2.3	2.2	3.7
12	4.2	5.0	4.2	4.3	7.4	6.8	4.6	5.0	6.5	3.4	2.3	4.0
13	3.9	4.9	3.1	3.7	7.9	6.8	4.3	5.3	5.1	6.1	3.4	5.6
14	4.3	4.8	6.5	6.3	5.5	4.7	4.2	5.7	7.6	5.7	5.6	6.5
15	4.2	4.3	5.6	6.5	6.6	6.9	6.8	5.6	6.5	4.5	4.9	5.3
16	4.9	5.6	4.5	4.0	5.2	5.2	7.1	6.8	7.4	3.4	5.6	5.6
17	4.3	4.0	3.4	3.7	6.9	6.5	6.1	5.0	6.2	4.2	3.7	4.4
18	4.0	5.4	4.2	4.0	7.1	5.7	3.9	4.5	3.9	5.6	5.0	4.2
19	4.4	5.2	4.6	4.3	7.6	6.3	4.5	4.8	6.5	3.3	6.3	6.0
20	4.3	5.2	4.2	2.8	4.5	6.4	6.3	4.2	4.8	7.1	3.1	4.0
21	4.9	6.0	6.1	6.5	7.1	6.5	5.3	5.6	5.3	6.2	5.6	4.5
22	6.5	4.6	6.4	4.5	7.1	3.5	3.0	7.6	7.5	5.3	7.2	6.9
23	4.4	4.1	4.8	5.0	7.1	4.5	3.1	5.0	5.0	3.9	4.0	4.8
24	4.3	5.4	4.2	4.2	4.5	3.9	4.0	6.0	5.0	5.2	4.3	6.0
25	4.2	4.6	4.4	4.0	3.9	2.8	3.7	4.2	4.8	2.5	2.3	2.5
26	3.8	4.6	3.1	4.3	5.3	6.2	5.1	3.9	4.8	4.4	4.1	3.4
27	4.3	4.4	4.2	4.0	5.0	4.2	3.7	3.4	3.6	3.6	3.6	4.3
28	4.4	4.6	3.5	4.6	4.2	6.5	6.2	2.8	2.3	4.9	4.6	3.3
29	7.6		4.6	4.3	4.2	6.5	5.6	2.8	2.3	3.9	3.7	3.1
30	3.9		4.6	4.7	4.9	6.4	6.9	4.9	5.0	3.5	4.4	4.9
31	4.0		4.2		3.5		3.6	4.2		4.0		4.1
Vp	4.4	4.9	4.7	4.8	6.1	5.6	5.2	5.1	5.6	4.2	4.3	4.6

Fuente: Elaboración Propia

El valor de velocidad de viento indicado en realidad corresponde a un intervalo de velocidad, por ejemplo, 1m/s en realidad 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.

Tabla N°16. Distribución de Frecuencias y Acumulada

V	X_i	M	$P(V_i)$	$F(V_i)$	Y_i
1.0	0.0	1	0.003	0.003	-5.882
2.0	0.7	1	0.003	0.006	-5.187
3.0	1.1	21	0.058	0.064	-2.715
4.0	1.4	47	0.131	0.195	-1.528
5.0	1.6	125	0.348	0.543	-0.244
6.0	1.8	70	0.195	0.738	0.293
7.0	1.9	66	0.184	0.922	0.937
8.0	2.1	25	0.070	0.992	1.565
9.0	2.2	3	0.008	1.000	0.000

Fuente: Elaboración Propia

Donde:

- V : Rango de velocidades.
 $P(V_i)$: Distribución de frecuencias
 $F(V_i)$: Distribución acumulada
 X_i, Y_i : Parámetros de linealización

D. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE WEIBULL

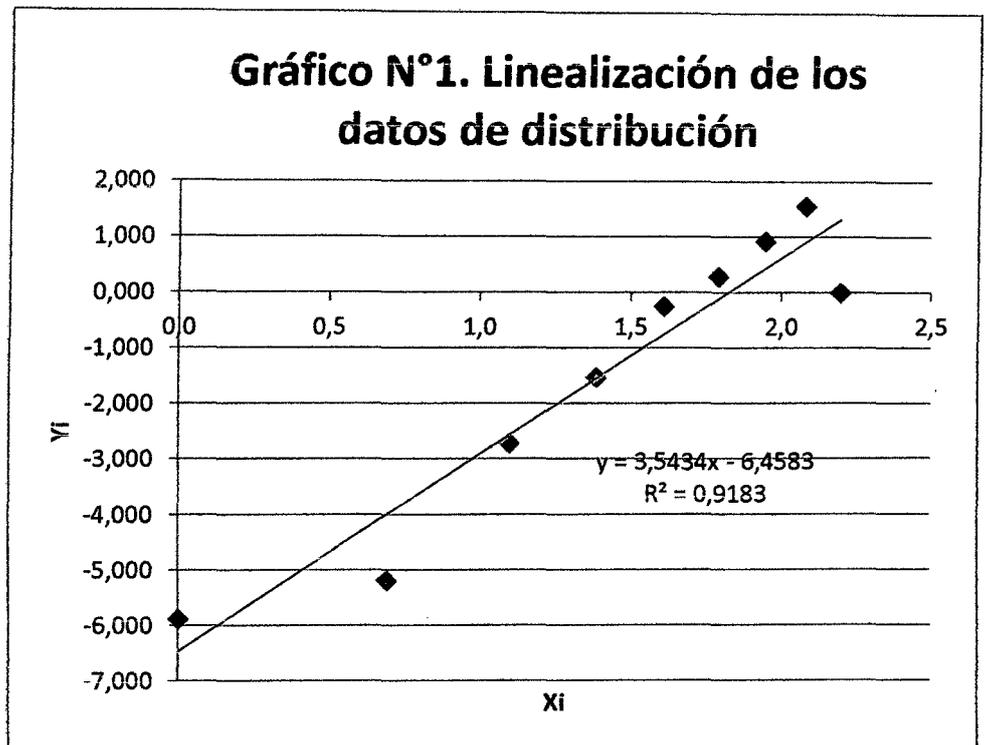
Con ayuda de Microsoft Excel, podemos estimar la recta que pasará por cada uno de los parámetros de linealización, así ordenamos la siguiente tabla:

Tabla N°17. Parámetros de linealización de weibull para h=12m

N	X_i	Y_i
1	0.000	-5.882
2	0.693	-5.187
3	1.099	-2.439
4	1.386	-1.192
5	1.609	-0.307
6	1.792	0.406
7	1.946	1.155
8	2.079	0.000

Fuente: Elaboración Propia

De la cual obtenemos la siguiente gráfica:



Fuente: Tabla N°17

Lo que nos permite saber la ecuación de la función lineal Ec.9.

Entonces nuestros parámetros de Weibull serán:

k	3.5434
c	6.188

E. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Una vez determinado los parámetros de forma y escala de Weibull, procedemos a construir nuestra distribución.

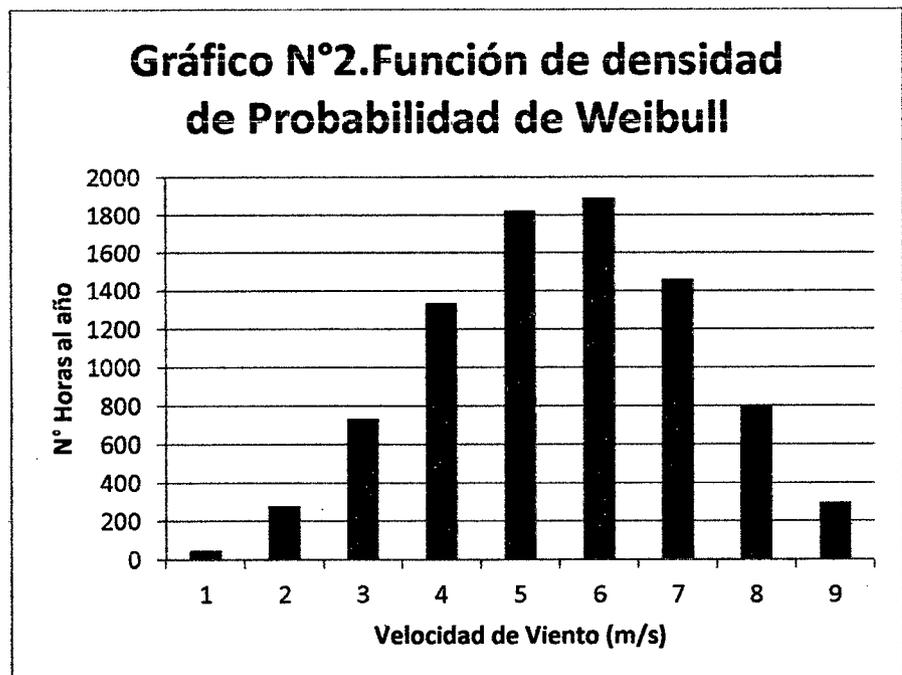
Tabla N°18. Distribución de Weibull para h=12m

V	$(V/c)^{k-1}$	$e^{-[(V/C)^k]}$	P(V)	Horas
1	0.0097	0.9984	0.0055	49
2	0.0565	0.9819	0.0318	278
3	0.1586	0.9260	0.0841	737
4	0.3296	0.8081	0.1525	1336
5	0.5815	0.6251	0.2081	1823
6	0.9245	0.4080	0.2160	1892
7	1.3683	0.2127	0.1667	1460
8	1.9216	0.0834	0.0918	804
9	2.5928	0.0230	0.0342	300

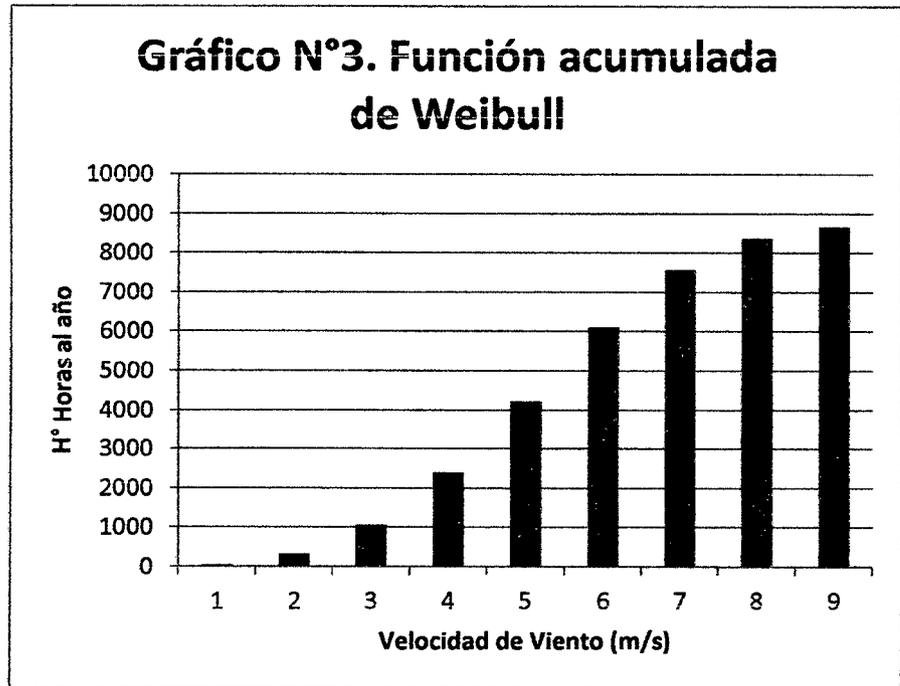
Fuente: Elaboración Propia

Como podemos ver hemos hallado la distribución de frecuencias de Weibull, con la cual podemos ver con qué frecuencia una velocidad determinada se dará en un tiempo determinado, al llevarlo a un año entonces debemos multiplicarlo por el número de horas que tiene un año, en este caso será de 8760 horas.

Podremos verlo en la siguiente gráfica:



Fuente: Tabla N°18.



Fuente: Tabla N°18.

4.1.2. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

A. DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN CHIMBOTE

En la Tabla N°19 se muestran los promedios mensuales por día de radiación solar en W/m^2 , la columna de la derecha muestra la energía disponible por unidad de área por día en un periodo de 24 horas (1 día).

La variación de esta energía es mostrada en la gráfica N°4 que comúnmente recibe el nombre de radiación.

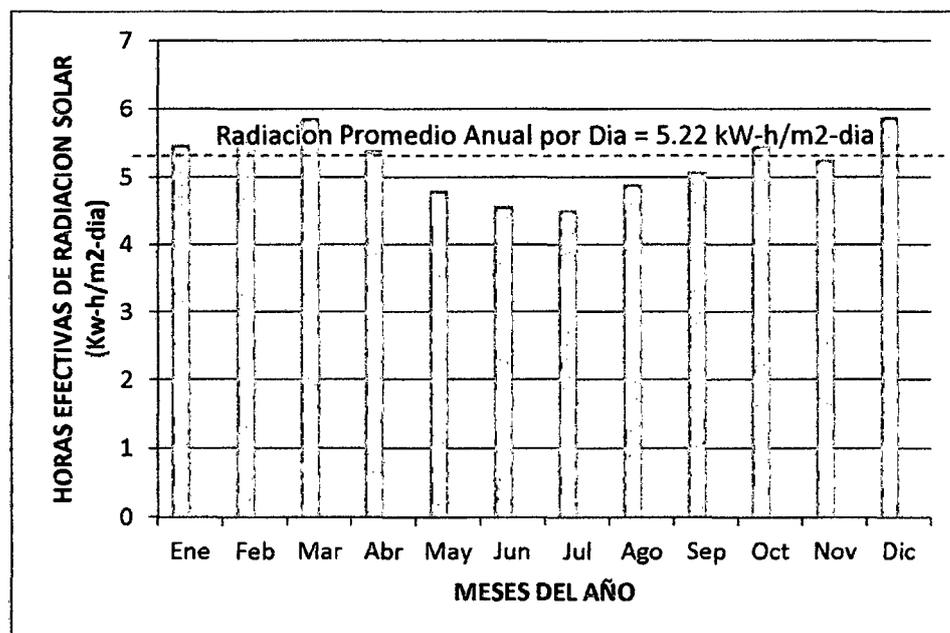
Tabla N°19. Valores promedio de radiación mensual por día en
Chimbote

MESES DEL AÑO	Promedio mensual por día (kW/m ²)	Energía por unidad de área al día (kW-h/m ² -día)
Enero	0.228	5.48
Febrero	0.230	5.53
Marzo	0.245	5.87
Abril	0.225	5.40
Mayo	0.200	4.80
Junio	0.190	4.57
Julio	0.188	4.51
Agosto	0.204	4.90
Septiembre	0.212	5.09
Octubre	0.228	5.46
Noviembre	0.219	5.26
Diciembre	0.245	5.89
Prom. anual por día		5.22

Fuente: Surface Meteorology and Solay Energy

<https://eosweb.larc.nasa.gov>

Gráfica N°4. Promedio Anual de Radiación Solar por día en Chimbote



Fuente: Tabla N°19.

4.2. EVALUACIÓN DE SALIDA ELÉCTRICA DE SISTEMAS HÍBRIDOS (EÓLICO SOLAR)

4.2.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS EÓLICOS Y SOLARES

Los sistemas híbridos, como su nombre lo indica, están compuestos por más de un tipo de sistema de generación. Esto puede ser logrado mediante la combinación de sistemas eólicos, solares, hidráulicos y generadores Diesel, este último caso generalmente considera al generador Diesel como unidad de respaldo en sistemas de generación para propósitos donde es de suma importancia el abastecimiento de energía, como por ejemplo instalaciones médicas o militares. El tipo de sistemas que se combinen dependerá del estudio de los recursos presentes en la zona de instalación, para el presente trabajo de tesis se ha concluido, teniendo como base la información disponible, que los recursos aprovechables en la zona de Chimbote son el eólico y el solar.

4.2.2. OPCIONES DE EQUIPOS

A. OPCIONES DE AEROGENERADORES

En la tabla siguiente se muestran especificaciones de aerogeneradores presentes en el mercado mundial y que no cuentan con representantes en el mercado local.

Tabla N°20. Datos de aerogeneradores presentes en el mercado

AEROGENERADOR				
Modelo	H 10KW	RS 10KW	NOHANA 3000 - 10KW	Osiris 10
Fabricante/Distribuidor	Aeolos Wind Turbine	Repowering Solutions	NOHANA	Repowering Solutions
FÍSICAS				
Diámetro del Rotor	8 m	7,1 m	8 m	9,7 m
Número de Álabes	3	3	3	3
OPERACIÓN				
Velocidad de Arranque	3 m/s	3,5 m/s	2,5 m/s	2,5 m/s
Potencia Nominal	10 000 w	9 800 w	10 000 w	10 000 W
Velocidad Nominal	10 m/s	11 m/s	12 m/s	9,5 m/s
Velocidad de Protección Aerodinámica	45 m/s	25 m/s	45 m/s	50 m/s
ELÉCTRICAS				
Voltaje de Carga de Baterías	200V-450V	400V/60 Hz	240 VAC	220/240 VAC
Alturas	12/18/24/30m	20/24/30m	12 m	12 m

Fuente: Catálogos varios (Anexo 2)

B. OPCIONES DE PANELES SOLARES

En la Tabla N°21 se muestran especificaciones de paneles solares de potencias pico superiores a 200 Wp que se pueden encontrar en el mercado local. Arreglos de paneles serán empleados como parte del sistema híbrido solar-eólico.

Tabla N°21. Especificaciones de Paneles Solares

	PANELES SOLARES		
	P - 250	YGE-285	I - 200
Fabricante	SUN EARTH POWER	YINGLI SOLAR	CNBM SOLAR
País	China	China	China
Tecnología de Celdas	Policristalina	Policristalina	Monocristalina
Potencia Pico (Wp)	250	285	200
Voltaje de Carga (V)	24	24	24
Dimensiones L x A x E (mm)	1642 x 992 x 40	1970 x 990 x 50	1482 x 992 x 40
Peso (kg)	19		17
Representantes Locales	Omp	Omp	Liders

Fuente: Catálogos Varios (Anexo 3)

C. OPCIONES DE CONTROLADORES DE CARGA

En la Tabla N°22 se muestran especificaciones de controladores de carga o reguladores de voltaje que tienen aplicación en sistemas híbridos y no cuentan con representantes en el mercado local. Estos reguladores tienen uso en las siguientes aplicaciones:

- Arreglo de paneles solares
Control de voltaje por desconexión en vacío, con tecnología PWM del arreglo de paneles al estar cargado el banco de baterías
- Desconexión de bajo voltaje (LVD)
Desconexión de la alimentación de las baterías a las cargas de consumo cuando las baterías alcanzan su voltaje mínimo de operación.
- Sistemas eólicos, sistemas hidráulicos, sistemas híbridos (solar, eólica, hidráulica)
Conexión de una carga de disipación al sistema mientras se regula el voltaje con tecnología PWM.

D. OPCIONES DE BATERÍAS

La Tabla N°22 muestra especificaciones de baterías del mercado local. Por lo general sistemas pequeños requieren capacidades nominales de 100 A-h, sistemas medianos unos 200 A-h y sistemas grandes más de 350 A-h.

Tabla N°22: Especificaciones de Baterías

	BATERIAS			
	SOLAR12-200	SOLAR12-250	RA12-200	RA12-240
Fabricante	BSB	BSB	RITAR	RITAR
País	China	China	China	China
V Nominal (V)	12	12	12	12
Capacidad a 10 horas (A-h)	200	250	200	240
Aleación placas electrolito	GEL BATERIES	GEL BATERIES	AGM BATERIES	AGM BATERIES
L x Ancho x Alto	522 x 238 x 218	521 x 269 x 220	522 x 240 x 223	522 x 240 x 223
Peso (kg)	64	73	60	69

Fuentes: Catálogos varios (Anexo 4)

E. OPCIONES DE INVERSORES

Algunos inversores se muestran en la Tabla 23. No cuentan con representantes en el mercado local.

Tabla N°23: Especificaciones de Inversores

	INVERSORES					
	INV-1000	INV-2000	INV-5000	LC-2000-24	LC-2500-24	LC-3000-24
Fabricante	PMI	PMI	PMI	LIDERS	LIDERS	LIDERS
País	TURKEY	TURKEY	TURKEY	PERU	PERU	PERU
Onda de Salida	Senoidal	Senoidal	Senoidal	Escalonada	Escalonada	Escalonada
P. Nominal (W)	1000	2000	5000	2000	2500	3000
Voltaje de entrada (VDC)	24-48	24-48-120	24-48-120-144	24	24	24
Voltaje de Salida (VAC)	110 - 220	110 - 220	110 - 220	220	220	220
Frecuencia (Hz)	50 - 60	50 - 60	50 - 60	60	60	60
L x Ancho x Alto	810 x 355 x 485	810 x 355 x 485	1020 x 490 x 590	435 x 205 x 310	435 x 205 x 310	435 x 205 x 310
Peso (kg)	71	110	177	-	-	20

Fuentes: Catálogos varios (Anexo 5)

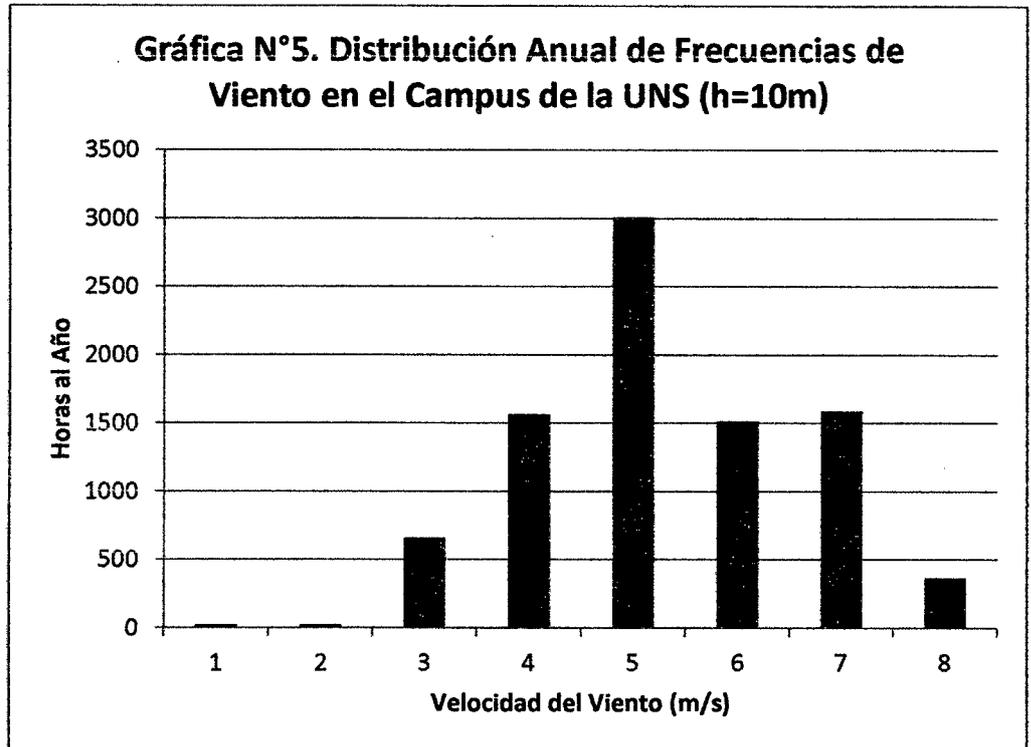
4.2.3. SALIDA ELÉCTRICA DE SISTEMAS HÍBRIDOS

A. SALIDA ELÉCTRICA DE OPCIONES DE AEROGENERADORES

Generalmente los fabricantes de aerogeneradores proporcionan como información técnica de sus productos las siguientes curvas características:

- Potencia – Velocidad de viento
- Salida de Energía mensual o anual – Velocidad promedio de viento

Para utilizar debidamente la información del fabricante es necesario contar con datos de viento del lugar donde se va a realizar la instalación del aerogenerador, como por ejemplo la Distribución de Frecuencias.



Fuente: Tabla N°13.

La curva de Potencia – Velocidad de viento, indica la potencia eléctrica útil que un aerogenerador produce a una determinada velocidad de viento.

La curva de Salida de Energía – Velocidad promedio de viento, indica la energía eléctrica útil que un aerogenerador puede producir según la velocidad promedio de viento presente en el lugar de instalación del equipo. Generalmente los fabricantes presentan este valor estimado al mes o al año.

La estimación de la salida de energía se hace aproximando la distribución de frecuencias de velocidades de viento a distribuciones matemáticas como la de Weibull o de Rayleigh, lo cual es, comúnmente, especificado en las fichas técnicas de los fabricantes.

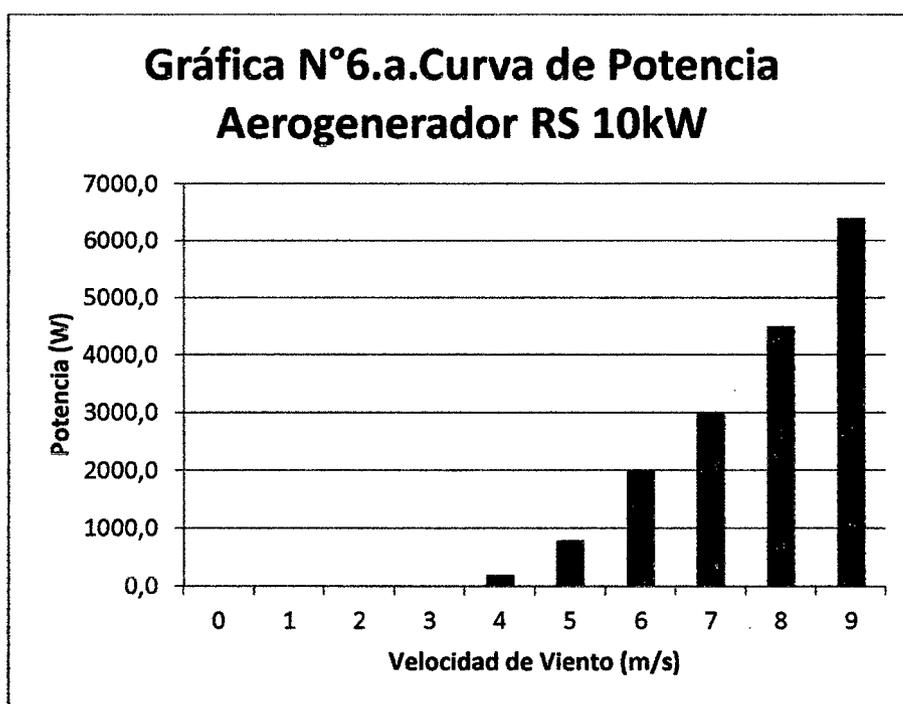
La salida eléctrica de las opciones de aerogeneradores del apartado 4.2.2. se ha calculado considerando la distribución anual de frecuencias

de velocidades de viento en el campus de la UNS, cuyos valores se presentaron previamente.

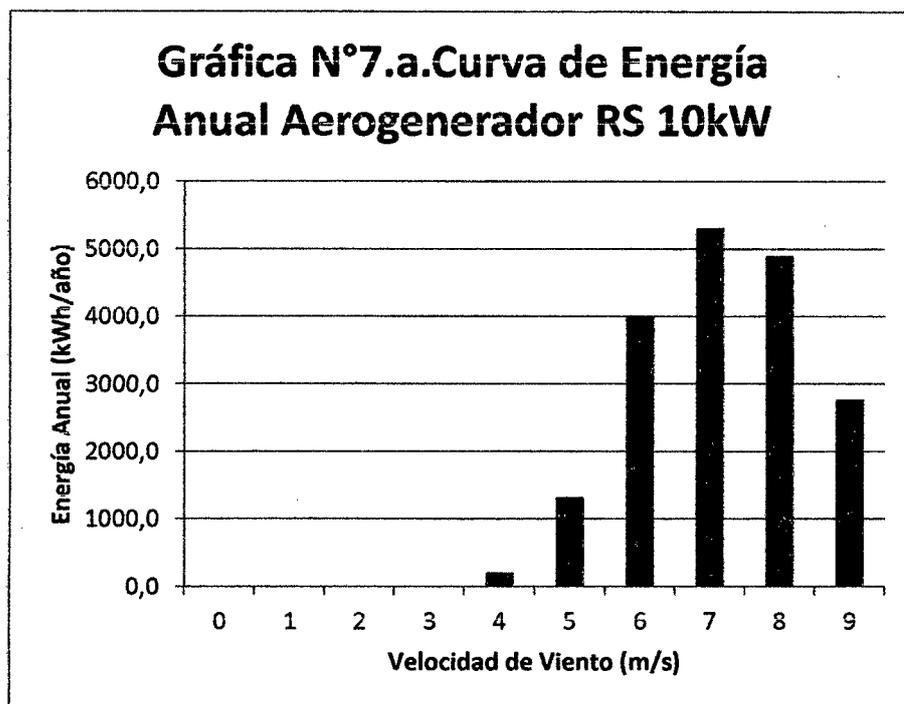
Tabla N°24.a. Tabla de Energía y Potencias del Aerogenerador RS
10kW

Velocidad de Viento	N° de Horas al Año	RS 10KW	
		Potencia (W)	Energía (Kw-h/año)
0	0	0,0	0,0
1	20	0,0	0,0
2	152	0,0	0,0
3	488	0,0	0,0
4	1041	200,0	208,2
5	1656	800,0	1324,8
6	1997	2000,0	3994,0
7	1770	3000,0	5310,0
8	1090	4500,0	4905,0
9	433	6400,0	2771,2
Energía Anual			18513,2

Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Catálogo Aerogenerador RS-10kW

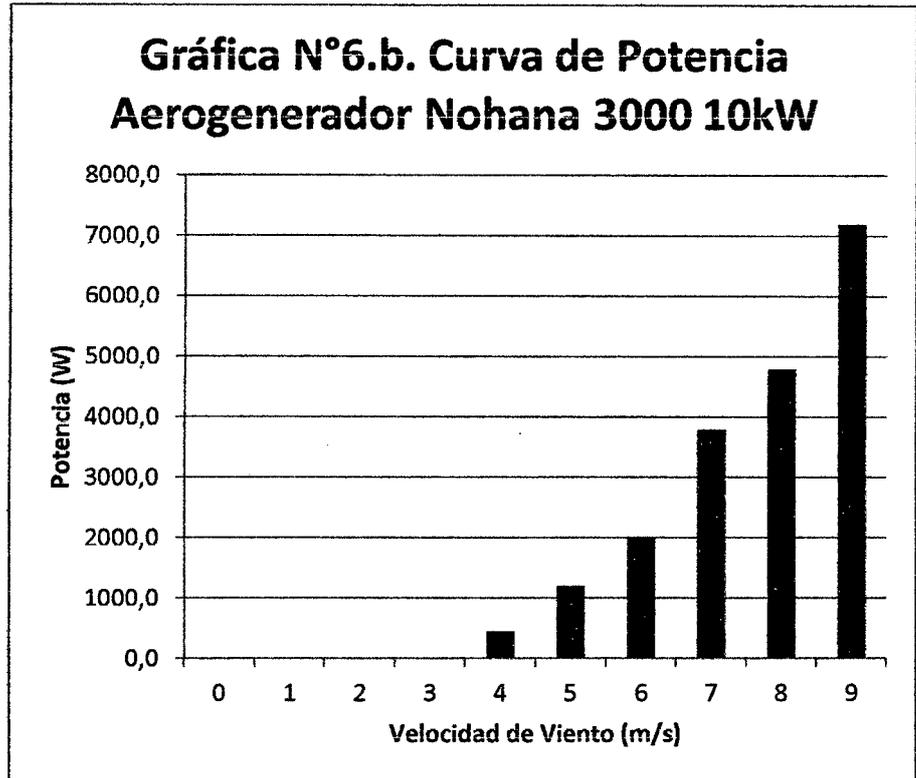


Fuente: Elaboración Propia

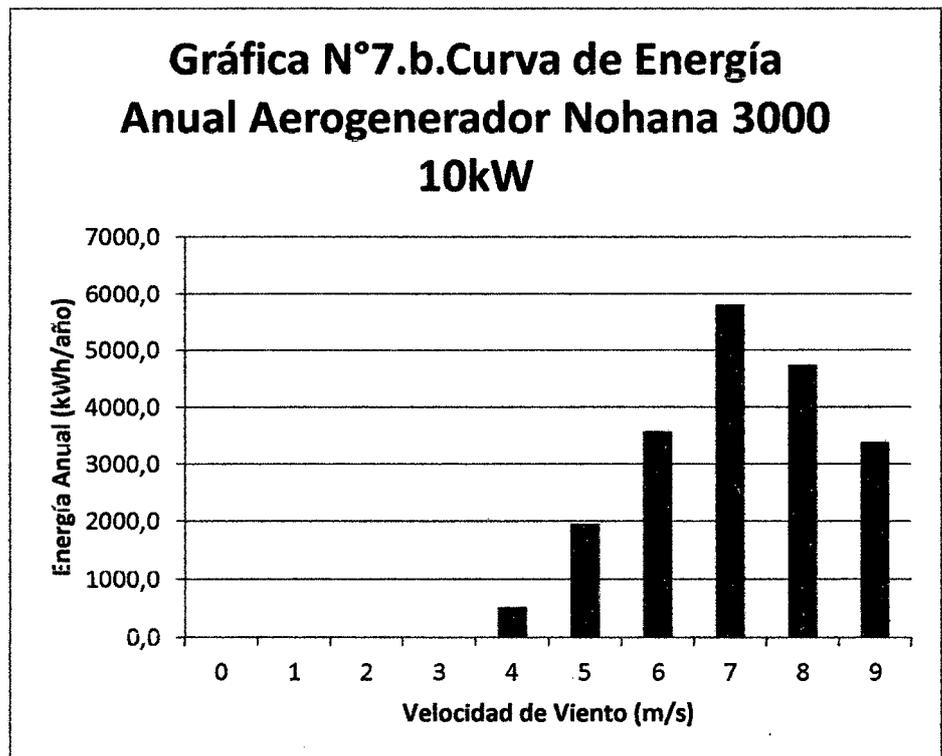
Tabla N°24.b. Tabla de Energía y Potencias del Aerogenerador NOHANA 3000 10kW

Velocidad de Viento	N° de Horas al Año	Nohana 3000	
		Potencia (W)	Energía (Kw-h/año)
0	0	0,0	0,0
1	48	0,0	0,0
2	257	0,0	0,0
3	658	0,0	0,0
4	1181	450,0	531,5
5	1639	1200,0	1966,8
6	1792	2000,0	3584,0
7	1529	3800,0	5810,2
8	990	4800,0	4752,0
9	470	7200,0	3384,0
Energía Anual			20028,5

Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Catálogo Aerogenerador Nohana 3000 10kW

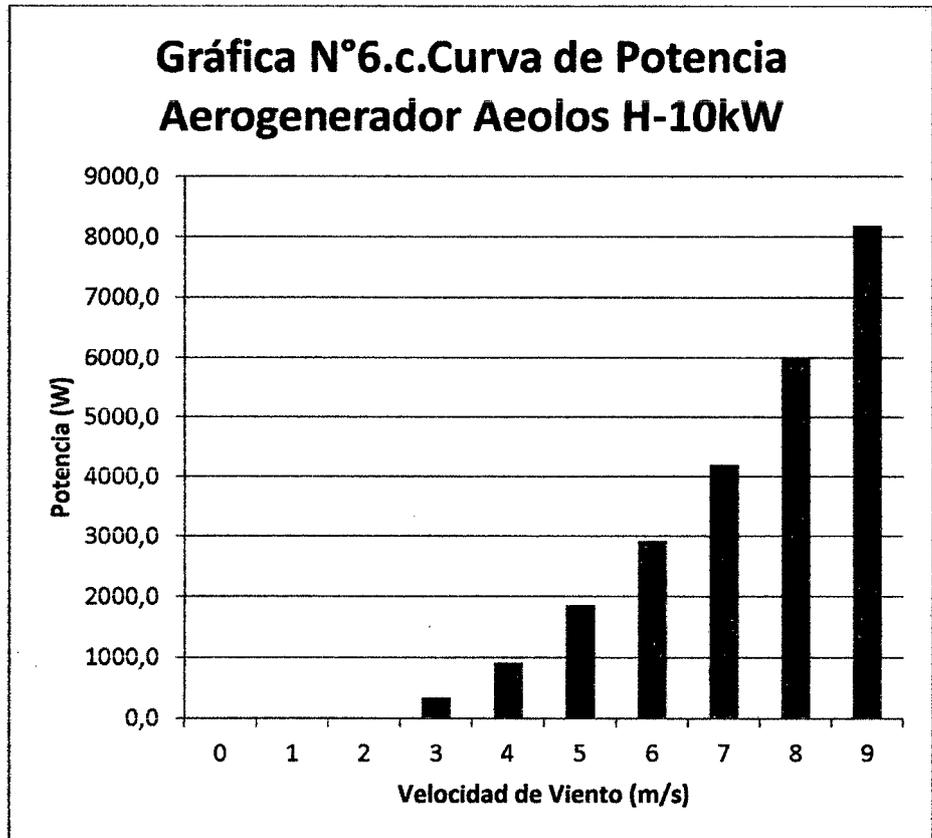


Fuente: Elaboración Propia

Tabla N°24.c. Tabla de Energía y Potencias del Aerogenerador Aeolos
H-10kW

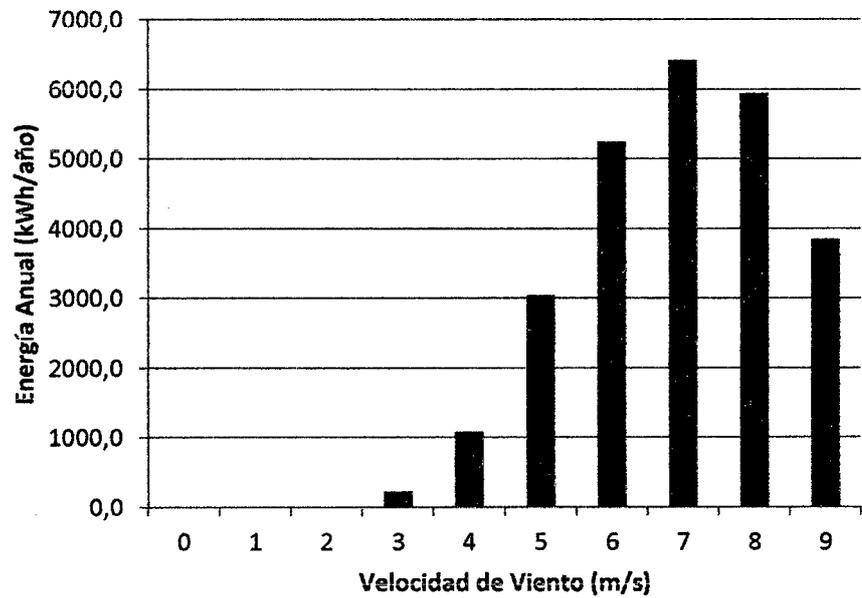
Velocidad de Viento	N° de Horas al Año	AEOLOS	
		Potencia (W)	Energía (Kw-h/año)
0	0	0,0	0,0
1	48	0,0	0,0
2	257	0,0	0,0
3	658	342,0	224,9
4	1181	920,0	1086,6
5	1639	1860,0	3048,3
6	1792	2926,0	5244,6
7	1529	4200,0	6420,5
8	990	6000,0	5941,4
9	470	8200,0	3853,8
Energía Anual			25820,1

Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Catálogo Aerogenerador Aeolos-H 10kW

Gráfica N°7.c.Curva de Energía Anual Aerogenerador Aeolos H-10kW

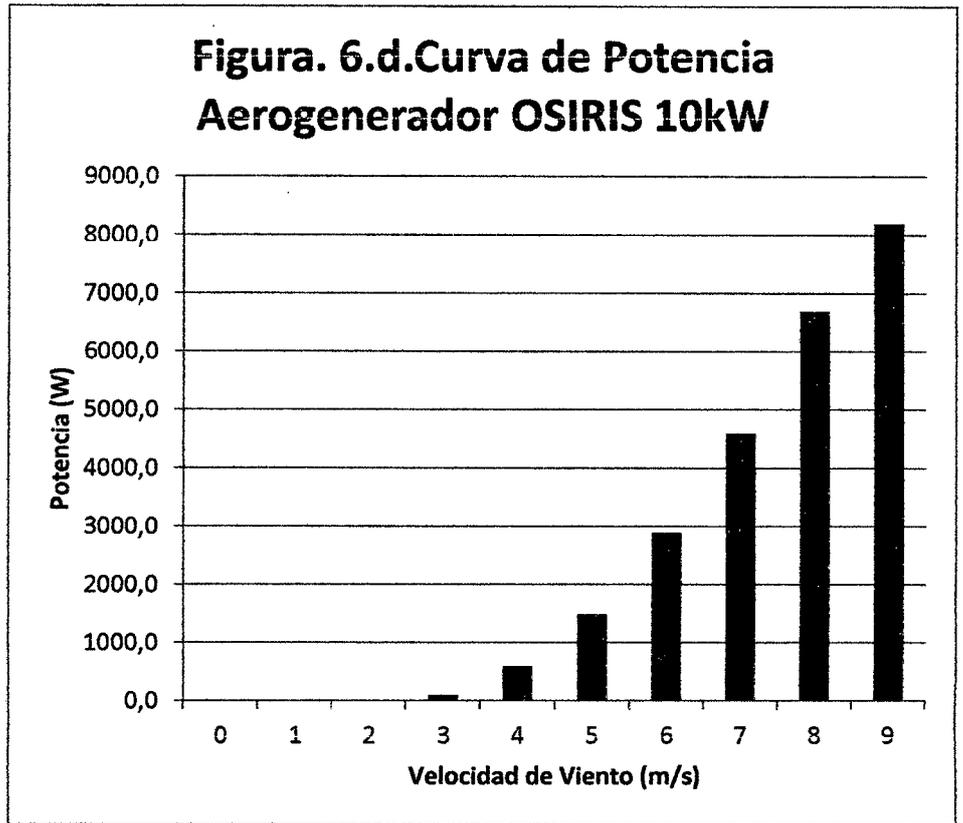


Fuente: Elaboración Propia

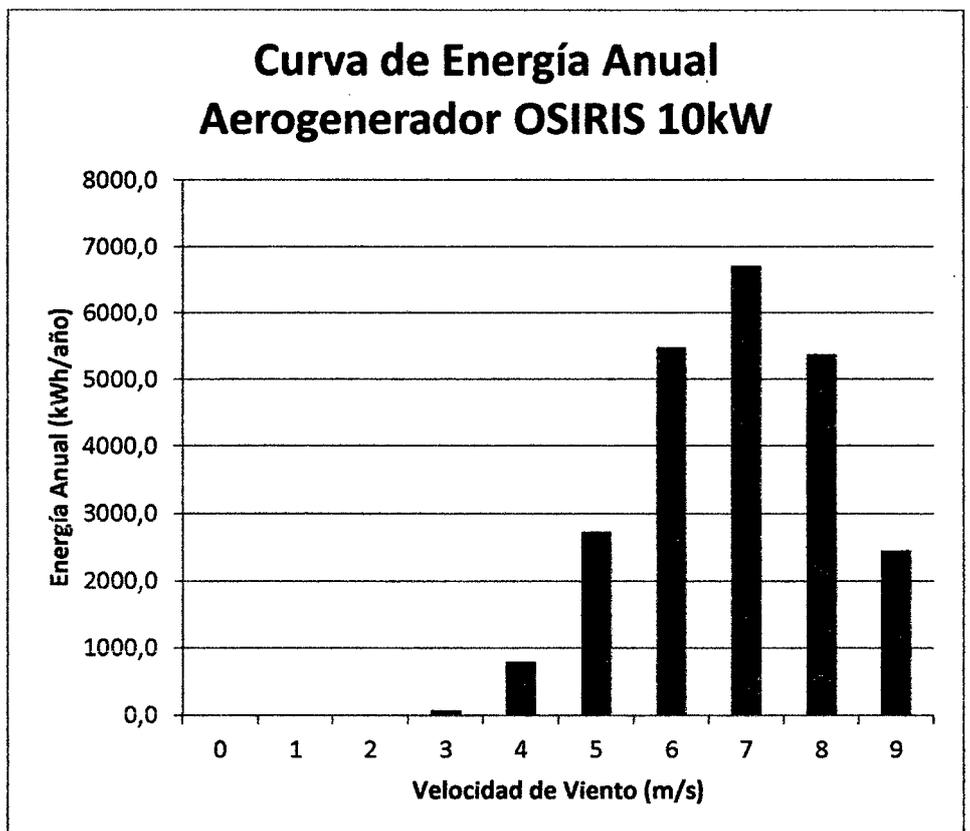
Tabla N°24.d. Tabla de Energía y Potencias del Aerogenerador OSIRIS
10kW

Velocidad de Viento	N° de Horas al Año	OSIRIS	
		Potencia (W)	Energía (Kw-h/año)
0	0	0,0	0,0
1	49	0,0	0,0
2	278	0,0	0,0
3	737	100,0	73,7
4	1336	600,0	801,7
5	1823	1500,0	2734,9
6	1892	2900,0	5487,5
7	1460	4600,0	6715,8
8	804	6700,0	5385,1
9	300	8200,0	2456,0
Energía Anual			23654,5

Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Catálogo Aerogenerador OSIRIS 10 kW



Fuente: Elaboración Propia

En las tablas se muestran los valores de salida eléctrica de las opciones de aerogeneradores según la velocidad de viento y la frecuencia de horas al año de dicha velocidad. Los valores de potencia eléctrica útil de cada aerogenerador han sido tomados de las curvas que proporcionan los fabricantes en su información técnica.

Cada valor de salida de energía (o salida eléctrica) se calcula multiplicando la potencia por el número de horas al año de una determinada velocidad de viento. Esto se puede resumir en la siguiente ecuación:

$$E_i = P_i \times t_i$$

dónde:

E_i = Energía calculada a la velocidad de “i” m/s

P_i = Potencia eléctrica que produce el aerogenerador a la velocidad “i” m/s

t_i = Número de horas al año que se presenta la velocidad “i” m/s

Luego la salida de energía total al año (E) se calcula mediante:

$$E = \sum_{i=1}^8 (E_i) = \sum_{i=1}^8 (P_i \times t_i)$$

B. SALIDA ELECTRICA DE PANELES SOLARES

Como se mencionó en el apartado 4.2.1, los fabricantes de paneles solares especifican la potencia pico de éstos a un valor de intensidad radiante de 1000 W/m² y a una temperatura de célula de 25°C. Estas condiciones se simulan en laboratorio mediante un simulador solar que consiste en focos eléctricos que emiten un espectro luminoso muy similar al Sol.

En la realidad, las condiciones en que operan los paneles solares son diferentes a las de laboratorio, la intensidad radiante o irradiancia varía durante el día y también influye cuando el día está despejado o nublado.

Esta variación se puede observar en los datos de radiación solar de Chimbote mostrados en la Tabla N°10, los valores menores de radiación corresponden a los meses de invierno en que hay mayor nubosidad y los mayores valores a los meses de verano.

Entonces para poder hallar la salida eléctrica de un panel solar, previamente hay que evaluar el Número de Horas Efectivas al día (NHE) de radiación solar equivalente a 1000 W/m² usando los datos de energía por unidad de área al día de la Tabla N°19:

$$NHE = \frac{\text{Area bajo la curva (W - h/m}^2 \text{ dia)}}{\text{Irradiacion estandar (1000 W/m}^2)}$$

Ec.33

Por lo que la salida de energía eléctrica temperatura de célula de 25°C (E_{so}) es:

$$E_{so} = (\text{Potencia pico de panel}) \times (NHE)$$

Ec.34

Debido a que las células solares son cuerpos receptores de radiación situados bajo una cubierta transparente, éstas se calentarán al incidir la luz solar, elevándose la temperatura de éstas por encima de 25°C. Es posible asumir que la temperatura de trabajo de la célula se eleva 20°C sobre la temperatura ambiente, entonces la producción de energía del panel baja a un 90%.

Finalmente la salida de energía de un panel solar al día (E_S) se puede evaluar mediante la ecuación 35. La salida anual se hallará multiplicando por 365 el valor anterior. En la Tabla N°25 se muestran las salidas eléctrica diaria y anual evaluadas para las opciones de paneles solares.

$$E_s = 0.9 \times E_{so} = 0.9 \times (\text{Potencia pico de panel}) \times (\text{NHE})$$

Ec.35

Tabla N°25: Salida Eléctrica de Opciones de Paneles Solares

Panel Solar	Potencia Pico Wp	Radiación Promedio kW-h/m2-día	NHE (horas al día)	Salida de Energía al día (kW-h/día)	Salida de Energía al año (kW-h/año)
P - 250	250	4.51	4.51	1.015	370.38
I - 200	200	4.51	4.51	0.812	296.31
YGE-285	285	4.51	4.51	1.157	422.24

Fuente: Elaboración Propia

4.2.4. CONFIGURACIÓN DE SISTEMA SOLAR-EÓLICO

A. SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

En las Tablas N°24 se observa que los aerogeneradores que tienen una mayor salida de energía son el Aeolos-H 10kW de Aeolos Wind Turbine y el Osiris 10 kW de Repowering Solutions.

Debido a que ambos generan cantidades cercanas de energía anualmente, existen otros factores por los cuales se seleccionará solo uno, como el hecho de que el Aeolos-H 10kW pueda abastecer la energía necesaria, y tiene más gama de alturas, por lo tanto más energía para captar. Por lo tanto se seleccionará el aerogenerador Aeolos-H 10kW como generador.

B. SELECCIÓN DE PANELES SOLARES

En la Tabla N°26 se encuentran las características de los paneles solares I-200 de Leaders y P-250 de OMP que cuentan con representantes en el mercado local. Como se observa, la tecnología de células del panel I-200 es de tipo monocristalina y la del P-250 es policristalina. La tecnología monocristalina es más eficiente en la conversión de energía,

lo que permite expansiones futuras con nuevos paneles ocupando un área menor, este análisis se resume en la Tabla N°26.

Tabla N°26. Comparación de Paneles I-200, P-250 y YGE-285

	P - 250	YGE-285	I - 200
Tecnología de Celdas	Policristalino	Policristalino	Policristalino
Potencia Pico (W)	250	285	200
Energía producida al año (kW-h)	370.38	422.24	296.31
Precio local sin IGV US \$	378.33	431.30	280.00
Costo de energía anual (US\$ / Kw-h)	1.021	1.022	0.945

Fuente: Elaboración Propia

Observando los resultados de la Tabla N°26, el utilizar el panel solar I-200 de 200W pico representaría un mayor costo de la energía que el emplear el panel P-250 de 250W pico o YGE-285 de 285W pico, por lo tanto la elección apropiada es el panel fotovoltaico YGE-285.

En este análisis ha considerado los costos de las estructuras de los paneles, pues resulta que para abastecer la demanda de energía con los paneles I-200 es necesario utilizar más estructura de soporte si utilizáramos los paneles P-250 o YGE-285, dado que el área del panel I-200 es el 90% del área del panel P-250.

4.2.5. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y ENERGÍA NECESARIA

La demanda de energía se establece en función a un caso típico. Este caso corresponde al sistema de alumbrado de las vías y el cerco perimétrico de la Universidad Nacional del Santa, compuesto por lámparas de vapor de sodio marca Philips que se encuentran presente a lo largo de la primera y segunda puerta de acceso a los interiores de la Ciudad Universitaria. Cada lámpara presenta una demanda de potencia equivalente a 150W y 70W, que operan entre las 18:00 pm horas y las 06:00 am horas.

El consumo de energía interno de la UNS es alimentada a través de la red pública hasta los interiores de la universidad en las 02 sub estaciones de servicio existentes. Cada sub estación presenta 01 transformador de 400kVA, quienes se encargan de reducir la tensión de 13.8kV a 220V.

Considerando que las luminarias presentan una línea de alimentación independiente, se realizó el registro de las medidas de tensión (V) y corriente (I) durante el funcionamiento o encendido de las luminarias utilizando un Voltímetro y un Amperímetro. Este registro de datos considera corriente de arranque y corriente de trabajo, como se puede ver en la tabla N°27.

Tabla N°27. Consumo referencial Energía de las luminarias del campus de la UNS

<i>Lámparas de vapor de Sodio</i>	<i>Corriente de arranque I_a</i>	<i>Corriente de trabajo I_t</i>	<i>Tension V</i>
<i>S.E. 01</i>	<i>50.1</i>	<i>41.8</i>	<i>226</i>
<i>S.E. 02</i>	<i>39.6</i>	<i>31.8</i>	<i>229</i>
<i>TOTAL</i>	<i>---</i>	<i>---</i>	<i>---</i>

Fuente: Mediciones hechas en campo (Anexo 6)

A. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y ENERGÍA NECESARIA SUB ESTACIÓN 01

Considerando un factor de potencia equivalente a 0.96 y que la conexión es trifásica, el valor de la potencia demandada es:

$$P_d = \sqrt{3} \times V \times I \times fp \quad \text{Ec.36}$$

$$P_d = \sqrt{3} \times 226 \text{ V} \times 41.8 \text{ A} \times 0.96 = 15.708 \text{ kW}$$

Esto representa una demanda o necesidad de energía (E_d) al año

$$E_d = 365 \frac{\text{dia}}{\text{año}} \times 15.708 \times 12 \frac{\text{kW} - \text{h}}{\text{dia}} = 68\,800.36 \text{ kW} - \text{h/año}$$

Desde el punto de vista del usuario existe una energía requerida o demandada E_d la cual a su vez determina una energía necesaria E_n que debe ser suministrada por el sistema híbrido.

Esta energía necesaria E_n , que satisface la energía demandada por el usuario E_d , depende de un factor de pérdidas F el cual es función de los factores de pérdida de los equipos que componen el sistema,

$$E_n = \frac{E_d}{F} \quad \text{Ec.37}$$

$$F = 1 - \left[\frac{f_a \times N}{p_d} \right] - f_b - f_i - f_j \quad \text{Ec.38}$$

Siendo:

f_a = Fracción de energía pérdida por la auto descarga de la batería, en día

f_b = Factor de pérdida debido a la eficiencia de la batería.

f_i = Factor de pérdida debido a la eficiencia del inversor.

f_j = Factor de pérdida global debido a calentamiento, conexiones, etc.

P_d =Profundidad de descarga máxima admisible en las baterías.

La energía necesaria E_n puede ser expresada en función a la energía demandada E_d y las pérdidas debido a los diferentes efectos mencionados.

$$E_n = E_d + E_a + E_b + E_i + E_j \quad \text{Ec. 39}$$

Dividiendo ambos miembros de la ecuación (39) entre E_n se tiene:

$$1 = \frac{E_d + E_a + E_b + E_i + E_j}{E_n} \quad \text{Ec. 40}$$

Las fracciones de energía son los factores de pérdida de energía mencionados en la ecuación (38), de esta forma la ecuación (40) puede ser escrita según:

$$1 - \frac{E_a}{E_n} - f_b - f_i - f_j = \frac{E_d}{E_n} = F \quad \text{Ec.41}$$

La auto descarga afecta a toda la energía contenida en la batería, entonces:

$$E_a = \left(\frac{E_n}{p_d} \right) f_a \times N \quad \text{Ec.42}$$

Reemplazando en la ecuación (41):

$$1 - \frac{f_a \times N}{p_d} - f_b - f_i - f_j = F \quad \text{Ec. 43}$$

Debe mencionarse que la auto descarga ha sido considerada para los días en que el sistema no produce energía debido a la ausencia del recurso, dicho número de días se conoce como autonomía del sistema y su consideración permite dimensionar el sistema de tal forma que cuando se presenta la eventualidad de falta de recurso entonces el banco de baterías es capaz de continuar suministrando energía al usuario.

Analizando los datos de radiación de Chimbote, un valor razonable de autonomía es de 1 días al mes. Se ha considerado sólo el caso de radiación debido a que el componente Fotovoltaico es el que contribuye al sistema utilizando baterías y no el del Aerogenerador.

La elección de un valor adecuado de N dependerá del diseñador y deberá hacerse en función a los datos climatológicos con que se cuente, un valor excesivo hará que se sobredimensione el sistema con el consecuente sobre costo.

Se consideran los siguientes valores para los factores de pérdida de acuerdo a la literatura utilizada:

Fa: Coeficiente de auto descarga diaria:

- 0.002 para baterías de baja autodescarga, Ni – Cd.
- 0.005 para baterías estacionarias de Pb-Acido (las más habituales).
- 0.012 para baterías de alta autodescarga (arranque de automóviles).

Fb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador:

- 0.025 en sistemas que no demanden descargas intensas.
- 0.1 en sistemas con descargas profundas.

Fi: Coeficiente de pérdidas en el convertidor:

- 0.05 para convertidores senoidales puros, trabajando en régimen óptimo.
- 0.1 en otras condiciones de trabajo, lejos del óptimo.

Fj: Coeficiente de pérdidas varias:

- Agrupa otras perdidas como rendimiento de red, efecto Joule, etc.
- 0.05 a 0.15 como valores de referencia.

Pd: Profundidad de descarga diaria de la batería:

- No excederá del 80% (referida a la capacidad nominal del acumulador), ya que la eficiencia de este decrece en gran medida con ciclos de carga – descargas profundas.

N: Número de días de autonomía de la instalación:

- Serán los días que la instalación deba operar bajo una irradiación mínima (días nublados continuos), en los cuales se

va a consumir más energía de la que el sistema va a ser capaz de generar.

- De 1 a 5 días como valores de referencia.

Entonces:

$$f_a = 0.005$$

$$f_b = 0.05$$

$$f_i = 0.05$$

$$f_j = 0.05$$

$$P_d = 0.5$$

$$N = 1$$

Utilizando la ecuación 38 se obtiene el valor del coeficiente : F

$$F = 0.84$$

Se determinó previamente una demanda de energía E_d de 68800.36 kW-h/año.

Aplicando la ecuación 37 se determina la energía necesaria que debe ser suministrada por el sistema:

$$E_n = \frac{68\ 800.36\ kW - h/año}{0.84} = 81\ 905.19\ kW - h/año$$

Lo que en términos de potencia necesaria es:

$$P_n = \frac{P_d}{F}$$

$$P_n = \frac{15.708\ kW}{0.84} = 18.699\ kW$$

B. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA Y ENERGÍA NECESARIA SUB ESTACIÓN 02

Considerando un factor de potencia equivalente a 0.91 y que la conexión es trifásica, la el valor de la potencia demandada es:

$$P_d = \sqrt{3} \times 226 \text{ V} \times 31.8 \text{ A} \times 0.85 = 10.581 \text{ kW}$$

Esto representa una demanda o necesidad de energía (Ed) al año

$$E_d = 365 \frac{\text{dia}}{\text{año}} \times 10.581 \times 12 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{dia}} = 46\,343.54 \text{ kW} \cdot \text{h/año}$$

Considerando el Factor de Pérdidas de los equipos que conforman el sistema para la Sub estación 2, tenemos:

$$F = 0.84$$

Se determinó previamente una demanda de energía E_d de 46343.54 kW-h/año.

Aplicando la ecuación 37 se determina la energía necesaria que debe ser suministrada por el sistema:

$$E_n = \frac{E_d}{F}$$

$$E_n = \frac{46\,343.54 \text{ kW} \cdot \text{h/año}}{0.84} = 55\,170.88 \text{ kW} \cdot \text{h/año}$$

Lo que en términos de potencia necesaria es:

$$P_n = \frac{P_d}{F}$$

$$P_n = \frac{10.581 \text{ kW}}{0.84} = 12.596 \text{ kW}$$

La tabla N°28 muestra en resumen la Demanda de Energía y la Demanda Necesaria del Sistema Actual.

Tabla N°28. Resumen la Demanda de Energía y la Demanda Necesaria del Sistema Actual

<i>Lámparas de vapor de Sodio</i>	<i>Factor de Potencia</i>	<i>Demanda de Energía Ed (kWh/año)</i>	<i>Energía Necesaria En (kWh/año)</i>	<i>Demanda de Potencia (kW)</i>	<i>Potencia Necesaria (kW)</i>
<i>S.E. 01</i>	<i>0.96</i>	<i>68 800.36</i>	<i>81 905.19</i>	<i>15.708</i>	<i>18.699</i>
<i>S.E. 02</i>	<i>0.85</i>	<i>46 343.54</i>	<i>55 170.88</i>	<i>10.581</i>	<i>12.596</i>
TOTAL	---	115 143.90	137 076.07	26.289	31.295

Fuente: Elaboración Propia (Anexo 8)

Por el anexo 8 sabemos que la Energía Total Demandada por el campus universitario es 676 258 kWh/año, por lo cual por matemática simple la iluminación del cerco perimétrico y de las vías del campus serán

$$\% E_{CPyV} = \frac{115143.90 \text{ kWh/año}}{676258 \text{ kWh/año}} = 17\%$$

Lo cual nos indica que el 17% de la energía total del campus universitario será reemplazado por una fuente de energía híbrida eólico solar, la cual garantizará la iluminación de sus vías y cerco perimétrico.

4.2.6. CÁLCULO DE LA ENERGÍA EÓLICO SOLAR

Para el sistema híbrido se considera la configuración 90/10, esto sugiere que el Aerogenerador abastecerá el 90% de la energía necesaria ($0.9 E_n$) y el 10% restante será abastecido por el Sistema Fotovoltaico ($0.1 E_n$).

A. CÁLCULO DE LA ENERGÍA EÓLICO SOLAR – SE1

Tenemos:

✓ La Potencia necesaria que debería abastecer el Aerogenerador:

$$P_{nv} = 0.9 \times 18.699 \text{ kW} = 16.83 \text{ kW}$$

Que en términos de Energía es:

$$E_{nv} = 73\,714.67 \text{ kW} - h/\text{año}$$

✓ La Potencia necesaria que debería abastecer el Sistema Fotovoltaico:

$$P_{ns} = 0.1 \times 18.7 \text{ kW} = 1.87 \text{ kW}$$

Que en términos de Energía es:

$$E_{ns} = 8\,190.52 \text{ kW} - h/\text{año}$$

El sistema para suministro de energía se compone de 03 aerogeneradores AEOLOS-H de 10 kW de potencia nominal y 20 paneles fotovoltaicos YGE-285 Wp cada uno. En el apartado 4.3.1. se determinó la salida eléctrica del aerogenerador en 25 820.10 kW-h/año con un total de 77460.15 kW-h/año y en el apartado 4.3.2. se muestra la salida eléctrica de un panel YGE-285 en 422.24 kW-h/año.

La salida de energía total E_t o entregada por el sistema se determina en función a la suma de la energía del aerogenerador o del viento E_v y de los paneles o solar E_s , por lo tanto:

✓ La Energía que abastecerá el Aerogenerador: \circ

$$E_{sv} = 3 \times 25\,820.10 \text{ kW} - \frac{h}{\text{año}} = 77\,460.30 \text{ kW} - h/\text{año}$$

✓ La Energía que abastecerá el Sistema Fotovoltaico:

$$E_{ss} = 20 \times 422.24 \text{ kW} - h/\text{año} = 8\,444.80 \text{ kW} - h/\text{año}$$

Entonces:

$$E_t = E_v + E_s = 85\,905.10 \text{ kW} - h/\text{año}$$

✓ Esto implica que la Energía suministrada por el Aerogenerador tiene la capacidad de abastecer la Potencia de:

$$P_{abs-v} = E_{sv} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{12 \text{ h}} = 17.69 \text{ kW}$$

- ✓ Y además implica que la Energía suministrada por el Sistema Fotovoltaico tiene la capacidad de abastecer la Potencia de:

$$P_{abs-s} = E_{ss} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{12 \text{ h}} = 1.93 \text{ kW}$$

$$P_{abs-h} = P_{abs-v} + P_{abs-s} = 19.613 \text{ kW}$$

- Comparando la Potencia necesaria que debería abastecer el Aerogenerador y la Potencia que abastecerá el Aerogenerador seleccionada, tenemos:

$$P_{abs-v} = 17.69 \text{ kW} > 16.83 \text{ kW} = P_{nv}$$

- Y además, comparando la Potencia necesaria que debería abastecer el Sistema Fotovoltaico y la Potencia que abastecerá el Sistema Fotovoltaico seleccionado, tenemos:

$$P_{abs-s} = 1.93 \text{ kW} > 1.87 \text{ kW} = P_{ns}$$

De la ecuación 37 se puede concluir que la energía necesaria E_n es menor a la energía que es capaz de suministrar el sistema híbrido de 03 aerogenerador y veinte paneles fotovoltaicos. El exceso de energía E_x cubrirá las necesidades de energía en los días del año en que el viento esté muy por debajo del promedio anual y también ante la eventualidad de los meses de baja radiación.

B. CÁLCULO DE LA ENERGÍA EÓLICO SOLAR – SE2

Tenemos:

- ✓ La Potencia necesaria que debería abastecer el Aerogenerador:

$$P_{nv} = 0.9 \times 12.596 \text{ kW} = 11.336 \text{ kW}$$

Que en términos de Energía es:

$$E_{nv} = 49\,653.80 \text{ kW} - h/\text{año}$$

- ✓ La Potencia necesaria que debería abastecer el Sistema Fotovoltaico:

$$P_{ns} = 0.1 \times 12.596 \text{ kW} = 1.26 \text{ kW}$$

Que en términos de Energía es:

$$E_{nv} = 5\,517.08 \text{ kW} - h/\text{año}$$

El sistema para suministro de energía se compone de 02 aerogeneradores AEOLOS de 10 kW de potencia nominal y 14 paneles fotovoltaicos YGE-285 Wp cada uno. En el apartado 3.4.1 se determinó la salida eléctrica del aerogenerador en 25 820.10 kW-h/año con un total de 51 640.10 kW-h/año y en el apartado 3.3.2 se muestra la salida eléctrica de un panel YGE-285 en 422.24 kW-h/año.

La salida de energía total E_t o entregada por el sistema se determina en función a la suma de la energía del aerogenerador o del viento E_v y de los paneles o solar E_s , por lo tanto:

- ✓ La Energía que abastecerá el Aerogenerador:

$$E_{sv} = 2 \times 25\,820.10 \text{ kW} - \frac{h}{\text{año}} = 51\,640.10 \text{ kW} - h/\text{año}$$

- ✓ La Energía que abastecerá el Sistema Fotovoltaico:

$$E_{ss} = 14 \times 422.24 \text{ kW} - h/\text{año} = 5\,911.36 \text{ kW} - h/\text{año}$$

Entonces:

$$E_t = E_v + E_s = 57\,551.56 \text{ kW} - h/\text{año}$$

- ✓ Esto implica que la Energía suministrada por el Aerogenerador tiene la capacidad de abastecer la Potencia de:

$$P_{abs-v} = E_{sv} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ dias}} \times \frac{1 \text{ dia}}{12 \text{ h}} = 11.79 \text{ kW}$$

- ✓ Y además implica que la Energía suministrada por el Sistema Fotovoltaico tiene la capacidad de abastecer la Potencia de:

$$P_{abs-s} = E_{ss} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ dias}} \times \frac{1 \text{ dia}}{12 \text{ h}} = 1.35 \text{ kW}$$

$$P_{abs-h} = P_{abs-v} + P_{abs-s} = 13.14 \text{ kW}$$

- Comparando la Potencia necesaria que debería abastecer el Aerogenerador y la Potencia que abastecerá el Aerogenerador seleccionada, tenemos:

$$P_{abs-v} = 11.79 \text{ kW} > 11.336 \text{ kW} = P_{nv}$$

- Y además, comparando la Potencia necesaria que debería abastecer el Sistema Fotovoltaico y la Potencia que abastecerá el Sistema Fotovoltaico seleccionado, tenemos:

$$P_{abs-s} = 1.35 \text{ kW} > 1.26 \text{ kW} = P_{ns}$$

De la ecuación 37 se puede concluir que la energía necesaria E_n es menor a la energía que es capaz de suministrar el sistema híbrido de 02 aerogenerador y catorce paneles fotovoltaicos. El exceso de energía E_x cubrirá las necesidades de energía en los días del año en que el viento esté muy por debajo del promedio anual y también ante la eventualidad de los meses de baja radiación.

El cuadro siguiente muestra la potencia y energía necesaria que debería abastecer el sistema híbrido y la potencia y energía que abastecerá el sistema híbrido.

Tabla N°29.

<i>SUB 1</i>	<i>Energía Necesaria En (kWh/año)</i>	<i>Energía Generada (kWh/año)</i>	<i>Potencia Necesaria (kW)</i>	<i>Potencia Generada (kW)</i>
<i>EOLICO</i>	73 714.67	77 460.30	16.83	17.685
<i>FOTOVOLTAICO</i>	8 190.52	8 444.80	1.87	1.928
<i>TOTAL</i>	81 905.19	85 905.10	18.699	19.613

<i>SUB 2</i>	<i>Energía Necesaria En (kWh/año)</i>	<i>Energía Generada (kWh/año)</i>	<i>Potencia Necesaria (kW)</i>	<i>Potencia Generada (kW)</i>
<i>EOLICO</i>	49 653.80	51 640.20	11.336	11.79
<i>FOTOVOLTAICO</i>	5 517.08	5 911.36	1.26	1.35
<i>TOTAL</i>	55 170.88	57 551.56	12.596	13.14

Fuente: Elaboración Propia

4.2.7. CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERIAS

El tipo de baterías a utilizar es de ciclo profundo de Plomo ácido, Baterías VRLA (Valve Regulated Lead Acid Battery) del tipo AGM (Absorbed Glass mat.) con una profundidad máxima de descarga que no supere el 50% de su capacidad nominal. La batería que se utilizará es la RITA POWER RA12-F16 de 12 V y capacidad nominal de 200 A-h con un tiempo de descarga de 10h (Anexo 4), el representante en el Perú es LIDERS S.A.C.

A. CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERIAS PARA LA SE1

En el apartado 4.2.6.A se ha determinado que la energía total (Et) entregada por el sistema es de 85 905.10 x 10³ W-h/año, esta energía determina la capacidad total que entrega el sistema. Sin embargo para el dimensionamiento del banco de baterías hay que considerar una energía diaria suministrada únicamente por el Sistema Fotovoltaico ya que las

baterías cubrirán la carga faltante para que el sistema pueda satisfacer la Demanda de Energía.

En otras palabras, Las baterías suministrarán lo que los paneles fotovoltaicos generen para cubrir la demanda faltante, así:

$$E_s = 20 \times 422.24 \text{ kW} - \text{h/año} = 8\,444.80 \text{ kW} - \text{h/año}$$

La Capacidad útil es:

$$C_N = \frac{E_s}{365 \times P_d \times V} \quad \text{Ec.44.}$$

Dónde:

C_N = Capacidad Nominal de las baterías (A-h).

E_s = Energía solar suministrada por el sistema en el año (kW-h/año).

V = Voltaje del banco de baterías 24V.

De la ecuación 44 se obtiene el valor de la Capacidad Nominal:

$$C_N = 1\,928.04 \text{ Ah}$$

La batería a utilizar es la RITA POWER RA12-F16 de 12V y 200 A-h, entonces para lograr el nivel de 24 V se requiere colocar en serie 2 baterías de 12 V, esta serie tendrá una capacidad total de 200 A-h, el número de series requerido se obtiene de dividir la Capacidad Nominal requerida entre la capacidad de una serie de baterías, es decir:

$$N_{SERIES} = \frac{C_N}{200} = \frac{1\,928.04}{200} = 9.64 \approx 10$$

Entonces el número total de batería es de 20 baterías de 200 A-h y 12 V cada una colocadas en 10 grupos en paralelo y cada grupo compuesto por 2 baterías seriadas.

Sin embargo como se ha establecido una autonomía de 1 días entonces es necesario aumentar el banco de baterías en una (1) veces, de esta manera si no sol el sistema podrá continuar operando 1 días como máximo.

Por lo tanto el banco de baterías final debe ser de:

$$N_{SERIES} = 9.64 \times 1 \approx 10$$

Se seleccionan 10 series de 2 baterías de 12V cada una con el fin de no aumentar el costo en la inversión de baterías. En esta situación la capacidad nominal diaria de las baterías es de $10 \times 200/1=2000$ A-h, recalculando en la ecuación 44 se tiene que en este caso la profundidad de descarga debería ser de 48.20% lo cual está dentro del rango de profundidad de descarga recomendado para baterías de ciclo profundo.

B. CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERIAS PARA LA SE2

En el apartado 4.2.6.B. se ha determinado que la energía total (Et) entregada por el sistema es de $57\,551.56 \times 10^3$ W-h/año, esta energía determina la capacidad total que entrega el sistema. Sin embargo para el dimensionamiento del banco de baterías hay que considerar una energía diaria suministrada únicamente por el Sistema Fotovoltaico ya que las baterías cubrirán la carga faltante para que el sistema pueda satisfacer la Demanda de Energía.

En otras palabras, Las baterías suministrarán lo que los paneles fotovoltaicos generen para cubrir la demanda faltante, así:

$$E_s = 14 \times 422.24 \text{ kW} - \text{h/año} = 5\,911.36 \text{ kW} - \text{h/año}$$

De la ecuación 44 se obtiene el valor de la Capacidad Nominal:

$$C_N = 1\,349.63 \text{ Ah}$$

La batería a utilizar es la RITA POWER RA12-F16 de 12V y 200 A-h, entonces para lograr el nivel de 24 V se requiere colocar en serie 2

baterías de 12 V, esta serie tendrá una capacidad total de 200 A-h, el número de series requerido se obtiene de dividir la Capacidad Nominal requerida entre la capacidad de una serie de baterías, es decir:

$$N_{SERIES} = \frac{C_N}{200} = \frac{1\ 349.63}{200} = 6.75 \approx 7$$

Entonces el número total de batería es de 14 baterías de 200 A-h y 12 V cada una colocadas en 7 grupos en paralelo y cada grupo compuesto por 2 baterías seriadas.

Sin embargo como se ha establecido una autonomía de 1 días entonces es necesario aumentar el banco de baterías en una (1) veces, de esta manera si no sol el sistema podrá continuar operando 1 días como máximo.

Por lo tanto el banco de baterías final debe ser de:

$$N_{SERIES} = 6.75 \times 1 \approx 7$$

Se seleccionan 10 series de 2 baterías de 12V cada una con el fin de no aumentar el costo en la inversión de baterías. En esta situación la capacidad nominal diaria de las baterías es de $7 \times 200/1=1400$ A-h, recalculando se tiene que en este caso la profundidad de descarga debería ser de 48.20% lo cual está dentro del rango de profundidad de descarga recomendado para baterías de ciclo profundo.

4.2.8. SELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA

Considerando que nuestro sistema está conformado por dos líneas independientes de generación (Turbina Eólica y Sistemas fotovoltaicos) y que nuestra turbina eólica contiene su propio controlador de carga según sus parámetros de generación, realizaremos la selección del controlador de carga solo para el sistema fotovoltaico, así:

A. SELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA SE1

- Intensidad de entrada al regulador

Para el cálculo de la intensidad de entrada al regulador por supuesto ya se ha calculado la cantidad y calidad de paneles para nuestro sistema donde se va a instalar un regulador.

La intensidad de entrada o de carga al regulador esta dado siempre por la fórmula:

$$I_{ent} = I_{sc} \times 1.25$$

Donde:

Isc = Corriente de corto circuito, este es el dato que se tiene en el catálogo del panel o paneles seleccionados anteriormente.

Factor 1.25 = Corriente en la línea del generador, un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM)

$$I_{ent} = 8.5 A \times 20 \times 1.25$$

$$I_{ent} = 212.5 A$$

- Intensidad de salida del regulador

Para el cálculo de la intensidad de salida del regulador debe de conocerse la intensidad máxima de instalación (Imax) para cargas de corriente alterca (AC).

La intensidad de entrada o de carga al regulador esta dado siempre por la fórmula:

$$I_{sal} = I_{max} \times 1.25$$

$$I_{max} = \frac{P_{inst}}{V_{bat} \times f_d}$$

Donde:

Pmax = Potencia instalada.

Vbat = Tension de salida de las baterías según su configuración.

Factor 1.25 = Corriente en la línea de consumo, un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

$$I_{max} = \frac{1870 W}{24 V \times 0.5} = 155.83 A$$

$$I_{sal} = 155.83 A \times 1.25 = 194.79 A$$

Entonces para la selección, se considera controladores de carga de una capacidad de 60A:

$$\# Inver = \frac{212.5 A}{60 A} = 3.54 \approx 4$$

Se tiene 04 controladores de carga conectados en paralelo con una capacidad máxima de 60 A.

B. SELECCIÓN DEL CONTROLADOR DE CARGA SE2

- Intensidad de entrada al regulador

Para el cálculo de la intensidad de entrada al regulador por supuesto ya se ha calculado la cantidad y calidad de paneles para nuestro sistema donde se va a instalar un regulador.

La intensidad de entrada o de carga al regulador esta dado siempre por la fórmula:

$$I_{ent} = I_{sc} \times 1.25$$

Dónde:

Isc = Corriente de corto circuito, este es el dato que se tiene en el catálogo del panel o paneles seleccionados anteriormente.

Factor 1.25 = Corriente en la línea del generador, un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM)

$$I_{ent} = 8.5 A \times 14 \times 1.25$$

$$I_{ent} = 148.75 A$$

- **Intensidad de salida al regulador**

Para el cálculo de la intensidad de salida del regulador debe de conocerse la intensidad máxima de instalación (I_{max}) para cargas de corriente alterca (AC).

La intensidad de entrada o de carga al regulador esta dado siempre por la fórmula:

$$I_{sal} = I_{max} \times 1.25$$

$$I_{max} = \frac{P_{inst}}{V_{bat} \times f_d}$$

Dónde:

P_{max} = Potencia instalada.

V_{bat} = Tension de salida de las baterías según su configuración.

Factor 1.25 = Corriente en la línea de consumo, un 25% superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

$$I_{max} = \frac{1260 W}{24 V \times 0.5} = 105 A$$

$$I_{sal} = 105 A \times 1.25 = 131.25 A$$

Entonces para la selección, se considera controladores de carga de una capacidad de 60A:

$$\# Inver = \frac{148.75 A}{60 A} = 2.48 \approx 3$$

Se tiene 03 controladores de carga conectados en paralelo con una capacidad máxima de 60 A.

4.2.9. SELECCIÓN DEL INVERSOR

Para seleccionar el inversor es necesario conocer la Potencia pico requerida por el Sistema de Alumbrado Público. Esto depende de las Luminarias de 150 W y 75 W que se utilicen y su hora de uso.

A. SELECCIÓN DEL INVERSOR SE1

Considerando la configuración 90/10, entonces, La potencia necesaria para cubrir la demanda del Alumbrado Público es:

$$P_n = 18.69 \text{ kW}$$

La capacidad de generación de nuestro Sistema Híbrido, siendo esta la máxima potencia que podrá abastecer la configuración Eólica – Solar, es:

$$P_{abs-h} = 19.613 \text{ kW}$$

Es así, que para nuestra selección consideraremos la Potencia Máxima que podría suministrar nuestro Sistema Eólico y Solar independiente:

- ✓ **Aerogenerador:** El Sistema Eólico tendrá la capacidad de abastecer la Potencia y el inversor debe soportar:

$$P_{abs-v} = 17.685 \text{ kW}$$

$$P_{abs-v / turb} = \frac{17.685}{3} \text{ kW} = 5.895 \text{ kW}$$

Ahora, es preciso mencionar que una luminaria con un factor de potencia de 0.90, necesita un 10% más de la potencia en Vatios, dado que la potencia aparente (VA) es la potencia que necesitamos para satisfacer la demanda de potencia activa (W). Es decir:

$$P_{abs-v / turb-fp} = 1.1 \times 5.895 \text{ kW} = 6.484 \text{ kW}$$

Los Inversores son hechos a medida para adaptarse a la Turbina de viento AEOLOS y se correspondan exactamente a la misma curva de potencia para una eficiencia óptima.

Seleccionando para cada Aerogenerador 02 x 5kW inversores en paralelo como inversor de una fase de 10 kW de potencia nominal. (Ver tabla)

Este Sistema de 02 módulos por Aerogenerador Osiris de 10kW conforma un total de 06 inversores de 30kW de potencia nominal que tienen la capacidad de satisfacer de manera continua la potencia pico de consumo del alumbrado público de 73 717.67 kW el cual es el caso en el que todas las cargas se enciendan en un determinado momento.

- ✓ **Sistema Fotovoltaico:** El Sistema Fotovoltaico tendrá la capacidad de abastecer la Potencia o lo que las baterías deben de proveer y el inversor debe soportar:

$$P_{abs-s} = 1.928 \text{ kW}$$

De igual manera, considerando un factor de potencia de 0.9, tenemos:

$$P_{abs-s / fp} = 1.1 \times 1.928 \text{ kW} = 2.121 \text{ kW}$$

El inversor que se selecciona para esta instalación es el LC-2500-24, un sistema modular de 2500 W por módulo. Este sistema de 1 módulos de 2500 W de potencia nominal en total tiene el tipo de Onda Escalonada que se acerca más a la Onda Senoidal pura PWM, Voltaje de entrada 24VDC y 220 VAC de salida, regulación de frecuencia 60 Hz.

Además, tiene la capacidad de satisfacer de manera continua la Potencia pico de consumo de luminarias del Alumbrado Público de 8 190.52 kW el cual es el caso en el que todas las cargas se enciendan en un determinado momento.

B. SELECCIÓN DEL INVERSOR SE2

Considerando la configuración 90/10, entonces, La potencia necesaria para cubrir la demanda del Alumbrado Público es:

$$P_n = 12.596 \text{ kW}$$

La capacidad de generación de nuestro Sistema Híbrido, siendo esta la máxima potencia que podrá abastecer la configuración Eólica – Solar, es:

$$P_{\text{abs-h}} = 13.14 \text{ kW}$$

Es así, que para nuestra selección consideraremos la Potencia Máxima que podría suministrar nuestro Sistema Eólico y Solar independiente:

✓ **Aerogenerador:** El Sistema Eólico tendrá la capacidad de abastecer la Potencia y el inversor debe soportar:

$$P_{\text{abs-v}} = 11.79 \text{ kW}$$
$$P_{\text{abs-v / turb}} = \frac{16.206}{2} \text{ kW} = 5.895 \text{ kW}$$

Ahora, es preciso mencionar que una luminaria con un factor de potencia de 0.90, necesita un 10% más de la potencia en Vatios, dado que la potencia aparente (VA) es la potencia que necesitamos para satisfacer la demanda de potencia activa (W). Es decir:

$$P_{\text{abs-v / turb-fp}} = 1.1 \times 5.895 \text{ kW} = 6.484 \text{ kW}$$

Los Inversores son hechos a medida para adaptarse a la Turbina de viento AEOLOS y se correspondan exactamente a la misma curva de potencia para una eficiencia óptima.

Seleccionando para cada Aerogenerador 02 x 5kW inversores en paralelo como inversor de una fase de 10 kW de potencia nominal. (Ver tabla)

Este Sistema de 02 módulos por Aerogenerador Osiris de 10kW conforma un total de 04 inversores de 20kW de potencia nominal que tienen la capacidad de satisfacer de manera continua la potencia pico de consumo del alumbrado público de 11.336 kW el cual es el caso en el que todas las cargas se enciendan en un determinado momento.

- ✓ **Sistema Fotovoltaico:** El Sistema Fotovoltaico tendrá la capacidad de abastecer la Potencia o lo que las baterías deben de proveer y el inversor debe soportar:

$$P_{abs-s} = 1.35 \text{ kW}$$

De igual manera, considerando un factor de potencia de 0.9, tenemos:

$$P_{abs-s/ fp} = 1.1 \times 1.35 \text{ kW} = 1.485 \text{ kW}$$

El inversor que se selecciona para esta instalación es el LC-1500-24, un sistema modular de 1500 W por módulo. Este sistema de 3 módulos de 1500 W de potencia nominal en total tiene el tipo de Onda Escalonada que se acerca más a la Onda Senoidal pura PWM, Voltaje de entrada 24VDC y 220 VAC de salida, regulación de frecuencia 60 Hz.

Además, tiene la capacidad de satisfacer de manera continua la Potencia pico de consumo de luminarias del Alumbrado Público de 1.26 kW el cual es el caso en el que todas las cargas se enciendan en un determinado momento.

Finalmente en la Fig. 35. se muestra un esquema de conexiones eléctricas del sistema híbrido solar-eólico.

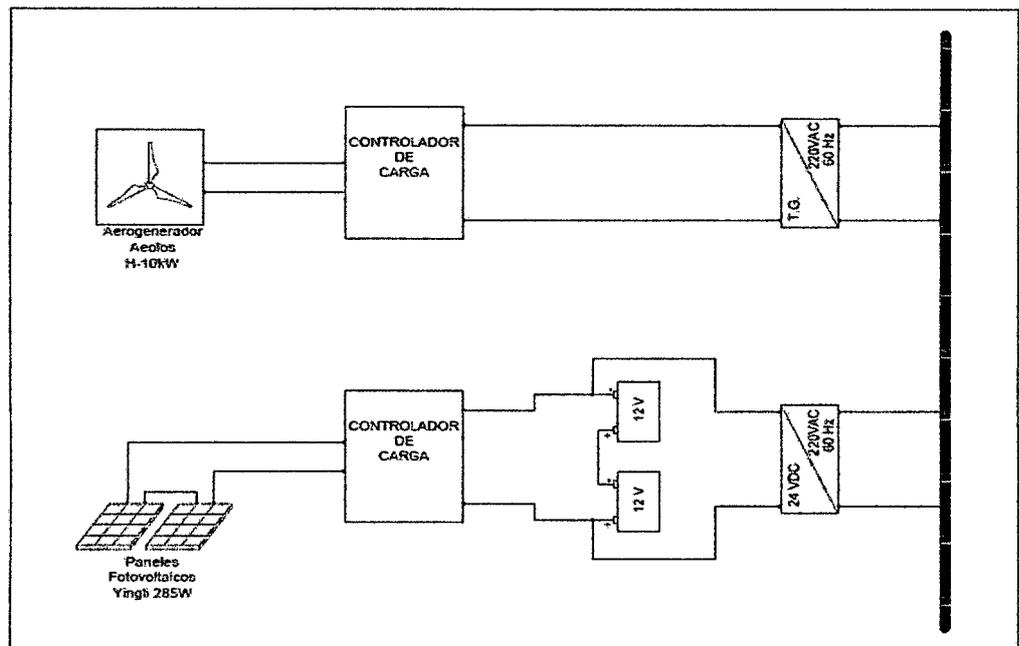


Fig.35. Esquema de conexiones eléctricas del sistema híbrido solar-eólico

Fuente: Elaboración Propia

4.3. ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

4.3.1. ANÁLISIS DE SISTEMA EÓLICO SOLAR

A. INVERSIÓN INICIAL

De acuerdo a lo tratado en el capítulo 4, el sistema híbrido está compuesto de:

SUB ESTACION 1

- 03 Aerogenerador AEOLOS10 de 10kW de potencia nominal, con Aeolos Controller, torre 12m, inversor para conexión a red, cableado principal.
- 20 paneles fotovoltaicos YGE-285 de 285Wp cada uno con estructura de soporte.
- 10 Baterías RITA POWER RA12-F16 de 12VDC – 200Ah
- Inversor modular LIDERS LC-2500-24 de 2.5kW de potencia nominal.
- Controlador de carga para Sistema Fotovoltaico
- Estructuras de soporte para los paneles.
- Obra Civil, base de concreto para Aerogenerador.

SUB ESTACION 2

- 02 Aerogenerador AEOLOS10 de 10kW de potencia nominal, con Aeolos Controller, torre 12m, inversor para conexión a red, cableado principal.
- 14 paneles fotovoltaicos YGE-285 de 285Wp cada uno con estructura de soporte.
- 7 Baterías RITA POWER RA12-F16 de 12VDC – 200Ah
- Inversor modular LIDERS LC-1500-24 de 1.5kW de potencia nominal.
- Controlador de carga para Sistema Fotovoltaico
- Estructuras de soporte para los paneles.
- Obra Civil, base de concreto para Aerogenerador.

Adicionalmente debe considerarse la necesidad de construir obras civiles como la casa de fuerza y cimentaciones para la torre del aerogenerador y estructuras de soporte de los paneles fotovoltaicos.

Algunos equipos deben ser importados directamente, esto debido a que no se ha encontrado un representante autorizado. Para conocer el precio del equipo en nuestro país el precio FOB más el flete deben ser afectados por los impuestos de importación y el IGV, en general esto representa un aumento del 18% sobre el precio FOB del equipo.

Aquellos equipos que pueden ser adquiridos directamente a través de representantes en nuestro medio se han considerado el precio local.

Tabla N°30: Costo de equipos e instalación.

EQUIPO	CANT.	P. FOB (US\$)	P. LOCAL (US\$)
Aerogenerador AEOLOS H-10. Incluye: Nacelle, 03 alabes, Torre pivotante de 12m y accesorios. AEOLOS Controller, inversor conexión a red, cables eléctricos, pernería.	3	32 000.00	113 280.00
Panel Fotovoltaico P-285	20		8 626.60
Baterías RITA POWER RA12-F16	10		4 400.00
Inversor LIDERS LC-3000-24	1		450.00
Controlador de carga			
Estructura de soporte en aluminio para paneles	20		5 000.00
Obra civil, base de Aerogenerador	3		6 000.00
Obra civil, construcción de caseta de fuerza	1		5 000.00
		TOTAL	142 756.60

Fuente: Cotizaciones hechas en diferentes empresas. (Anexo 10)

El costo total de la instalación determinado en la Tabla N°30 representa la inversión inicial del sistema híbrido para suministro de energía.

A lo largo de la vida útil del sistema deberá considerarse el cambio de baterías cada 8 años, entonces cada 8 años se incurrirá en un costo adicional de US \$ 4 400.00, todos estos costos deben ser llevados al presente, es decir al momento en que se hace la inversión inicial. De esta forma será posible conocer el costo de operación del sistema a lo largo de su vida útil estimada de 20 años y conociendo la energía que suministra el sistema en esos 20 años será factible conocer el costo de la energía de este sistema.

Adicionalmente debe considerarse la necesidad de construir obras civiles como la casa de fuerza y cimentaciones para la torre del aerogenerador y estructuras de soporte de los paneles fotovoltaicos. Algunos equipos deben ser importados directamente, esto debido a que no se ha encontrado un representante autorizado. Para conocer el precio del equipo en nuestro país el precio FOB más el flete deben ser afectados por los impuestos de importación y el IGV, en general esto representa un aumento del 18% sobre el precio FOB del equipo.

Aquellos equipos que pueden ser adquiridos directamente a través de representantes en nuestro medio se han considerado el precio local.

Tabla N°31: Costo de equipos e instalación.

EQUIPO	CANT.	P. FOB (US\$)	P. LOCAL (US\$)
Aerogenerador AEOLOS H-10. Incluye: Nacelle, 03 alabes, Torre pivotante de 12m y accesorios. AEOLOS Controller, inversor conexión a red, cables eléctricos, pernería.	2	32 000.00	75 520.00
Panel Fotovoltaico P-285	14		6 038.62
Baterías RITA POWER RA12-F16	7		3 080.00
Inversor LIDERS LC-3000-24	1		250.00
Controlador de carga			
Estructura de soporte en aluminio para paneles	14		3 500.00
Obra civil, base de Aerogenerador	2		4 000.00
Obra civil, construcción de caseta de fuerza	1		5 000.00
		TOTAL	97 388.62

Fuente: Cotizaciones hechas en diferentes empresas. (Anexo 10)

En resumen el siguiente cuadro nos dirá cuanto debería ser la inversión final de todos los equipos.

Tabla N°32. Costo de proyecto total

	Inversión (US\$)
Costos totales equipos SE1	142 756.60
Costos totales equipos SE2	97 388.62
Costo total de proyecto	240 145.22

Fuente: Tablas N°30 y 31

B. INVERSIÓN EN EL TIEMPO Y COSTO DE LA ENERGÍA

El dinero varía en su poder adquisitivo a través del tiempo al ser afectado por dos factores, la Tasa de Interés y la Inflación.

El tener conocimiento de estos factores permite calcular el valor de una inversión futura en el momento de interés, por ejemplo al momento de realizar la inversión inicial. Esto comúnmente se conoce como llevar al año cero las inversiones futuras o también como Valor Presente Neto (VPN).

$$V_P = V_F \times \left[\frac{1}{1+i} \right]^n \quad \text{Ec.45}$$

Dónde:

V_P = Valor presente

V_F = Valor futuro

i = Tasa de interés por período considerado. Por ejemplo anual. = i

n = Número de períodos de tiempo considerados.

La tasa de interés es la que corresponde a la ofrecida por los bancos y oscila entre 8 y 10% anual en US\$.

En el año cero todos los costos involucrados constituyen en Valor Presente Neto (VPN). En nuestro Sistema Híbrido nos veremos afectados a:

- ✓ Cambio de las baterías cada 8 años, costo adicional.
- ✓ Mantenimiento anual Sistema Eólico.
- ✓ Mantenimiento anual Sistema Fotovoltaico.

Tenemos:

$$VPN = I_0 + P_T \quad \text{Ec.46}$$

Siendo:

$$P_T = P_{CA} + P_{CM} \quad \text{Ec.47}$$

Dónde:

I_0 : Inversión Inicial.

P_T : Valor presente total.

P_{CA} : Valor presente costo adicional.

P_{CM} : Valor presente costo mantenimiento.

Ver diagrama de costos (Anexo 11)

Según nuestro diagrama de costo adicional:

$$P_{CA} = US\$ 7\,480.00 \times \left[\left(\frac{1}{1 + 0.08} \right)^8 + \left(\frac{1}{1 + 0.08} \right)^{16} \right]$$

$$P_{CA} = US\$ 6\,224.65$$

Según nuestro diagrama de costo de mantenimiento:

$$P_{CM} = US\$ 5\,500.00 \times (P/A, 8\%, 20)$$

$$P_{CM} = US\$ 53\,999.81$$

En este caso, al optar por un sistema de generación de energías renovables, estamos entrando al mercado de Bonos de CO₂ dejado de emitir, en el Anexo 13 veremos con detalle el proceso de cálculo para determinar los bonos que la Universidad Nacional del Santa recibirá por concepto de Bono de Carbono, recibiendo anualmente US\$ 698.00, pero también para tener una calificación se debe hacer una inversión de US\$80 000.00.

$$B_{CO_2} = US\$ 730.40 \times (P/A, 8\%, 20)$$

$$B_{CO_2} = US\$ 7\,171.17$$

Entonces:

$$P_T = US\$ 53\,053.19$$

Siendo I₀: US\$ 240 145.67 la inversión inicial. Por lo tanto en 20 años la inversión total llevada al año cero representa:

$$VPN = US\$ 240 145.67 + US\$80 000 + US\$ 53 053.19$$

$$VPN = US\$ 373 516.52$$

En el capítulo 4 se determinó la Energía Total que suministra el sistema (ET) igual a 143 456.66 kW-h/año. Por lo tanto en 20 años el sistema suministra una energía igual a ET (20 años) lo cual equivale a 2'869 133.20 kW-h. Entonces el costo de la energía generada en 20 años es:

$$\text{Costo Energía} = \frac{US\$ 373 516.52}{\frac{143 456.66 \text{ kwh}}{\text{año}} \times 20 \text{ años}} = 0.130 \text{ US\$/kwh}$$

4.3.2. ANÁLISIS DEL SISTEMA ACTUAL

En este punto se analizará la alternativa de emplear una conexión a red (sistema actual) en vez del sistema solar-eólico que se ha seleccionado y se ha venido analizando, con el objeto de comparar el costo de la energía generada entre ambos sistemas de diferentes fuentes de generación de energía.

Las consideraciones a tener en cuenta son:

- Inversión Inicial
- Costo de Operación y Mantenimiento

A continuación se calculan algunos parámetros necesarios para posteriormente hacer la evaluación de costos:

A. INVERSIÓN INICIAL

La inversión Inicial considera los gastos involucrados para la realización del proyecto de inversión, esto considerando lo siguiente:

- Costo por suministro e instalación de Poste y luminaria.
- Costo por suministro e instalación de cableado eléctrico trifásico.
- Costo por suministro e instalación de tablero Eléctrico.

Todos los datos de costos totales fueron proporcionados por la Universidad Nacional del Santa, debido a que en el año 2008, se realizó un proyecto de inversión el cuál hacía un cambio de las luminarias, el cableado y el sistema eléctrico de las vías y del cerco perimétrico del campus universitario, teniendo acceso a esta información (Anexo 14) la inversión inicial del sistema actual es de US\$ 171 285.84.

B. INVERSIÓN EN EL TIEMPO Y COSTO DE LA ENERGÍA

Ver diagrama de costos (Anexo 12)

Según nuestro diagrama de costo de operación:

$$P_{CO} = US\$ 12\ 446.86 \times (P/A, 8\ \%, 20)$$

$$P_{CO} = US\$ 152\ 474.50$$

Según nuestro diagrama de costo de mantenimiento:

$$P_{CM} = US\$ 5\ 500.00 \times (P/A, 8\ \%, 20)$$

$$P_{CM} = US\$ 53\ 999.81$$

Entonces:

$$P_T = US\$ 206\ 474.31$$

Siendo I_0 : US\$ 171 285.84 la inversión inicial. Por lo tanto en 20 años la inversión total llevada al año cero representa:

$$VPN = US\$ 171\ 285.84 + US\$ 206\ 474.31$$

$$VPN = US\$ 377\ 760.15$$

En el capítulo 4 se determinó la Energía Total que consume el sistema (ET) igual a 115 143.9 kW-h/año. Por lo tanto en 20 años el sistema consumirá una energía igual a ET (20 años) lo cual equivale a 3'028 781 kW-h. Entonces el costo de la energía generada en 20 años es:

$$\text{Costo Energía} = \frac{US\$ 377\ 760.15}{\frac{115\ 143.9\ \text{kwh}}{\text{año}} \times 20\ \text{años}} = 0.164\ \text{US\$/kwh}$$

5. DISCUCION DE DATOS

V. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

- Después de revisar catálogos de aerogeneradores, los cuales tienen alturas determinadas, al seleccionar el aerogenerador con el cual se trabajará, se determinó que la altura a la que se obtendrán los datos de velocidad de viento es de 12 metros. Y la velocidad de viento promedio a esta altura son presentadas en la tabla N°15.
- Los valores de irradiación mensual fueron obtenidos según la base de datos de la NASA, estos valores se concentran según la coordenada de Nuevo Chimbote 9° S y 78° O. Y además se muestra en la Tabla N° 19.
- Mediante el uso del método de distribución de Weibull, se determinó la frecuencia de las velocidades de viento en número de horas por año a una altura de 12 metros. Aparte, se seleccionó un aerogenerador teniendo en cuenta sus curvas de potencia características, es así que al multiplicar la potencia y las horas al año de cada rango de velocidad, y sumar estos resultados como se presenta en el siguiente cuadro.

Velocidad de Viento	Nº de Horas al Año	Potencia (W)	Energía (Kw-h/año)
0	0	0.0	0.0
1	48	0.0	0.0
2	257	0.0	0.0
3	658	342.0	224.9
4	1181	920.0	1086.6
5	1639	1860.0	3048.3
6	1792	2926.0	5244.6
7	1529	4200.0	6420.5
8	990	6000.0	5941.4
9	470	8200.0	3853.8
Energía Anual			25820.1

La energía anual que entregará el viento a un aerogenerador es 25820.1 kWh. El sistema híbrido eólico solar consta de 5 aerogeneradores de la misma capacidad y características, siendo la energía total del sistema de 129100.25 kWh al año.

- El cálculo de potencial solar está directamente relacionado con el NHE (Número de Horas Efectivas de radiación), esto para nuestro sistema considera el mes de radiación más bajo con un valor de 4.51kWh/m²-día, generando una energía aproximada de 422.24 kWh/año por cada módulo fotovoltaico de 285 Wp.

Panel Solar	Potencia Pico Wp	Radiación Promedio kW-h/m²-día	NHE (horas al día)	Salida de Energía al día (kW-h/día)	Salida de Energía al año (kW-h/año)
YGE-285	285	4.51	4.51	1.157	422.24

- La energía que demanda la iluminación de las vías y el cerco perimétrico actual es alimentada a través de la red pública hasta los interiores de la universidad en las 02 sub estaciones de servicio existentes. Cada sub estación presenta 01 transformador de 400kVA, quienes se encargan de reducir la tensión de 13.8kV a 220V.

Lámparas de vapor de Sodio	Demanda de Energía Ed (kWh/año)	Energía Necesaria En (kWh/año)	Demanda de Potencia (kW)	Potencia Necesaria (kW)
S.E. 01	68 800.36	81 905.19	15.708	18.699
S.E. 02	46 343.54	55 170.88	10.581	12.596
TOTAL	115 143.54	137 076.07	26.289	31.295

Considerando que las luminarias presentan una línea de alimentación independiente, se realizó el registro de las medidas de tensión (V) y corriente (I) durante el funcionamiento o encendido de las luminarias utilizando un Voltímetro y un Amperímetro. Este registro de datos considera corriente de arranque y corriente de trabajo, como se puede ver en la tabla N°27, utilizando las fórmulas ya descritas durante la realización de la presente tesis, el consumo actual de la iluminación de las vías y el cerco perimétrico se detallan en la siguiente tabla.

- Los equipos que se dimensionaron para formar un sistema de generación híbrido eólico y solar se detallan en la siguiente tabla:

Equipo	Nº Unidades	Características técnicas
Aerogenerador Aeolos-H 10kW	5	- Potencia Nominal: 10 kW - Velocidad Nominal: 10 m/s - Velocidad de Arranque: 3 m/s - Diámetro de Rotor: 8 m - Altura: 12 m
Paneles Fotovoltaicos YGE-285	34	- Tecnología: Paneles Policristalinos. - Potencia Pico: 285 Wp - Voltaje de Carga: 24V
Baterías RITAR POWER RA12-F16	34	- Voltaje Nominal: 12V - Capacidad de 10 horas: 240 A-h - Aleación placas electrolito: AGM Bateries.
Controlador de carga	7	- Capacidad Máxima: 60 A
Inversor LC-2500-24	2	- Onda de salida: Escalonada - Potencia Nominal: 2500 W - Voltaje de Entrada: 24 VDC - Voltaje de Salida: 220 VAC - Frecuencia: 60 Hz

- Se aprecia en el siguiente cuadro que el costo de la Energía actual es mayor que el costo de la Energía híbrida.

COSTO DE LA ENERGIA ACTUAL (US\$/kWh)	COSTO DE LA ENERGIA HIBRIDA (US\$/kWh)
0.164	0.130

- Nuestro sistema contribuye en las emisiones de CO₂ dejadas de emitir desacelerando el impacto climático.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El 17% de la energía demandada por el campus universitario correspondiente a la energía requerida por la iluminación de las vías y el cerco perimétrico, serán suplidas por el sistema híbrido eólico solar.
- La velocidad de viento promedio medido a una altura de 12 metros (altura a la que trabajaremos por el aerogenerador seleccionado), en el campus de la Universidad Nacional del Santa es de 5 m/s, con una velocidad menor de 1m/s y una velocidad máxima de 9 m/s.
- Los valores de irradiación mensual fueron obtenidos según la base de datos de la NASA con promedio anual por día de 5.22 kWh/m².
- Mediante uso de la Distribución de Probabilidades de Weibull y las curvas características del aerogenerador seleccionado, se determinó el potencial eólico que se aprovechará para el alumbrado de las vías y el cerco perimétrico del campus de la UNS, y es de 129 100.25 kWh/año.
- El cálculo de potencial solar está directamente relacionado con el NHE (Número de Horas Efectivas de radiación), esto para nuestro sistema considera el mes de radiación más bajo con un valor de 4.51kWh/m²-día, generando una energía aproximada de 14 356.16 kWh/año.
- La energía que demanda la iluminación de las vías y el cerco perimétrico es de 115 143,54 kWh/año, con una demanda de potencia de 26,3 kW, y la energía necesaria que generará el sistema híbrido es de 137 076,07 con una potencia de generación de 31,3 kW.
- Los equipos que se dimensionaron para formar un sistema de generación híbrido eólico y solar se detallan consta de 5 aerogeneradores Marca Aeolos Modelo H-10 kW, 34 paneles fotovoltaicos Marca Yingle Modelo YGE

285, 34 Baterías Marca RITAR POWER modelo RA12-F16, 7 controladores de carga de 60A, 2 Inversores de Cargar Modelo LC-2500-24

- Instalar un sistema de generación híbrido cólico solar, es económicamente viable, debido a que el VAN del Sistema Híbrido es de US\$ 373 516.52 y tiene un costo de energía de 0.130 US\$/kWh Año, y el Sistema actual tiene una VAN de US\$ 377 760.15 y un costo de energía de 0.164 US\$/kWh Año.

6.2. RECOMENDACIONES

- Evaluar el uso de luminarias LED para disminuir el consumo y así mejorar el dimensionamiento de los Aerogeneradores y Sistemas Fotovoltaicos.
- Considerar como máxima descarga de las Baterías en un 50% para evitar el deterioro y prolongar la vida útil de las mismas.

7. BIBLIOGRAFÍA

VII.BIBLIOGRAFÍA

7.1. BIBLIOGRAFÍA

- Gype, P. (1983). *Wind Energy, How to use it*. Stackpde Books.
- Lysen, E. H. (1982). *Introduction to Wind Energy*. Amersfoot: Steering Comitee Wind Energy Developing.
- Manwell, J. F. (2002). *Wind Energy Explained: Therory, design and application*. Chichester (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.
- Moragues, J., & Rapallini, A. (2003). *Energía Eólica*. Buenos Aires.
- Mur Armada, J. (1999). *Curso de Energía Eólica*. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- Pinilla S., A. (1997). *Manual de Aplicación de la Energía Eólica*. Bogotá: INEA.
- Tannini, R., Gonzalez, J., & Mastrángelo, S. (s.f.). *Energía Eólica: Teoría y Características de Instalaciones*. Boletín Energético N°13, 54.
- Arboit, M., Mesa, A., Diblasi, A., & de Rosa, C. (2007). *Evaluacion de estrategias de ahorro energetico en la Edilicia Urbana del Area Metropolitana de Mendoza*. Mendoza, Argentina: Publicaciones ISSN.
- Carrera, A., Siso, L., Herena, A., Valle, M., Casanova, M., & Gonzales, D. (2011). *Evaluacion del potencial de climatizacion con energia solar termica en edificios*. Madrid, 2011.
- Guevara Vasquez, S. (2003). *Estimacion de la Radiacion Solar*. Lima.
- Perez, D., Cervantes, V., Mozetic, L., Morell, A., & Martin, M. (2011). *Evaluacion del potencial de energia solar termica y fotovoltaica derivado del cumplimiento delCodigo Tecnico de Edificacion*. Madrid, 2011.
- EcoRessources Carbono SAC. (2011). *Guía Práctica para Desarrolladores de Proyectos MDL*. Recuperado el 25 de Agosto de 2014, de Ministerio de Ambiente: <http://www.minam.gob.pe>
- M.C. Castillo Meraz, R., & M.C. Martinez Montejano, R. (2013). *Ssistema hibrido Fotovoltaico - Eolico para la generacion de Energia Electrica*. TLATEOMOANI, Revista Academica de Investigacion, 10-16.
- Rocha del Real, S. (2003). *Proyecto de Electrificacion de comunidades rurales por medio de fuentes alternas de energia*. Mexico.

- Rodriguez , H. (2008). Desarrollo de la energia solar en colombia y sus perspectivas. *Revista de Ingenieria*, 83-89.
- SENAMHI. (2003). Atlas de Energia Solar del Peru. Lima.
- Arboit, M., Mesa, A., Diblasi, A., & de Rosa, C. (2007). *Evaluacion de estrategias de ahorro energetico en la Edilicia Urbana del Area Metropolitana de Mendoza*. Mendoza, Argentina: Publicaciones ISSN.
- Benites Villegas, H. (2004). *Evaluación del potencial eólico en el campus de la Universidad Nacional del Santa y determinación de las características del aerogenerador a ser instalado*. Nuevo Chimbote.
- Rojas Flores, A. (2008). *Evaluación del potencial eólico en el campus de la Universidad Nacional del Santa, Distrito de Nuevo Chimbote, Ancash, Perú*. Nuevo Chimbote.
- Occidente, I. T. (1995). Notas sobre el curso de Energia Solar. Tlaquepaque, Jalisco.
- Villagrama Muñoz, L. (2008). Evaluacion del potencial de radiacion solar de zacatecas a partir de mediciones de radiacion global y difusa. XII Jornadas de Investigacion, 1-6
- Carrera, A., Siso, L., Herena, A., Valle, M., Casanova, M., & Gonzales, D. (2011). *Evaluacion del potencial de climatizacion con energia solar termica en edificios*. Madrid, 2011.
- Castillo Meraz, R., Martínez Montejano, R., & Campos Cantón, I. (2013). Sistema Híbrido Fotovoltaico-eólico para la Generación de Energía Eólica. *TLATEMOANI Revista Académica de Investigación*, 24.
- Moragues, J., & Rapallini, A. (Energía Eólica). Aplicaciones de las Máquinas Eólicas. En *Energía Eólica* (págs. 16-17).
- Orbezo, C., & Arivilca, R. (2010). Energía Solar Fotovoltaica. En *Manual Técnico para instalaciones domiciliarias* (págs. 33-38). Green Energy.
- Rocha del Real, S. (2003). *Proyecto de Electrificación de comunidades rurales por medio de fuentes alternas de energia*. Mexico.
- Rodriguez , H. (2008). Desarrollo de la energia solar en colombia y sus perspectivas. *Revista de Ingenieria*, 83-89.

7.2. BIBLIOGRAFÍA DIGITAL E INTERNET

- NASA. (s.f.). *Surface meteorology and Solar Energy*. Recuperado el 20 de Junio de 2013, de A renewable energy resource web site: <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
- Fernández Díez, P. (2008). *Energía Eólica*. Recuperado el 13 de Mayo de 2013, de Libros sobre Ingeniería Energética: es.pfernandezdiez.es/
- *Manual de aplicación de la Energía Eólica*. (1997). Recuperado el 12 de Enero de 2013, de Ministerio de Minas y Energía Colombia: www.minminas.gov.pe
- Companies, T. M.-H. (06 de 08 de 2014). Mc. Graw-Hill. Obtenido de <http://mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Cruz, F. (08 de Agosto de 2013). Geocities. Obtenido de http://www.geocities.ws/leon_df/indice.html#1

ANEXOS

ANEXO 1: DATOS DE RADIACIÓN SOLAR TOMADOS POR LA NASA

SSE Homepage	Find A Different Location	Accuracy	Methodology	Parameters (Units & Definition)
-----------------	---------------------------	----------	-------------	------------------------------------



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Latitude -9 / Longitude 78 was chosen.



Geometry Information

Elevation: 0 meters
taken from the
NASA GEOS-4
model elevation

Northern boundary
-8
Center
Latitude -8.5
Longitude 78.5
Southern boundary
-9

Western boundary
78
Eastern boundary
79

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -9 Lon 78	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
12-year Average	5.48	5.53	5.87	5.40	4.80	4.57	4.51	4.90	5.09	5.48	5.26	5.89

Parameter Definition

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

Lat -9 Lon 78	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
12-year Average	5.48	5.53	5.87	5.40	4.80	4.57	4.51	4.90	5.09	5.46	5.26	5.89	5.72

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%)

Lat -9 Lon 78	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Minimum	-18	-24	-12	-16	-19	-18	-19	-20	-22	-28	-41	-19
Maximum	25	26	15	18	15	12	21	14	22	29	36	19

Parameter Definition



[Back to SSE Data Set Home Page](#)

Responsible > Data: Paul M. Stachhouse, Jr., Ph.D.
 Officials > Archive: John H. Kusterer
 Site Administration/Help: NASA Langley SSE User
 Services (sseuser@epsc.nasa.gov)
 [Privacy Policy and Important Notices]
 Document generated on Wed Oct 1 21:55:05 EDT 2024

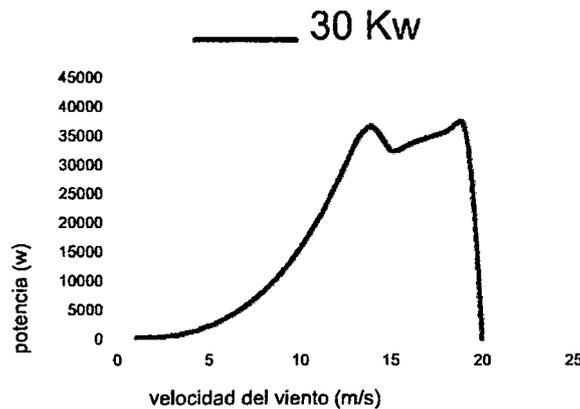
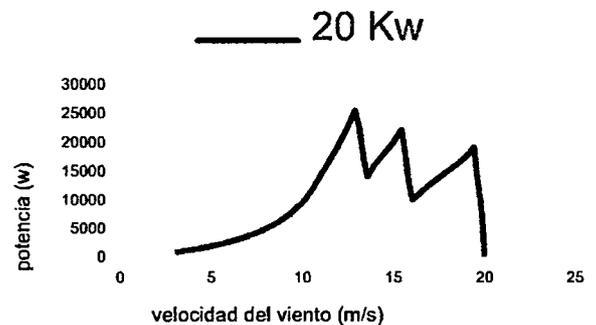
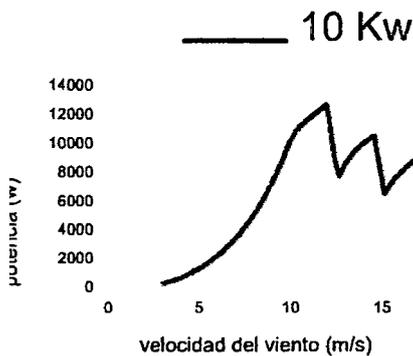
**ANEXO 2: CATÁLOGOS DE AEROGENERADORES
UTILIZADOS EN LA TESIS**

Aerogeneradores 10, 20 y 30 Kw

Ficha Técnica

Parámetros del Aerogenerador

	10 Kw	20 Kw	30 Kw
Potencia Nominal	10 Kw	20 Kw	30 Kw
Voltaje Nominal	240V	360V	360V
Diámetro del Aspa	3 m	4 m	5 m
Velocidad del viento Inicial	2.5 m/s	2.5 m/s	2.5 m/s
Velocidad del Viento Nominal	11 m/s	12 m/s	12.5 m/s
Velocidad del Viento Máxima	45 m/s	45 m/s	45 m/s
Orientación	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Velocidad de Rotación	18 rpm	30 rpm	36 rpm
Altura Total	12 m	8 m	15 m
Batería recomendada	12V 100Ah 24V 50Ah	12V 200Ah 24V 100Ah	12V 300Ah 24V 150Ah
Inversor Senoidal y Controlador	1000Watt 24V 50Ah 6000Watt	1500Watt 24V 100Ah 12000Watt	1500Watt 24V 150Ah 18000Watt





Aeolos-H 10KW

www.australianwindandsolar.com

e

power 10 kW
 ower 13kW
 wind speed 3 m/s (6.7 mph)
 Wind speed 10m/s (22.3 mph)
 al wind speed 45m/s (100.7 mph)
 1 lifetime 20 years
 ll weight 420kg (925.9 lbs)

diameter 8.0 m (26.2 ft)
 area 50.2m² (538.9 ft²)
 speed 180 rpm
 material Glass Fiber

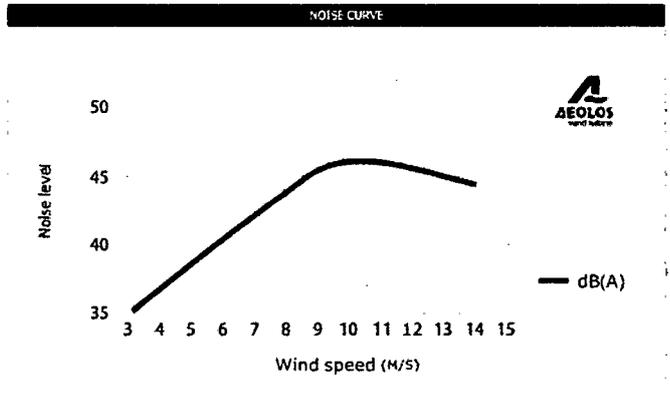
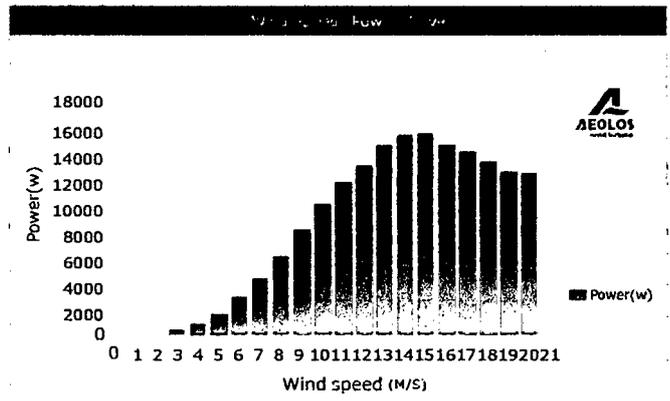
ator
 Type Direct Drive (Without Gearbox)
 ator Type Permanent Magnet Generator
 ator Voltage 200V-450V
 ncy 95%

iller
 il System PLC with Touch Screen
 te Monitoring Optional

Brake System Yaw Control & Electronic Brake
 dary Brake System Mechanical Hydraulic Brake

ole Tower 12m 18m 24m 30m
 ublic Tower 12m 18m 24m

nty
 ard warranty 5 years



Wind Speed(m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10
Generator Power(w)	342	920	1860	2926	4200	6000	8200	10080
Annual Energy Output(kwh)	2996	8059	16294	25632	36792	52560	71832	88301

5 YEAR WARRANTY





Aeolos-H 10KW

www.australianwindandsolar.com

Turbine

Rated power	10 kW
Max Power	13kW
Cut-in wind speed	3 m/s (6.7 mph)
Rated Wind speed	10m/s (22.3 mph)
Survival wind speed	45m/s (100.7 mph)
Design lifetime	20 years
Overall weight	420kg (925.9 lbs)

Rotor

Rotor diameter	8.0 m (26.2 ft)
swept area	50.2m (538.9 ft)
Rotor speed	180 rpm
Blade material	Glass Fiber

Generator

Drive Type	Direct Drive (Without Gearbox)
Generator Type	Permanent Magnet Generator
Generator Voltage	200V-450V
Efficiency	95%

Controller

Control System	PLC with Touch Screen
Remote Monitoring	Optional

Safety

Main Brake System	Yaw Control & Electronic Brake
Secondary Brake System	Mechanical Hydraulic Brake

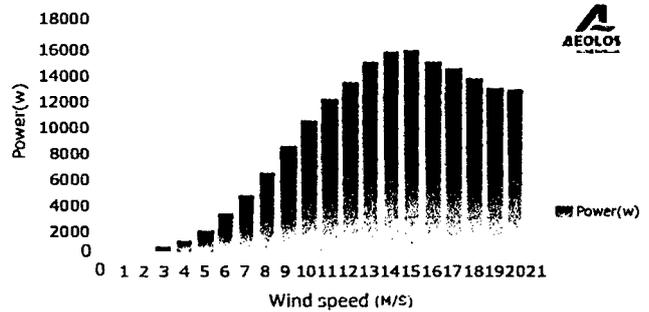
Tower

Monopole Tower	12m 18m 24m 30m
Hydraulic Tower	12m 18m 24m

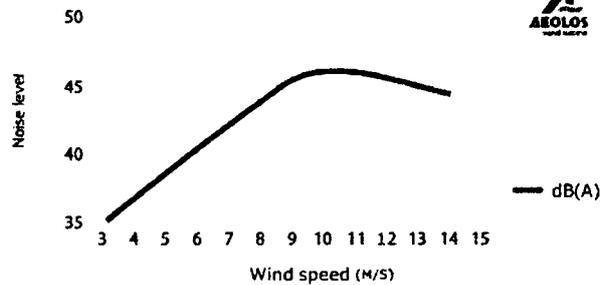
Warranty

Standard warranty	5 years
-------------------	---------

Power vs Wind Speed



Noise level vs Wind Speed



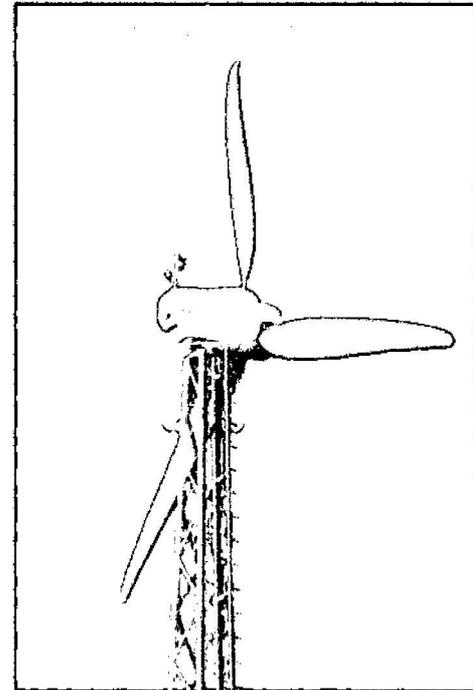
AEOLIS H 10KW Performance Data

Wind Speed(m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10
Generator Power(w)	342	920	1860	2926	4200	6000	8200	10080
Annual Energy Output(kwh)	2996	8059	16294	25632	36792	52560	71832	88301

5 YEAR WARRANTY



10kW



Opcional

Torre de Celosia de 24 m.
 Torre de celosia de 30 m

Robusta turbina de 10Kw

Es un sistema de tres palas con eje horizontal. El mismo posee un rotor con velocidad variable y puede funcionar por tanto en el margen de carga parcial, o sea, de 7,7 a 8,5 m/s, con un rendimiento óptimo. El sistema genera la potencia nominal de 10 kW a una velocidad de viento de 11 m/s.

DATOS TÉCNICOS

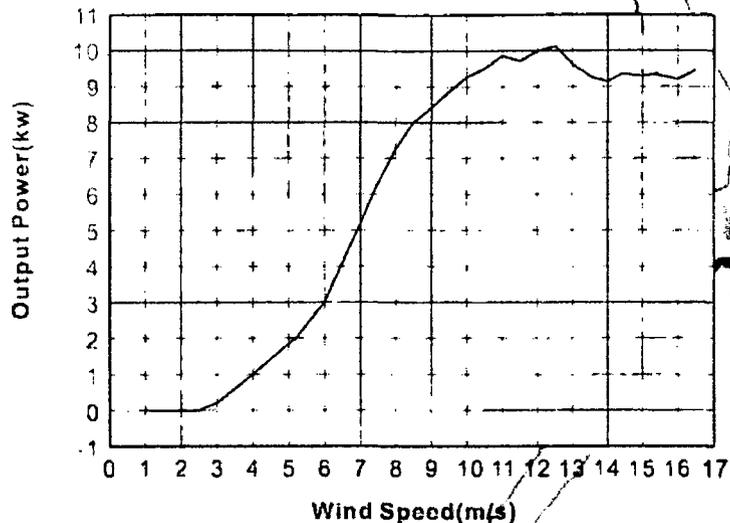
Tipo generador	Permanent excited synchronous
Diámetro Rotor (m)	7,10 (m)
Dimensiones Torre (m)	18 (m) Tubular de acero
Potencia Nominal (kW)	9,8 kW
Voltaje	Three phase 400V/50Hz or 60 Hz
Tipo de conexión	Conexión a red / Carga baterias
FUNCIONAMIENTO Velocidad de viento	
Para arranque (m/s)	3,5 (m/s)
Para potencia nominal (m/s)	11 (m/s)
Para frenado automático (m/s)	25 (m/s)

Velocidad de Viento [m/s]	3,5	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0
Potencia [kW]	0,2	0,8	2,0	3,0	4,5	6,4	7,8	8,5	9,8

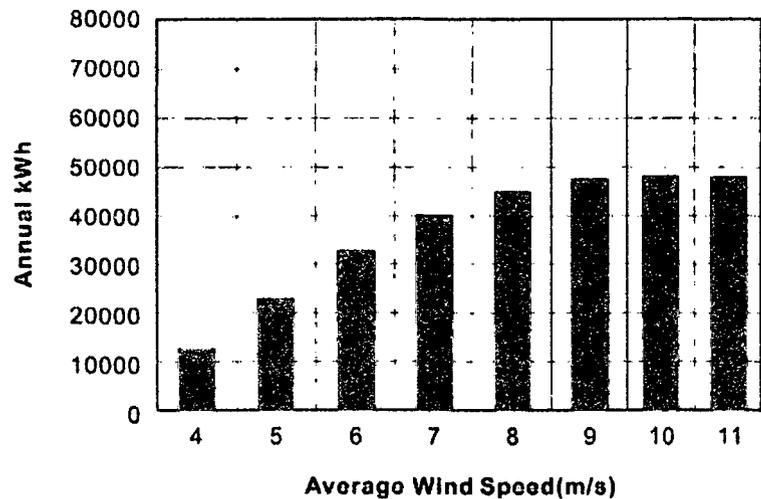
Velocidad de Viento [m/s]	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
Potencia [kW/h]	21.900	26.300	30.400	34.200	41.400

Osiris 10 Specification

Power Curve

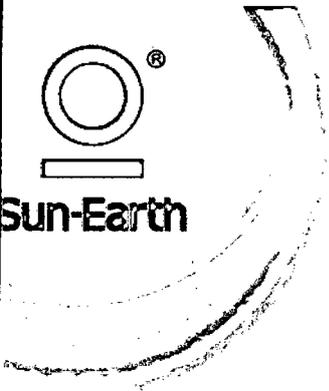


Energy Produced

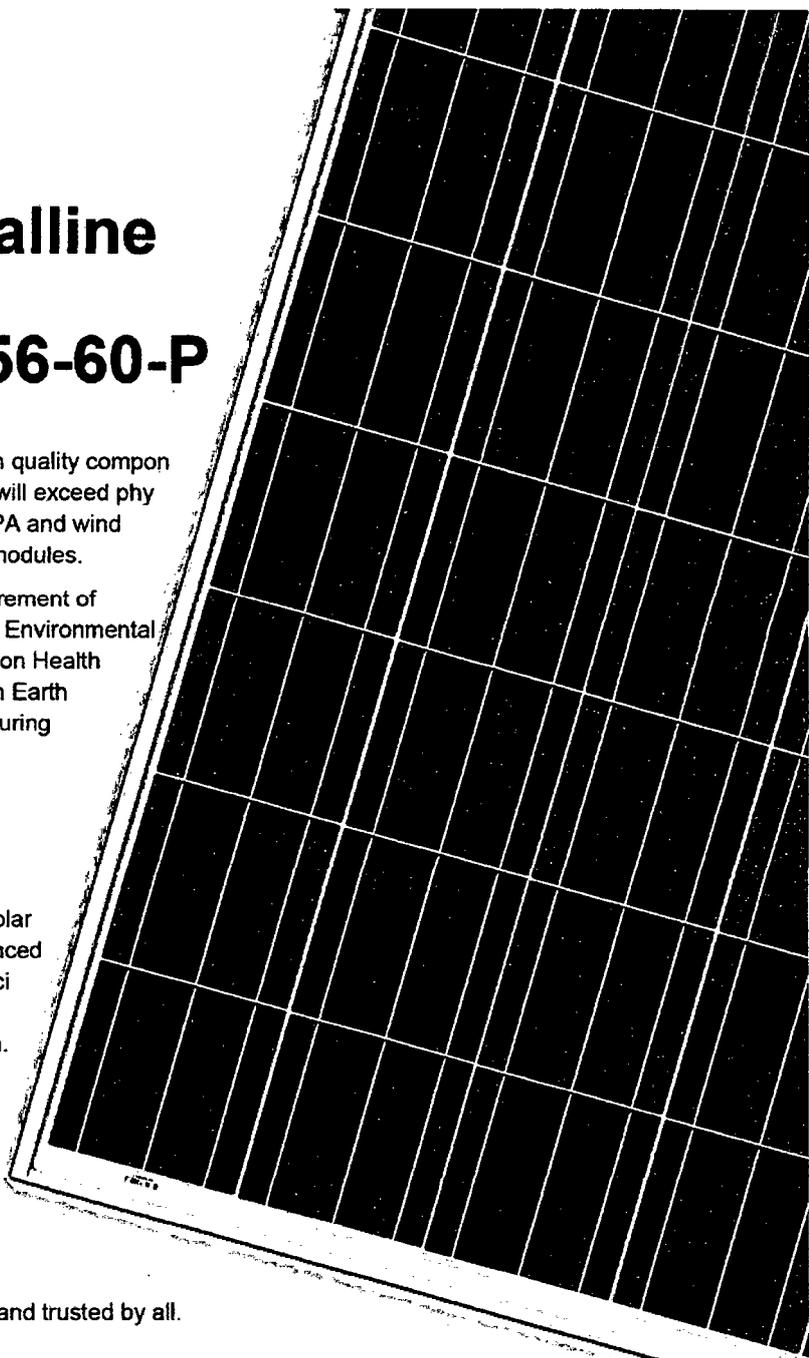


Model	Osiris 10
Rated Capacity	10 kW
Start-up Wind Speed	2.5 m/s
Rated Wind Speed	9.5 m/s
Survival Wind Speed	50 m/s
Generator	Direct drive permanent magnet (NdFeB) generator
Weight	850 kGs
Rotor Diameter	9.7 m
Number of Blades	3
Blade Material	Carbon fiber composite
Rotor Orientation Type	Downwind
Direction of Rotation	Counterclockwise looking upwind
Rated Rotation Speed	120 RPM
Protection System in High Wind Speed	Passive pitch, active pitch and electrical brake
Grid Tie Type	Programmable 220/240 VAC 50-60 HZ (single phase) Programmable 380/400 VAC 50-60 HZ (three phase)

**ANEXO 3: CATÁLOGOS DE PANELES SOLARES
UTILIZADOS EN LA TESIS**



Poly-Crystalline TPB156×156-60-P



Special attention has been given to the use of high quality components. High strength frames ensure that modules will exceed physical load requirements. Snow pressure of 5400PA and wind pressure of 2400PA are standards for Sun Earth modules.



Sun Earth as a company meets the rigorous requirement of ISO9001 Quality Management System, ISO14001 Environmental Management System and OHSAS18001 Occupation Health Safety Management System. It can guarantee Sun Earth has strict and efficient management and manufacturing environment.



Each module produces positive power up to 5W greater than product rating power.



With over 30 years experience in manufacturing solar modules, Sun Earth has the experience and advanced technology to produce modules with 15% plus efficiency. High performance in low light conditions ensures the maximum available energy production.



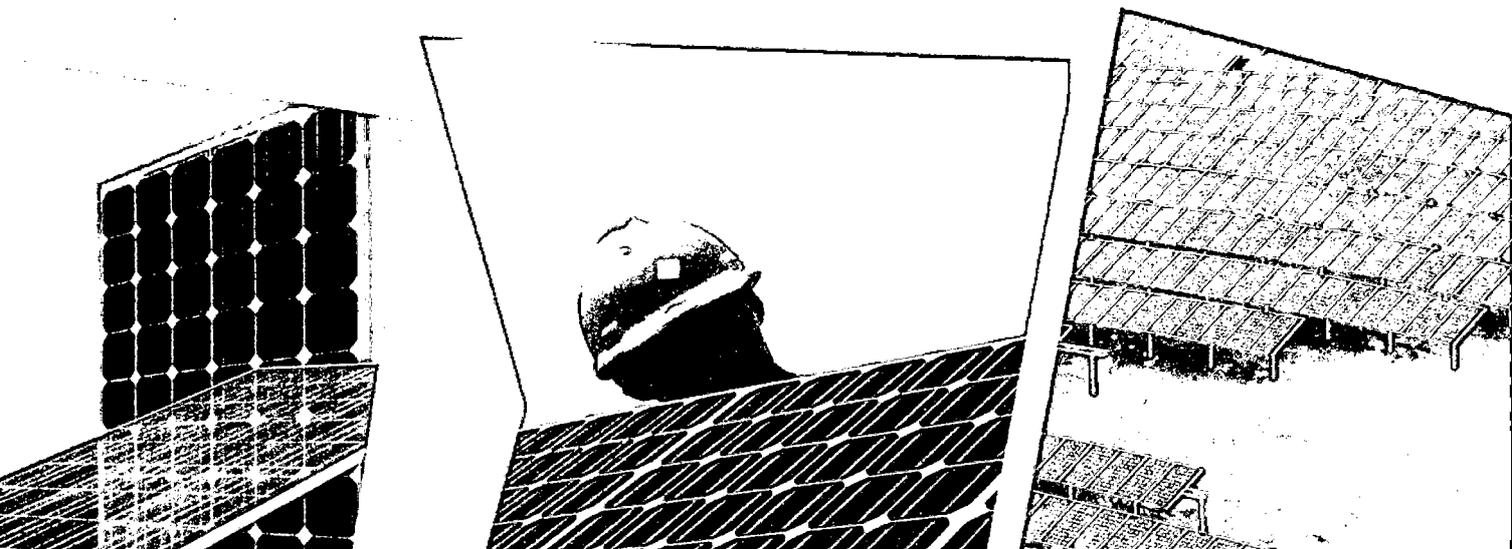
Sun Earth modules are certified by all major authorities, like TÜV, UL, VDE, MCS, JET, CEC and others.



Sun Earth modules carry a 10 year workmanship limited warranty and a 25 year linear performance limited warranty. Sun Earth Solar Power Co., Ltd. is a company with proven worldwide performance and trusted by all.



The completed production line of Sun Earth profoundly ensures the quality of Sun Earth products and the competition advantage of the company.





Sun-Earth

Poly-Crystalline

TPB156×156-60-P 235W 240W 245W 250W

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC):

Maximum Power (Pmax):	235W	240W	245W	250W
Power Tolerance:	0~+5W	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	29.2V	29.3V	29.4V	29.5V
Rated Current at Pmax (Imp):	8.05A	8.19A	8.34A	8.47A
Open-circuit Voltage (Voc):	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V
Short-circuit Current (Isc):	8.47A	8.58A	8.68A	8.78A
Module Efficiency (ηm):	14.4%	14.7%	15.0%	15.3%

* STC: Irradiance 1000W/m²; Cell temperature 25°C, Air mass AM1.5 according to EN60904-3.

Electrical Characteristics at Nominal Operating Cell Temperature (NOTC):

Maximum Power (Pmax):	171.3W	174.6W	178.2W	181.7W
Rated Voltage at Pmax (Vmp):	26.6V	26.7V	26.8V	26.9V
Rated Current at Pmax (Imp):	6.44A	6.54A	6.65A	6.76A
Open-circuit Voltage (Voc):	34.0V	34.1V	34.2V	34.3V
Short-circuit Current (Isc):	6.86A	6.95A	7.03A	7.11A

* NOTC: Irradiance 800W/m²; Ambient temperature 20°C/s, wind Speed 1m/s.
 * Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN60904-1.

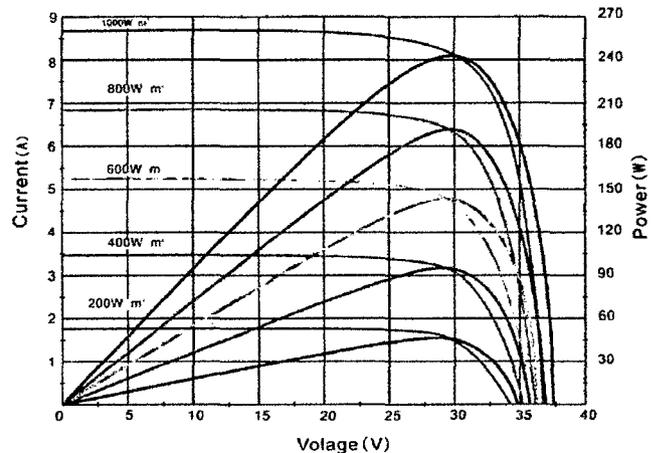
Thermal Characteristics:

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):	46°C
Temperature Coefficient of Pmax (α Pmp):	-0.45%/°C
Temperature Coefficient of Voc (β Voc):	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc (α Isc):	+0.05%/°C

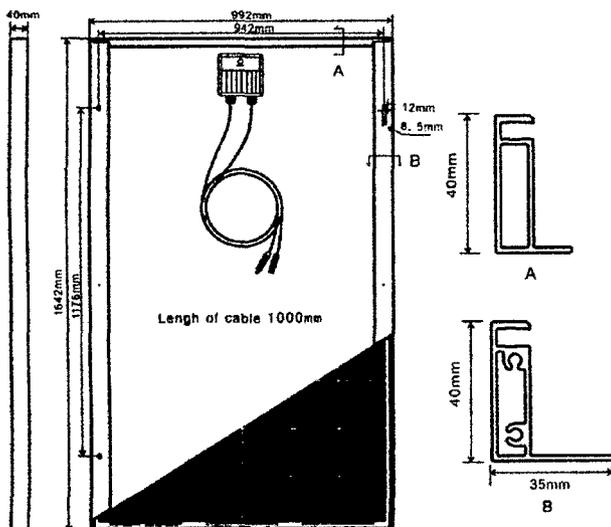
Construction Characteristics:

Front Cover:	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell:	60 pcs poly-crystalline 156×156mm
Frame:	anodized aluminum alloy/silver
Junction Box (protection degree):	IP65
Cable (length/cross-sectional area):	1000mm/4mm ²
Connector (protection degree):	IP65
Module Dimension (L×W×H):	1642×992×40mm
Weight:	19.0kg

I-V (245W)



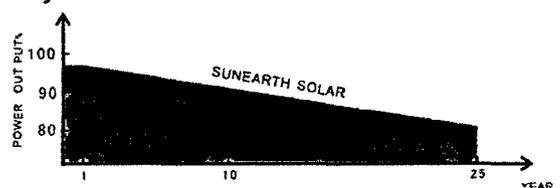
Dimensions (tolerance ±2mm)



Rating Characteristics:

Maximum System Voltage:	1000VDC (IEC), 600VDC (UL)
Application Class:	Class A
Fire Resistance Class:	Class C (UL)
Maximum Over-Current Rating:	16A (IEC), 15A (UL)
Operating Temperature:	85% Rh, -40°C ~ +85°C (IEC), -40°C ~ +90°C (UL)
Maximum Snow Loads (front):	5400Pa
Maximum Wind Loads (front & back):	2400Pa
Maximum Hailstone Impact (diameter @ 23m/s):	25mm

Warranty:



Please refer to Sun Earth Solar Power Product Warranty for details.



YGE 72 CELL SERIES

YL305P-35b
YL300P-35b
YL295P-35b
YL290P-35b
YL285P-35b



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar

COMPANY

Yingli Green Energy (NYSE:YGE) is one of the world's largest fully vertically integrated PV manufacturers. With over 4.5 GW of modules installed globally, we are a leading solar energy company built upon proven product reliability and sustainable performance. Founded in 1998, Yingli Green Energy serves customers through our U.S. subsidiary, Yingli Americas, co-headquartered in New York and San Francisco. We are the first renewable energy company to sponsor the U.S. National Soccer teams and the FIFA World Cup™.

PERFORMANCE

- Industry leading in-house manufacturing of polysilicon, ingots, wafers, cells and modules ensures tight control of our material and production quality.
- High performance, multicrystalline solar cells deliver a module series efficiency of up to 15.6%, reducing installation costs and maximizing the kWh output per unit area.
- Tight positive power tolerance of -0W to +5W ensures modules are delivered at or above rated power, improving system performance through the reduction of module mismatch loss.

QUALITY & RELIABILITY

- Robust, corrosion resistant aluminum frame independently tested to withstand wind and snow loads of up to 50 psf and 113 psf, respectively, ensuring mechanical stability.
- Manufacturing facility certified to ISO9001 Quality Management System standards.
- Module packaging optimized to protect product during transportation and minimize on-site waste.

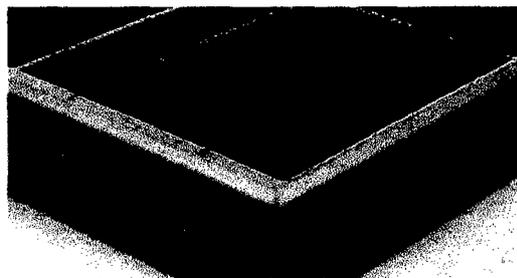
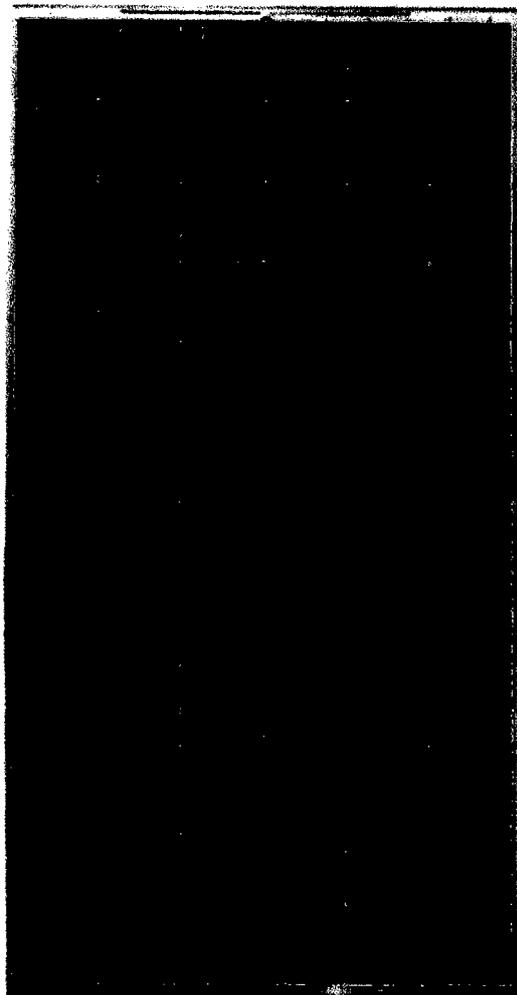
WARRANTIES

- Leading limited power warranty* ensures 91.2% of rated power for 10 years, and 80.7% of rated power for 25 years.
- 10-year limited product warranty.

*In compliance with our warranty terms and conditions.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

UL 1703 and ULC 1703, UL Fire Safety Class C, CEC, FSEC, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, SA8000



YGE 72 CELL SERIES

Powered by **YINGLI**

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)							
Module type			YL305P-35b	YL300P-35b	YL295P-35b	YL290P-35b	YL285P-35b
Power output	P_{max}	W	305	300	295	290	285
Power output tolerances	ΔP_{max}	W			-0/+5		
Module efficiency	η_m	%	15.6	15.4	15.1	14.9	14.6
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	37.0	36.7	36.3	35.8	35.5
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	8.25	8.17	8.12	8.10	8.02
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	46.3	46.3	45.4	45.3	45.0
Short-circuit current	I_{sc}	A	8.87	8.77	8.63	8.62	8.50

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM 1.5g spectrum according to EN 60904-3
Average relative efficiency reduction of 5.0% at 200W/m² according to EN 60904-1

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)							
Power output	P_{max}	W	220.9	217.3	214.2	210.6	207.7
Voltage at P_{max}	V_{mpp}	V	33.6	33.4	32.7	32.3	32.0
Current at P_{max}	I_{mpp}	A	6.57	6.51	6.55	6.53	6.46
Open-circuit voltage	V_{oc}	V	42.7	42.7	41.4	41.3	41.1
Short-circuit current	I_{sc}	A	7.19	7.10	6.99	6.98	6.89

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P_{max}	β	%/°C	-0.45
Temperature coefficient of V_{oc}	β_{voc}	%/°C	-0.33
Temperature coefficient of I_{sc}	β_{isc}	%/°C	0.06
Temperature coefficient of V_{mpp}	β_{vmpp}	%/°C	-0.45

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	600V _{dc}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40 to 194°F (-40 to 90°C)
Max. static load, front (e.g., snow and wind)	113 psf (5400 Pa)
Max. static load, back (e.g., wind)	50 psf (2400 Pa)
Hailstone impact	1 in (25 mm) at 51 mph (23 m/s)

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material/type/thickness)	Low-iron glass / tempered / 4.0 mm Glass may have anti-reflective coating
Cell (quantity/material/type/dimensions/area/# of busbars)	72 / polysilicon / multicrystalline / 156 mm x 156 mm / 243.3 cm ² / 2 or 3
Encapsulant (material)	Ethylene vinyl acetate (EVA)
Frame (material/color)	Anodized aluminum alloy / silver
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (type/length/gauge/outside diameter)	PV Wire / 47.24 in (1200 mm) / 12 AWG / 0.244 in (6.2 mm)
Plug connector (manufacturer/type/protection degree)	Amphenol / H4 / IP68 or Multi Contact / MC4 / IP67

The specifications in this datasheet are not guaranteed and are subject to change without prior notice.
This datasheet complies with EN 50380:2003 requirements.

Yingli Green Energy Americas, Inc.
info@yingliamericas.com
Tel: +1 (888) 686-8820

YINGLISOLAR.COM/US | NYSE:YGE

© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd. | YGE72CellSeries2013_EN_201301_V01

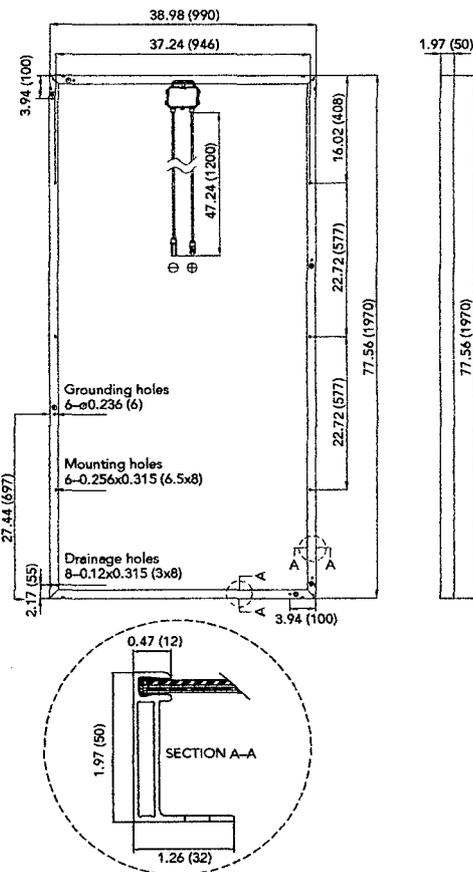
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L/W/H)	77.56 in (1970 mm) / 38.98 in (990 mm) / 1.97 in (50 mm)
Weight	59.1 lbs (26.8 kg)

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	21
Number of pallets per 53' container	28
Packaging box dimensions (L/W/H)	78 in (1990 mm) / 45 in (1130 mm) / 46 in (1170 mm)
Box weight	1351 lbs (613 kg)

Units: inch (mm)



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli modules.

Our Partners



U.S. Soccer Powered by Yingli Solar

CNBM Solar Polycrystalline Series I (200W—215W)

Characteristics

Max Power Voltage $V_{mp}(V)$	26.84	27	27.3	27.6
Max Power Current $I_{mp}(A)$	7.45	7.6	7.7	7.8
Open Circuit Voltage $V_{oc}(V)$	32.7	33	33.3	33.8
Short Circuit Current $I_{sc}(A)$	8.16	8.28	8.4	8.5
Max Power $P_m(W)$	200	206	210	216

Temperature Coefficient of Cells

NOCT	$45^{\circ}C \pm 2^{\circ}C$
Temperature Coefficients of I_{sc} (%/°C)	0.0825
Temperature Coefficients of V_{oc} (%/°C)	-0.4049
Temperature Coefficients of P_{mp} (%/°C)	-0.4336

Mechanical Data

Dimension	1482 x 992 x 40 mm
Weight	17 kg
No. of Cells and Connections	54 (6 x 9)
Tolerance	0~+5W
Cell	Polycrystalline Cell 156 x 156 mm
Packing	720 Pcs/40ft(H) Container

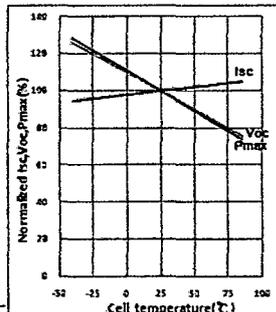
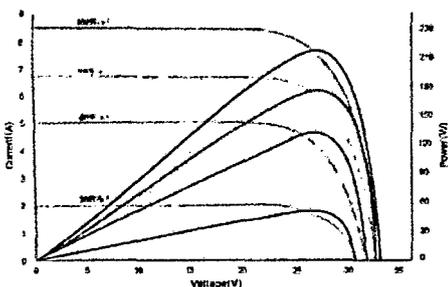
Limits

Operating Temperature	-40 °C to +85 °C
Storage Temperature	-40 °C to +85 °C
Max System Voltage	1000VDC

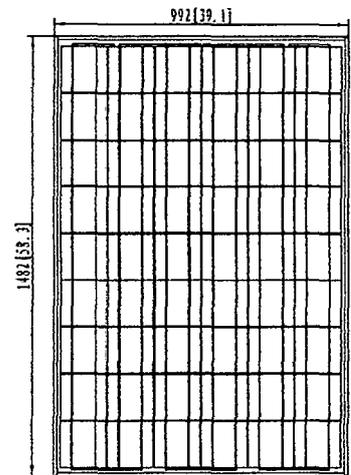
Guarantees

Products Guarantee	12 yrs free from defects in materials and workmanship
Performance Guarantee	No less than 90% within 10yrs and no less than 80% within 25yrs
Certificates	TUV(IEC61215&IEC61730), CE

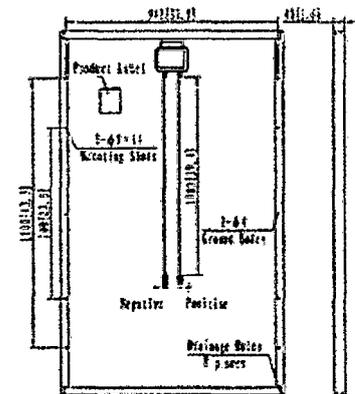
IV Curve



Picture

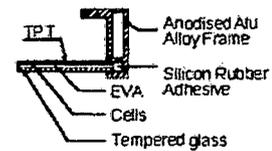


FRONT VIEW



BACK VIEW

SIDE VIEW



unit: mm [inch]



* The data does not refer to a single module and it is not part of the offer, it is only for comparison only to different module types.

ANEXO 4: CATÁLOGOS DE BATERÍAS

Lima : Psje. Los Amancaes D-30 Urb. Canto Bello-Canto Grande Lima 36
Arequipa : Victor Andres Belaunde K-14 - Zamacola -Cerro Colorado
Fijos : 054-663292 / 054-316330 / 01-3875985
RPM : #966612490 / #945086444 / *6908060
RPC : 987845078 / 958957597
Web : www.fotovoltaicosperu.com
www.panelesolaresperu.com
E-mail : fotovoltaicosperu@fotovoltaicosperu.com



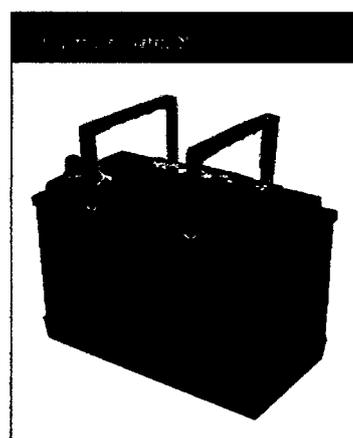
RUC:20455927588

LIDERS S.A.C.
Lideres en Paneles Solares y Energias Renovables

BATERIA SOLAR LIBRE MANTENIMIENTO LIDERS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

VOLTAJE:	12 VOLTIOS
Nº PLACAS:	18
TIPO DE TERMINAL:	BORNERA MARINA Y PERNOS
CARGA MAXIMA DE CORRIENTE:	5 A
APLICACIONES:	ESTACIONARIA - SOLAR - MARINA
CAPACIDAD NOMINAL:	100 A-H
MEDIDAS (mm):	LARGO: 329 ANCHO: 171 ALTO: 238
PESO (Kgr):	25
OTROS VALORES DE REFERENCIA:	
CAP. DE RESERVA:	195 MINUTOS
TECNOLOGÍA:	PLOMO-ANTIMONIO-CALCIO
TIPO:	DEEP CYCLE - CICLADO PROFUNDO
MODELO:	LB-100DP



*para mas informacion de nuestros productos
visitenos a*

www.energiasrenovablesperu.com

Lima : Psje. Los Amancaes D-30 Urb. Canto Bello-Canto Grande Lima 36
Arequipa : Victor Andres Belaunde K-14 - Zamacola -Cerro Colorado
Fijos : 054-663292 / 054-316330 / 01-3875985
RPM : #966612490 / #945086444 / *6908060
RPC : 987845078 / 958957597
Web : www.fotovoltacosperu.com
www.panelesolaresperu.com
E-mail : fotovoltacosperu@fotovoltacosperu.com



RUC:20455927588

LIDERS S.A.C.
Lideres en Paneles Solares y Energias Renovables

BATERIA SOLAR LIBRE MANTENIMIENTO LIDERS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

VOLTAJE:	12 VOLTIOS
Nº PLACAS:	15
TIPO DE TERMINAL:	BORNERA MARINA Y PERNOS
CARGA MAXIMA DE CORRIENTE:	5A
APLICACIONES:	ESTACIONARIA - SOLAR - MARINA
CAPACIDAD NOMINAL:	75 A-H
TENSION DE CARGA FLOTANTE:	13,7 A 13,9 VDC/ UNIDAD A 25°C
MEDIDAS (mm):	LARGO: 305 ANCHO: 173 ALTO: 225
PESO(Kgr):	20
OTROS VALORES DE REFERENCIA:	
CAP. DE RESERVA:	150 MINUTOS
TECNOLOGÍA:	PLOMO-ANTIMONIO-CALCIO
TIPO:	DEEP CYCLE - CICLADO PROFUNDO
MODELO:	LB-75DP



*para mas informacion de nuestros productos
visitenos a*

www.energiasrenovablesperu.com



RA12-200 (12V200Ah)

RA12-200 is a general purpose battery with 10 years floating design life, meet with IEC, JIS .BS and Eurobat standard. With heavy duty grid, thickness plates, special additives, RA series battery have long and reliable standby service life. Our RA Series batteries keep high consistent for better performance in series usage.



Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	200Ah@10hr-rate to 1.80V per cell @25°C
Weight	Approx. 60.0 Kg
Max. Discharge Current	2000A (5 sec)
Internal Resistance	Approx. 4 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -20°C~60°C Charge: 0°C~50°C Storage: -20°C~60°C
Normal Operating Temperature Range	25°C±5°C
Float charging Voltage	13.6 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C
Recommended Maximum Charging Current Limit	60 A
Equalization and Cycle Service	14.6 to 14.8 VDC/unit Average at 25°C
Self Discharge	RITAR Valve Regulated Lead Acid (VRLA) batteries can be stored for more than 6 months at 25°C. Self-discharge ratio less than 3% per month at 25°C. Please charge batteries before using.
Terminal	Terminal F10
Container Material	A.B.S. (UL94-HB), Flammability resistance of UL94-V1 can be available upon request.



MH28539



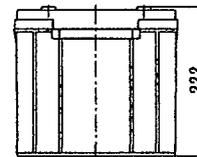
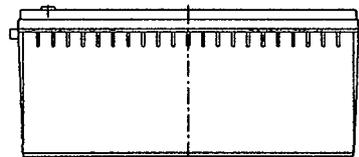
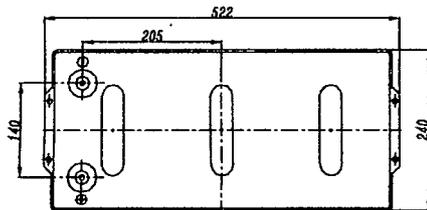
G4M20206-0910-E-16



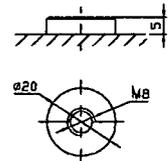
ISO9001:2000 Certificate

Dimensions

Unit: mm Dimension: 522(L)×240(W)×223(H)



Terminal F10



Constant Current Discharge Characteristics: A (25°C)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.60V	545.12	408.33	344.69	225.33	130.00	77.788	53.766	44.064	36.067	24.844	21.006	11.553
10.0V	529.36	388.53	337.62	221.61	129.40	77.204	53.560	43.860	35.855	24.642	20.804	11.343
10.2V	513.67	374.81	332.31	219.65	128.20	76.619	53.148	43.656	35.643	24.440	20.602	11.133
10.5V	461.25	345.86	316.41	214.16	127.00	76.034	52.942	43.248	35.219	24.238	20.400	10.923
10.8V	416.33	315.39	291.66	204.76	124.00	74.669	51.500	42.228	34.582	23.834	20.198	10.713
11.1V	355.48	281.87	261.61	191.83	117.80	71.355	49.234	40.188	33.097	22.824	19.592	10.083

Constant Power Discharge Characteristics: W(25°C)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.6V	5638.2	4348.7	3791.6	2568.8	1502.2	916.87	639.82	525.24	430.28	296.63	251.02	138.52
10.0V	5527.2	4215.5	3730.7	2537.4	1498.6	912.01	640.04	524.57	429.18	295.21	249.44	136.12
10.2V	5464.0	4104.2	3688.7	2519.4	1487.0	906.51	637.24	523.44	427.71	293.28	247.22	133.60
10.5V	4974.3	3821.8	3518.4	2460.7	1473.7	899.92	634.77	518.54	422.62	290.85	244.80	131.08
10.8V	4530.6	3522.9	3252.0	2358.8	1446.5	888.45	617.49	506.74	414.98	286.00	242.38	128.56
11.1V	3979.4	3185.1	2927.4	2215.6	1384.6	855.45	590.81	482.26	397.16	273.89	235.10	120.99

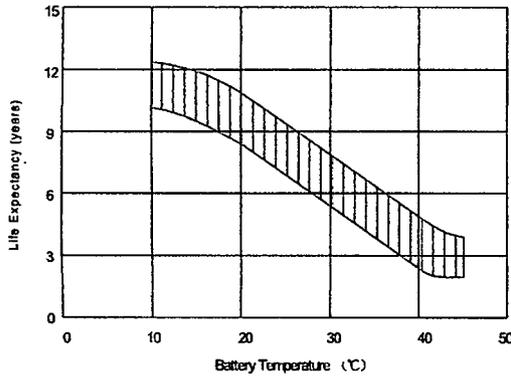
All mentioned values are average values.

RA12-200

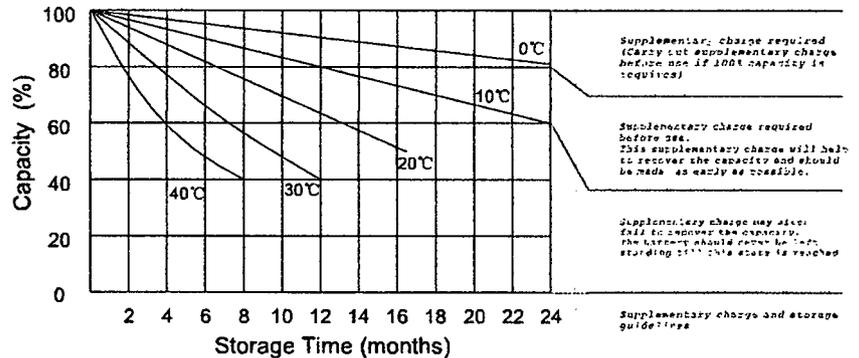
12V200Ah



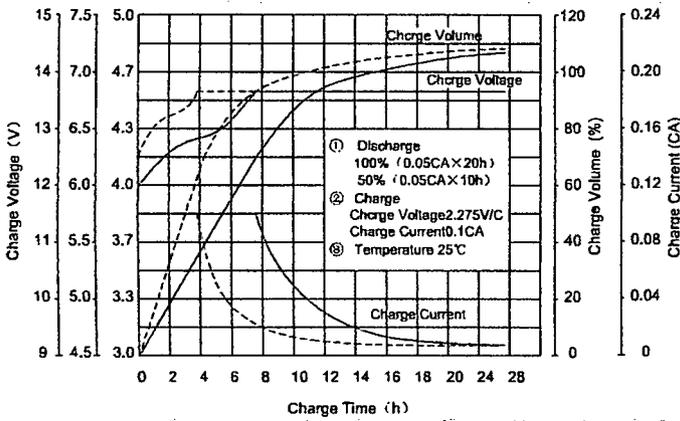
Effect of temperature on long term float life



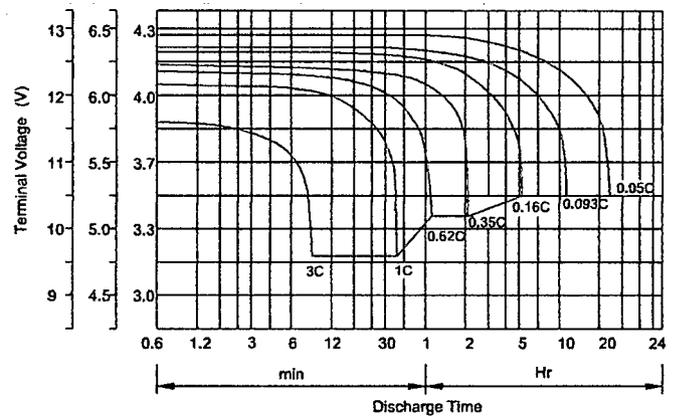
Storage characteristic



Charge characteristic Curve for standby use



Discharge characteristic Curve



Capacity Factors With Different Temperature

Battery Type		-20°C	-10°C	0°C	5°C	10°C	20°C	25°C	30°C	40°C	45°C
GEL Battery	6V&12V	50%	70%	83%	85%	90%	98%	100%	102%	104%	105%
	2V	60%	75%	85%	88%	92%	99%	100%	103%	105%	106%
AGM Battery	6V&12V	46%	66%	76%	83%	90%	98%	100%	103%	107%	109%
	2V	55%	70%	80%	85%	92%	99%	100%	104%	108%	110%

Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage V/cell	1.75V	1.70V	1.60V
Discharge Current (A)	(A) ≤ 0.2C	0.2C < (A) < 1.0C	(A) ≥ 1.0C

Charge the batteries at least once every six months, if they are stored at 25°C.

Charging Method:

Constant Voltage	-0.2Cx2h+2.4-2.45V/cellx24h, Max. Current 0.3CA
Constant Current	-0.2Cx2h+0.1CAx12h
Fast	-0.2Cx2h+0.3CAx4.0h

Maintenance & Cautions

Float Service:
※ Every month, recommend inspection every battery voltage.
※ Every three months, recommend equalization charge for one time.
Equalization charge method:
Discharge: 100% rate capacity discharge.
Charge: Max. current 0.3CA, constant voltage 2.4-2.45V/Cell charge 24h.
※ Effect of temperature on float charge voltage: -3mV/°C/Cell.
※ Length of service life will be directly affected by the number of discharge cycles, depth of discharge, ambient temperature and charging voltage.

Valve Regulated Lead Acid Battery

HYBRID GEL DEEP CYCLE BATTERY

SOLAR Series

RANGE SUMMARY

The Solar series is designed for frequent cyclic charge and discharge applications under extreme environments. By combining the newly developed Nano Gel electrolyte with high density paste, the Solar range offers high recharge efficiency at very low charge current. The acid stratification is highly reduced by adding Nano Gel.

This series is suited for energy storage for renewable energies such as PV, wind turbine power systems and CATV.

FEATURES AND BENEFITS

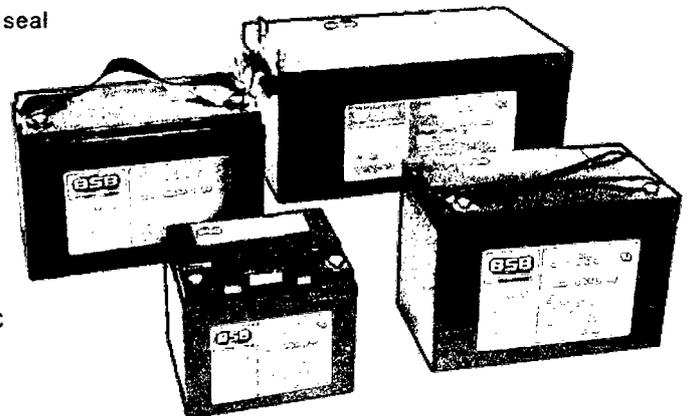
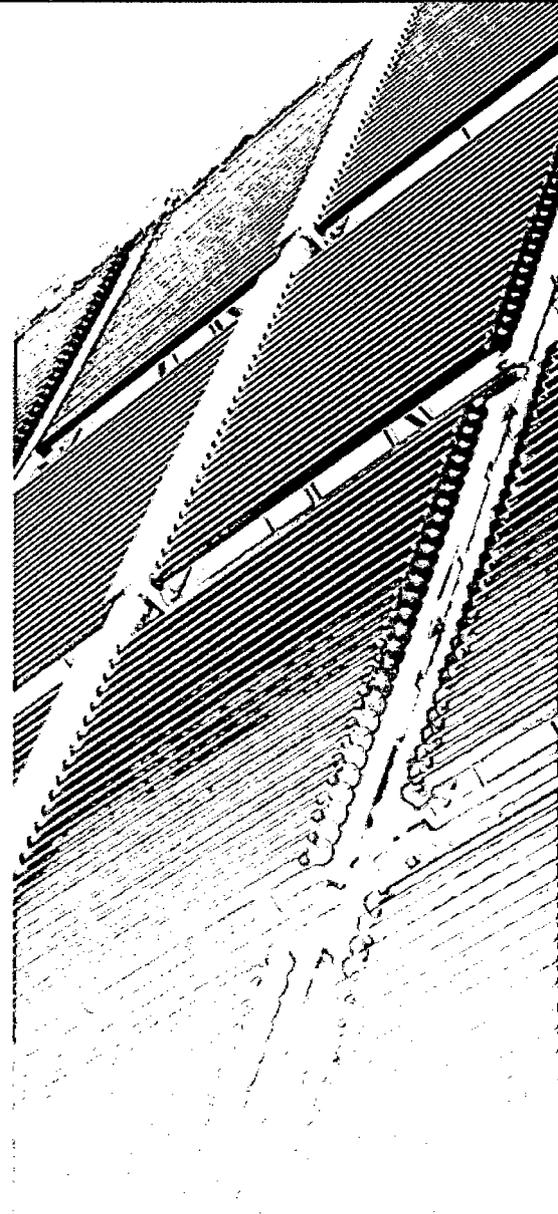
- 12 years in floating condition
- Up to 5 years design life at renewable energy applications according to IEC61427
- Wide operating temperature range from -15°C to 60°C
- Nano gel electrolyte eliminate the acid stratification and prolong cycle life
- Round trip efficiency as high as 85%.
- Thick positive flat plate design with high Tin low Calcium alloy and high density paste
- Low self-discharge rate and long shelf life (9 months at 20°C)
- Excellent deep discharge recovery capability

CONSTRUCTION

- Positive plate : Thick high Sn low Ca grid with high density paste
- Negative plate : Over designed capacity to overcome sulphation in low SOC
- Separator : Advanced AGM separator
- Electrolyte : Dilute high purity sulphuric acid with nano gel
- Battery container and cover : ABS
- Pillar seal : 100% factory tested, proven two layers epoxy resin seal
- Relief valve : Complete with integrated flame arrestor

CHARGING VOLTAGE AND SETTINGS

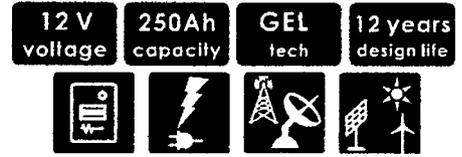
- Constant voltage charging is recommended
- Recommended float charge voltage: 2.27Vpc @20~25°C
- Float voltage temperature compensation: -3mV/°C/cell
- Float voltage range: 2.27 to 2.30 Vpc @ 20~25°C
- Cyclic application charge voltage : 2.40 to 2.47 Vpc @ 20~25°C
- Max. charge current allowable : 0.25C10A



SOLRA SERIES VRLA BATTERY

The Solar series is designed for frequent cyclic charge and discharge applications under extreme environments. By combining the newly developed Nano Gel electrolyte with high density paste, the Solar range offers high recharge efficiency at very low charge current. The acid stratification is highly reduced by adding Nano Gel.

This series is suited for energy storage for renewable energies such as PV, wind turbine power systems and CATV.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

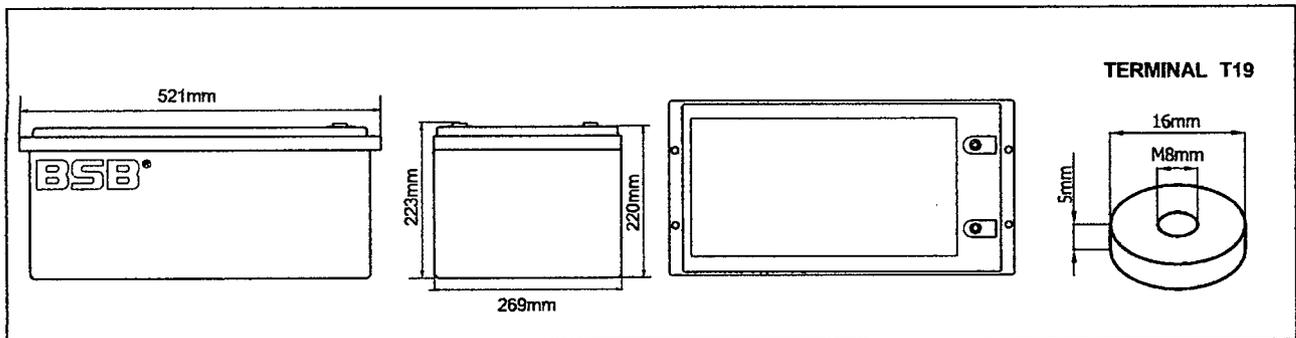
Nominal Voltage (V)	12 (6 cells per unit)
Designed Floating Life (20°C)	12 Years
Nominal Capacity (20°C)	250 Ah @ 10HR-rate (to 1.80Vpc)
Dimension (mm)	L521mm x W239mm x H223mm
Approx. Weight	72.5 kg (160 lbs)
Terminal Type	Female Copper Insert M8 (torque:10~12N.m)
Internal Resistance	Approx. 0.0026 Ohm (fully charged @ 20°C)
Max. Charge Current	62.5A
Max. Discharge Current (5S)	1800 A
Short Circuit Current	4600 A
Self Discharge	Approx. 3% per month @ 20°C
Ambient Temperature	Discharge: -25~65°C Charge: -25~60°C Storage: -25~45°C
Float Charge Voltage (20~25°C)	13.6-13.8V (-3mV/ cell/ °C)
Equalize and cycle Use Charge Voltage (20~25°C)	14.4-14.8V (-5mV/ cell / °C)
Container Material	ABS (UL94-V0 optional)



Complied standards

- IEC 60896-21/22
- IEC 61427
- UL1989
- JIS C8704
- GB/T19639

BATTERY DIMENSIONS



BATTERY DISCHARGE TABLE

Constant Current Discharge Characteristics: Amps (25°C)									
F.V/Time	30min	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
1.70V	254	159	95.2	69.2	55.2	46.0	31.3	25.9	13.6
1.75V	245	156	93.5	68.1	54.6	45.4	30.9	25.5	13.4
1.80V	234	151	91.5	66.8	53.3	44.4	30.2	25.0	13.1
1.85V	221	144	88.0	64.6	51.8	43.3	29.5	24.4	12.8

Constant Power Discharge Characteristics: W/cell (25°C)									
F.V/Time	30min	1h	2h	3h	4h	5h	8h	10h	20h
1.70V	475	300	181	132	105	88.9	61.0	50.6	26.9
1.75V	463	297	180	131	104	88.5	60.6	50.3	26.5
1.80V	446	289	177	130	102	87.1	59.7	49.7	26.2
1.85V	425	280	172	127	100	85.7	58.8	48.7	25.8

PARAMETERS FOR SOLAR & WIND APPLICATIONS

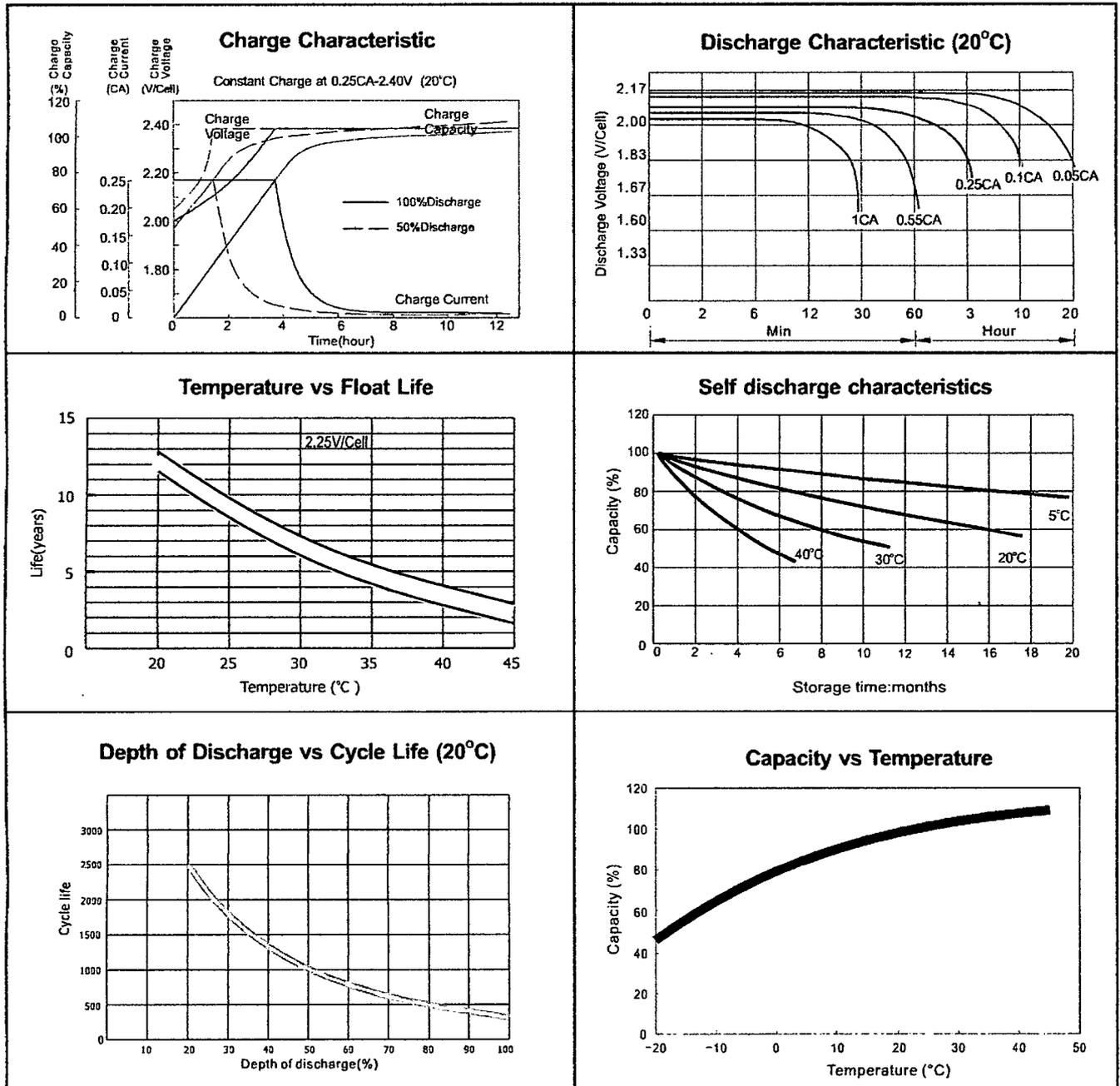
Long time discharge capacity for Solar & Wind applications

Capacity	C ₂₄ (Ah)	C ₄₈ (Ah)	C ₇₂ (Ah)	C ₁₀₀ (Ah)	C ₁₇₀ (Ah)
Solar12-250	268	283	290	303	313
Final Voltage	1.85V				

Solar & Wind applications parameters settings

Over voltage disconnect:	2.45±0.01V/cell @ 20~25°C
Regulation/equalize voltage:	2.40±0.01V/cell @ 20~25°C
Array reconnection voltage:	2.25±0.005V/cell @ 20~25°C
Float voltage setting:	2.27±0.005V/cell @ 20~25°C
Low voltage alarm voltage:	1.95±0.005V/cell @ 20~25°C
Low voltage disconnect:	1.90±0.005V/cell @ 20~25°C
Load reconnect voltage:	2.09±0.01V/cell @ 20~25°C
Temp. compensate coefficient:	-5mV/cell/°C

CHARACTERISTICS



FINAL VOLTAGE SETTINGS RECOMMENDED ACCORDING TO THE DISCHARGE CURRENT

Discharge Current I (A)	$I \leq 0.08C$	$0.08C \leq I < 0.2C$	$0.2C \leq I < 0.6C$	$0.6C \leq I < 1.0C$	$I \geq 1.0C$
Final of Voltage	$\geq 1.85V_{pc}$	$\geq 1.80V_{pc}$	$\geq 1.75V_{pc}$	$\geq 1.70V_{pc}$	$\geq 1.60V_{pc}$

HEADQUARTERS AND SUBSIDIARIES

BSB Power Company Limited (HQ)
 BSB Power Europe (France)
 BSB Power Malaysia Sdn. Bhd
 PT. BSB Indonesia
 BSB Power (Thailand) Co., Ltd
 BSB Power Company Pakistan Ltd



ANEXO 5: CATÁLOGO DE INVERSORES

GENERAL

<i>Power Range</i>	1 PHASE / 5KVA / 4KW
<i>Topology</i>	Double Conversion Online System
<i>Control</i>	Microprocessor Controlled System

INVERTER

<i>Topology</i>	Full Bridge high Frequency IGBT Inverter Modules
<i>Power Factor</i>	0.8
<i>Output Power</i>	4KW
<i>Nominal Input Voltage</i>	120VDC
<i>Operating Input Voltage</i>	±10%
<i>Nominal Output Voltage</i>	220 VAC
<i>Output Connections</i>	1 Phase + N , 2 Wires
<i>Voltage Tolerance</i>	
<i>static</i>	± 1%
<i>dynamic with 100% load change</i>	± 10% In 100 msec.
<i>Overload</i>	
<i>at 125% Load</i>	10 minutes
<i>at 150% Load</i>	1 minute
<i>at 200% Load</i>	1 second
<i>Waveform</i>	Pure Sinusoidal
<i>Total harmonic Distortion (ThDv)</i>	
<i>at Linear Load</i>	< 3%
<i>at Non-Linear Load</i>	< 7%
<i>Crest Factor</i>	3 : 1 (10 seconds at Full Load)
<i>Regulation time</i>	40 msec into ±2%
<i>Nominal Output Frequency</i>	
<i>while synchronized with the line</i>	60 hz ±2%
<i>while not synchronized with the line</i>	60 hz ± 0.1%
<i>Switching Frequency</i>	20 Khz.
<i>Efficiency with Nominal Load</i>	>88%
<i>Isolation Transformer</i>	Galvanically Isolated
<i>Short-circuit behaviour:</i>	3 x Nominal Output Current
<i>Protection</i>	Short Circuit Protection, Over Voltage Protection, Under Voltage Protection, Over Current Protection and Over Temperature Protection
<i>Communication</i>	Modbus TCP-IP
<i>Front Panel Warnings</i>	Inverter Failure, Inverter Output High / Low, Inverter DC Input High, Inverter DC Input Low / Low Battery, Internal Overtemperature, Fan Failure / Overtemperature, Inverter not Synchronized, Bypass out of Limit, Inverter Overload, Bypass MCB OFF, Output MCB OFF, IGBT SCR Fuse Failure, Maintenance Bypass On, Backfeed Protection Failure
<i>Front Panel Set Menu</i>	Automatic Start ON / OFF, ECO Mode ON / OFF, Automatic Retransfer Bypass Inhibit, DC Cut off Low Battery Level Adjustment, Date , Time , Alarm Sound Level , Communication Slave Number
<i>Alarm Contacts (1 Open 1 Closed)</i>	Inverter Failure, Inverter Overtemperature, Inverter Overload, Load on Bypass / Inverter, Bypass out of Limit, Inverter not Synchronized, Low Battery / Low DC Input, High DC Input

STATIC BY-PASS

<i>Topology</i>	Uninterruptible static switch with back-feed protection
<i>Isolation Transformer</i>	Via 1 Ph Bypass Isolation Transformer (OPTIONAL)
<i>Bypass System</i>	No break semiconductor thyristor
<i>Nominal Input Voltage</i>	220 VAC $\pm 10\%$
<i>Nominal Frequency</i>	60 Hz $\pm 2\%$
<i>Load Level</i>	200% 1 min
<i>Inverter/Bypass transfer time</i>	
<i>Inverter failure</i>	Max. 5 msec.
<i>Overload or manual transfer</i>	0 msec.
<i>Bypass/Inverter transfer time</i>	0 msec.
<i>Efficiency</i>	>99%

SAFETY & ENVIRONMENT

<i>I/O Protections</i>	DC Input: MCB // Output: MCB // Bypass Input: MCE
<i>Over Voltage Protection</i>	IEEE 587 4500 A, 110 Joules
<i>Electrical Interference Reduction</i>	FCC Part 15 Class B
<i>Electrical Standards</i>	EN 50091-1 (Security) / EN 50091-2 (EMC)
<i>Protection Level / Color</i>	IP42 / RAL7035
<i>MTBF</i>	100,000 hrs. (w/out battery group)
<i>Enclosure Material</i>	Mild Steel, Zinc-phosphate coated; 100 μ m electrostatic paint; 1.5 mm thickness
<i>Cooling</i>	Forced fans
<i>Cable Entry</i>	Bottom
<i>Operating Temperature</i>	-10 / +40 °C
<i>Relative humidity</i>	5 - 90 %
<i>Operating Altitude</i>	Max. 2000 Mt.
<i>Noise Level</i>	Max. 60 db
<i>UPS Cabin Dimension</i>	(H)1150 (W)500 (D)600mm

* Please refer to battery sizing and technical datasheets for further details

** Please refer to UPS user manual for further technical details

Lima : Psje. Los Amancaes D-30 Urb. Canto Bello-Canto Grande Lima 36
 Arequipa : Victor Andres Belaunde K-14 - Zamacola -Cerro Colorado
 Fijos : 054-663292 / 054-316330 / 01-3875985
 RPM : #966612490 / #945086444 / *6908060
 RPC : 987845078 / 958957597
 Web : www.fotovoltaicosperu.com
 www.panelesolaresperu.com
 E-mail : fotovoltaicosperu@fotovoltaicosperu.com



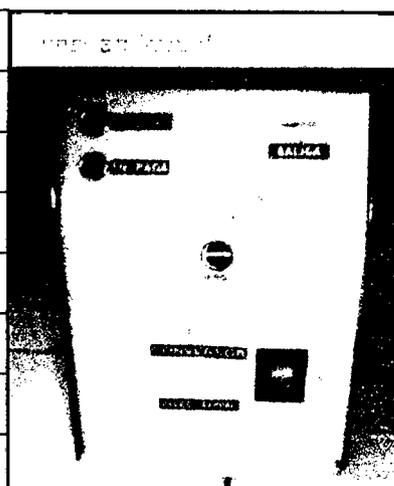
RUC:20455927588

LIDERS S.A.C.
 Lideres en Paneles Solares y Energias Renovables

INVERSOR ROBUSTO LIDERS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	LC-3000-24
Potencia	3000 Watts
Voltaje de entrada	24 VDC (20Vdc - 28Vdc)
Voltaje de salida	220VAC +- 2%
Regulacion frecuencia	60Hz +/- 1%
Temperatura de operacion	-10° a 70°C
Factor de potencia	0.9
Tipo de Onda	Escalonada
Tecnologia	PWM
Dimensiones	Largo: 43.5cm / Ancho: 20.5cm Alto: 31cm / Peso: 20 Kgr.



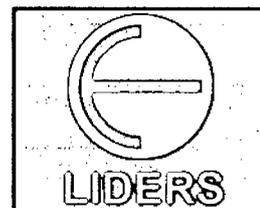
OTROS VALORES DE REFERENCIA:

Gabinete	Plancha metalica LAF.
Max. Altitud de operacion	3500 msnm
Humedad relativa	0 a 90% sin degradacion
Proteccion de cortocircuito	Si

para mas informacion de nuestros productos
visitenos a

www.energiasrenovablesperu.com

Lima : Psje. Los Amancaes D-30 Urb. Canto Bello-Canto Grande Lima 36
Arequipa : Victor Andres Belaunde K-14 - Zamacola -Cerro Colorado
Fijos : 054-663292 / 054-316330 / 01-3875985
RPM : #966612490 / #945086444 / *6908060
RPC : 987845078 / 958957597
Web : www.fotovoltaicosperu.com
www.panelesolaresperu.com
E-mail : fotovoltaicosperu@fotovoltaicosperu.com



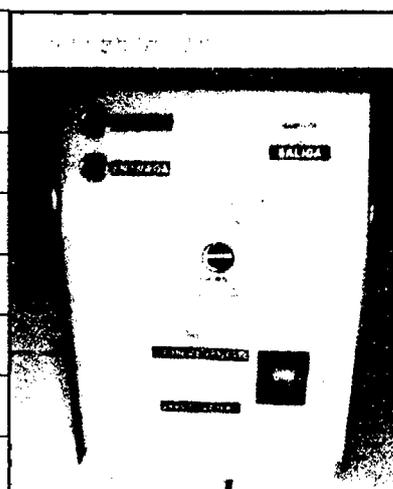
RUC:20455927588

LIDERS S.A.C.
 Lideres en Paneles Solares y Energias Renovables

INVERSOR ROBUSTO LIDERS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	LC-2500-24
Potencia	2500 Watts
Voltaje de entrada	24 VDC (20Vdc - 28Vdc)
Voltaje de salida	220VAC +- 2%
Regulacion frecuencia	60Hz +/- 1%
Temperatura de operacion	-10° a 70°C
Factor de potencia	0.9
Tipo de Onda	Escalonada
Tecnologia	PWM
Dimensiones	Largo: 43.5cm / Ancho: 20.5cm Alto: 31cm



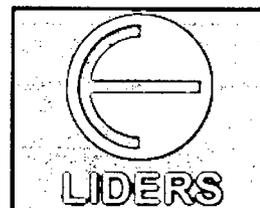
OTROS VALORES DE REFERENCIA:

Gabinete	Plancha metalica LAF.
Max. Altitud de operacion	3500 msnm
Humedad relativa	0 a 90% sin degradacion
Proteccion de cortocircuito	Si

para mas informacion de nuestros productos
visitenos a

www.energiasrenovablesperu.com

Lima : Psje. Los Amancaes D-30 Urb. Canto Bello-Canto Grande Lima 36
Arequipa : Victor Andres Belaunde K-14 - Zamacola -Cerro Colorado
Fijos : 054-663292 / 054-316330 / 01-3875985
RPM : #966612490 / #945086444 / *6908060
RPC : 987845078 / 958957597
Web : www.fotovoltaicosperu.com
www.panelesolaresperu.com
E-mail : fotovoltaicosperu@fotovoltaicosperu.com



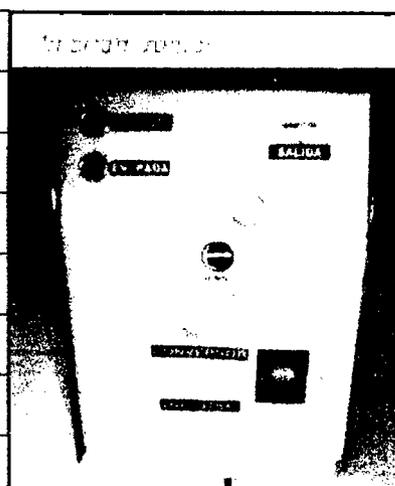
RUC:20455927588

LIDERS S.A.C.
Lideres en Paneles Solares y Energias Renovables

INVERSOR ROBUSTO LIDERS

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Modelo	LC-2000-24
Potencia	2000 Watts
Voltaje de entrada	24 VDC (20Vdc - 28Vdc)
Voltaje de salida	220VAC +- 2%
Regulacion frecuencia	60Hz +/- 1%
Temperatura de operacion	-10° a 70°C
Factor de potencia	0.9
Tipo de Onda	Escalonada
Tecnologia	PWM
Dimensiones	Largo: 43.5cm / Ancho: 20.5cm Alto: 31cm



OTROS VALORES DE REFERENCIA:

Gabinete	Plancha metalica LAF.
Max. Altitud de operacion	3500 msnm
Humedad relativa	0 a 90% sin degradacion
Proteccion de cortocircuito	Si

para mas informacion de nuestros productos
visitenos a

www.energiasrenovablesperu.com

Inversores Phoenix

180VA - 1200 VA 230V/50Hz y 110V/60Hz

www.vestronenergy.com

SinusMax – Diseño superior

Desarrollado para uso profesional, la gama de inversores Phoenix es ideal para innumerables aplicaciones. El criterio utilizado en su diseño fue el de producir un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada pero sin comprometer su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la máxima calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar potencia, sin problemas, a cualquier carga.

Potencia de arranque adicional

Una de las características singulares de la tecnología SinusMax consiste en su muy alta potencia de arranque. La tecnología de alta frecuencia convencional no ofrece un rendimiento tan extraordinario. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como ordenadores o herramientas eléctricas de baja potencia.

Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Interruptor on/off remoto

Conector para interruptor remoto on/off disponible en todos los modelos.

Panel de control remoto (sólo en el modelo 750 VA)

Se conecta al inversor con un cable RJ12 UTP (de 3 metros de longitud, incluido).

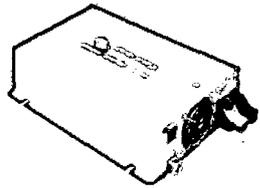
Conmutadores DIP para seleccionar 50 ó 60 Hz (sólo en el modelo 750 VA)

Conmutadores DIP para modo ahorro (sólo en el modelo 750 VA)

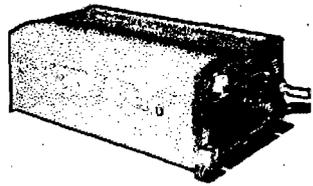
Al funcionar en modo de ahorro, la corriente no dedicada a la carga se reduce en 1/3 de su valor nominal. En este modo, el inversor se apaga si no hay carga, o si hay muy poca, y se vuelve a conectar cada dos segundos durante un breve periodo de tiempo. Si la corriente de salida excede un nivel preestablecido, el inversor seguirá funcionando. En caso contrario, el inversor volverá a apagarse. Con los conmutadores DIP, el nivel on/off puede establecerse entre 15W y 85W.

Disponible con tres tomas de corriente distintas

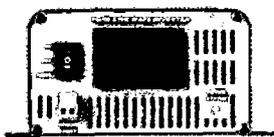
Ver las imágenes más abajo.



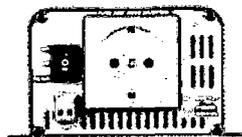
Phoenix Inverter
12/750



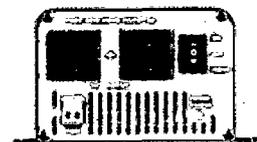
Phoenix Inverter
12/800 with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/350
with IEC-320 sockets



Phoenix Inverter 12/180
with Schuko socket



Phoenix Inverter 12/180
with Nema 5-15R sockets

Inversor Phoenix	12 Volt 24 Volt 48 Volt	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/750 24/750 48/750	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia CA cont. de salida a 25 °C (VA) (3)		180	350	750	800	1200
Potencia cont. a 25 °C / 40 °C (W)		175 / 150	300 / 250	700 / 650	700 / 650	1000 / 900
Pico de potencia (W)		350	700	1400	1600	2400
Tensión / frecuencia CA de salida (4)		110VAC o 230VAC +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada (V DC)		10,5 - 15,5 / 21,0 - 31,0 / 42,0 - 62,0			9,2 - 17,3 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 68,0	
Alarma de batería baja (V DC)		11,0 / 22 / 44			10,9 / 21,8 / 43,6	
Apagado por batería baja (V DC)		10,5 / 21 / 42			9,2 / 18,4 / 36,8	
Autorecuperación de batería baja (V DC)		12,5 / 25 / 50			12,5 / 25 / 50	
Eficacia máx. 12 / 24 / 48 V (%)		87 / 88	89 / 89 / 90	91 / 93 / 94	91 / 93 / 94	92 / 94 / 94
Consumo en vacío 12 / 24 / 48 V (W)		2,6 / 3,8	3,1 / 5,0 / 6,0	14 / 14 / 13	6 / 5 / 4	6 / 5 / 6
Consumo en vacío en modo de ahorro		n.a.	n.a.	3 / 4 / 5	2	2
Protección (2)		a - e				
Temperatura de funcionamiento		-40 to +50°C (refrigerado por ventilador)				
Humedad (sin condensación)		max 95%				

CARCAZA

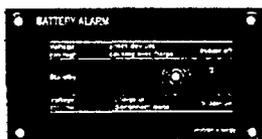
Material y color		aluminio (azul RAL 5012)				
Conexiones de la batería	1)	1)	Screw terminals	1)	1)	
Tomas de corriente CA estándar		230V: IEC-320 (IEC-320 enchufe incluido), CEE 7/4 (Schuko) 120V: Nema 5-15R BS 1363 (Reino Unido)				
Otros enchufes (bajo pedido)		AN/NZS 3112 (Australia/Nueva Zelanda)				
Tipo de protección		IP 20				
Peso en (kg / lbs)		2,7 / 5,4	3,5 / 7,7	2,7 / 5,4	6,5 / 14,3	8,5 / 18,7
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p en pulgadas)		72x132x200 2.8x5.2x7.9	72x155x237 2.8x6.1x9.3	72x180x295 2.8x7.1x11.6	108x165x305 4.2x6.4x11.9	108x165x305 4.2x6.4x11.9

ACCESORIOS

Panel de control remoto	n. a.	n. a.	Opcional	n. a.	n. a.
Interruptor on/off remoto	Conector bifásico		RJ12 plug	Conector bifásico	
Conmutador de transferencia automático			Filax		

NORMATIVAS

Seguridad		EN 60335-1				
Emisiones / Normativas		EN55014-1 / EN 55014-2 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3				
1) Cables de batería de 1.5 metros (12/180 con encendedor de cigarrillos)						
2) Protección						
a) Cortocircuito de salida		d) Tensión de la batería demasiado baja				
b) Sobrecarga		e) Temperatura demasiado alta				
c) Tensión de la batería demasiado alta						
3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1						
4) La frecuencia puede ajustarse por medio del conmutador DIP (sólo en modelos 750VA)						



Alarma de la batería

Indica que la tensión está demasiado alta o baja por medio de una alarma visual y sonora, y señalización remota.

Panel de control remoto

(sólo en modelos 750VA)
Se incluye cable RJ12 UTP para su conexión al inversor (longitud: 3 metros).

Monitor de baterías BMV

El monitor de baterías BMV dispone de un avanzado sistema de control por microprocesador combinado con un sistema de medición de alta resolución de la tensión de la batería y de la carga/descarga de corriente. Aparte de esto, el software incluye unos complejos algoritmos de cálculo para determinar exactamente el estado de la carga de la batería. El BMV muestra de manera selectiva la tensión, corriente, Ah consumidos o tiempo restante de carga de la batería. El monitor también almacena una multitud de datos relacionados con el rendimiento y uso de la batería.

ANEXO 6: TOMA DE MEDIDAS CON PINZA AMPERIMÉTRICA PARA DETERMINAR LA POTENCIA DE CONSUMO DE LA ILUMINACIÓN DEL CERCO PERIMÉTRICO Y VIAS DEL CAMPUS.

	SE. 2			SE.1		
	V	I arranque	I ser	V	I arranque	I ser
Toma 1	226	56,4	46,6	229	53,5	40,5
Toma 2	226	45,5	39,2	229	18,2	15,1
Toma 3	226	48,5	39,6	229	47,2	39,7
Promedio	226	50,1	41,8	229	39,6	31,8

F.P.	0,852			0,96		
Potencia (W)	13940,7	w		12095,9	w	
Tiempo	4380	h		4380	h	
Energia	61060,3	kw-h/año		52980,1	kw-h/año	
Real*	84688,4	kw-h/año		73481,5	kw-h/año	

**ANEXO 7: FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE
LOS MESES DE OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE 2013,
DEL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL
SANTA.**

531449

Universidad Nacional del Santa
URB. BELLA MAR S/N
20148309109

Hidrandina

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
VICERRECTORADO DE ABASTECIMIENTO
R.U.C. 20132823540

URB. BELLA MAR S/N

Ruta Reparto 202-1308-1890

Medida MT3
Tensión Baia Tension
Potencia 13.27.62 kV
Código E-340512
Tipo Suministro Trifásica-Aérea(C5.2)

Serie Medidor 000000001148398 - Electrón.
N° Hilos Medidor 3
Modalidad Potencia Variable
Inicio Contrato 01/06/2009
Termino Contrato 31/05/2014

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
69.1875	105.0000

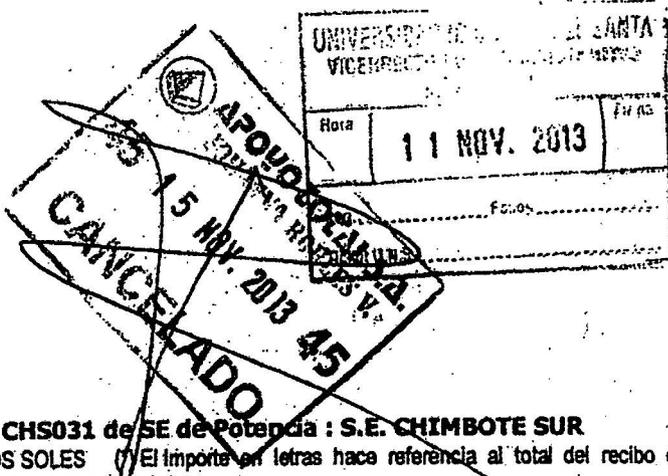
Calificación Fuera de Punta Horas Punta 130

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Energia Activa Total (kWh)	11,603.3000	11,801.2000	197.9000	20,284.7500
Energia Activa Hora Punta (kWh)	2,395.3000	2,439.1000	43.8000	4,489.5000
Energia Activa Fuera Punta (kWh)	9,208.0000	9,362.1000	154.1000	15,795.2500
Energia Reactiva (kVarh)	4,193.4000	4,254.0000	60.6000	6,211.5000
Potencia Hora Punta (kW)	0.4600	0.5400	0.5400	55.3500
Potencia Fuera Punta (kW)	0.5400	0.6800	0.6800	69.7000
Factor Calificación : 0.4955	Factor Medición 100.0000	Factor Transformación 1.0250		

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Costo Fijo		5.1600	5.16
Costo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.95
Energia Activa HP	4489.5000	0.1513	679.28
Energia Activa FP	15795.2500	0.1382	2182.90
Energia Reactiva	126.0750	0.0354	4.46
Costo Redes Distrib.FP	69.1875	9.0000	622.69
Costo Generación FP	69.7000	14.7100	1025.29
Impuesto P. B. (Alicuota : S/. 0.3191)			351.01
Costo de Compensatorio	1.0000	1.5121	1.51
TOTAL			4885.23
Imp. Graf. a las Ventas			879.34
Redondeo por redondeo	1.0000	-0.0200	-0.02
Diferencia de redondeo		0.0400	0.04
Importe Ley Nro. 28749	20284.7500	0.0074	150.11
			5914.70

TOTAL RECIBO DE OCTUBRE-2013

Importe a Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/. 110.87

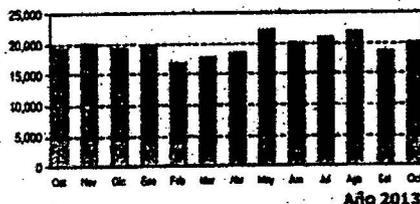
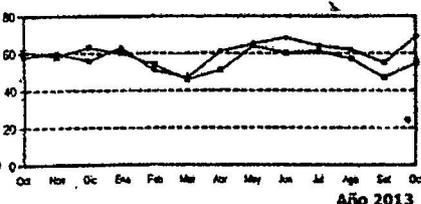


Su AMT es : A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

Importe en letras CINCO MIL NOVECIENTOS CATORCE Y 70/100 NUEVOS SOLES. El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Octubre-2013 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.

EMISION	04/11/2013	VENCIMIENTO	20/11/2013	DISTRIBUIZ promoviendo una cultura de puntualidad	5,914.70
---------	------------	-------------	------------	---	----------

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av.Chimbote 480
Bs.As. Of. Abastecimiento.

FILE://ISDBCIBM03DESCARGAS
\\SE001\FLO01\AC060\EM003\UN052\CS551\201310\RECEPCIO
NIVALE FISE ELECTRONICO.JPG

VISACION		TOTAL RETENCIONES		0
CONTROL INTERNO	JEFE DE LA OFICINA DE CONTABILIDAD	FORMA DE PAGO	AUTORIZACION	
RECIBI CONFORME		AÑO	2003	
FECHA	FIRMA	BANCO	001 BANCO DE LA NACION	
DNI	RUC	CTA CTE	001 0781-019356	
		CHEQUE GIRADO	77106837	
		CCI		
		TIPO DE OPERACION	GASTO - ADQUISICIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	

49531449

Universidad Nacional del Santa

URB. BELLA MAR S/N

26143309100

MT3

Baja Tension

13.2/7.62 kV

E-340512

Trifásica-Aérea(C5.2)

Serie Medidor 00000001148398 - Electrón.

N° Hilos Medidor 3

Modalidad Potencia Variable

Inicio Contrato 01/06/2009

Termino Contrato 31/05/2014

Hidrandina

URB. BELLA MAR S/N

URB. BELLA MAR S/N

Ruta Reparto 202-1306-1890

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
69.1875	105.0000

Calificación Horas Punta Horas Punta 125

Magnitud Leida

	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Activa Total (kWh)	11,801.2000	11,997.8000	196.6000	20,151.5000
Activa Hora Punta (kWh)	2,439.1000	2,481.1000	42.0000	4,305.0000
Activa Fuera Punta (kWh)	9,362.1000	9,516.7000	154.6000	15,846.5000
Reactiva (kVArh)	4,254.0000	4,313.3000	59.3000	6,078.2500
Reactiva Hora Punta (kVArh)	0.5400	0.5200	0.5200	53.3000
Reactiva Fuera Punta (kVArh)	0.6800	0.5400	0.5400	55.3500

Factor Calificación : 0.6222

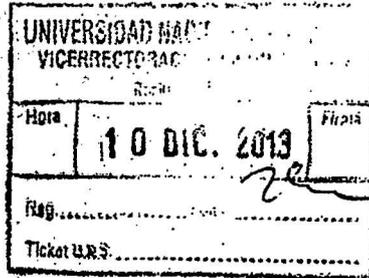
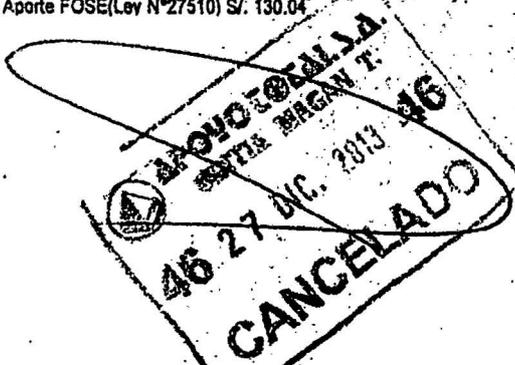
Factor Medición 100.0000

Factor Transformación 1.0250

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Costo Fijo		6.2180	6.22
Costo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.91
Activa HP	4305.0000	0.1522	655.22
Activa FP	15846.5000	0.1370	2170.97
Reactiva	32.8000	0.0351	1.15
Redes Distrib. HP	69.1875	12.4200	859.31
Generación HP	55.3500	28.9600	1602.94
Publico (Alicuota : S/. 0.3128)			344.08
TOTAL			5652.80
Grat. a las Ventas			1017.50
Redondeo	1.0000	-0.0400	-0.04
Redondeo		0.0200	0.02
Artículo Ley Nro. 28749	0.0074		149.12
	20151.5000	0.0074	149.12
			6819.40

RECIBO DE NOVIEMBRE-2013

Por pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/. 130.04

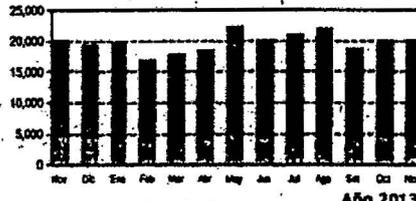
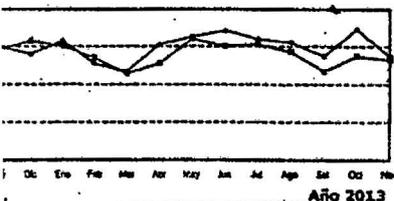


Su AMT es: A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

SEIS MIL OCHOCIENTOS DIECINUEVE Y 40/100 NUEVOS SOLES (*) El Importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de noviembre-2013 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I. Art. 4, Inciso 6.1.d.

04/12/2013	VENCIMIENTO 21/12/2013	DISTRILUZ promoviendo una cultura de puntualidad	*****6,819.40
------------	------------------------	--	---------------

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av. Chimbote 480 Bs.As. Of. Abastecimiento

FILE://MSD8CIBM03DESCARGAS ISE001FL001AC060EM003UN052CSS511201311RECEPCION MENSAJE NOV VARIOS 11 13.JPG

CONTROL INTERNO		JEFE DE LA OFICINA DE CONTABILIDAD	
RECIBI CONFORME			
FECHA	FIRMA		
	DNI	RUC	
	LIBRETA MILITAR		
FORMA DE PAGO		AUTORIZACION	
AÑO	2003		
BANCO	001 BANCO DE LA NACION		
CTA CTE	001 0781-019356		
CHEQUE GIRADO		79031249	
CCI			
TIPO DE OPERACION			
GASTO - ADQUISICION DE BIENES Y SERVICIOS			

51-16007665

Facturación: Diciembre-2013

Recibo por Consumo del 01/12/2013 al 31/12/2013

hidrandina

DIRECCIÓN NACIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD Y GAS (DINSELEC)
C/ P. José A. Egúsquiza 1707 - T. 113
R.U.C. 20132023549

49531449

Universidad Nacional del Santa

URB. BELLA MAR S/N

20149309109

URB. BELLA MAR S/N

Ruta Reparto 202-1308-1890

Serie Medidor 000000001148398 - Electrón.

Nº Hilos Medidor 3

Modalidad Potencia Variable

Inicio Contrato 01/06/2009

Termino Contrato 31/05/2014

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
67.1375	105.0000

Calificación Fuera de Punta: HorasPunta 125

Magnitud Leida

	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Activa Total (kWh)	11.997.8000	12.189.1000	191.3000	19.808.2500
Activa Hora Punta (kWh)	2.481.1000	2.518.2000	37.1000	3.802.7500
Activa Fuera Punta (kWh)	9.516.7000	9.670.9000	154.2000	15.805.5000
Reactiva (kVAr)	4.313.3000	4.363.7000	50.4000	5.166.0000
Horas Punta (kW)	0.5200	0.5300	0.5300	54.3250
Horas Fuera Punta (kW)	0.5400	0.6000	0.6000	61.5000

Factor Medición 100.0000

Factor Transformación 1.0250

Concepto

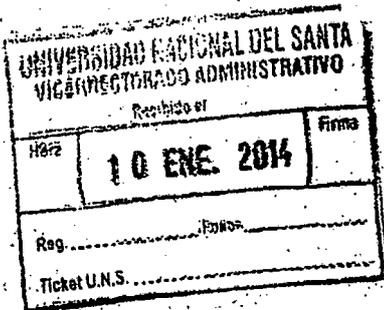
Consumo

Precio Unitario

Total

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Costo Fijo		6.2300	6.23
Costo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.90
Activa HP	3802.7500	0.1523	579.16
Activa FP	15805.5000	0.1368	2162.19
Uso Redes Distrib.FP	67.1375	12.6800	849.96
Activa Generación FP	61.5000	14.3000	879.45
Impuesto Publico (Alícuota : S/. 0.3525)			317.25
Impensatorio	1.0000	9.7927	9.79
TOTAL			4816.93
Grat. a las Ventas			887.05
Costo por redondeo	1.0000	-0.0200	-0.02
Exención de redondeo		0.0400	0.04
Artículo Ley Nro. 28749 0.0074	19808.2500	0.0074	145.10
TOTAL RECIBO DE DICIEMBRE-2013			5829.10

El pago incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/. 108.72

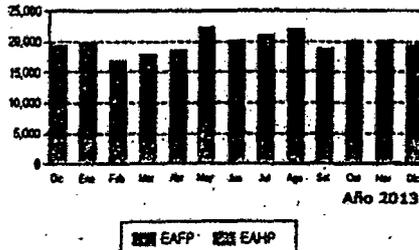
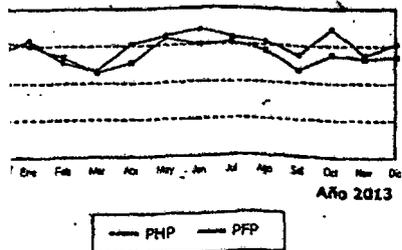


Su AMT es : A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

CINCO MIL OCHOCIENTOS VEINTINUEVE Y 10/100 NUEVOS SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de diciembre-2013 Comprobante emitido según RS-007-99-SUNAT. Cap. I. Art. 4, Inciso 8.1.d.

04/01/2014	20/01/2014	DISTRILUZ promoviendo una cultura de puntualidad	*****5,829.10
------------	------------	--	---------------

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av.Chimbote 480 - Bs.As. Of. Abastecimiento

FILE://MS0BCI8M03/DESCARGAS
ISE001FL001AC060EM003/UN052IGS5511201312/RECEPCIO
NIMENSAJE NAVIDAD.JPG

Facturación: Diciembre-2013
Universidad Nacional del Santa
Número 49531449
Dirección URB. BELLA MAR S/N
202-1308-1890
Inicio 04/01/2014
Fin 20/01/2014

Recibo Nº 551-16007665

Chimbote/Santa

TOTAL A PAGAR *****5,829.10



531467

Recibo por Consumo del 01/10/2013 al 31/10/2013

Hidrandina

Universidad Nacional del Santa
AV. UNIVERSITARIA S/N. URB. B. MAR
20148309109

Av. Pacifico N° 508-Bnos Aires de Chimbote
Ruta Reparto 202-1308-1900

MT4
Media Tension
13.2/7.62 kV
E-341127
Trifásica-Aérea(C5.2)

Serie Medidor 000000001616405 - Electrón.
N° Hilos Medidor 3
Modalidad Potencia Variable
Inicio Contrato 01/06/2009
Termino Contrato 31/05/2014

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
141.0000	250.0000

Magnitud Leida	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Horas Punta	Horas Punta 130
Activa Total (kWh)	5,751.9000	5,814.8000	62.9000		37,740.0000
Activa Hora Punta (kWh)	1,558.4000	1,573.7000	15.3000		9,180.0000
Activa Fuera Punta (kWh)	4,193.5000	4,241.1000	47.6000		28,560.0000
Reactiva (kVarh)	6,771.8000	8,810.0000	38.4000		23,040.0000
Activa Hora Punta (kW)	0.1800	0.2100	0.2100		126.0000
Activa Fuera Punta (kW)	0.1300	0.1400	0.1400		84.0000
Factor Calificacion : 0.5604	Factor Medicion : 600.0000				

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Costo Fijo		5.1600	5.16
Costo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.92
Activa (S/. 0.1417 x 37740 Kwh)	37740.0000	0.1417	5347.78
Reactiva	11718.0000	0.0354	414.82
Redes Distrib. HP	141.0000	8.8200	1243.62
Activa Generación HP	126.0000	26.1200	3291.12
Impuesto Publico (Alicuota : S/. 0.3191)			478.65
Costos Compensatorio	1.0000	2.9291	2.93
TOTAL			10798.98
Costo a las Ventas			1943.46
Costo de redondeo		-0.0200	-0.02
Costo Ley Nro. 28749 0.0074	37740.0000	0.0074	279.28
			13019.70

RECIBO DE OCTUBRE-2013

Por Pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/. 254.42



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
11 NOV. 2013
Firma
Res.
Net U.S.

Su AMT es : A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

TRECE MIL DIECINUEVE Y 70/100 NUEVOS SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Octubre-2013
emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.

11/11/2013

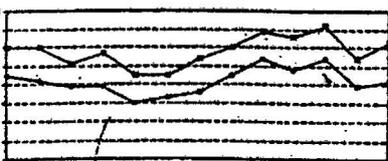
VENCIMIENTO 20/11/2013



DISTRILUZ promoviendo una cultura de puntualidad

*****13,019.70

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av. Chimbote 480
Bs.As. Of. Abastecimiento

FILE://MSDBCIBM03\DESCARGAS
1SE001\FL001\AC060\EM003\UN052\CS551\201310\RECEPCIO
NVALE FISE ELECTRONICO.JPG

VISACION	
CONTROL INTERNO	JEFE DE LA OFICINA DE CONTABILIDAD
RECIBI CONFORME	
FECHA	FIRMA
DNI	RUC
LIBRETA MILITAR	

TOTAL RETENCIONES	
FORMA DE PAGO	AUTORIZACION
AÑO 2003	
BANCO 001 BANCO DE LA NACION	
CTA CTE 001 0781-019356	
CHEQUE GIRADÓ	77106837
CCI	
TIPO DE OPERACION	
GASTO - ADQUISICION DE BIENES Y SERVICIOS.	

49531467

Recibo por Consumo del 01/11/2013 al 30/11/2013

Hidrandina

Universidad Nacional del Santa
AV. UNIVERSITARIA S/N. URB. B. MAR
20148309109

Av. Pacifico N° 508-Bnos Aires N° Chimbote
Ruta Reparto 202-1308-1900

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
141.0000	250.0000

Calificación Horas Punta Horas Punta 125

Magnitud Leida

Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
5,814.8000	5,878.0000	63.2000	37,920.0000
1,573.7000	1,589.6000	15.9000	9,540.0000
4,241.1000	4,288.4000	47.3000	28,380.0000
6,810.0000	6,849.5000	39.5000	23,700.0000
0.2100	0.2200	0.2200	132.0000
0.1400	0.1600	0.1600	96.0000

Factor Calificacion : 0.5782

Factor Medicion 600.0000

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Costo Fijo		6.2180	6.22
Costo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.87
Energía Activa (S/. 0.1410 x 37920 Kwh)	37920.0000	0.1410	5348.72
Energía Reactiva	12324.0000	0.0351	432.57
Uso Redes Distrib. HP	141.0000	12.4200	1751.22
Energía Activa Generación HP	132.0000	28.9600	3822.72
Impuesto Publico (Alicuota : S/. 0.3128)			469.20
TOTAL			11841.52
Impuesto a las Ventas			2131.47
Redondeo	1.0000	0.0200	0.02
Corrección de redondeo		-0.0200	-0.02
Artículo Ley Nro. 28749	0.0074	0.0074	280.81
	37920.0000		14253.60

TOTAL RECIBO DE NOVIEMBRE-2013

El pago incluye Aporte FOSE (Ley N° 27510) S/ 376.18



Su AMT es : A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

ATORCE MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y TRES Y 60/100 NUEVOS SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de noviembre-2013 Comprobante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I. Art. 4, Inciso 6.1.d.

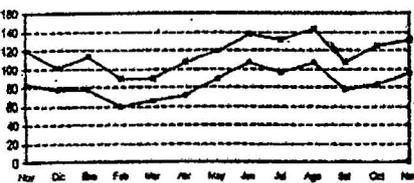
BA/12/2013

VENCIMIENTO 21/12/2013

DISTRILUZ promoviendo una cultura de puntualidad

*****14,253.60

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av. Chimbote 480
Bs.As. Of. Abastecimiento

FILE://MSDBCIBM03\DESCARGAS
ISE001\FL001\AC060\EM003\UN052\CS551\201311\RECEPCIO
NMENSAJE NOV VARIOS 11.13.JPG

CONTROL INTERNO	JEFE DE LA OFICINA DE CONTABILIDAD
RECIBI CONFORME	
FECHA	FIRMA
DNI	RUC
LIBRETA MILITAR	

TOTAL RETENCIONES		0.00
FORMA DE PAGO	AUTORIZACION	
AÑO	2003	
BANCO	001 BANCO DE LA NACION	
CTA CTE	001 0781-019356	
CHEQUE GIRADO	79031249	
CCI		
TIPO DE OPERACION	GASTO - ADQUISICION DE BIENES Y SERVICIOS	

51-16007664

Facturación: Diciembre-2013

Recibo por Consumo del 01/12/2013 al 31/12/2013



49531467

Universidad Nacional del Santa
AV. UNIVERSITARIA S/N. URB. B. MAR
20148309109

Av. Pacifico N° 508-Bnos Aires - Hvy Chimbote
Ruta Reparto 202-1308-1900

MT4
Media Tension
13.2/7.62 kV
E-341127

Serie Medidor 00000001616405 - Electrón.
N° Hilos Medidor 3
Modalidad Potencia Variable
Inicio Contrato 01/06/2009
Termino Contrato 31/05/2014

Promedio Maxima Demanda	Potencia Contratada
138.0000	250.0000

Calificación Fuera de Punta Horas Punta 125

Magnitud Leida

	Lectura Anterior	Lectura Actual	Diferencia	Demanda
Activa Total (kWh)	5,878.0000	5,933.6000	55.6000	33,380.0000
Activa Hora Punta (kWh)	1,589.6000	1,602.5000	12.9000	7,740.0000
Activa Fuera Punta (kWh)	4,288.4000	4,331.1000	42.7000	25,620.0000
Reactiva (kVar)	6,849.5000	6,883.3000	33.8000	20,280.0000
Activa Hora Punta (kW)	0.2200	0.2100	0.2100	126.0000
Activa Fuera Punta (kW)	0.1600	0.1400	0.1400	84.0000

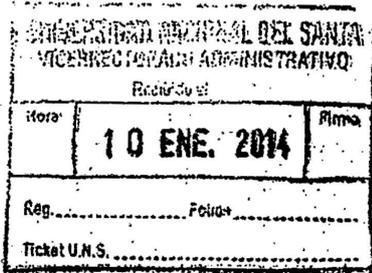
Calificación : 0.4914

Factor Medicion 600.0000

Concepto	Consumo	Precio Unitario	Total
Fijo		6.2300	6.23
por Reposición y Mantenimiento de la Conexión			12.88
Activa (S/. 0.1409 x 33360 Kwh)	33360.0000	0.1409	4700.42
Reactiva	10272.0000	0.0354	363.63
Redes Distrib.FP	138.0000	12.6600	1747.08
Generación FP	126.0000	14.3000	1801.80
Publico (Alicuota : S/. 0.3525)			528.75
Compensatorio	1.0000	20.4682	20.47
TOTAL			9181.24
Grat. a las Ventas			1652.62
por redondeo	1.0000	-0.0200	0.02
de redondeo		-0.0400	-0.04
Ley Nro. 28749 0.0074	33360.0000	0.0074	246.86
			11080.70

RECIBO DE DICIEMBRE-2013

Por pagar incluye Aporte FOSE(Ley N°27510) S/. 209.70

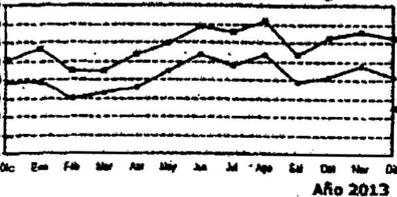


Su AMT es : A3069 - CHS031 de SE de Potencia : S.E. CHIMBOTE SUR

ONCE MIL OCHENTA Y 70/100 NUEVOS SOLES (*) El importe en letras hace referencia al total del recibo del mes de Diciembre-2013
probante emitido según RS-007-99 SUNAT Cap. I, Art. 4, Inciso 6.1.d.

04/01/2014	20/01/2014	DISTRIBU2 promoviendo una cultura de puntualidad	*****11,080.70
------------	------------	--	----------------

HISTORICO DE CONSUMOS REGISTRADOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA - Av. Chimbote 480
Bs.As. Of. Abastecimiento
FILE://MSDBCIBM03\DESCARGAS
ISE001\FL001\AC060\EM003\UN052\CS551\2013\12\RECEPCIO
NUMENSAJE NAVIDAD.JPG

Facturación: Diciembre-2013
Universidad Nacional del Santa
Número 49531467
Dirección AV. UNIVERSITARIA S/N. URB. B. MAR
202-1308-1900
Fecha 04/01/2014
Vencimiento 20/01/2014

Recibo N° 551-16007664
Chimbote/Santa
TOTAL A PAGAR *****11,080.70



ANEXO 8: CÁLCULO DE FACTOR DE POTENCIA Y CONSUMO TOTAL ANUAL DE ENERGÍA BASADO EN FACTURACIÓN DE 3 MESES SEGUIDOS DEL CAMPUS DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

Magnitud Leida	S.E.1. Tarifa MT3			S.E.2. Tarifa MT4		
	Medidor N°00000001148398			Medidor N°00000001616405		
	oct-13	nov-13	dic-13	oct-13	nov-13	dic-13
Energía Activa Total (kWh)	20284,75	20151,50	19608,25	37740,00	37920,00	33360,00
Energía Activa HP(kWh)	4489,50	4305,00	3802,75	9180,00	9540,00	7740,00
Energía Activa FP (kWh)	15795,25	15846,50	15805,50	28560,00	28380,00	25620,00
Energía Reactiva (kVARh)	6211,50	6078,25	5166,00	23040,00	23700,00	20280,00
Potencia Hora Punta (kW)	55,35	53,30	54,33	126,00	132,00	126,00
Potencia Hora Fuera Punta (kW)	69,70	55,35	61,50	84,00	96,00	84,00

Promedio Energía Activa Total (kWh)	20014,83			36340,00		
-------------------------------------	----------	--	--	----------	--	--

Factor de Potencia	0,956	0,957	0,967	0,854	0,848	0,854
--------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

FP SE1	0,960
FP SE2	0,852
Energía total anual (kWh)	676258

Datos tomados de facturación mensual del campus de la Universidad Nacional del Santa

ANEXO 9: PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA DETERMINAR EL MONTO PROMEDIO ANUAL QUE FACTURA LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA POR CONCEPTO DE ILUMINACIÓN DE LAS VIAS Y EL CERCO PERIMPÉTRICO DE SU CAMPUS.

SubEstación N° 1
Opción Tarifaria MT3

Concepto	Consumo	Precio Unitario (S/.)	Total (S/.)
Energía Activa HP	1572,47	0,1755	275,97
Energía Activa FP	2927,21	0,1462	427,96
Energía Reactiva	37,50	0,0359	1,35
Pot. Uso de Redes de Distribución HP	12,10	30,86	373,41
Pot. Activa de Generación HP	12,10	15,24	184,40
		Monto Total	1263,08

Monto total Anual (S./año) 15156,99
Monto total Anual (US\$/año) 5613,70

SubEstación N° 2
Opción Tarifaria MT4

Concepto	Consumo	Precio Unitario (S/.)	Total (S/.)
Energía Activa	5185,94	0,1611	835,45
Energía Reactiva	1630,91	0,0359	58,55
Pot. Uso de Redes de Distribución HP	13,94	30,91	430,89
Pot. Activa de Generación HP	13,94	15,26	212,72
		Monto Total	1537,61

Monto total Anual (S./año) 18451,37
Monto total Anual (US\$/año) 6833,84

**ANEXO 10: COTIZACION Y PRECIO DE LOS EQUIPOS
UTILIZADOS PARA EL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR.**

DLM-14-24495-(AD-LIMA-PERU)

Lima, 26 de agosto del 2014

Señores: OPSEPLANT S.A
 Atención: Sr. Juan Chávez
 Teléfonos: #945537118
 Referencia: INVERSOR INDUSTRIAL DE 5KVA MARCA PMI

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente nos es grato saludarlos y a la vez entregarles a ustedes la cotización técnico - económico del sistema de la referencia.

ITEM	MODELO	DESCRIPCION	CANT	P.U.NIT	TOTAL
00.1	INV-5K	INVERSOR INDUSTRIAL DE 5KVA <ul style="list-style-type: none"> • Rango de potencia: 1 FASE/5KVA/4KW • Sistema de doble conversión en línea • Sistema de Microprocessor controlado • Factor de potencia: 0.8 • Potencia de salida: 4KW • Voltaje de entrada nominal: 120VDC • Voltaje de entrada de operación: ±10% • Voltaje de salida nominal: 220VAC • Entrada del Bypass: 220 VAC ±15% (1 fase + N, 2 cables), 60Hz • Conectores de salida: 1 Fase + N, 2 Cables • Tolerancia de voltaje: <ul style="list-style-type: none"> - Estático: ±1% - Dinámico con 100% de cambio de carga: ±10% en 100 msec. • Sobrecarga: <ul style="list-style-type: none"> - A 125% de carga: 10 minutos - A 150% de carga: 1 minuto - A 200% de carga: 1 segundo • Forma de onda: Sinusoidal pura • Distorsión armónica total: <ul style="list-style-type: none"> - En carga lineal: <3% - En carga no lineal: <7% • Factor de cresta: 3:1 (10 segundos a plena carga) • Tiempo de regulación: 40msec en ±2% 	5	\$ 13,866.89	\$ 69,334.45

	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Frecuencia de salida nominal:</i> <ul style="list-style-type: none"> - Sincronizado con la línea: 60Hz \pm 2% - No sincronizado con la línea: 60Hz \pm 0.1% • <i>Eficiencia con carga nominal:</i> >88% • <i>Comportamiento de corto circuito:</i> 3 x Corriente de salida nominal. • <i>Protección:</i> Protección contra corto circuito, sobretensión, sub tensión, sobre corriente y protección contra temperaturas altas Modbus TCP-IP • <i>Clase de protección:</i> IP42 • <i>Dimensiones:</i> 1150mm (Largo) 500mm(Ancho) 600mm (Profundidad) • <i>Incluye Transformador de aislamiento a la salida.</i> • <i>Incluye MCB para entrada, salida y Bypass.</i> • <i>Incluye Comunicación TCP/IP.</i> • <i>Incluye interruptor bypass</i> <p><u>Opcional(no incluidas en la cotización):</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Transformador de Bypass</i> • <i>Retardador de Flama XPLE</i> 			
			SUB TOTAL	\$ 69,334.45
			IGV (18%)	\$ 12,480.20
			TOTAL	\$ 81,814.65

CONDICIONES COMERCIALES:

- **Moneda** : Los precios están expresados en Dólares Americanos.
- **Garantía** : **02 años.**
- **Certificados** : Se entregara juego de certificados en físico.
- **Hoja de vida** : Carta de garantía del equipamiento.
- **Condiciones de pago** : **A tratar.**
- **Entrega** : 12-13 semanas, después de la orden de compra firmada y sellada.
- **Nro. Cta. Corriente** : (\$) 161-3000858768 Dlmred Ups Systems SAC – INTERBANK
- **Validez de la oferta** : 15 días, después de la fecha solicitar actualización.

Quedamos a su disposición para cualquier consulta que estime conveniente.

Atentamente.



ALEXANDRA DYRBERG
 Ejecutiva de ventas
 DLMRED S.A.C

PROVIENTO ENERGIAS RENOVABLES PERU S.A.C.

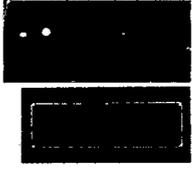
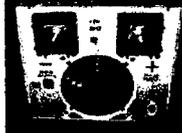
RUC: 20521134586

Proforma #:	95-0814	Fecha:	25-Aug-14
-------------	---------	--------	-----------

Datos del cliente:

Nombre/Razon Social:	
Dirección:	Lima
Responsable / Attn.:	Juan Carlos Chavez Soto

Proforma por:

Equipos Medición:		Equipos Generación:		X	Servicios internos:		Servicios externos:		
Cantidad:		Descripción Item:					Valor (USD) sin IGV		
#	En Stock						Unidad	Total	
1	Pcs	10	Bateria ULTRACELL GEL Ciclo Profundo 150Ah Voltaje: 12 VDC Capacidad: 150 Ah@10h Tipo: GEL Ciclos: 400 a 100%, 1200 a 50%, 2400 a 30% DOD Peso: 35 Kg Libre de mantenimiento Diseño de vida Float: 12 años Origen: Inglaterra					310.00	310.00
									
1	Pcs	0	Inversor UPS Powerstar 2 KW /24VDC Potencia: 2000 W Voltaje Entrada: 48VDC Voltaje salida: 220VAC Eficiencia 88% autosensing 50Hz o 60Hz Transferencia inmediata (10ms) sin interrupción entre red y inversor Modo standby con detección de carga 7 LEDs indicando el estado del convertor Con pantalla digital para voltaje de batería, de red y potencia y frecuencia Circuito de recarga de 7 niveles a través de la red para baterías seleccionable (Gel, AGM, Sellado, Flooded, etc.) Opcional: control remota					800.00	800.00
			  						
							SUBTOTAL:	1,110.00	
							Descuento:	0.00	
							SUBTOTAL:	1,110.00	
							IGV 18%	199.80	
							VALOR TOTAL (USD):	1,309.80	

Información adicional:

Condiciones de Pago:	60% Anticipo
Lugar de entrega:	Lima
Tiempo de entrega:	30 días
Validez de la oferta:	90 días
Condiciones generales:	Equipos nuevos y con garantía técnica de un año contra defectos de fabricación

Atentamente:



Olaf Schwetje, Apoderado ProViento S.A.C.

PROVIENTO ENERGIAS RENOVABLES PERU S.A.C.

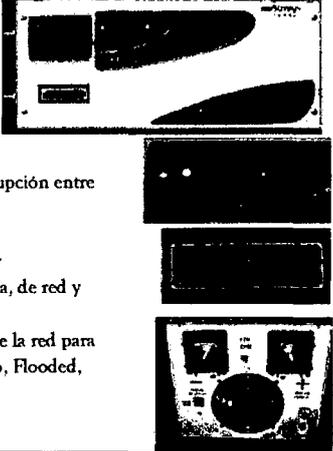
RUC: 20521134586

Proforma #:	95-0814	Fecha:	25-Aug-14
-------------	---------	--------	-----------

Datos del cliente:

Nombre/Razon Social:	
Dirección:	Lima
Responsable / Attn.:	Juan Carlos Chavez Soto

Proforma por:

Equipos Medición:		Equipos Generación:		X	Servicios Internos:		Servicios externos:		
Cantidad:		Descripción Item:					Valor (USD) sin IGV		
#	En Stock						Unidad	Total	
1	Pcs	10	Bateria ULTRACELL GEL Ciclo Profundo 150Ah Voltaje: 12 VDC Capacidad: 150 Ah@10h Tipo: GEL Ciclos: 400 a 100%, 1200 a 50%, 2400 a 30% DOD Peso: 35 Kg Libre de mantenimiento Diseño de vida Float: 12 años Origen: Inglaterra					310.00	310.00
									
1	Pcs	0	Inversor UPS Powerstar 2 KW /24VDC Potencia: 2000 W Voltaje Entrada: 48VDC Voltaje salida: 220VAC Eficiencia 88% autosensing 50Hz o 60Hz Transferencia inmediata (10ms) sin interrupción entre red y inversor Modo standby con detección de carga 7 LEDs indicando el estado del convertor Con pantalla digital para voltaje de batería, de red y potencia y frecuencia Circuito de recarga de 7 niveles a través de la red para baterías seleccionable (Gel, AGM, Sellado, Flooded, etc.) Opcional: control remota					800.00	800.00
									
							SUBTOTAL:	1,110.00	
							Descuento:	0.00	
							SUBTOTAL:	1,110.00	
							IGV 18%	199.80	
							VALOR TOTAL (USD):	1,309.80	

Información adicional:

Condiciones de Pago:	60% Anticipo
Lugar de entrega:	Lima
Tiempo de entrega:	30 días
Validez de la oferta:	90 días
Condiciones generales:	Equipos nuevos y con garantía técnica de un año contra defectos de fabricación

Atentamente:



Olaf Schwetje, Apoderado ProViento S.A.C.

DLM-14-24491-(AD-LIMA-PERU)

Lima, 25 de agosto del 2014

Señores: **OPSEPLANT S.A**
 Atención: **Sr. Juan Chávez**
 Teléfonos: **#945537118**
 Referencia: **BATERIAS SOLARES BSB DE 12V 250Ah**

De nuestra mayor consideración:

Por medio de la presente nos es grato saludarlos y a la vez entregarles a ustedes la cotización técnico - económico del sistema de la referencia.

ITEM	MODELO	DESCRIPCION	CANT	P.UNIT	TOTAL
00.1	Solar12-250	BATERIAS SOLARES BSB DE 12V 250Ah <ul style="list-style-type: none"> • Vida flotante diseñada (20oC):12 Años • Capacidad Nominal (20oC): 250 Ah@10HR-rate (to 1.80Vpc) • Dimensiones (mm):L521mm x W239mm x H223mm • Peso aprox.: 72.5Kg • Max. Corriente de carga:62.5A • Max. Descarga de corriente (5S):1800A • Corriente de cortocircuito:4600A • Amplia gama de temperaturas de funcionamiento de -15 ° C a 60 ° C • Nano electrolito de gel elimina la estratificación del ácido y prolongar el ciclo de vida. • Excelente capacidad de recuperación de descargas profundas 	50	\$.658.12	\$ 32,906
00.2	*****	GABINETE METALICO PARA ALOJAR BATERIAS <ul style="list-style-type: none"> • Estructura metálica para alojar baterías. • Rieles metálico para sujeción de celdas. • Baquelita con perno para separación de baterías. • ITM de protección • Pruebas generales 	01	\$ 4,123.08	\$ 4,123.08
SUB TOTAL					\$ 37,029.08
IGV (18%)					\$ 6,665.23
TOTAL					\$ 43,694.31

CONDICIONES COMERCIALES:

- Moneda : Los precios están expresados en Dólares Americanos.
- **Garantía** : **24 meses.**
- Certificados : Se entregara juego de certificados en físico, incluye CE.
- Hoja de vida : Carta de garantía del equipamiento.
- **Condiciones de pago** : **A tratar.**
- Entrega : 11 semanas, después de la orden de compra firmada y sellada.
- Nro. Cta. Corriente : (\$) 161-3000858768 Dlmred Ups Systems SAC – INTERBANK
- Validez de la oferta : 10 días, después de la fecha solicitar actualización.

Quedamos a su disposición para cualquier consulta que estime conveniente.

Atentamente.



ALEXANDRA DYRBERG
Ejecutiva de ventas
DLMRED S.A.C

ANEXO 11: DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR, CALCULANDO EL VAN Y EL COSTO POR ENERGÍA

DIAGRAMA DE COSTOS - SISTEMA HÍBRIDO

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INVERSION																					
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																					
Costos de Operación		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7480,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7480,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos de Mantenimiento		5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00
INGRESOS	240145,22	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	12980,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	12980,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00
BONOS CO2	80000,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00	698,00
FLUJO NETO	320145,22	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	12282,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00	12282,00	4802,00	4802,00	4802,00	4802,00

TSD 8%
VAN S/. 373.516,52
CONSUMO DE ENERGIA 143456,66 kWh/año
COSTO 0,130 US\$/kWh

ANEXO 12: DIAGRAMA DE FLUJO DE CAJA DEL SISTEMA ACTUAL, CALCULANDO EL VAN Y EL COSTO POR ENERGÍA

DIAGRAMA DE COSTOS - SISTEMA ACTUAL

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
INVERSION																						
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO																						
Costos de Operación		12446,86	12820,26	13204,87	13601,02	14009,05	14429,32	14862,20	15308,06	15767,30	16240,32	16727,53	17229,36	17746,24	18278,63	18826,99	19391,80	19973,55	20572,76	21189,94	21825,64	
Costos de Mantenimiento		5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	
EGRESOS	171285,84	17946,86	18320,26	18704,87	19101,02	19509,05	19929,32	20362,20	20808,06	21267,30	21740,32	22227,53	22729,36	23246,24	23778,63	24326,99	24891,80	25473,55	26072,76	26689,94	27325,64	
FLUJO NETO																						

TSD 8%
 VAN S/. 377.760,15
 CONSUMO DE ENERGÍA 115143,9 kWh/año
 COSTO 0,164 US\$/kWh

DIAGRAMA DE COSTOS - INCREMENTAL

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
INVERSION	240145,22																				
COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	12980	5500	5500	5500	5500	5500	5500	5500	12980	5500	5500	5500	5500
Costos de Operación		0	0	0	0	0	0	0	7480,00	0	0	0	0	0	0	0	7480,00	0	0	0	0
Costos de Mantenimiento		5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00	5500,00
INGRESOS	171285,84	12446,86	12820,26	13204,87	13601,02	14009,05	14429,32	14862,20	15308,06	15767,30	16240,32	16727,53	17229,36	17746,24	18278,63	18826,99	19391,80	19973,55	20572,76	21189,94	21825,64
BONOS CO2	80000,00	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40	730,40
FLUJO NETO	-68859,38	7677,26	8050,66	8435,27	8831,42	9239,45	9659,72	10092,60	3058,46	10997,70	11470,72	11957,93	12459,76	12976,64	13509,03	14057,39	7142,20	15203,95	15803,16	16420,34	17056,04

TSD 8%
 VAN \$3.918,41
 TIR 9%

ANEXO 13: CÁLCULO DE BONOS POR CO2 DEJADO DE EMITIR.



HERRAMIENTA PARA LA ESTIMACION DE LAS REDUCCIONES DE EMISIONES DE CO₂ - GENERACIÓN ELECTRICA POR ENERGIAS RENOVABLES PARA LA RED INTERCONECTADA



PASO 1: Factor de emisión

Factor de emisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Factor de Emisión SEIN (tC/MWh)	0,612
---------------------------------	-------

Notas:

1. El Factor de Emisión por defecto para esta herramienta de cálculo es el último factor utilizado por un proyecto peruano aprobado por Junta Ejecutiva MDL
2. El Factor de Emisión del Sistema Interconectado se calcula utilizando la herramienta metodológica aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL. Puede descargarse dicha herramienta en: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>
3. El FONAM desarrollará un nuevo factor de emisión con el apoyo del CF- Assist del Banco Mundial y llevará a cabo acciones para institucionalizar su estimación y publicación de manera sostenible. Hasta el momento, cada nuevo proyecto que aplica al Mecanismo de Desarrollo Limpio debe estimar el factor de emisión de la red al presentar su documentación

PASO 2: Estimación de las reducciones de CO₂

Generación entregada al SEIN (MWh/año)	137,08
--	--------

Generación anual (MWh)	Factor de emisión de Carbono (t C/MWh)	Emisiones (t CO ₂)
137,08	0,612	83,9



HERRAMIENTA PARA LA ESTIMACION DE LAS REDUCCIONES DE
EMISIONES DE CO₂ - GENERACIÓN ELECTRICA POR ENERGIAS
RENOVABLES PARA LA RED INTERCONECTADA



PASO 3: Reducciones de emisiones

Reducción de emisiones con Energía Renovable para la Red Interconectada (t CO ₂ /año)
83,9



HERRAMIENTA PARA LA ESTIMACION DE LAS REDUCCIONES DE EMISIONES DE CO₂ - GENERACIÓN ELECTRICA POR ENERGIAS RENOVABLES PARA LA RED INTERCONECTADA



PASO 4: Estimación de los Bonos CO₂

Carbon Price (US\$ / tCO ₂ e)	8,32
---	------

Carbon Price (MWh)	Emisiones (t CO ₂)	Bonos por CO ₂ (US\$) /año
8,32	83,9	698,0

PROYECTO ELECTRICO : INSTALACIONES ELECTRICAS EXTERIORES DE LA ILUMINACIÓN DE LAS PISTAS Y CERCO PERIMETRICO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA UNS

FECHA : #####

Monto : S/. 462471,78

PRESUPUESTO TOTAL

No.	DESCRIPCION	METRADO		COSTOS		
		UND	CANT.	UNIT.	PARCIAL	TOTAL

I.-SUMINISTRO DE MATERIALES, MANO DE OBRA Y TRANSPORTE

01	OBRAS PRELIMINARES					
01.00.01	Trazo y replanteo	m	3046	0,72	2185,20	
01.00.02	Transporte de Materiales	Gbl	1	8242,45	8242,45	10427,66
02	Movimientos de Tierra					
02.00.01	Exc. de hoyos para postes de 5 metros	u	19	9,31	176,88	
02.00.02	Exc. de hoyos para postes de 9 metros	u	92	21,82	2007,11	
02.00.03	Exc. de hoyos para postes de 10 metros	u	4	21,82	87,27	
02.00.04	Exc. de zanjas 0.4 x 0.65 m	m	3010	6,52	19611,53	
02.00.05	Exc. de zanjas 0.6 x 1.00 m	m	36	14,75	531,17	
02.00.06	Relleno de zanjas 0.4 x 0.65 m	m	3010	6,19	18627,45	
02.00.07	Relleno de zanjas 0.6 x 1.00 m	m	36	13,11	472,06	41513,46
03	Suministro y Montaje de Postes, ductos, Buzones y Pastorales					
03.00.01	Postes de C.A.C de 5m/70Kg	u	19	264,36	5022,80	
03.00.02	Postes de C.A.C de 9m/200Kg	u	92	553,70	50940,22	53
03.00.03	Postes de C.A.C de 10m/200Kg	u	4	638,00	2552,00	
03.00.04	Pastoral Parabolico de Fe Go 1 1/2" enfil	u	131	226,45	29664,62	
03.00.05	Buzones de Concreto (0.4x0.4x0.5m)	u	120	110,33	13239,65	
03.00.06	Ductos de 2 vias	m	36	61,25	2205,14	103624,42
04	Suministro y montaje de Cables de A.P.					
04.00.01	Circuito para AP con Cable NYY 3-1x6mm2	m	373	18,74	6991,81	
04.00.02	Circuito para AP con Cable NYY 3-1x10mm2	m	852	25,17	21443,73	
04.00.03	Circuito para AP con Cable NYY 3-1x16mm2	m	697	37,49	26128,06	
04.00.04	Circuito para AP con Cable NYY 3-1x25mm2	m	555	56,10	31136,91	
04.00.05	Circuito para AP con Cable NYY 2-1x6mm2	m	649	13,35	8663,27	94363,78
5	Salidas de Alumbrado					
05.00.01	Salidas aco. a poste de 5m(2-1x6mm2 NYY)	u	19	110,27	2095,04	
05.00.02	Salidas aco. a poste de 9m(2-1x6mm2 NYY)	u	92	157,48	14487,82	
05.00.03	Salidas aco. a poste de 10m(2-1x6mm2 NY)	u	4	156,68	626,70	17209,56
6	Sum. e Inst. de Artefactos de alumbrado					
06.00.01	Reflector Tipo CONTEMPO de PHILIPS	u	8	400,15	3201,18	
06.00.02	Luminaria tipo SRC 515(-F)de PHILIPS	u	131	470,23	61600,65	
06.00.03	Farola Tipo SPC 150 E40 de PHILIPS	u	19	313,00	5946,93	70748,76
07	Otros equipos					
07.00.01	Abrazaderas para pastoral Simple	u	106	31,08	3294,51	
07.00.02	Abrazaderas para pastoral Doble	u	82	41,98	3442,67	3442,67

I.-SUB-TOTAL DE TRANSPORTE MATERIALES Y MANO DE OBRA S/. 337.940,65

II.-GASTOS GENERALES Y UTILIDADES 33.794,06
16.897,03

SUB TOTAL GENERAL S/. 388.631,74

I.G.V. (19%) 73.840,03

TOTAL - GENERAL S/. 462.471,78
US\$ 171285,84

ANEXO 15: DISTRIBUCIÓN Y POSICIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN EL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO Y SOLAR

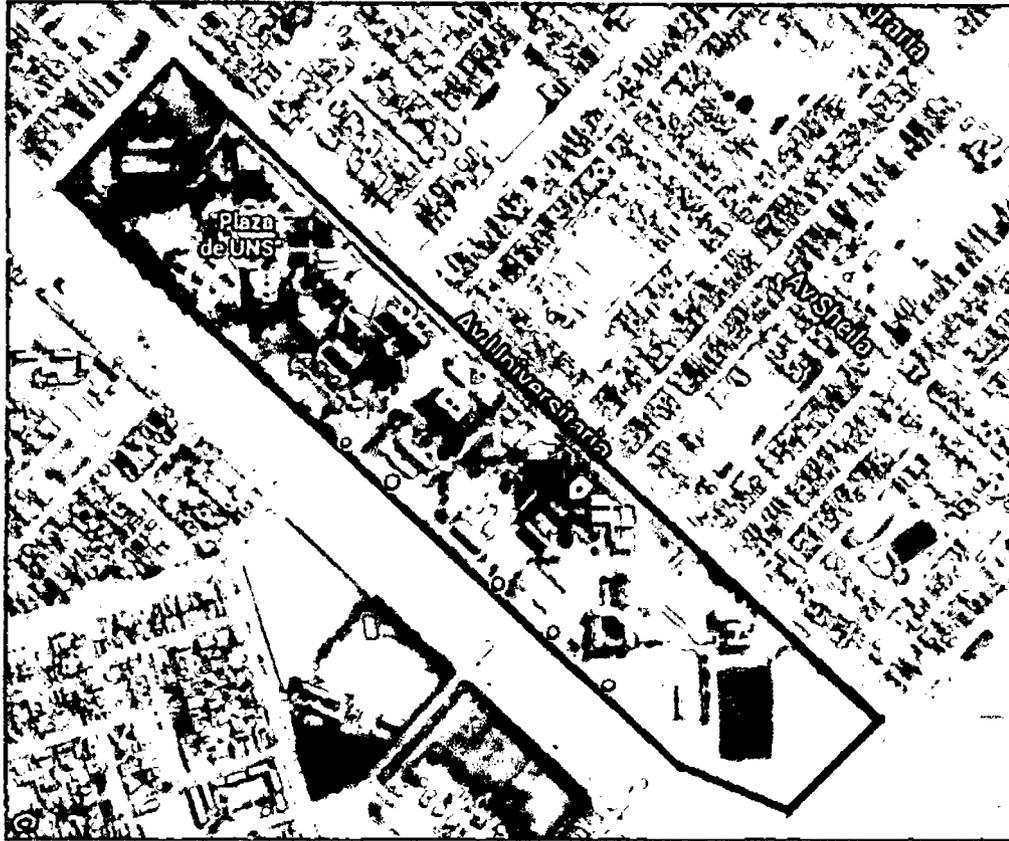
A. POSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores seleccionados durante la ejecución de la tesis, son los aerogeneradores Aeolos H-10kW, como hemos visto en la tabla N°20, en sus especificaciones físicas el rotor de este modelo tiene 8 metros de diámetro y una altura total de 12 metros, teniendo en cuenta estas características y basándonos en la tabla N°14 la cual nos afirma que la dirección del viento es de Sur a Norte en su mayoría, podemos ver en donde se podría posicionar nuestros aerogeneradores, los cuales deben tener una distancia considerable con respecto a las actuales sub estaciones, para aprovechar el cableado existente correspondiente a iluminación.

En resumen tendremos en cuenta tres aspectos para determinar el lugar de instalación y cimentación del aerogenerador:

- Diámetro del Rotor.
- Dirección del Viento.
- Cercanía a las instalaciones actuales y sobre todo a las subestaciones.

Debido a que actualmente el campus universitario de la UNS no cuenta con mucha área para la cimentación de los aerogeneradores, se decidió que estos deben ir de la siguiente manera a lo largo del perímetro del campus.



Los puntos rojos en el mapa simbolizan la ubicación de cada uno de los aerogeneradores.

B. POSICIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos YINGLE Y-285, tienen dentro de sus especificaciones las dimensiones de los mismos, que son 1970 x 990 x 50 (L x A x E) mm, el ángulo de incidencia del rayo solar sobre la superficie captadora determina a su vez la densidad de rayos solares que entrarán dentro de una superficie determinada. Una superficie situada perpendicularmente a la trayectoria de la radiación solar, recogerá más rayos solares que otra superficie de la misma dimensión con una inclinación distinta.

Como el Sol tiene dos tipos de movimiento aparente sobre el horizonte, el recorrido azimutal y el de altura, el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre una superficie fija varía constantemente a lo largo del día, y de un día a otro.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en los que los módulos solares están dispuestos a una inclinación fija a lo largo de todo el año, como es el caso que nos ocupa, el criterio a seguir para obtener una optimización global del sistema consiste en

dar un grado de inclinación tal que permita recibir la mayor cantidad de energía en el cómputo global del año.

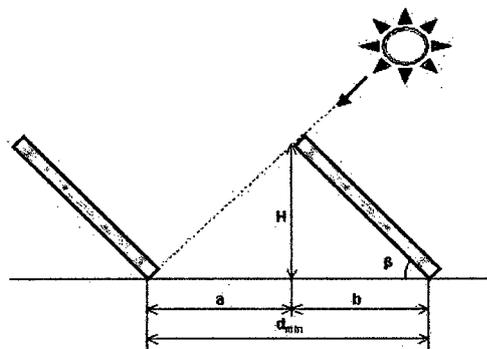
En nuestro caso, no se pudo encontrar el ángulo de inclinación óptimo para la mejor captación de radiación solar, por lo cual optaremos por utilizar a criterio un ángulo de 40° para todos los paneles solares.

Cálculo de sombras y distancia entre paneles

La presencia de objetos que lleguen a tapan una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada. En el caso que nos ocupa, no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano.

La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la figura siguiente.

En instalaciones que se utilicen todo el año, como es el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de Junio. En este día la altura solar es mínima y al mediodía solar tiene el valor siguiente.



Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares.

$$H = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23,5^\circ$$

De la figura anterior deducimos:

$$d_{\min} = l \cdot \left(\cos\beta + \frac{\text{Sen}\beta}{\text{tg}H} \right)$$

donde:

- d_{\min} es la distancia entre módulos para evitar sombras expresada en metros.
- l es la longitud del módulo (incluido el marco y el soporte correspondiente).
- H altura solar en el mediodía del mes más desfavorable.
- β es el grado de inclinación de los módulos respecto a la horizontal

En el caso que nos ocupa será:

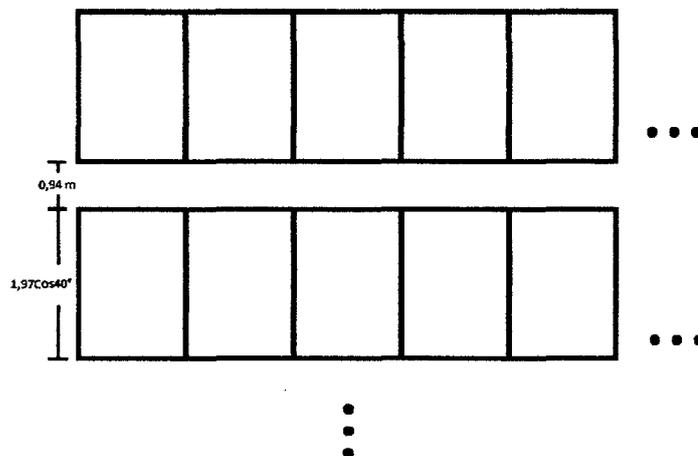
- Latitud del lugar: $9,12^\circ$
- Altura solar al mediodía del mes más desfavorable (invierno):
 $H = (90^\circ - 9,12^\circ) - 23,5^\circ = 57,38^\circ$
- Longitud de la placa solar: $L = 1,97 \text{ m}$,
- Inclinación óptima de los paneles: $\beta = 40^\circ$

Por lo que la separación entre líneas de módulos será:

$$d_{\min} = 1,97 (\cos 40^\circ + \text{sen } 40^\circ / \text{tg } 53,38^\circ) = 2,45 \text{ m}$$

Vemos que tenemos la distancia $d_{\min} = 2,45 \text{ m}$ y $b = 1,97 \cos 40^\circ = 1,51 \text{ m}$ entonces $a = 2,45 - 1,51 = 0,94 \text{ m}$, con esto sabemos la distancia entre paneles.

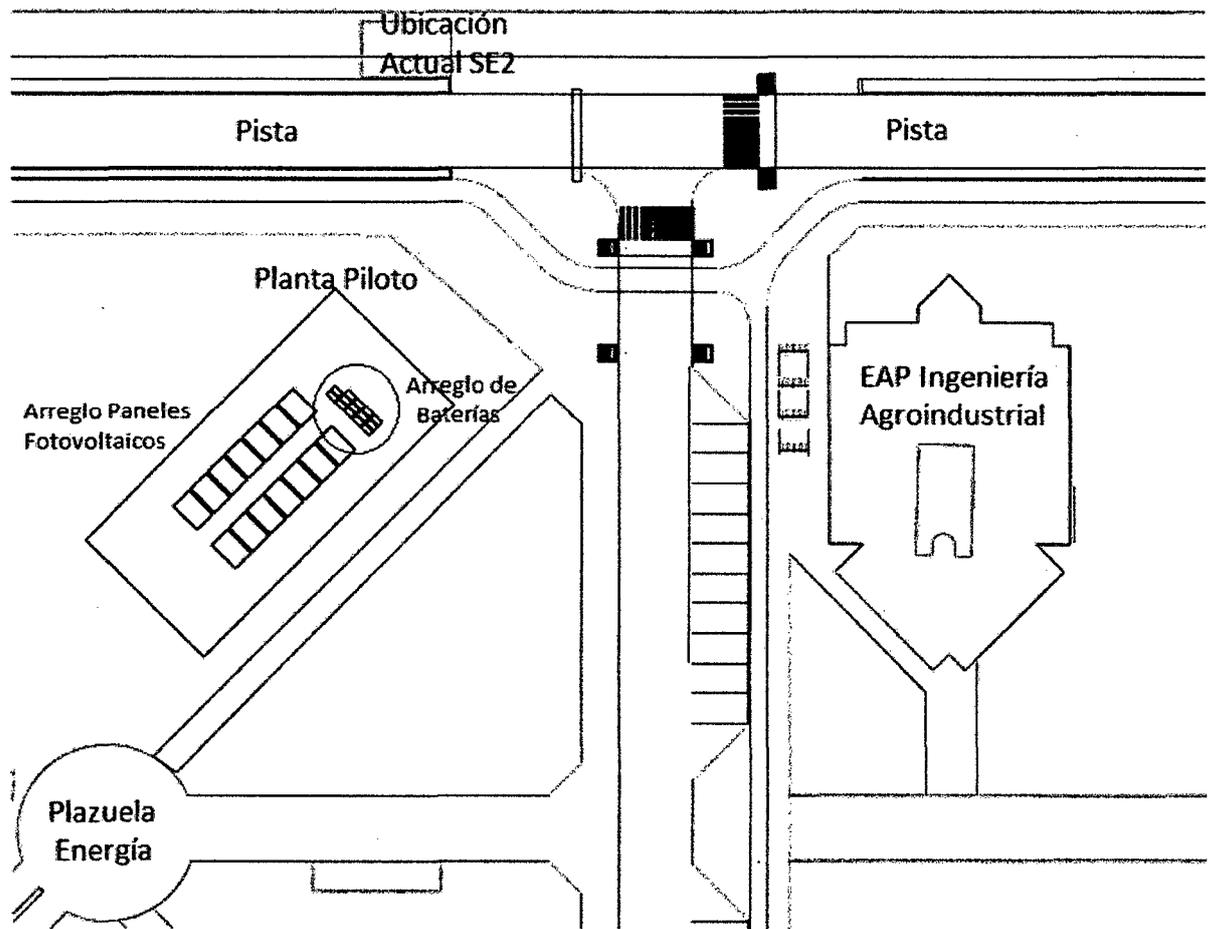
Vemos el siguiente esquema que vendría a ser la vista de planta de un arreglo fotovoltaico.



Para la ubicación de los paneles fotovoltaicos se toma en cuenta la proximidad a la subestación de energía eléctrica actual, para aprovechar el cableado eléctrico existente de las luminarias de las vías y el cerco perimétrico. Es por eso que se optó por ubicar 20 paneles en la azotea del Centro de Idiomas de la UNS y el están distribuidos como lo indica el siguiente esquema.



Los otros 14 paneles fotovoltaicos se instalaron a la proximidad de la sub estación 2 y se optó por instalarlos en la azotea de la planta piloto, tal como lo señala el siguiente esquema.



Cabe mencionar que las baterías también se encuentran cerca de los arreglos fotovoltaicos para garantizar la mínima pérdida por conducción.

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
OFICINA CENTRAL DE INVESTIGACIÓN

“CATÁLOGO DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN – TIPRO”

Resolución N° 1562 – 2006 - ANR

REGISTRO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

I. DATOS GENERALES:

UNIVERSIDAD: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

ESCUELA O CARRERA PROFESIONAL: INGENIERÍA EN ENERGÍA

TITULO DEL TRABAJO: “ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR PARA EL ALUMBRADO DE LAS VÍAS Y EL CERCO PERIMÉTRICO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: ENERGÍAS RENOVABLES

AUTORES:

- DNI: 43536391 CHÁVEZ SOTO, JUAN CARLOS
- DNI: 44332337 MEDINA SÁNCHEZ, JUAN PABLO

TITULO PROFESIONAL A QUE CONDUCE: TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AÑO DE APROBACIÓN DE LA SUSTENTACIÓN: 2014

II. CONTENIDO DEL RESUMEN

- **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:**

Como ingenieros en energía tenemos la obligación de buscar siempre la manera más limpia y viable de conseguir generar energía eléctrica, es por eso vemos en las energías eólica y solar, una alternativa idónea para reemplazar el uso de energías generadas convencionalmente.

Se pensó que la universidad podría ser parte de este cambio de matriz energética, sino es en su totalidad por lo menos empezar con lo que sería su iluminación pública.

Habiendo datos de velocidad de viento y radiación solar in situ, podemos calcular el potencial exacto y si se puede reemplazar por completo la alimentación de las luminarias de las vías y el cerco perimétrico del campus.

Es por ello que nos planteamos la siguiente pregunta:

¿Qué porcentaje de la energía demandada del campus universitario de la UNS puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico?

- **OBJETIVOS**

OBJETIVO GENERAL:

Cuantificar y dimensionar un sistema híbrido de generación eólico solar para abastecer de energía eléctrica las vías y el cerco perimétrico del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Determinar la velocidad de viento dada una altura específica.
- Determinar la Irradiación solar dada una coordenada específica.

- Realizar el procedimiento de cálculo de potencial eólico, utilizando modelos matemáticos y estadísticos.
 - Realizar el procedimiento de cálculo de potencial solar, utilizando modelos matemáticos.
 - Determinar la energía necesaria a demandada por el alumbrado del campus universitario.
 - Dimensionar los equipos a utilizar para el funcionamiento del Sistema Eólico Solar.
 - Determinar la viabilidad económica del Sistema Híbrido dimensionado.
- **HIPÓTESIS:**

El 20% de la energía demandada del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa, puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico.
 - **MARCO TEORICO:**

SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO SOLAR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Estos sistemas se denominan 'híbridos' porque pueden generar energía eléctrica a partir de dos o más fuentes de energía renovable simultáneamente; tal es el caso particular el sistema en estudio, fotovoltaica-eólica.

Los sistemas híbridos se componen de varias partes fundamentales:

- Al menos 2 tipos distintos de energía renovable.
- Fase de control de carga.
- Banco de baterías
- Inversor de corriente directa-corriente alterna (CC/CA)

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE AEROGENERADORES

- Potencia Nominal
- Diámetro del Rotor
- Velocidad de diseño
- Velocidad de arranque (Start up wind speed)
- Velocidad de inicio de carga (Cut-in wind speed)
- Velocidad de protección (Furling wind speed)

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

El comportamiento del panel es función del tipo de celda que lo constituye. Sin embargo los parámetros comunes a los diferentes tipos se pueden observar en la siguiente figura.

- Voltaje con circuito abierto (V_{oc})
- Voltaje a máxima potencia (V_m)
- Corriente en corto circuito (I_{sc})
- Corriente (I) a un determinado voltaje (V)
- Potencia máxima (P_m)
- Eficiencia total del panel
- Factor de forma (FF)

CARACTERÍSTICAS DE CONTROLADORES DE CARGA

Los controladores de carga o reguladores de voltaje son sistemas de protección que proveen al Aerogenerador y Sistema Fotovoltaico mayor confiabilidad en su operación. Es entonces que su selección y modo de trabajo es clave para el correcto funcionamiento en nuestra instalación híbrida. Sus funciones principales son:

- 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

para el rotor debido al embalamiento. En el caso de paneles fotovoltaicos esta situación no representa peligro alguno.

- Controlar los niveles de carga que ingresan a la batería manteniendo el voltaje de esta última dentro de límites seguros.

CARACTERÍSTICAS DE BATERÍAS

La función de las baterías es el almacenar energía para utilizarla de manera constante, es la única forma de almacenar energía eléctrica en sistemas eólicos y solares.

Los tipos de baterías se agrupan en:

- Baterías de arranque
- Baterías de tracción
- Baterías estacionarias

Los parámetros principales que describen a las baterías:

- Capacidad
- Grado de descarga
- Estado de carga
- Auto descarga
- Vida de la batería
- Ciclo

CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES

Un inversor es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utilizan para artefactos eléctricos que requieren CA o para hacer conexiones a una red CA. La selección debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Voltaje de Entrada en Corriente Continua
- Voltaje de Salida en Corriente Alterna
- Potencia Nominal

- Potencia Pico
- Forma de la Onda Alterna de Salida

- **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:**

CONCLUSIONES

- El 17% de la energía demandada por el campus universitario correspondiente a la energía requerida por la iluminación de las vías y el cerco perimétrico, serán suplidas por el sistema híbrido eólico solar.
- La velocidad de viento promedio medido a una altura de 12 metros (altura a la que trabajaremos por el aerogenerador seleccionado), en el campus de la Universidad Nacional del Santa es de 5 m/s, con una velocidad menor de 1m/s y una velocidad máxima de 9 m/s.
- Los valores de irradiación mensual fueron obtenidos según la base de datos de la NASA con promedio anual por día de 5.22 kWh/m².
- Mediante uso de la Distribución de Probabilidades de Weibull y las curvas características del aerogenerador seleccionado, se determinó el potencial eólico que se aprovechará para el alumbrado de las vías y el cerco perimétrico del campus de la UNS, y es de 129 100.25 kWh/año.
- El cálculo de potencial solar está directamente relacionado con el NHE (Número de Horas Efectivas de radiación), esto para nuestro sistema considera el mes de radiación más bajo con un valor de 4.51kWh/m²-día, generando una energía aproximada de 14 356.16 kWh/año.
- La energía que demanda la iluminación de las vías y el cerco perimétrico es de 115 143,54 kWh/año, con una demanda de potencia de 26,3 kW, y la energía necesaria que generará el sistema híbrido es de 137 076,07 con una potencia de generación de 31,3 kW.

- Los equipos que se dimensionaron para formar un sistema de generación híbrido eólico y solar se detallan consta de 5 aerogeneradores Marca Aeolos Modelo H-10 kW, 34 paneles fotovoltaicos Marca Yingle Modelo YGE 285, 34 Baterías Marca RITAR POWER modelo RA12-F16, 7 controladores de carga de 60A, 2 Inversores de Cargar Modelo LC-2500-24
- Instalar un sistema de generación híbrido eólico solar, es económicamente viable, debido a que el VAN del Sistema Híbrido es de US\$ 373 516.52 y tiene un costo de energía de 0.130 US\$/kWh Año, y el Sistema actual tiene una VAN de US\$ 377 760.15 y un costo de energía de 0.164 US\$/kWh Año.

RECOMENDACIONES

- Evaluar el uso de luminarias LED para disminuir el consumo y así mejorar el dimensionamiento de los Aerogeneradores y Sistemas Fotovoltaicos.
- Considerar como máxima descarga de las Baterías en un 50% para evitar el deterioro y prolongar la vida útil de las mismas.

• **BIBLIOGRAFÍA:**

- Gype, P. (1983). Wind Energy, How to use it. Stackpde Books.
- Lysen, E. H. (1982). Introduction to Wind Energy. Amersfoot: Steering Comitee Wind Energy Developing.
- Manwell, J. F. (2002). Wind Energy Explained: Therory, design and application. Chichester (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.
- Moragues, J., & Rapallini, A. (2003). Energía Eólica. Buenos Aires.
- Mur Armada, J. (1999). Curso de Energía Eólica. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
- Pinilla S., A. (1997). Manual de Aplicación de la Energía Eólica. Bogotá: INEA.
- Tannini, R., Gonzalez, J., & Mastrángelo, S. (s.f.). Energía Eólica: Teoría y Características de Instalaciones. Boletín Energético N°13, 54.

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
OFICINA CENTRAL DE INVESTIGACIÓN

“CATÁLOGO DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN – TIPRO”

Resolución N° 1562 – 2006 - ANR

REGISTRO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

I. DATOS GENERALES:

UNIVERSIDAD: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

ESCUELA O CARRERA PROFESIONAL: INGENIERÍA EN ENERGÍA

TÍTULO DEL TRABAJO: “ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO SOLAR PARA EL ALUMBRADO DE LAS VÍAS Y EL CERCO PERIMÉTRICO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA”

ÁREA DE INVESTIGACIÓN: ENERGÍAS RENOVABLES

AUTORES:

- DNI: 43536391 CHÁVEZ SOTO, JUAN CARLOS
- DNI: 44332337 MEDINA SÁNCHEZ, JUAN PABLO

TÍTULO PROFESIONAL A QUE CONDUCE: TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA

AÑO DE APROBACIÓN DE LA SUSTENTACIÓN: 2014

II. CONTENIDO DEL RESUMEN

- **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:**

Como ingenieros en energía tenemos la obligación de buscar siempre la manera más limpia y viable de conseguir generar energía eléctrica, es por eso vemos en las energías eólica y solar, una alternativa idónea para reemplazar el uso de energías generadas convencionalmente.

Se pensó que la universidad podría ser parte de este cambio de matriz energética, sino es en su totalidad por lo menos empezar con lo que sería su iluminación pública.

Habiendo datos de velocidad de viento y radiación solar in situ, podemos calcular el potencial exacto y si se puede reemplazar por completo la alimentación de las luminarias de las vías y el cerco perimétrico del campus.

Es por ello que nos planteamos la siguiente pregunta:

¿Qué porcentaje de la energía demandada del campus universitario de la UNS puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico?

- **OBJETIVOS**

OBJETIVO GENERAL:

Cuantificar y dimensionar un sistema híbrido de generación eólico solar para abastecer de energía eléctrica las vías y el cerco perimétrico del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Determinar la velocidad de viento dada una altura específica.
- Determinar la Irradiación solar dada una coordenada específica.

- Realizar el procedimiento de cálculo de potencial eólico, utilizando modelos matemáticos y estadísticos.
 - Realizar el procedimiento de cálculo de potencial solar, utilizando modelos matemáticos.
 - Determinar la energía necesaria a demandada por el alumbrado del campus universitario.
 - Dimensionar los equipos a utilizar para el funcionamiento del Sistema Eólico Solar.
 - Determinar la viabilidad económica del Sistema Híbrido dimensionado.
- **HIPÓTESIS:**
El 20% de la energía demandada del campus universitario de la Universidad Nacional del Santa, puede ser reemplazado por un Sistema Híbrido renovable eólico solar para garantizar su alumbrado en las vías y cercado perimétrico.
 - **MARCO TEORICO:**

SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO SOLAR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Estos sistemas se denominan 'híbridos' porque pueden generar energía eléctrica a partir de dos o más fuentes de energía renovable simultáneamente; tal es el caso particular el sistema en estudio, fotovoltaica-eólica.

Los sistemas híbridos se componen de varias partes fundamentales:

- Al menos 2 tipos distintos de energía renovable.
- Fase de control de carga.
- Banco de baterías
- Inversor de corriente directa-corriente alterna (CC/CA)

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE AEROGENERADORES

- Potencia Nominal
- Diámetro del Rotor
- Velocidad de diseño
- Velocidad de arranque (Start up wind speed)
- Velocidad de inicio de carga (Cut-in wind speed)
- Velocidad de protección (Furling wind speed)

PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

El comportamiento del panel es función del tipo de celda que lo constituye. Sin embargo los parámetros comunes a los diferentes tipos se pueden observar en la siguiente figura.

- Voltaje con circuito abierto (V_{oc})
- Voltaje a máxima potencia (V_m)
- Corriente en corto circuito (I_{sc})
- Corriente (I) a un determinado voltaje (V)
- Potencia máxima (P_m)
- Eficiencia total del panel
- Factor de forma (FF)

CARACTERÍSTICAS DE CONTROLADORES DE CARGA

Los controladores de carga o reguladores de voltaje son sistemas de protección que proveen al Aerogenerador y Sistema Fotovoltaico mayor confiabilidad en su operación. Es entonces que su selección y modo de trabajo es clave para el correcto funcionamiento en nuestra instalación híbrida. Sus funciones principales son:

- 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

para el rotor debido al embalamiento. En el caso de paneles fotovoltaicos esta situación no representa peligro alguno.

- Controlar los niveles de carga que ingresan a la batería manteniendo el voltaje de esta última dentro de límites seguros.

CARACTERÍSTICAS DE BATERÍAS

La función de las baterías es el almacenar energía para utilizarla de manera constante, es la única forma de almacenar energía eléctrica en sistemas eólicos y solares.

Los tipos de baterías se agrupan en:

- Baterías de arranque
- Baterías de tracción
- Baterías estacionarias

Los parámetros principales que describen a las baterías:

- Capacidad
- Grado de descarga
- Estado de carga
- Auto descarga
- Vida de la batería
- Ciclo

CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES

Un inversor es un dispositivo que convierte la corriente continua (CC) en corriente alterna (CA). Se utilizan para artefactos eléctricos que requieren CA o para hacer conexiones a una red CA. La selección debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Voltaje de Entrada en Corriente Continua
- Voltaje de Salida en Corriente Alterna
- Potencia Nominal

- Potencia Pico
- Forma de la Onda Alterna de Salida

- **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:**

CONCLUSIONES

- El 17% de la energía demandada por el campus universitario correspondiente a la energía requerida por la iluminación de las vías y el cerco perimétrico, serán suplidas por el sistema híbrido eólico solar.
- La velocidad de viento promedio medido a una altura de 12 metros (altura a la que trabajaremos por el aerogenerador seleccionado), en el campus de la Universidad Nacional del Santa es de 5 m/s, con una velocidad menor de 1m/s y una velocidad máxima de 9 m/s.
- Los valores de irradiación mensual fueron obtenidos según la base de datos de la NASA con promedio anual por día de 5.22 kWh/m².
- Mediante uso de la Distribución de Probabilidades de Weibull y las curvas características del aerogenerador seleccionado, se determinó el potencial eólico que se aprovechará para el alumbrado de las vías y el cerco perimétrico del campus de la UNS, y es de 129 100.25 kWh/año.
- El cálculo de potencial solar está directamente relacionado con el NHE (Número de Horas Efectivas de radiación), esto para nuestro sistema considera el mes de radiación más bajo con un valor de 4.51kWh/m²-día, generando una energía aproximada de 14 356.16 kWh/año.
- La energía que demanda la iluminación de las vías y el cerco perimétrico es de 115 143,54 kWh/año, con una demanda de potencia de 26,3 kW, y la energía necesaria que generará el sistema híbrido es de 137 076,07 con una potencia de generación de 31,3 kW.

- Los equipos que se dimensionaron para formar un sistema de generación híbrido eólico y solar se detallan consta de 5 aerogeneradores Marca Aeolos Modelo H-10 kW, 34 paneles fotovoltaicos Marca Yingle Modelo YGE 285, 34 Baterías Marca RITAR POWER modelo RA12-F16, 7 controladores de carga de 60A, 2 Inversores de Cargar Modelo LC-2500-24
- Instalar un sistema de generación híbrido eólico solar, es económicamente viable, debido a que el VAN del Sistema Híbrido es de US\$ 373 516.52 y tiene un costo de energía de 0.130 US\$/kWh Año, y el Sistema actual tiene una VAN de US\$ 377 760.15 y un costo de energía de 0.164 US\$/kWh Año.

RECOMENDACIONES

- Evaluar el uso de luminarias LED para disminuir el consumo y así mejorar el dimensionamiento de los Aerogeneradores y Sistemas Fotovoltaicos.
 - Considerar como máxima descarga de las Baterías en un 50% para evitar el deterioro y prolongar la vida útil de las mismas.
- **BIBLIOGRAFÍA:**
- Gype, P. (1983). Wind Energy, How to use it. Stackpde Books.
 - Lysen, E. H. (1982). Introduction to Wind Energy. Amersfoot: Steering Comitee Wind Energy Developing.
 - Manwell, J. F. (2002). Wind Energy Explained: Therory, design and application. Chichester (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.
 - Moragues, J., & Rapallini, A. (2003). Energía Eólica. Buenos Aires.
 - Mur Armada, J. (1999). Curso de Energía Eólica. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Zaragoza.
 - Pinilla S., A. (1997). Manual de Aplicación de la Energía Eólica. Bogotá: INEA.
 - Tannini, R., Gonzalez, J., & Mastrángelo, S. (s.f.). Energía Eólica: Teoría y Características de Instalaciones. Boletín Energético N°13, 54.