

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-
SOLAR EN EL DEPARTAMENTO DE MOQUEGUA

Tesis para optar por el Título de
Ingeniero Mecánico

Presentada por:

MAIMER TOMÁS HUALPA HUAMANÍ

Lima, 2006

RESUMEN

El uso de energías renovables en cualquier lugar de nuestro país requiere tener información actualizada sobre las características y operación de las alternativas de equipos que se pueden instalar. También es muy importante el conocer si existe o no recurso disponible en el lugar donde se planea realizar la instalación

Actualmente en nuestro país sólo existen datos confiables respecto del recurso solar, tal vez este hecho ha influido en que la energía solar sea la que más aceptación tenga en nuestro medio, sin embargo existe también energía del viento que puede y debe ser aprovechada.

En este trabajo se realiza un estudio de las características de salida de energía que tendría un sistema híbrido (solar–eólico) en la localidad de Ilo. Se escoge este lugar debido a que se cuenta con datos precisos de viento (velocidad y dirección) proporcionados por la Municipalidad Provincial de Ilo, asimismo se tienen disponible los datos de radiación solar y con ello es posible realizar un estudio preciso sobre la salida de energía del sistema.

Para lograr esto se desarrolla en los primeros capítulos la metodología que permite hacer el tratamiento estadístico de los datos con que se cuenta. Teniendo como base un ejemplo hipotético, pero bastante realista, de consumo de energía en una localidad rural se establecen la demanda de energía que se requiere para satisfacer necesidades básicas de luz y agua.

Finalmente y estableciendo a partir de las alternativas que ofrece el mercado, la configuración del sistema solar–eólico, se puede conocer la energía que es capaz de suministrar el sistema y hacer la comparación con la alternativa de grupo electrógeno la cual es una de las más utilizadas en nuestro país para suministrar energía en situaciones de aislamiento.



*A mis padres, por su
constante apoyo*

ÍNDICE

| | Pág. |
|--|-----------|
| Nomenclatura | ix |
| Índice de Fórmulas | xi |
| Introducción | xiii |
| Capítulo 1: Conceptos Fundamentales | 1 |
| 1.1 Antecedentes | 1 |
| 1.2 La Energía Eólica | 2 |
| 1.2.1 El viento como recurso natural | 2 |
| 1.2.2 Otros patrones de circulación atmosférica | 4 |
| 1.2.3 Efecto de la geografía | 5 |
| 1.2.4 Potencia en un tubo de corriente de aire y límite de Betz | 8 |
| 1.2.5 Tipos de turbinas eólicas | 12 |
| 1.2.6 Aspectos sobre impacto ambiental | 15 |
| 1.2.6.1 Interacción con aves | 15 |
| 1.2.6.2 Impacto visual sobre el paisaje | 16 |
| 1.2.6.3 Ruido producido | 17 |
| 1.3 La Energía Solar | 18 |
| 1.3.1 El efecto fotovoltaico como base de la tecnología solar | 18 |
| 1.3.2 Tecnologías de células fotovoltaicas | 21 |
| 1.3.3 El panel solar | 24 |
| Capítulo 2: Estudio y Evaluación de los Recursos Eólico y Solar en Moquegua | 26 |
| 2.1 Energía Eólica | 26 |
| 2.1.1 Perfiles de velocidades | 26 |
| 2.1.1.1 Relación logarítmica | 26 |
| 2.1.1.2 Relación exponencial | 26 |
| 2.1.2 Mapas Eólicos | 28 |
| 2.1.3 Análisis Estadístico | 29 |
| 2.1.3.1 Distribución Weibull | 30 |
| 2.1.3.2 Distribución Rayleigh | 32 |
| 2.2 Energía Solar | 33 |
| 2.2.1 Radiación del Sol | 33 |
| 2.2.2 Intensidad de la radiación del Sol: la constante solar | 34 |
| 2.2.3 Radiaciones directa y difusa | 35 |

| | | |
|--|---|-----------|
| 2.2.4 | Irradiación e intensidad radiante | 36 |
| 2.2.5 | Medición de la irradiación total | 37 |
| 2.2.6 | Mapas y datos de radiación solar | 38 |
| 2.2.7 | Horas efectivas al día de irradiancia estándar de 1000 W/m ² | 41 |
| 2.3 | Evaluación de los recursos eólico y solar | 42 |
| 2.3.1 | Evaluación del recurso eólico | 42 |
| 2.3.1.1 | Determinación de parámetros de distribución Weibull | 44 |
| 2.3.2 | Evaluación del recurso solar | 50 |
| 2.3.2.1 | Datos de radiación solar en Ilo | 50 |
| Capítulo 3: Características Técnicas de Equipos Eólicos, Solares y Accesorios que ofrece el Mercado | | 52 |
| 3.1 | Parámetros característicos de aerogeneradores | 52 |
| 3.2 | Parámetros característicos de paneles fotovoltaicos | 53 |
| 3.3 | Características de controladores de carga | 54 |
| 3.4 | Características de baterías | 55 |
| 3.5 | Características de inversores | 58 |
| 3.6 | Opciones de equipos | 59 |
| 3.6.1 | Opciones de aerogeneradores | 59 |
| 3.6.2 | Opciones de paneles solares | 60 |
| 3.6.3 | Opciones de controladores de carga | 60 |
| 3.6.4 | Opciones de baterías | 61 |
| 3.6.5 | Opciones de inversores | 62 |
| Capítulo 4: Evaluación de Salida Eléctrica de Diferentes Alternativas de Sistemas Híbridos (Eólico–Solar) | | 63 |
| 4.1 | Salida eléctrica de opciones de aerogeneradores | 63 |
| 4.2 | Salida eléctrica de opciones de paneles solares | 65 |
| 4.3 | Configuración de sistema solar–eólico | 69 |
| 4.3.1 | Selección de aerogenerador | 69 |
| 4.3.2 | Selección de panel solar | 71 |
| 4.3.3 | Componentes seleccionados para el sistema solar–eólico | 72 |
| 4.4 | Demanda de energía | 73 |
| 4.5 | Cálculo de la energía necesaria | 76 |
| 4.6 | Cálculo del número de baterías | 78 |
| 4.7 | Selección del inversor | 80 |

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 5: Análisis Técnico – Económico | 82 |
| 5.1 Análisis de sistema solar–eólico | 82 |
| 5.1.1 Inversión inicial | 82 |
| 5.1.2 Inversión en el tiempo y costo de la energía | 84 |
| 5.2 Análisis de sistema con grupo electrógeno | 85 |
| 5.2.1 Inversión inicial | 86 |
| 5.2.2 Inversión en el tiempo y costo de la energía | 86 |
| Conclusiones | 88 |
| Bibliografía | 90 |

Anexos:

| | |
|-----------|---|
| Anexo 1: | Datos de viento de Ilo del año 2003 |
| Anexo 2: | Especificaciones de aerogenerador Bergey XL.1 |
| Anexo 3: | Precio FOB de aerogenerador Bergey XL.1 |
| Anexo 4: | Precio FOB de torre de aerogenerador Bergey XL.1 |
| Anexo 5: | Especificaciones de aerogeneradores Whisper 100 y 200 |
| Anexo 6: | Precio FOB de aerogenerador Whisper 200. |
| Anexo 7: | Especificaciones de aerogenerador Lakota |
| Anexo 8: | Especificaciones de panel solar ENER 80 |
| Anexo 9: | Especificaciones de panel solar Isofotón I-100 |
| Anexo 10: | Especificaciones de controladores de carga Xantrex C35, C40 y C60 |
| Anexo 11: | Precio FOB de controlador de carga Xantrex C60 |
| Anexo 12: | Especificaciones de controladores de carga Tristar TS-45 y TS-60 |
| Anexo 13: | Precio FOB de controlador de carga Tristar TS-60 |
| Anexo 14: | Especificaciones de baterías Trojan |
| Anexo 15: | Especificaciones de baterías Record Solar |
| Anexo 16: | Especificaciones de inversor modular MX Exeltech |
| Anexo 17: | Especificaciones de inversor ISOVERTER 3000 |
| Anexo 18: | Especificaciones de electrobomba Hidrostaal A1E-0.8M |
| Anexo 19: | Características de sistema de telefonía satelital Gilat |
| Anexo 20: | Especificaciones y precios de generadores Honda |

Planos:

| | |
|---------------|--|
| Plano 01-A4 : | Diagrama Esquemático de Sistema Solar-Eólico |
| Plano 02-A2 : | Vistas de Instalación de Aerogenerador Bergey XL.1 |
| Plano 03-A3 : | Disposición de Paneles Fotovoltaicos |

NOMENCLATURA

| Símbolo | Unidad | Descripción |
|-------------|----------|--|
| a | | Factor de velocidad inducida |
| A | m^2 | Área |
| α | | Exponente adimensional para perfiles de velocidad de viento |
| c | | Parámetro de escala |
| C | | Coefficiente según material de tubería para fórmula de Hazen-Williams para cálculo de pérdidas dinámicas en tuberías |
| C_P | | Coefficiente de potencia |
| C_T | | Coefficiente de torque |
| C_N | A-h | Capacidad nominal de batería |
| C_X | | Coefficiente de empuje axial |
| D | m | Diámetro |
| ρ | kg/m^3 | Densidad |
| E | MJ | Irradiación |
| E | kW-h | Salida de energía eléctrica |
| E_a | kW-h | Energía perdida debido a autodescarga de la batería |
| E_b | kW-h | Energía perdida debido a eficiencia de la batería |
| E_D | kW-h | Energía demandada |
| E_i | kW-h | Energía perdida debido a eficiencia del inversor |
| E_j | kW-h | Energía perdida debido a calentamiento, conexiones, etc. |
| E_N | kW-h | Energía necesaria |
| E_S | kW-h | Salida diaria de energía del panel fotovoltaico |
| E_T | kW-h | Energía total suministrada por el sistema |
| E_V | kW-h | Energía suministrada por paneles fotovoltaicos |
| E_X | kW-h | Exceso de energía |
| η_{GE} | | Eficiencia de grupo electrógeno |
| F | | Factor de pérdidas |
| F_X | N | Empuje axial sobre rotor |
| $F(U)$ | | Función de distribución acumulada |
| f | | Tasa de inflación anual |
| FF | | Factor de forma |
| f_a | | Factor de pérdida de energía debido a autodescarga de batería |
| f_b | | Factor de pérdida debido a eficiencia de batería |
| f_i | | Factor de pérdida debido a eficiencia de inversor |
| f_j | | Factor de pérdida global debido a calentamiento, conexiones, etc. |
| $\Gamma(x)$ | | Función Gamma |
| h | m | Altura |
| h_{ff} | m | Pérdida dinámica en tubería |
| h_r | m | Altura de referencia |
| I | kW/m^2 | Intensidad radiante |

| Símbolo | Unidad | Descripción |
|------------|-------------------|--|
| I_{SC} | A | Corriente en corto circuito |
| i | | Tasa de interés anual |
| I_0 | US \$ | Inversión inicial |
| k | | Parámetro de forma |
| L | m | Longitud |
| λ | | Velocidad específica |
| \dot{m} | kg/s | Flujo de masa de aire |
| N | | Número de horas en el año de ocurrencia de velocidad de viento |
| n | años | Tiempo de capitalización de la inversión |
| NHE | | Número de horas efectivas de sol |
| ω | rad/s | Velocidad angular |
| p | N/m ² | Presión estática |
| P | W | Potencia |
| $p(U)$ | | Función de densidad de probabilidad |
| p_d | | Profundidad de descarga de la batería |
| P_M | W | Potencia máxima |
| Q | m ³ /s | Caudal |
| R | m | Radio del rotor |
| R | Ω | Resistencia eléctrica |
| S | m ² | Superficie sobre la que incide la radiación |
| σ_u | | Desviación estándar |
| t | s | Tiempo |
| \bar{U} | m/s | Velocidad promedio |
| U, V | m/s | Velocidad del viento |
| V_F | V | Voltaje en bornes de panel solar |
| V_M | V | Voltaje correspondiente a la potencia máxima de un panel solar |
| VP | US \$ | Valor presente |
| VF | US \$ | Valor futuro |
| VPN | US \$ | Valor presente neto |
| z_0 | m | Rugosidad sobre el terreno |

ÍNDICE DE FÓRMULAS

| Nº Fórmula | Referencia Bibliográfica |
|-------------------|---|
| Capítulo 1 | |
| 1.1 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.1) |
| 1.2 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. s/n |
| 1.3 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.2) |
| 1.4 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.3) |
| 1.5 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.4) |
| 1.6 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.5) |
| 1.7 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.6) |
| 1.8 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.7) |
| 1.9 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.8) |
| 1.10 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.9) |
| 1.11 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.10) |
| 1.12 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.11) |
| 1.13 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.12) |
| 1.14 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.13) |
| 1.15 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.14) |
| 1.16 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.15) |
| 1.17 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.16) |
| 1.18 | Ref. 1.8, pág. 85, ec. (3.2.17) |
| 1.19 | Ref. 1.3, pág. 51, ec. s/n |
| Capítulo 2 | |
| 2.1 | Ref. 2.8, pág. 44, ec. (2.3.24) |
| 2.2 | Ref. 2.8, pág. 44, ec. (2.3.26) |
| 2.3 | Ref. 2.8, pág. 45, ec. (2.3.27) |
| 2.4 | Ref. 2.8, pág. 45, ec. (2.3.28) |
| 2.5 | Ref. 2.8, pág. 55, ec. (2.4.13) |
| 2.6 | Ref. 2.8, pág. 55, ec. (2.4.14) |
| 2.7 | Ref. 2.8, pág. 56, ec. (2.4.15) |
| 2.8 | Ref. 2.8, pág. 56, ec. (2.4.16) |
| 2.9 | Ref. 2.8, pág. 56, ec. (2.4.18) |
| 2.10 | Ref. 2.8, pág. 56, ec. (2.4.19) |
| 2.11 | Ref. 2.8, pág. 57, ec. (2.4.22) |
| 2.12 | Ref. 2.8, pág. 57, ec. (2.4.23) |
| 2.13 | Ref. 2.8, pág. 58, ec. (2.4.24) |
| 2.14 | Ref. 2.8, pág. 58, ec. s/n |
| 2.15 | Ref. 2.7, pág. 40, ec. (3.15) |
| 2.16 | Ref. 2.8, pág. 58, ec. (2.4.26) |
| 2.17 | Ref. 2.8, pág. 58, ec. (2.4.27) |
| 2.18 | Ref. 2.8, pág. 59, ec. (2.4.28) |
| 2.19 | Ref. 2.8, pág. 59, ec. (2.4.29) |
| 2.20 | Ref. 2.7, pág. 44, ec. (3.20) |
| 2.21 | Ref. 2.8, pág. 57, ec. (2.4.20) |
| 2.22 | Ref. 2.8, pág. 57, ec. (2.4.21) |
| 2.23 | Ref. 2.8, Tomo II, pág. 52, ec. s/n |
| 2.24 | Ref. 2.8, Tomo II, pág. 55, ec. s/n |
| 2.25 | Ref. 2.8, Tomo II, pág. 55, ec. [1] |
| 2.26 | Deducido de Ref. 2.8, Tomo V, pág. 146, ec. [7] |
| 2.27 | Regresión lineal |
| 2.28 | Regresión lineal |

| Nº Fórmula | Referencia Bibliográfica |
|-------------------|--|
| 2.29 | Regresión lineal |
| 2.30 | Regresión lineal |
| 2.31 | Regresión lineal |
| 2.32 | Regresión lineal |
| 2.33 | Regresión lineal |
| 2.34 | Ref. 2.7, pág. 33, ec. (3.1) |
| Capítulo 3 | |
| 3.1 | Ref. 3.2, Tomo V, pág. 83, ec. s/n |
| Capítulo 4 | |
| 4.1 | Física Básica |
| 4.2 | Física Básica |
| 4.3 | Deducido de Ref. 4.3, pág. 146, ec. [6] y de pág. 147, ec. [8] |
| 4.4 | Ref. 4.3, pág. 147, ec. [8] |
| 4.5 | Ref. 4.2, pág. 34 |
| 4.6 | Resultado de operación |
| 4.7 | Ref. 4.3, pág. 141, ec. [1] |
| 4.8 | Deducción |
| 4.9 | Deducción |
| 4.10 | Deducción |
| 4.11 | Deducción |
| 4.12 | Basado en Ref. 4.3, pág. 141, ec. [2] |
| 4.13 | Deducción |
| 4.14 | Basado en Ref. 4.3, pág. 143, ecs. [3] y [4] |
| Capítulo 5 | |
| 5.1 | Ref. 5.1, pág. 20 |
| 5.2 | Definición de Eficiencia |
| 5.3 | Deducción |

INTRODUCCIÓN

Durante el siglo XX la historia de nuestro planeta ha estado fuertemente marcada por el desarrollo industrial, principalmente en los países del hemisferio norte. A partir de la segunda mitad del siglo XX este desarrollo va de la mano con una creciente necesidad de petróleo, el cual se convierte en el elemento básico en toda actividad industrial y de desarrollo.

Sin embargo los más ricos yacimientos de petróleo se encuentran en zonas políticamente inestables y esta situación ha generado conflictos y diferentes situaciones de tensión, como por ejemplo la crisis del petróleo de 1973. Estos y otros eventos obligaron en su momento a las industrias a buscar otras fuentes de energía y a invertir más en eficiencia.

En estas últimas décadas se ha presentado una situación que en su momento no recibió la debida atención por parte de los países más desarrollados ni de las demás sociedades en general, se trata del cambio climático. Este fenómeno es la consecuencia del consumo desmedido de combustibles fósiles para atender a una industria cada vez más hambrienta de energía. Durante décadas la inyección en la atmósfera de toneladas de gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂, ha desembocado en fenómenos climáticos serios y que según las investigaciones realizadas podrían generar desastres de mayor envergadura en el futuro.

Es por ello que en estos tiempos hablar del uso de energías renovables para electrificación es un tema de actualidad y es en ese marco que se ha desarrollado la presente tesis, la cual pretende ser un aporte en el estudio de los recursos renovables y la aplicación de estas tecnologías en nuestro país con el fin de lograr un mejor nivel de vida en muchas zonas rurales que lo requieren.

En la primera parte de este trabajo se realiza una descripción general sobre la energía eólica y solar, sus aplicaciones y las tecnologías que las aprovechan, sus principios de operación y como es influenciado su desempeño técnico. También se tratan distintos aspectos del uso de estas tecnologías como son su impacto ambiental, el cual está siempre presente en cualquier tipo de tecnología que se utilice, lo importante es conocer sus efectos y la forma en que pueda minimizarse el posible daño a causar.

El segundo capítulo se centra en el estudio de los recursos solar y eólico específicamente en la zona de Moquegua, en la localidad de Ilo. Se presenta de forma detallada la metodología a utilizar para obtener conclusiones útiles a partir de los datos de que se dispone, también se presentan los resultados del estudio de viento y adicionalmente se muestra el potencial en recurso de viento y radiación solar presente en nuestro país.

Las características técnicas de las diferentes opciones en equipos que ofrece el mercado internacional se pueden encontrar en el capítulo 3. En este capítulo se detallan opciones de aerogeneradores, paneles, controladores, baterías y demás sistemas requeridos. Se trata también todo lo referente a sus parámetros de operación e información técnica requerida para realizar una adecuada selección del equipo.

Utilizando los resultados obtenidos en el capítulo 2, se aplica esta información a las diferentes opciones del mercado y es en el capítulo 4 donde se presenta de forma resumida el suministro de energía que darían estas diferentes opciones de equipos. También se establece un consumo hipotético, pero bastante realista, de energía para una comunidad rural, se explica la metodología para dimensionar un sistema que satisfaga esta necesidad y se realiza la selección de los equipos para conformar un sistema híbrido (solar-eólico). Finalmente en este capítulo se verifica que la salida de energía de este sistema satisfaga la demanda de energía establecida.

En el capítulo 5 se hace un análisis económico comparando la alternativa de este sistema híbrido con la opción de utilizar un grupo electrógeno, es decir un sistema que emplea combustible fósil. Las ventajas se muestran como parte del resultado final en las conclusiones, no sólo se comparan aspectos económicos sino también aspectos referentes al efecto sobre el medio ambiente.

Para finalizar, en la presente monografía se cita la fuente de cada Figura y Tabla con contenido de datos o información específica. Además se ha elaborado un Índice de Fórmulas con sus respectivas referencias bibliográficas. La citación de fuentes y referencias bibliográficas es muy útil para que el lector pueda ubicar el material bibliográfico empleado y consultado en la elaboración de la presente monografía de tesis.

CAPITULO 1: CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 ANTECEDENTES

En la mayoría de países del tercer mundo existe actualmente un aumento en la demanda de energía a la par con un aumento de la población. Pero es también evidente que en el tercer mundo existen límites para satisfacer este aumento de la demanda de energía, especialmente en grupos de la población que no pueden hacer frente a los costos de suministro de energía. En este último punto es importante distinguir dos categorías en cuanto a las fuentes de energía, los sistemas tradicionales y los convencionales.

Los sistemas tradicionales emplean combustibles como la madera y residuos animales, han sido utilizados desde tiempos antiguos para satisfacer necesidades primarias como calor en espacios cerrados, cocinar alimentos y procesamiento de algunos productos a pequeña escala. Sin embargo en las últimas décadas los países del tercer mundo han visto reducida su capacidad de uso de sistemas tradicionales para satisfacer la demanda energética de una población en aumento, debido a factores como:

- Una creciente deforestación de tierras para usos agrícolas y un proceso de urbanización en aumento, merman la existencia de bosques y la disponibilidad de combustibles como la leña y la biomasa.
- Los conflictos armados crean movilizaciones de personas hacia lugares que no proveen los recursos necesarios para su sostenimiento.
- Los cambios climáticos hacen que disminuya la disponibilidad de combustibles como la biomasa, sobretodo en áreas vulnerables a la expansión de desiertos ya existentes.

Debido a estos factores es que en forma gradual los sistemas convencionales de energía han ido reemplazando a los sistemas tradicionales. Los combustibles fósiles como la gasolina y combustible diesel son usados para bombeo, molienda, tractores, medios de transporte y maquinaria diversa. Otros como el kerosene son usados para iluminación y cocina, también el gas propano es usado para cocina y generación de calor. Sin embargo, la capacidad de los sistemas convencionales para satisfacer las demandas de energía es también limitada tanto por una población en aumento como también por un incremento en sus actividades económicas, especialmente en las poblaciones rurales. En el caso del kerosene, aunque está disponible en áreas urbanas y rurales, su distribución es difícil para las poblaciones rurales y los costos suelen ser más elevados. El uso de gas propano en el ámbito rural está aún más restringido para grupos con mayor poder adquisitivo, es decir para una muy pequeña minoría.

En el caso del combustible diesel para maquinaria pesada, aunque su uso si está difundido, los costos de este combustible suelen ser más elevados en áreas rurales por lo que su uso y distribución también son limitados. Es evidente entonces que existe un abismo entre las necesidades energéticas y la capacidad, tanto de sistemas tradicionales como convencionales, para satisfacerla, especialmente en zonas rurales. Para satisfacer esta creciente demanda energética en países en vías de desarrollo es importante tener en cuenta aspectos como el desarrollo sostenible y el impacto ambiental, es allí donde las energías renovables vienen a satisfacer estos criterios y a la vez convertirse en motor de desarrollo y mejora en la calidad de vida.

1.2 LA ENERGÍA EÓLICA

1.2.1 EL VIENTO COMO RECURSO NATURAL

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la maremotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del sol. El sol irradia 100.000.000.000.000 kW-h de energía hacia la Tierra. En otras palabras, la Tierra recibe 10^{17} W de potencia. Alrededor de un 1 a un 2 por ciento de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Esto supone una energía alrededor de 50 a 100 veces superior a la convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.

Las corrientes de aire son causadas por diferencias de presión en diferentes regiones del planeta debido a diferencias de calentamiento en la superficie por la radiación solar. Por ejemplo, la radiación solar absorbida por la tierra en latitudes cercanas al ecuador es mayor que en los polos. El aire caliente es más ligero que el aire frío, por lo que subirá hasta alcanzar una altura aproximada de 10 km y se extenderá hacia el norte y hacia el sur.

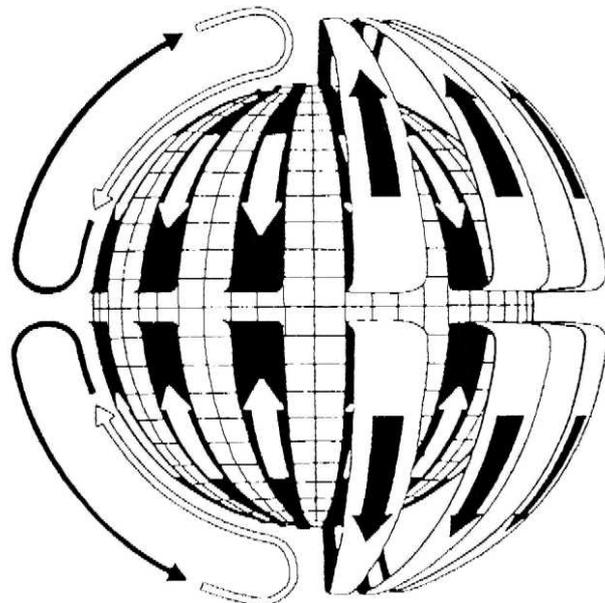


Fig. 1.1: Circulación del aire a escala planetaria, sin considerar la rotación terrestre.
(Tomado de Ref. 1.3, pág. 28, Fig. 1-2)

Si la tierra no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur, para luego descender y volver al ecuador. Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como **fuerza de Coriolis** (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843) y tiene efecto sobre las corrientes de aire.

En el hemisferio norte el viento tiende a girar en el sentido contrario al de las agujas del reloj (visto desde arriba) cuando se acerca a un área de bajas presiones. En el hemisferio sur el viento gira en el sentido de las agujas del reloj alrededor de áreas de bajas presiones.

El viento sube desde el ecuador y se desplaza hacia el norte y hacia el sur en las capas más altas de la atmósfera. Alrededor de los 30° de latitud en ambos hemisferios la fuerza de Coriolis evita que el viento se desplace más allá. En esa latitud se encuentra un área de altas presiones, por lo que el aire empieza a descender de nuevo. Cuando el viento suba desde el ecuador habrá un área de bajas presiones cerca del nivel del suelo atrayendo los vientos del norte y del sur. En los polos, habrá altas presiones debido al aire frío.

Esto tiene como consecuencia un modelo de corrientes de aire (Fig. 1.2) más complicado al mostrado en la Fig. 1.1.

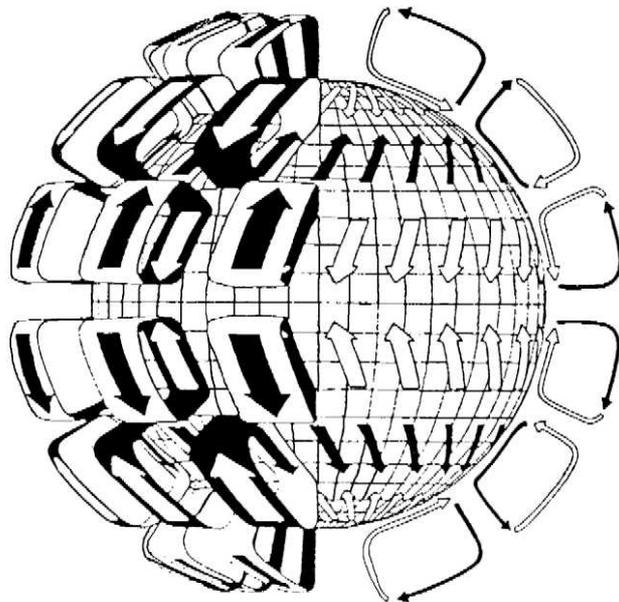


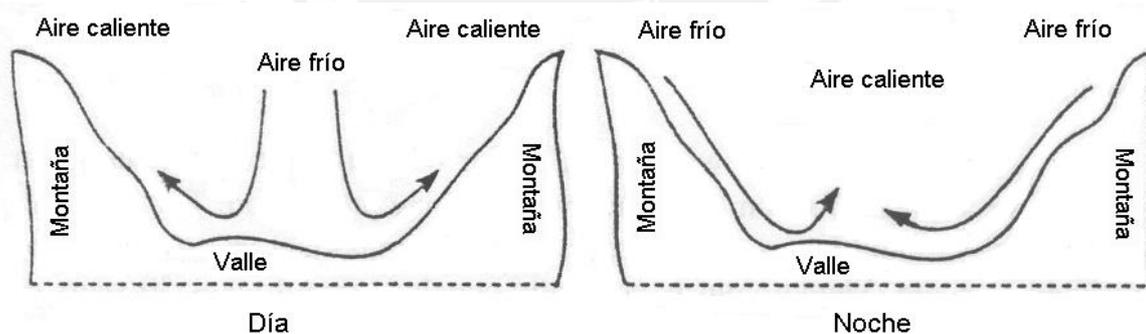
Fig. 1.2: Circulación del aire, considerando la rotación terrestre.

(Tomado de Ref. 1.3, pág. 29, Fig. 1-3)

1.2.2 OTROS PATRONES DE CIRCULACIÓN ATMOSFÉRICA

El modelo de circulación descrito anteriormente se daría en una superficie esférica suave. La superficie terrestre varía considerablemente y contiene masas de océanos y continentes. Estas diferentes superficies afectan el flujo de aire debido a variaciones de presión, la absorción de radiación solar y la humedad presente. Los océanos actúan como un gran almacén de energía, por lo que el movimiento del aire está frecuentemente asociado a la circulación oceánica. Estos efectos se producen por diferencias de presiones y afectan los vientos globales y regionales como por ejemplo los monzones. El calentamiento o el enfriamiento locales pueden causar vientos locales por temporadas o diarios, como por ejemplo brisas y vientos de montaña (Fig. 1.3).

Durante el día el aire caliente de la montaña sube por las pendientes y reemplaza al aire frío pesado situado sobre él. En la noche la dirección se invierte y el aire frío desciende.



Fig, 1.3: Esquema de circulación del viento de valle y montaña.

(Tomado de Ref. 1.8, pág. 25, Fig. 2.4)

Otras variaciones del viento respecto al tiempo son:

- Inter-anual
- Anual
- Diario
- Cortos períodos

Las variaciones inter-anales ocurren en períodos mayores a un año, tienen efecto sobre la producción de las turbinas en el largo plazo y se deben a cambios en el clima, los meteorólogos estiman que se requieren 30 años de datos para poder predecir de manera confiable como afecta el clima a la velocidad de viento promedio, este tipo de estudio se considera en los casos en que se planifica la instalación de bosques eólicos,

Las variaciones anuales se deben a los cambios estacionales propios de cada región en el mundo, lo que tiene un efecto sobre la salida eléctrica anual de un aerogenerador.

Las variaciones diarias en la velocidad de viento se deben a las diferencias de calentamiento en la superficie terrestre a lo largo del ciclo diario de radiación. Una variación típica diaria es el aumento de la velocidad de viento durante el día con un decremento durante la noche hasta el amanecer en que se repite nuevamente el ciclo. Las mayores variaciones diarias ocurren en verano y primavera mientras que las menores ocurren en invierno.

Las variaciones en cortos períodos consideran las turbulencias y ráfagas. Usualmente estas variaciones se dan en un período de 10 minutos o menos. Las variaciones de este tipo deben ser cuantificadas o estimadas para efectos de diseño basados en las máximas cargas y predicción de fatiga de los elementos mecánicos, también es importante para la selección de los sistemas de control.

1.2.3 EFECTO DE LA GEOGRAFÍA

Las características geográficas del lugar de instalación pueden afectar severamente el comportamiento del viento y todo el proyecto puede depender de sólo este factor. Los terrenos pueden clasificarse en **planos** y terrenos **no planos**, esta es la clasificación básica para los terrenos. Los terrenos **planos** son aquellos que poseen pequeñas irregularidades como por ejemplo arbustos, etc. Los terrenos **no planos** son aquellos con grandes irregularidades ya sean elevaciones o depresiones como por ejemplo colinas, valles, cañones, picos, etc. Para poder clasificar adecuadamente un terreno como plano se requieren ciertos criterios:

- Las diferencias de elevación entre el lugar de instalación y el terreno circundante no deben ser mayores de 60 m en un área circular de 11,5 km de diámetro con centro en la turbina.
- Ninguna colina debe tener una relación altura/base mayor de 1/50 dentro de los 4 km corriente arriba ni corriente abajo respecto del lugar de instalación.
- La diferencia de elevación entre el punto más bajo del rotor y la mínima de las elevaciones del terreno debe ser mayor a tres veces la máxima diferencia de elevaciones del terreno (h) dentro de los 4 km corriente arriba (Fig. 1.4).

Los terrenos **no planos** consisten en una gran variedad de formas, por ejemplo, depresiones o elevaciones aisladas, terrenos montañosos. Las condiciones de flujo en terrenos montañosos son complejas debido a que las depresiones y elevaciones tienen una gama de formas bastante aleatoria.

El flujo a través de terrenos planos también es afectado por obstáculos hechos por el hombre, el caso más común es el de los edificios, casas, graneros, torres, tanques elevados de agua y también árboles que han sido sembrados en un determinado lugar.

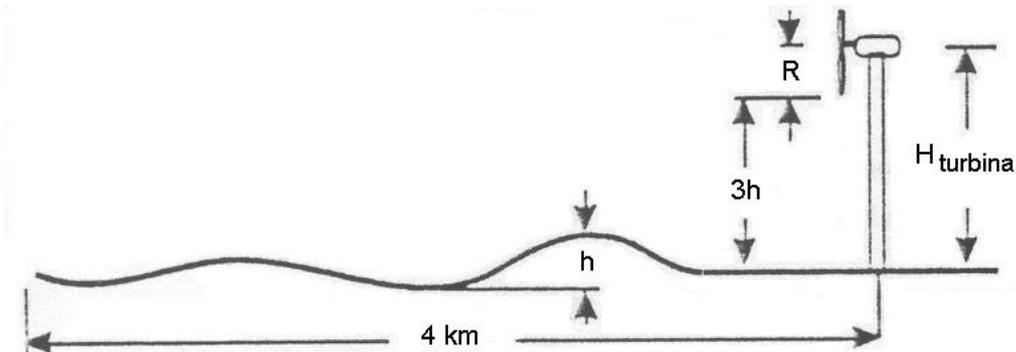


Fig. 1.4: Recomendación en terreno plano. (Tomado de Ref. 1.8, pág. 46, Fig. 2.18)

La forma más sencilla de representar estos obstáculos es con un bloque rectangular y considerar el flujo en dos dimensiones. Este tipo de flujo, como se muestra en la Fig. 1.5 produce una turbulencia y el decremento en la potencia ha sido cuantificado en base a numerosos estudios. En el ejemplo de la Fig. 1.6 se muestra este efecto debido a una construcción de altura " h_s ", es evidente que a una distancia igual $15h_s$ corriente abajo el efecto de la pérdida de potencia ya no es importante.



Fig. 1.5: Influencia de obstáculos y formación de remolinos.

(Tomado de Ref. 1.8, pág. 47, Fig. 2.19)

El cambio en la rugosidad de los terrenos también tiene efecto sobre el perfil de velocidades del viento, según se muestra en la Fig. 1.7.

En el caso de terrenos no planos las variaciones en la geografía como las colinas, cadenas montañosas, gargantas en forma de embudo, colinas y picos producen concentraciones en las líneas de flujo lo cual se traduce en un aumento de la velocidad; también la generación de torbellinos provoca cambios en el perfil de velocidades, como se muestra en las Figs. 1.8, 1.9 y 1.10.

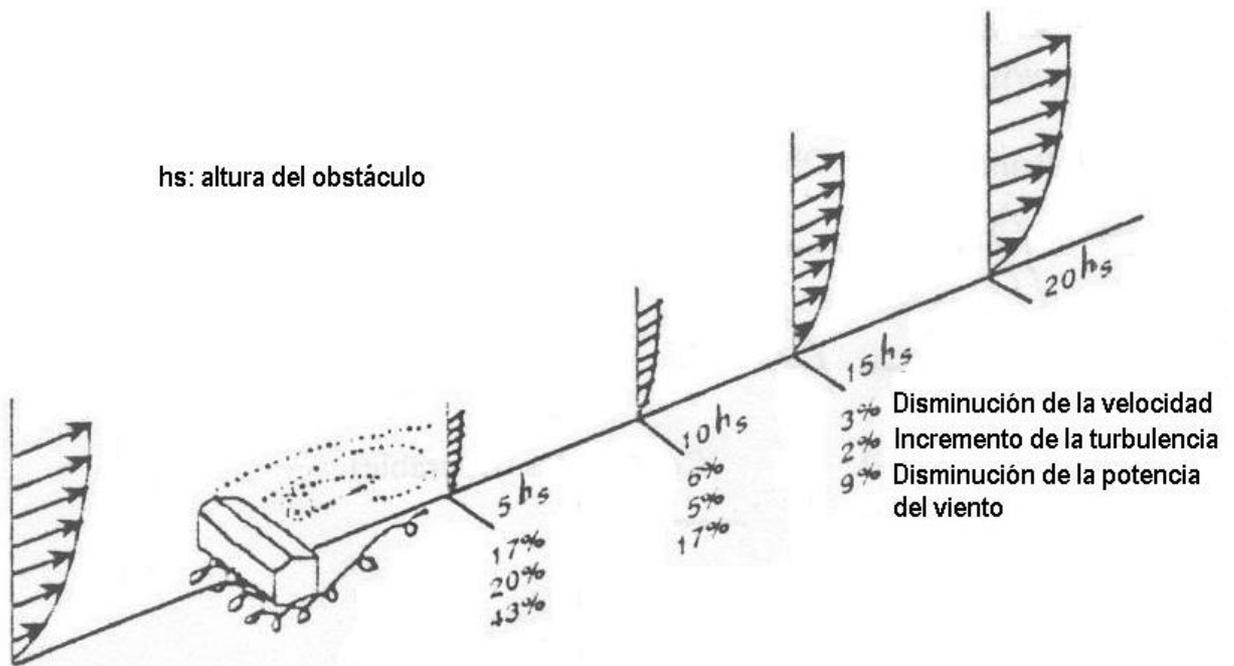


Fig. 1.6: Efectos de una construcción en la velocidad, turbulencia y potencia del viento
(Tomado de Ref. 1.8, pág. 47, Fig. 2.19)

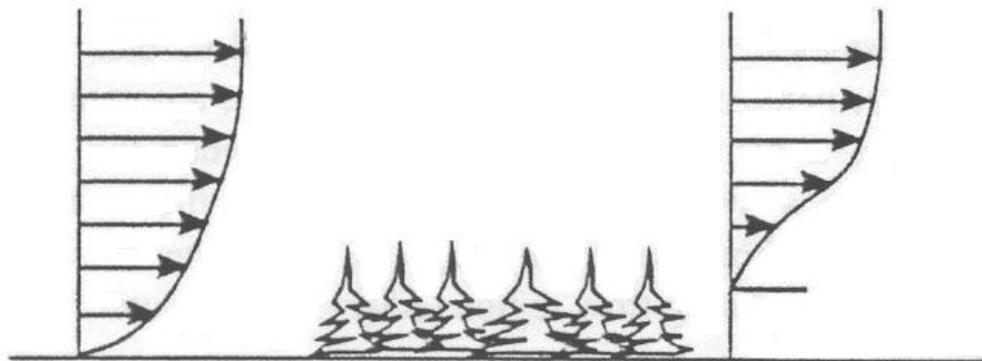


Fig. 1.7: Efecto del cambio de la rugosidad superficial de suave a rugoso
(Tomado de Ref. 1.8, pág. 47, Fig. 2.20)

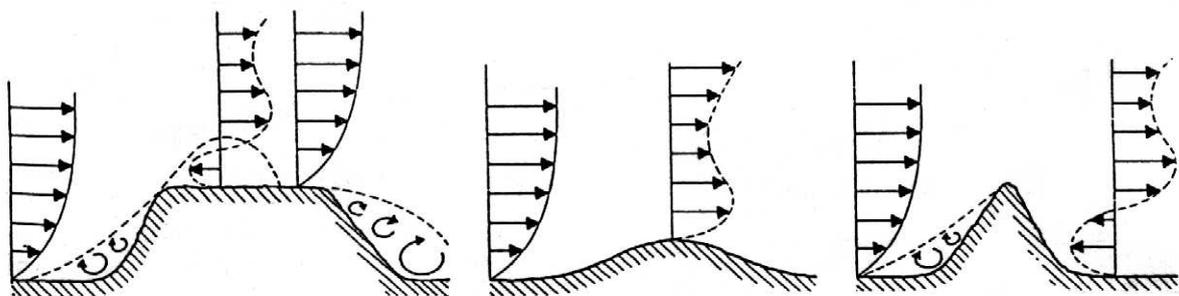


Fig. 1.8: Variación de la velocidad de viento según la altura en diferentes topografías
(Tomado de Ref. 1.3, pág. 30, Fig. 1-5)

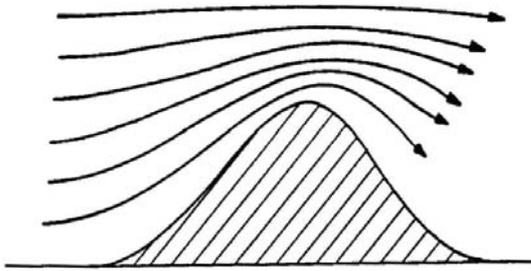


Fig. 1.9: Aceleración del viento sobre una colina.
(Tomado de Ref. 1.7, pág. 24, Fig. 2.5)

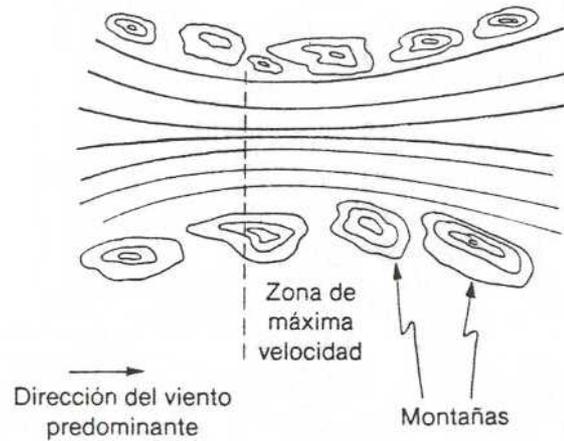


Fig. 1.10: Aceleración del viento entre cadenas montañosas.
(Tomado de Ref. 1.10, pág. 91, Fig. 4.15)

La Fig. 1.11 muestra recomendaciones de distancias para la instalación de aerogeneradores luego que el viento pasa por el obstáculo.



Fig. 1.11: Recomendaciones para la instalación de aerogeneradores luego de obstáculos

Fuente: <http://www.awea.org>

1.2.4 POTENCIA EN UN TUBO DE CORRIENTE DE AIRE Y LÍMITE DE BETZ

Un modelo teórico simple, generalmente atribuido a Betz (1926), puede ser utilizado para determinar la potencia de un rotor ideal, el empuje del viento y otras características. Este modelo está basado en la teoría de conservación del momento lineal desarrollada en el siglo XIX para predecir el comportamiento de las hélices propulsoras de barcos.

El análisis asume un volumen de control, en el cual los límites del volumen de control son las superficies del tubo de corriente y dos secciones cruzadas del mismo tubo de corriente como se muestra en la Fig. 1.12. El único flujo es a través de los extremos del tubo de corriente. La turbina está representada por un disco uniforme el cual crea una discontinuidad en la presión del aire que circula a través del tubo de corriente. El análisis supone lo siguiente:

- Fluido homogéneo, incompresible y flujo en estado estacionario.
- No hay arrastre por fricción.
- Un número de álabes infinito.
- Empuje uniforme sobre toda el área del rotor.
- La presión corriente arriba del rotor y corriente abajo es igual a la presión estática del ambiente circundante no perturbado por el rotor.

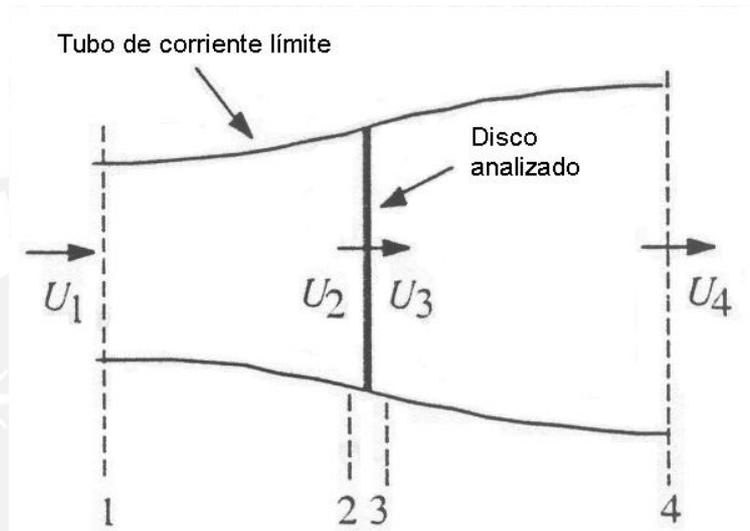


Fig. 1.12: Modelo del tubo de corriente de airea través de un rotor ideal.
(Tomado de Ref. 1.8, pág. 85, Fig. 3.1)

Aplicando la conservación del momento lineal al volumen de control se halla la fuerza neta en el volumen de control. Esta fuerza es igual y opuesta al empuje, “ F_x ”, el cual es la fuerza del viento sobre el rotor. Por lo tanto el empuje se calcula según:

$$F_x = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (1.1)$$

- siendo:
- $\rho =$ Densidad del aire en kg/m^3
 - $A =$ Área de la sección transversal del tubo de corriente en m^2 .
 - $U =$ Velocidad del viento en m/s .

Para flujo en estado estable se cumple:

$$(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m} \quad (1.2)$$

- siendo: $\dot{m} =$ Flujo de masa en kg/s .

Por lo tanto se cumple:
$$F_x = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (1.3)$$

El empuje es positivo así que la velocidad detrás del rotor, U_4 , es menor que la velocidad U_1 . No se realiza trabajo en ninguno de los lados del rotor, por lo tanto aplicando la ecuación de Bernoulli en cada uno de los volúmenes de control situados a cada lado del disco del rotor, se tiene:

Corriente arriba del disco del rotor:

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho \cdot (U_1)^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho \cdot (U_2)^2 \quad (1.4)$$

Corriente abajo del disco del rotor:

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho \cdot (U_3)^2 = p_4 + \frac{1}{2} \rho \cdot (U_4)^2 \quad (1.5)$$

siendo: $p =$ Presión estática en N/m^2 .

Se asume que lejos corriente abajo y lejos corriente arriba $p_1 = p_4$ y que la velocidad del viento a través del disco del rotor permanece invariable: $U_2 = U_3$.

El empuje entonces puede ser expresado como la suma neta de ambas fuerzas actuando a cada lado del rotor:

$$F_x = A_2(p_2 - p_3) \quad (1.6)$$

Utilizando las ecuaciones (1.4) y (1.5) y reemplazando en (1.6), se tiene:

$$F_x = \frac{1}{2} \rho A_2 [(U_1)^2 - (U_4)^2] \quad (1.7)$$

Igualando (1.3) con (1.6) y considerando que el flujo de masa es $\rho \cdot A_2 \cdot U_2$, se tiene:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (1.8)$$

Así, la velocidad del viento en el plano del rotor, es el promedio de las velocidades de viento corriente arriba y corriente abajo.

Si se define un factor de velocidad inducida "a", como la fracción de decremento de la velocidad de viento entre la zona corriente arriba y el plano del rotor, entonces:

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (1.9)$$

Por lo tanto: $U_2 = U_1(1 - a) \quad (1.10)$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (1.11)$$

El factor $U_1 a$ es la velocidad inducida en el rotor. El factor de velocidad inducida crece desde 0, por lo que la velocidad de viento detrás del rotor decrece más y más. Si $a=1/2$ entonces la velocidad detrás del rotor es cero y la teoría ya no es aplicable.

La salida de potencia “P” es igual al producto del empuje por la velocidad en el disco del rotor, entonces:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_2 [(U_1)^2 - (U_4)^2] U_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 U_2 (U_1 + U_4)(U_1 - U_4) \quad (1.12)$$

Sustituyendo los valores de U_2 y U_4 de acuerdo a las ecuaciones (1.10) y 1.11) y considerando U_1 igual a U que es la velocidad del flujo no perturbado (Fig. 1.12), se

tiene:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1-a)^2 \quad (1.13)$$

El comportamiento de una turbina de viento es usualmente caracterizado por el coeficiente de potencia “ C_p ”.

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho U^3 A} = \frac{\text{Potencia de Rotor}}{\text{Potencia del viento}} \quad (1.14)$$

Este coeficiente representa la fracción de potencia del viento que es extraída por el rotor. De la ecuación (1.13) se tiene:

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (1.15)$$

El máximo valor de C_p se puede hallar derivando la expresión (1.15) con respecto al parámetro “a” e igualando a cero, con lo cual se obtiene un valor de $a=1/3$. Así, en la ecuación (1.15) se obtiene:

$$C_{p,Max.} = 16/27 = 0,5926 \quad (1.16)$$

El valor de $a=1/3$ significa que si un rotor ideal pudiera ser construido entonces este rotor operaría de forma que la velocidad de viento que incide sobre él sería de $2/3$ el valor de la velocidad de viento corriente arriba del rotor, además dicho rotor estaría entregando la máxima potencia posible extraída del tubo de corriente.

De las ecuaciones (1.7), (1.10) y (1.11) se tiene una expresión para el empuje axial “ F_x ”:

$$F_x = \frac{1}{2} \rho A (U)^2 [4a(1-a)] \quad (1.17)$$

Similarmente al Coeficiente de Potencia también se define un Coeficiente de Empuje “ C_x ”, según:

$$C_x = \frac{F_x}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} = \frac{\text{Empuje Real}}{\text{Empuje Ideal}} \quad (1.18)$$

El factor “ C_x ” obtiene su máximo valor de 1 para un valor de $a=0,5$ y una velocidad de viento corriente abajo de 0. Para la condición de máxima potencia en el rotor ($a=1/3$), C_T tiene un valor de $8/9$.

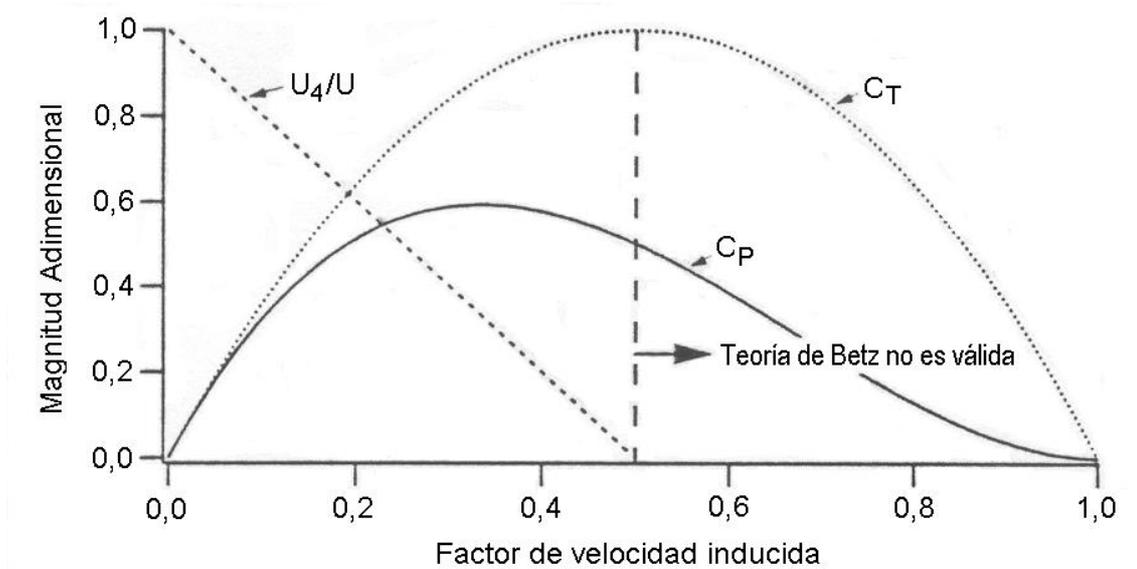


Fig. 1.13: Parámetros de operación del rotor ideal de Betz. (Tomado de Ref. 1.8, pág. 88, Fig. 3.2)

1.2.5 TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS

Las clasificaciones más comunes de las turbinas eólicas tienen en cuenta el nivel de potencia, la disposición del eje de giro, la velocidad de giro del rotor y las características de operación.

Un concepto importante respecto a la clasificación de las turbinas eólicas es la velocidad específica (λ). Esto se define como la relación entre la velocidad tangencial debida a la rotación en el extremo más alejado de la pala y la velocidad del viento.

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{U} \quad (1.19)$$

donde:

- ω velocidad de rotación del rotor, rad/s.
- R radio del rotor, m.
- U velocidad del viento, m/s.

- En función de la potencia:
De pequeña potencia, hasta 10 kW
De mediana potencia, desde 10 kW hasta 100 kW
De gran potencia, superiores a 100 kW

- En función de la disposición del eje de giro:

De eje horizontal: (Fig. 1.15)

A este grupo pertenece la mayoría de turbinas eólicas. Son los rotores más extendidos, pues presentan mejores cualidades aerodinámicas, es decir un mejor aprovechamiento de la energía del viento.

De eje vertical: (Fig. 1.16)

La ventaja de estos rotores es que no requieren de sistema de orientación y se prefiere su uso en zonas donde el viento no mantiene una dirección más o menos estable. Sin embargo, su aprovechamiento de la energía del viento es bajo.

- En función de la velocidad de giro del rotor:

Lentos

De velocidad intermedia

Rápidos

- En función de las características de operación C_p vs λ . (Fig. 1.14)

En la Fig. 1.14 se observa la ventaja del rotor tripala y bipala en el aspecto de la potencia pues tienen los mayores coeficientes de potencia, es decir, extraen mayor potencia del viento. Estos rotores han tenido mayor desarrollo.

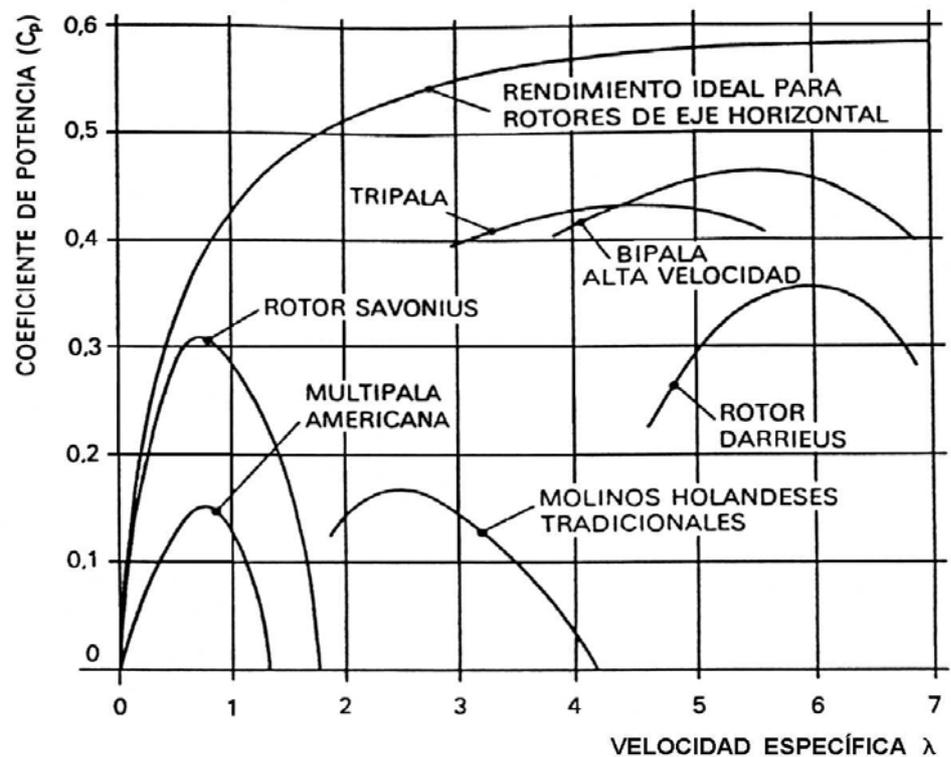


Fig. 1.14: Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica de diferentes rotores. (Tomado de Ref. 1.3, pág. 52, Fig. 2-14)

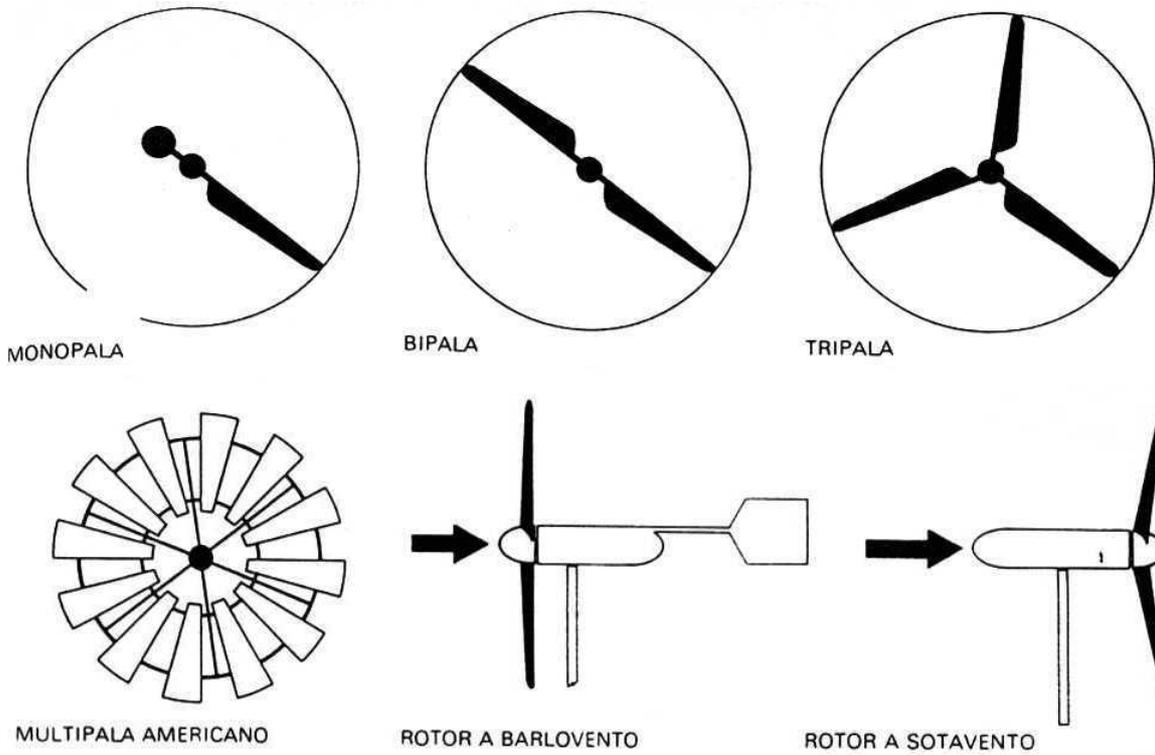


Fig. 1.15: Rotores de eje horizontal. (Tomado de Ref. 1.3, pág. 41, Fig. 2-1b)

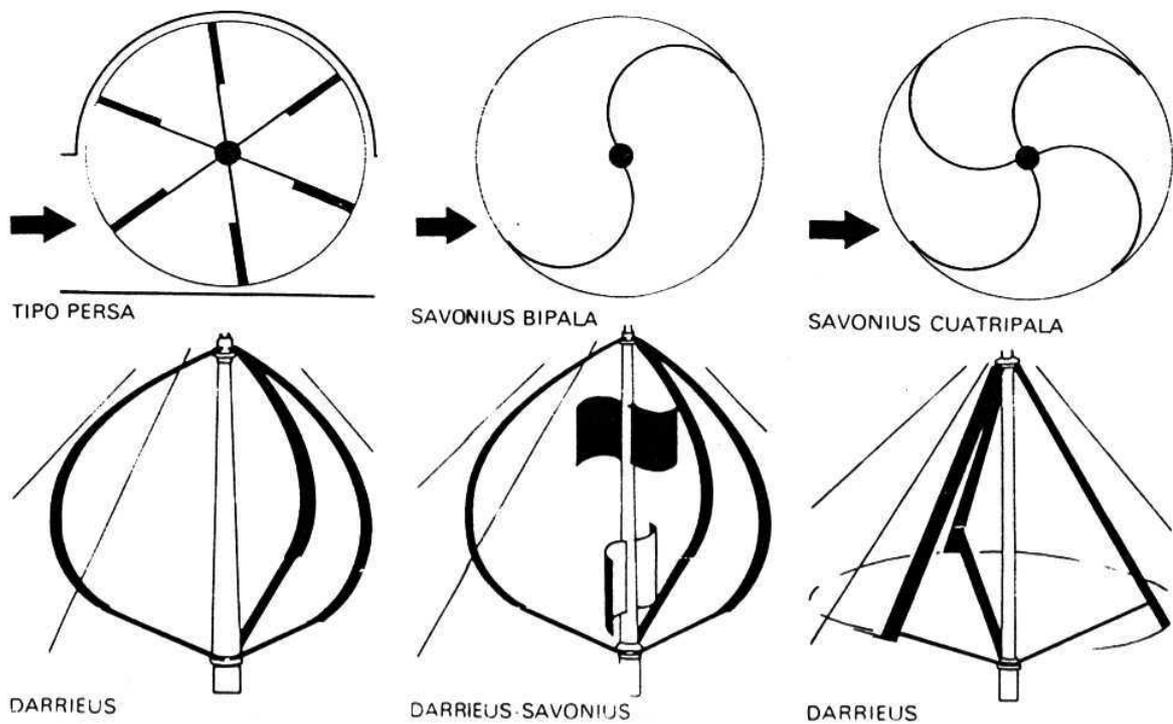


Fig. 1.16: Rotores de eje vertical. (Tomado de Ref. 1.3, pág. 40, Fig. 2-1a)

1.2.6 ASPECTOS SOBRE IMPACTO AMBIENTAL

Los sistemas de energías renovables en general son de mucho beneficio debido a que no hay subproductos de gases contaminantes como es el caso de las plantas de energía convencionales. Se muestra en la siguiente tabla una equivalencia en la producción de gases contaminantes para dos tipos de plantas de generación de energía, a base de carbón y gas, con los sistemas eólicos.

Tabla 1.1: Producción de gases contaminantes en kg/MW-h ¹

| Gas contaminante | Carbón | Gas | Turbinas eólicas |
|---------------------|--------|-------|------------------|
| Óxidos de azufre | 1,2 | 0,004 | 0 |
| Óxidos de nitrógeno | 2,3 | 0,002 | 0 |
| Sólidos | 0,8 | 0,0 | 0 |
| Dióxido de carbono | 865 | 650 | 0 |

Sin embargo, en el caso de sistemas eólicos, existen efectos nocivos sobre el medio ambiente no relacionados con la emisión de gases contaminantes. El impacto negativo sobre el medio ambiente de las turbinas eólicas puede ser clasificado en las siguientes categorías:

- Interacción con aves
- Impacto visual sobre el paisaje
- Ruido producido

1.2.6.1 INTERACCIÓN CON AVES

Las aves colisionan a menudo con líneas aéreas de alta tensión, mástiles, postes y ventanas de edificios. También mueren atropelladas por los automóviles. Sin embargo, rara vez se ven molestadas por los aerogeneradores. Estudios de radar en Tjaereborg, en la parte occidental de Dinamarca, donde hay instalado un aerogenerador de 2 MW con un diámetro de rotor de 60 metros, muestran que las aves (bien sea de día o de noche) tienden a cambiar su ruta de vuelo unos 100-200 metros antes de llegar a la turbina, y pasan sobre ella a una distancia segura. En la Fig. 1.17 se muestran estadísticas de decesos de aves. El único emplazamiento conocido en el que existen problemas de colisión de aves está localizado en Altamont Pass, en California. Las colisiones no son comunes ahí, aunque la preocupación es mayor dado que las especies afectadas están protegidas por ley.

¹ Ref. 1.8, pág. 469, Tabla 10.1

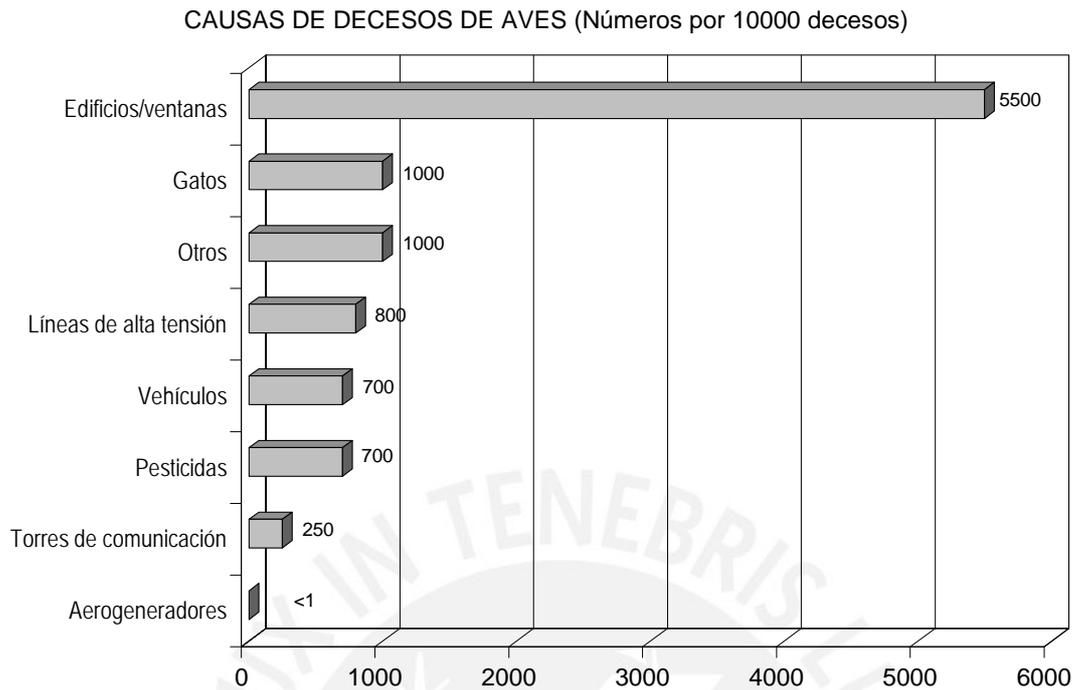


Fig. 1.17: Estadísticas de decesos de aves
(Tomado de Ref. 1.2, pág. 4, Fig. 4)

Un estudio de Ministerio de Medio Ambiente danés indica que las líneas de alimentación, incluidas las líneas de alimentación que conducen a los parques eólicos, representan para las aves un peligro mucho mayor que los aerogeneradores en sí mismos. Algunas aves se acostumbran a los aerogeneradores muy rápidamente, a otras les lleva algo más de tiempo. Así pues, las posibilidades de levantar parques eólicos al lado de santuarios de aves dependen de la especie en cuestión. Al emplazar los parques eólicos normalmente se tendrán en cuenta las rutas migratorias de las aves, aunque estudios sobre las aves realizados en Yukón muestran que las aves migratorias no colisionan con los aerogeneradores.

1.2.6.2 IMPACTO VISUAL SOBRE EL PAISAJE

Comparado con los otros efectos sobre el medio ambiente, el impacto visual es el menos cuantificable pues depende en gran medida de la situación geográfica del emplazamiento. Algunos factores a tener en cuenta para el diseño del emplazamiento son el orden, la armonía con el paisaje, la continuidad en los contornos de la geografía, color.

En áreas llanas suele ser una buena idea situar las turbinas en una distribución geométrica simple, fácilmente perceptible por el espectador. Las turbinas situadas equidistantemente a lo largo de una línea recta es una buena solución. Sin embargo, existen límites a la utilidad de ser dogmáticos sobre la utilización de patrones simples. En paisajes con fuertes pendientes, rara vez es viable la utilización de un patrón simple, y suele ser mejor hacer que las turbinas sigan los contornos de altitud del paisaje, o los cercados u otras características del paisaje.

1.2.6.3 RUIDO PRODUCIDO

El ruido producido es uno de los efectos de los aerogeneradores que más se ha estudiado, el ruido se define de manera práctica como sonido no deseado y sus efectos pueden clasificarse en 3 categorías generales:

- Efectos subjetivos que incluyen intranquilidad e insatisfacción.
- Interferencia con actividades como conversar, dormir, atender clases, etc.
- Efectos fisiológicos como ansiedad permanente y pérdida de la capacidad auditiva.

En la mayoría de los casos, los niveles de ruido asociados al medio ambiente producen efectos en las dos primeras categorías. Sólo para casos de trabajadores en plantas industriales o personal que labora cerca de aviones pueden experimentar efectos en la tercera categoría de no tomar las previsiones debidas. Las turbinas de viento normalmente están situadas en lugares aislados y lejos de grandes concentraciones urbanas, sin embargo en el caso de pequeños sistemas cercanos a personas los efectos del ruido pueden ser nocivos y debe tenerse en cuenta el nivel de ruido como parámetro de diseño para pequeñas turbinas de viento.

Las autoridades públicas en todo el mundo utilizan la denominada escala dB(A), o decibelios (A), para cuantificar las medidas de sonido:

Tabla 1.2: Escala de Decibelios A - db(A)

| Nivel de sonido | Umbral de audibilidad | Susurro | Conversación | Tráfico urbano | Concierto de rock | Turbo reactor a 10 m de distancia |
|-----------------|-----------------------|---------|--------------|----------------|-------------------|-----------------------------------|
| dB(A) | 0 | 30 | 60 | 90 | 120 | 150 |

Fuente: <http://www.windpower.org>

La escala de decibelios (A) mide la intensidad de sonido en todo el rango de las diferentes frecuencias audibles (diferentes tonos), y posteriormente utiliza un sistema de ponderación teniendo en cuenta el hecho de que el oído humano tiene una sensibilidad diferente a cada frecuencia de sonido. Generalmente oímos mejor a frecuencias medias (rango vocal) que a bajas o altas frecuencias. El sistema de ponderación (A) se utiliza para sonidos débiles, como el de los aerogeneradores. Existen otros sistemas de ponderación para sonidos fuertes, llamados (B) y (C), aunque raras veces se utilizan.

La principal fuente de ruido en los aerogeneradores proviene de las puntas de los álabes los cuales generan turbulencia y en consecuencia un ruido constante que se incrementa con la velocidad. Existen otras fuentes de ruido menos importantes en los aerogeneradores como el sistema de orientación, sistemas de transmisión y generador (en el caso de grandes turbinas). Diferentes formas de disminuir el ruido incluyen diseños especiales para las transmisiones en la parte de los dientes y un adecuado diseño aerodinámico de los álabes para disminuir la turbulencia inducida por el movimiento.

1.3 LA ENERGÍA SOLAR

El origen de la energía que el Sol produce e irradia está en las reacciones nucleares que se producen en su interior. En ellas, los átomos de hidrógeno, que es el elemento más abundante del Sol, se combinan entre si para formar átomos de helio y, al mismo tiempo, una pequeña parte de la masa de dichos átomos se convierte en energía, la cual fluye desde el interior hasta la superficie (fotosfera) y desde allí es irradiada a todo el espacio en todas las direcciones. Aunque el Sol también emite partículas materiales, la mayor parte de la energía irradiada es transportada en forma de ondas electromagnéticas (fotones) en una amplia gama de longitudes de onda diferentes, las cuales se desplazan en el espacio vacío a la velocidad de la luz (300 000 km/s), tardando solamente ocho minutos en recorrer los 150 millones de km que hay entre el Sol y la Tierra.

1.3.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO COMO BASE DE LA TECNOLOGÍA SOLAR

La tecnología fotovoltaica convierte directamente la luz solar en electricidad. Este principio se conoce como el efecto fotovoltaico, fue observado por primera vez por el científico francés Becquerel al detectar que cuando la luz era dirigida hacia un lado de una celda simple de batería, la corriente generada podía incrementarse. En la década de 1950, los programas espaciales impulsaron el desarrollo de células solares cristalinas de silicio.

El efecto fotovoltaico es la conversión de la energía que transportan los fotones de luz incidentes sobre materiales semiconductores, convenientemente tratados, en energía eléctrica. Esta energía eléctrica impulsa los electrones a través de un circuito exterior realizándose un trabajo útil.

Las células solares están constituidas por dos tipos de materiales: silicio tipo p y silicio tipo n. El silicio tipo p contiene boro, que al tener menos electrones que sus átomos vecinos de silicio para enlazarse, produce vacancias o huecos (cargas positivas). El silicio tipo n contiene fósforo que al tener más electrones que los átomos cercanos de silicio, lo que determina la conductividad electrónica (Fig. 1.18). Al ser ionizados los átomos en el silicio por la luz incidente, las cargas positivas (agujeros) son empujadas en la capa p (positiva) y las cargas negativas (electrones) son empujadas en la capa n (negativa) Estas cargas opuestas son atraídas la una a la otra, y se recombinan pasando a través de un circuito externo al material. Por lo tanto, si se establece un circuito, las células producen energía puesto que los electrones libres pueden pasar a través de la carga de consumo para recombinarse con los agujeros positivos (Fig. 1.19).

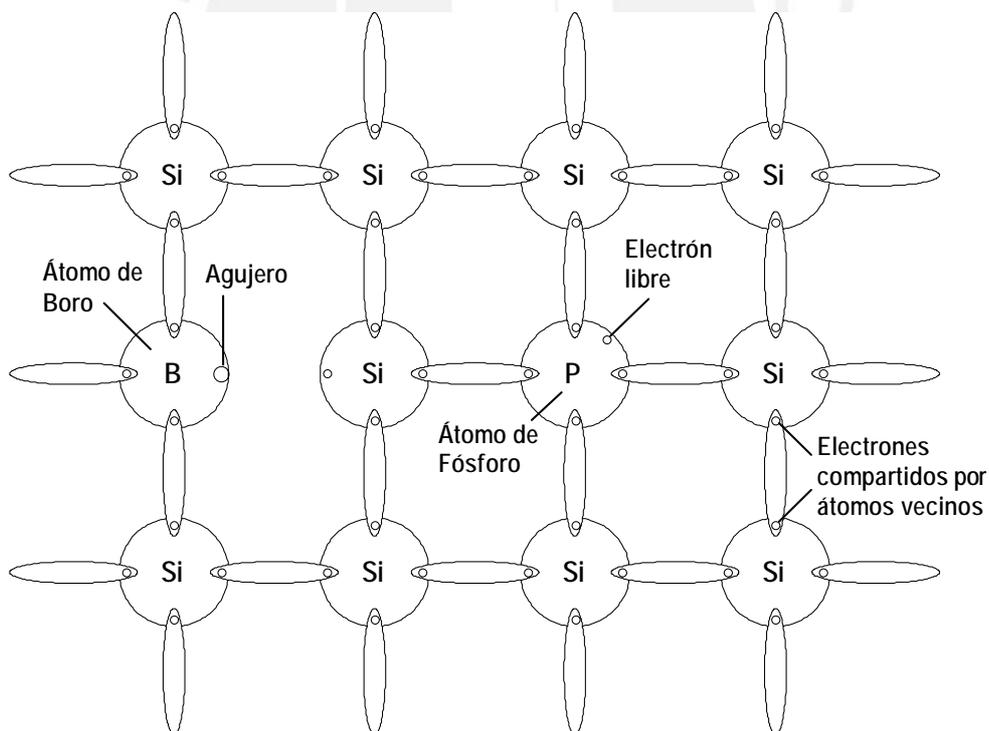


Fig. 1.18: Cristales (átomos) de Silicio con inclusiones de átomos de Boro y Fósforo

Fuente: <http://www.rise.org.au>

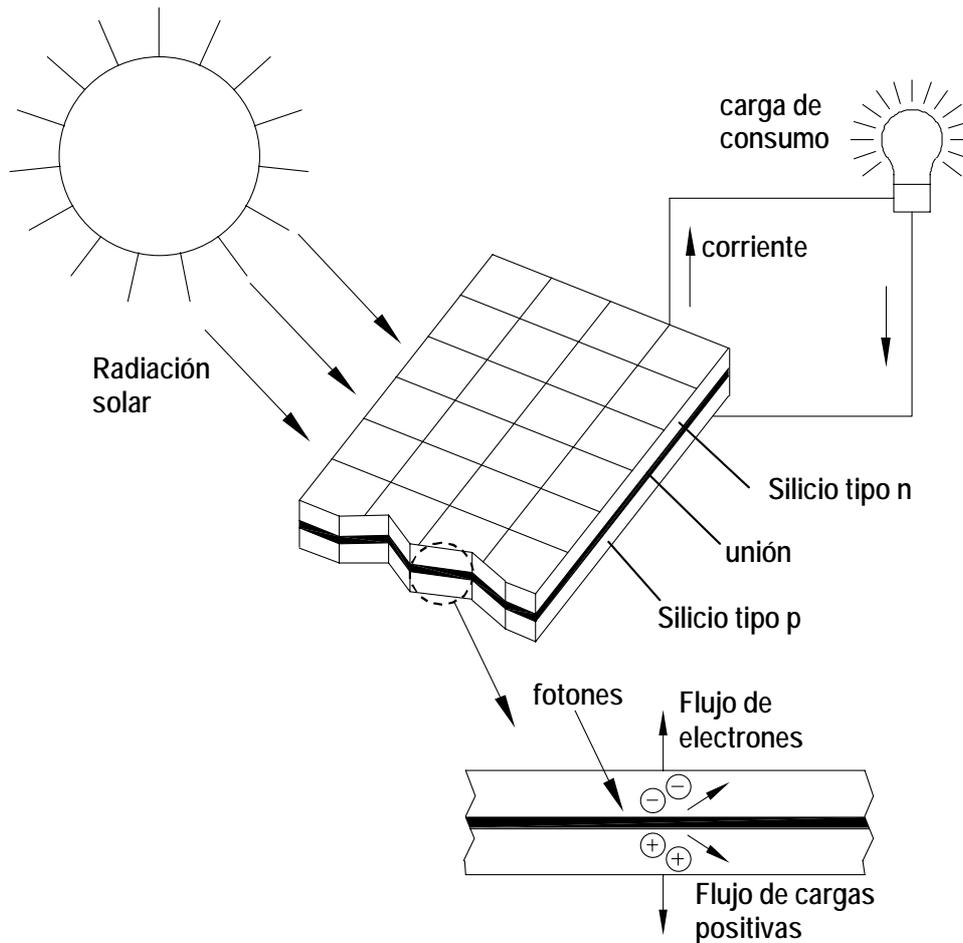


Fig. 1.19: Esquema del efecto fotovoltaico. (Fuente: <http://www.rise.org.au>)

Los primeros paneles solares se hicieron con células monocristalinas de silicio (Fig. 1.20) y a la fecha se siguen produciendo y lideran el mercado. Posteriormente aparecieron los paneles con células policristalinas de silicio (Fig. 1.21), de fabricación más económica, eficiencia menor y de forma cuadrada lo que permite aprovechar mejor el área del panel.



La tecnología más reciente es la de películas delgadas, que a diferencia de las anteriores tecnologías el panel no está compuesto por células individuales (Fig. 1.22). En el apartado 1.3.2 se detalla más sobre las tecnologías existentes de células fotovoltaicas en el mercado.

Fig. 1.20: Panel con células monocristalinas de silicio. (Fuente: <http://www.rise.org.au>)



Fig. 1.21: Panel con células policristalinas de silicio. Fig. 1.22: Panel de silicio amorfo o películas delgadas
(Fuente: <http://www.rise.org.au>)

Las primeras aplicaciones de la electricidad fotovoltaica fueron en sondas o vehículos espaciales, para la alimentación de equipos de control, de medición o de retrasmisión de datos. Posteriormente se inició la producción industrial de paneles para aplicaciones terrestres de electrificación de viviendas o estaciones de telecomunicaciones aisladas, y es a partir de fines de la década de 1980 que los paneles fotovoltaicos empiezan a ser más competitivos en el mercado.

1.3.2 TECNOLOGÍAS DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Los modernos dispositivos comerciales fotovoltaicos emplean el silicio como material base. Las tecnologías de células solares presentes en el mercado son la monocristalina, la policristalina y la de silicio amorfo o tecnología de películas delgadas.

Células Monocristalinas

Estas células fueron las que primero se produjeron. El método Czochralski (de manera abreviada Cz) es el procedimiento típico para la fabricación de las células monocristalinas. Primero se debe obtener silicio extremadamente puro a partir de la sílice (material muy abundante en la superficie terrestre), el cual luego se funde en un crisol junto con una pequeña proporción de boro hasta formar una masa denominada silicio tipo p a 1400 °C. Estando en estado líquido se introduce una varilla en cuyo extremo hay un cristal germen de silicio sobre el cual se van depositando otros átomos procedentes del material líquido que quedan perfectamente ordenados siguiendo la estructura del cristal (Fig. 1.23).

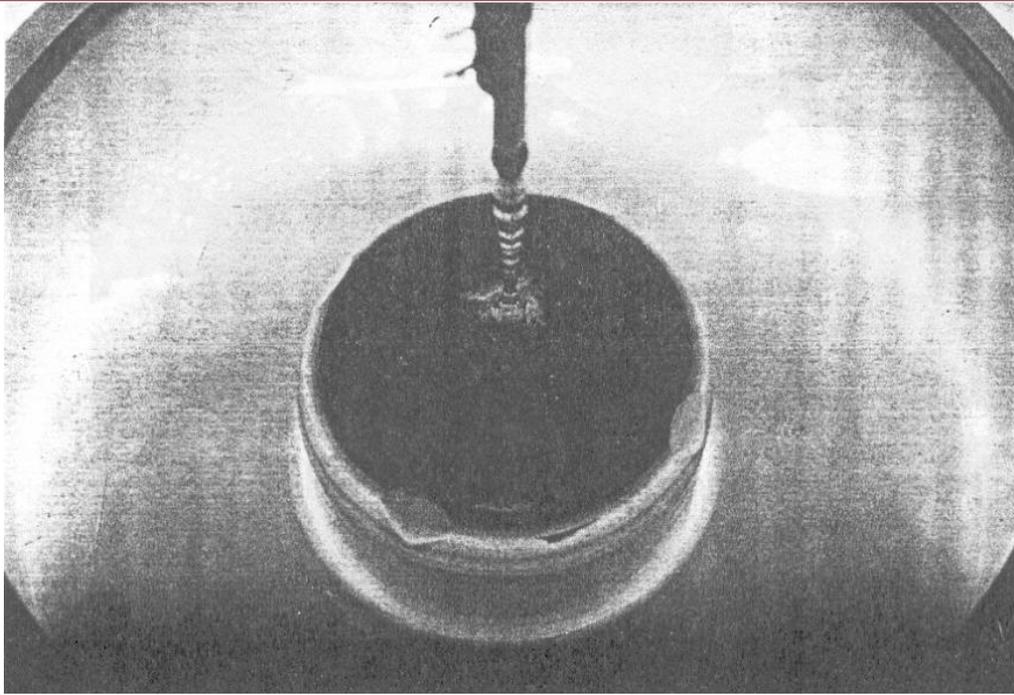


Fig 1.23: Monocristal de silicio formado por el método Cz. (Tomado de Ref. 1.4, pág. 63, Fig. 5)

Una vez enfriado el monocristal cilíndrico, es cortado en obleas circulares o cuadradas (el monocristal es cortado previamente como paralelepípedo) de espesores pequeños de 0,3mm que luego son puestas en hornos. Estas obleas contienen boro, por lo que sobre una de las caras se depositan átomos de fósforo para que se difundan bajo la superficie de la oblea. Seguidamente se da un tratamiento antirreflectante que consiste en la formación de estructuras piramidales muy pequeñas sobre la superficie que va a recibir la radiación, para que el rayo reflejado tenga más posibilidades de volver a incidir sobre las células antes de perderse definitivamente. Finalmente empleando métodos electroquímicos de evaporación al vacío o serigráficos, se provee a la célula de contactos eléctricos para que los electrones encuentren un camino que facilite el establecimiento del circuito eléctrico. Este camino es una red o rejilla de una aleación conductora que no debe ocupar mucha superficie útil de la célula.

La eficiencia o rendimiento de una célula monocristalina no supera el 15% ². Ocurren pérdidas por reflexión, por incidencia de los rayos sobre la rejilla metálica donde no se produce efecto fotovoltaico, y por efecto Joule al circular una corriente por la célula.

La Fig. 1.24 muestra los tipos de células monocristalinas producidas comercialmente.

² Ref. 1.6, pág.. 13

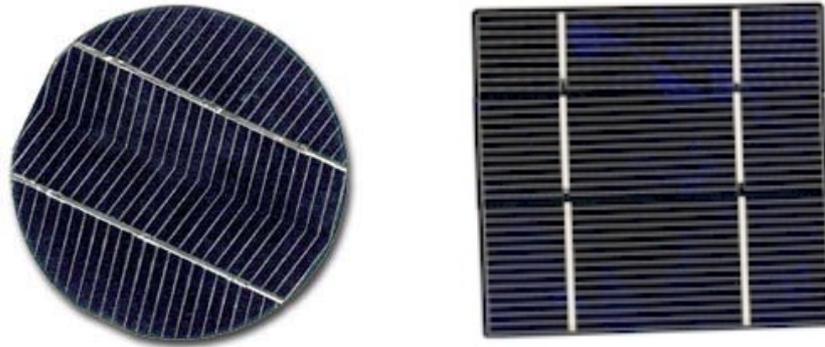


Fig. 1.24: Células monocristalinas de secciones circular y cuadrada. (Fuente: <http://www.siliconsolar.com>)

Células Policristalinas o Multicristalinas

El proceso de fabricación es similar al de las células monocristalinas, solo que en vez solidificar un monocristal, se deja enfriar la pasta de silicio en un molde rectangular. El sólido formado contiene muchos pequeños cristales o granos de silicio, del cual se cortan las células policristalinas o multicristalinas cuadradas (Fig. 1.25).

El rendimiento de estas células es de alrededor del 12%,³ su precio de es inferior a las monocristalinas y la forma cuadrada de la célula permite aprovechar al máximo el área del panel.



Fig.1.25:Célula Policristalina Cuadrada

Fuente: <http://www.plastecs.com>

Tecnología de Películas Delgadas

Esta tecnología tiene la ventaja de no producir desperdicio de material semiconductor en forma de polvo como sucede con las anteriores tecnologías como resultado del proceso de cortar las células a partir de una pieza inicial. Este método consiste en producir una fina tira de material policristalino que se corta en trozos rectangulares. La tecnología de películas delgadas no produce células individuales para posteriormente conectarlas eléctricamente en serie o paralelo, sino una capa muy fina de 1 ó 2 μm de espesor de material semiconductor que se deposita sobre un sustrato apropiado, formándose un módulo continuo que no requiere de interconexiones interiores. El tipo de película que se produce más es la de Silicio-Hidrógeno (TFS) que es el material semiamorfo que se observa en las calculadoras, relojes, radios portátiles y otros pequeños dispositivos solares y en paneles de mayor potencia.

³ Ref. 1.6, pág. 13

Las eficiencias que se obtienen están entre 6 a 9%,⁴ el proceso de fabricación requiere menos material y su costo de producción es menor. Sin embargo se presenta cierta degradación en la salida de potencia con el paso del tiempo.

1.3.3 EL PANEL SOLAR

Las células fotovoltaicas, monocristalinas y policristalinas, son conectadas en serie o en paralelo para alcanzar el voltaje de salida requerido por el panel solar, de 12 ó 24V. Una célula solo puede proporcionar un voltaje de alrededor de 0,5 V y una potencia máxima de 1 ó 2 W. La conexión de las células se efectúa por soldadura, se une el dorso de una célula con la cara frontal de la adyacente (Fig. 1.26). Un panel de 12 V nominales requiere de 30 a 40 células, según las características que tengan éstas.

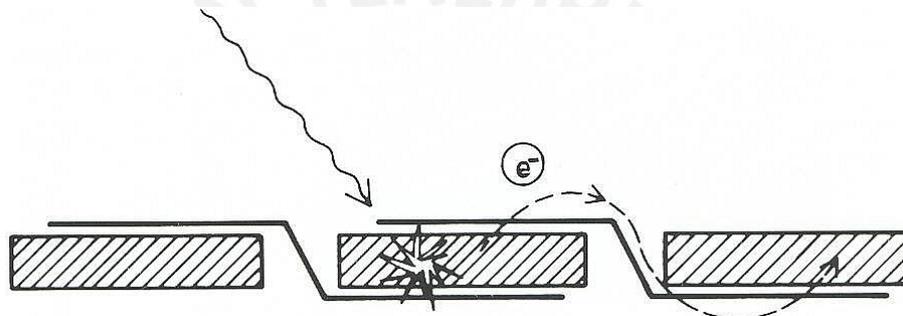


Fig. 1.26: Unión de células fotovoltaicas en un panel solar. (Tomado de Ref. 1.4, pág. 76, Fig. 2)

Realizadas las conexiones eléctricas, las células son encapsuladas en una estructura tipo sándwich, que consiste en una lámina de vidrio templado, otra de un material orgánico como el acetato de etileno-vinilo (EVA), las células, otra capa de sustrato orgánico y finalmente una cubierta posterior compuesta por varias láminas de polímeros u otro vidrio (Fig. 1.27). Este encapsulado tiene variaciones entre fabricantes. El sellado al vacío y la encapsulación se hace en un horno especial. El perímetro del panel se cubre con neopreno u otro material que lo aisle de las partes metálicas del marco soporte de aluminio anodizado o acero inoxidable.

Dentro de lo que es control de calidad, el panel solar es sometido a pruebas como ciclos térmicos que varían desde -40 a 90°C , ciclos de humedad y congelación y pruebas de vientos fuertes junto con su estructura. Los paneles pueden tener formas cuadradas o rectangulares, con superficies de $0,1\text{ m}^2$ hasta 1 m^2 . El espesor de un panel sin incluir el marco protector no sobrepasa los 3 cm.

⁴ Ref. 1.6, pág. 14

En cuanto al peso, los paneles son relativamente ligeros, por ejemplo un panel de 0,5 m² puede pesar entre 6 a 7 kg. Comercialmente en el rango de los 100W existen paneles solares con potencias máximas o pico de 50W, 75W, 100W, 120W.

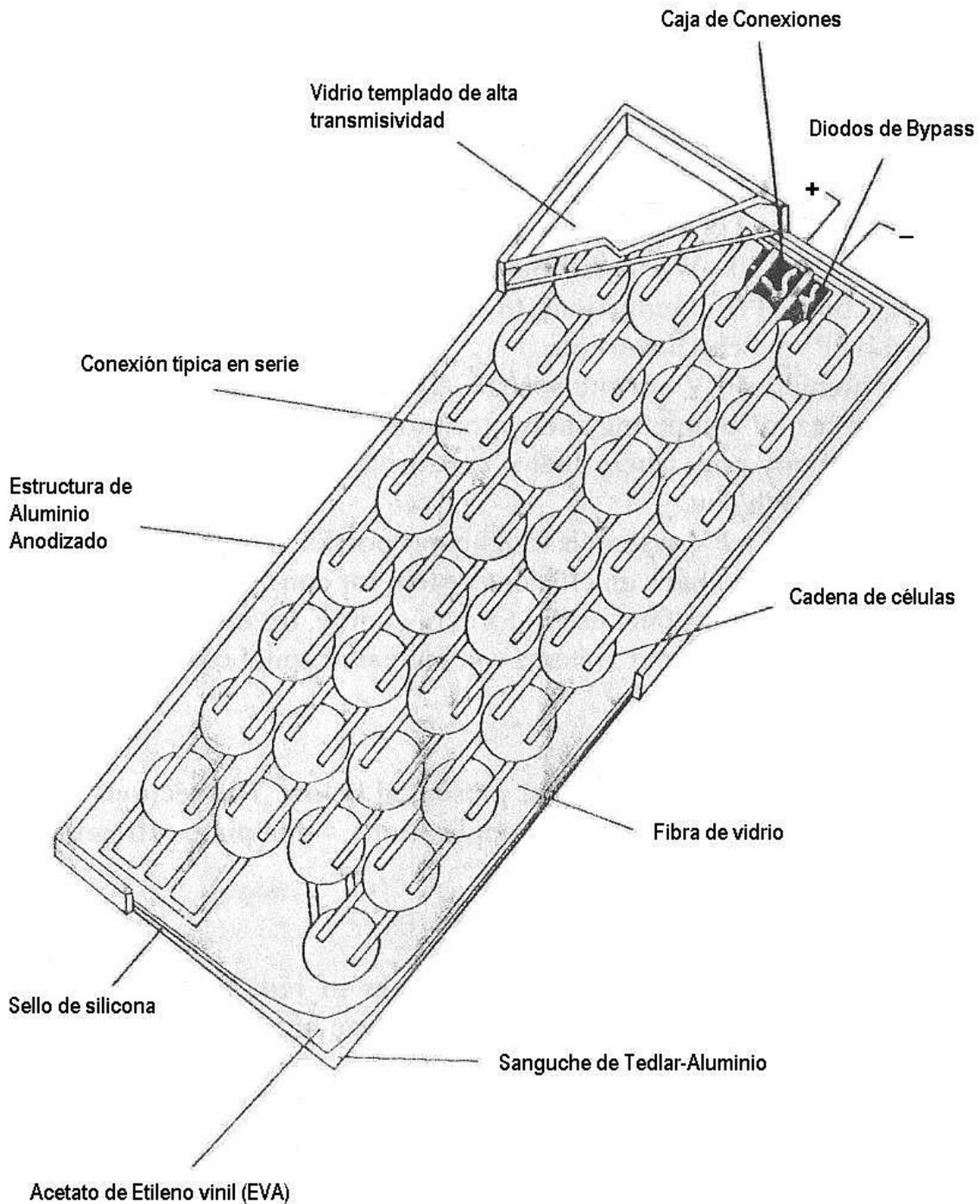


Fig. 1.27: Esquema de un panel solar con sus células. (Tomado de Ref. 1.6, pág. 14, Fig. 2)

CAPÍTULO 2: ESTUDIO Y EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICO Y SOLAR EN MOQUEGUA

2.1 ENERGÍA EÓLICA

El viento está definido por dos parámetros principales que son la velocidad y la dirección. Es importante conocer la variación de estos parámetros en el tiempo pues de ello depende la salida de energía de la turbina eólica. El estudio del viento puede ser representado de diferentes formas, siendo las principales:

- Perfiles de velocidades.
- Mapas eólicos.
- Análisis estadísticos.

2.1.1 PERFILES DE VELOCIDADES

Como se mencionó la velocidad del viento se ve afectada por la altura y por factores geográficos. Normalmente las mediciones de velocidad de viento se realizan a una altura de 10m sobre el nivel del terreno, para optimizar generalmente se requiere instalar la turbina a mayor altura, siendo usual encontrar torres de 24 ó 36m de altura.

2.1.1.1 RELACIÓN LOGARÍTMICA

Esta relación permite estimar la velocidad de viento en función a la medición realizada a una altura de referencia y teniendo en cuenta la rugosidad del terreno.

$$\frac{U(h)}{U(h_r)} = \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_r}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

Siendo: $U(h)$ = Velocidad del viento (m/s) a una altura h (m).

$U(h_r)$ = Velocidad del viento (m/s) a una altura de referencia h_r (m).

z_0 = Rugosidad del terreno (m). (ver Tabla 2.1)

2.1.1.2 RELACIÓN EXPONENCIAL

También permite estimar la velocidad del viento en base a una medición referencial.

$$\frac{U(h)}{U(h_r)} = \left(\frac{h}{h_r}\right)^\alpha \quad (2.2)$$

Siendo: $U(h)$ = Velocidad del viento (m/s) a una altura h (m).

$U(h_r)$ = Velocidad del viento (m/s) a una altura de referencia h_r (m).

α = Exponente adimensional.

Tabla 2.1: Valores de rugosidad z_0 ⁵ para algunos tipos de terreno

| DESCRIPCIÓN DEL TERRENO | z_0 (m) |
|--|-----------|
| Hielo o lodo | 0,00001 |
| Calma en mar abierto | 0,0002 |
| Mar turbulento | 0,0005 |
| Superficie de hielo | 0,003 |
| Prado de césped | 0,008 |
| Arbustos bajos | 0,01 |
| Terrenos pedregosos | 0,03 |
| Terrenos de cultivo | 0,05 |
| Terrenos con algunos árboles | 0,10 |
| Terrenos con muchos árboles, cercas y algunas construcciones | 0,25 |
| Bosques | 0,50 |
| Pueblos y suburbios | 1,50 |
| Centros de ciudades con edificios altos | 3,00 |

Existen diferentes correlaciones que permiten obtener el coeficiente α en función a los valores referenciales $U(h_r)$, h_r y z_0 , entre las principales están:

- Propuesta por Justus (1978):
$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(U_r)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_r}{10}\right)} \quad (2.3)$$

- Propuesta por Counihan (1975):

$$\alpha = 0,096 \cdot \log_{10}(z_0) + 0,016 \cdot (\log_{10}(z_0))^2 + 0,24 \quad (2.4)$$

Correlación válida para valores de rugosidad $0,001 \text{ m} < z_0 < 10 \text{ m}$.

También pueden utilizarse valores de α obtenidos experimentalmente (Tabla 2.2):

Tabla 2.2: Valores del exponente α para algunos tipos de terreno⁶

| TIPO DE TERRENO | EXPONENTE α |
|---------------------------------------|--------------------|
| Lugares llanos con hielo o hierba. | 0,08 – 0,12 |
| Lugares llanos (mar, costa). | 0,14 |
| Terrenos poco accidentados. | 0,13 – 0,16 |
| Zonas rústicas. | 0,2 |
| Terrenos accidentados o bosques. | 0,2 – 0,26 |
| Terrenos muy accidentados y ciudades. | 0,25 – 0,4 |

⁵ Ref. 2.8, pág. 44, Tabla 2.2

⁶ Ref. 2.4, pág. I-13, Tabla I.1

2.1.2 MAPAS EÓLICOS

Los mapas eólicos proporcionan una información global sobre el nivel medio de los vientos en una determinada área geográfica, mostrando las zonas mas idóneas desde el punto de vista energético.

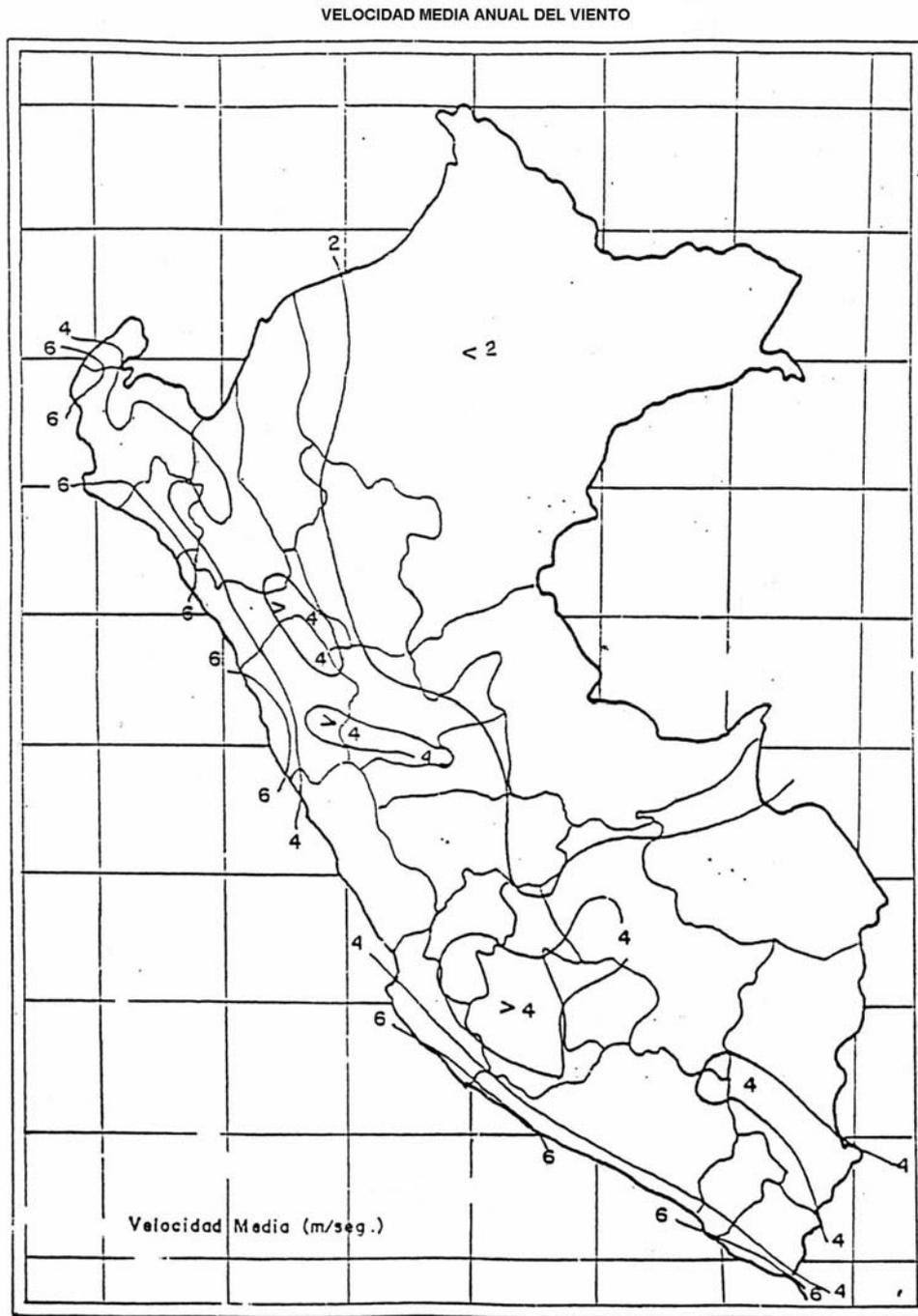


Fig. 2.1: Mapa Eólico del Perú (Electroperú, 1988)⁷

⁷ Proporcionado por el asesor

2.1.3 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Los métodos estadísticos son utilizados para estimar el potencial eólico en un determinado lugar, es decir, básicamente poder estimar la velocidad del viento a lo largo de un período de tiempo determinado cuando sólo se dispone de datos en un período menor de tiempo al que se quiere considerar.

Los conceptos importantes previos a establecer las funciones matemáticas que describen el comportamiento del viento son:

- **Función de Densidad de Probabilidad $p(U)$:**

Expresa la probabilidad de que una determinada velocidad de viento ocurra en un intervalo de velocidades establecido.

$$p(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U) \cdot dU \quad (2.5)$$

El área total bajo la curva está dada por:

$$\int_0^{\infty} p(U) \cdot dU = 1 \quad (2.6)$$

Si la Función de Densidad de Probabilidad es conocida, entonces los siguientes parámetros pueden ser calculados:

- **Velocidad Promedio \bar{U} :**

$$\bar{U} = \int_0^{\infty} U \cdot p(U) \cdot dU \quad (2.7)$$

- **Desviación Estándar de la Velocidad de Viento σ_u :**

$$\sigma_u = \sqrt{\int_0^{\infty} (U - \bar{U})^2 \cdot p(U) \cdot dU} \quad (2.8)$$

- **Función de Distribución Acumulada $F(U)$:**

Representa la fracción de tiempo o probabilidad de que la velocidad de viento (U) sea menor o igual a un valor determinado de velocidad de viento dado, (U').

$$F(U) = \int_0^{U'} p(U) \cdot dU \quad (2.9)$$

Se deduce entonces:
$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \quad (2.10)$$

2.1.3.1 DISTRIBUCIÓN WEIBULL

La función de Densidad de Probabilidad de Weibull requiere el conocimiento de 2 parámetros: (k), el parámetro de forma y (c), el parámetro de escala. Ambos parámetros son función de la Velocidad media (\bar{U}) y de la Desviación Estándar (σ_u). La Función de Densidad de Probabilidad de Weibull $p(U)$ y la Función de Distribución Acumulada $F(U)$, adquieren la siguiente forma:

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (2.11)$$

$$F(U) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (2.12)$$

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

$$\bar{U} = c \cdot \Gamma_{(1+1/k)} \quad (2.13)$$

Siendo: $\Gamma(x) = \text{Función Gamma} = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} \cdot dt \quad (2.14)$

La Función Gamma puede ser aproximada de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2.3: Valores de la Función Gamma respecto al parámetro k ⁸

| k | $\Gamma_{(1+1/k)} = \frac{\bar{U}}{c}$ | $\Gamma^k_{\left(1+\frac{1}{k}\right)}$ | G | $\frac{G}{\Gamma^k_{\left(1+\frac{1}{K}\right)}}$ |
|----------|--|---|----------|---|
| 1 | 1 | 1 | 1,002000 | 100,2 5 % |
| 1,25 | 0,931384 | 0,914978 | 0,915200 | 100,024 % |
| 1,5 | 0,902745 | 0,857724 | 0,857333 | 99,954 % |
| 1,6 | 0,896574 | 0,839727 | 0,839250 | 99,943 % |
| 1,7 | 0,892244 | 0,823802 | 0,823294 | 99,938 % |
| 1,8 | 0,889287 | 0,809609 | 0,809111 | 99,938 % |
| 1,9 | 0,887363 | 0,796880 | 0,796421 | 99,942 % |
| 2,0 | 0,886227 | 0,785398 | 0,785000 | 99,949 % |
| 2,1 | 0,885694 | 0,774989 | 0,774667 | 99,958 % |
| 2,2 | 0,885625 | 0,765507 | 0,765273 | 99,969 % |
| 2,3 | 0,885915 | 0,756835 | 0,756696 | 99,981 % |
| 2,4 | 0,886482 | 0,748873 | 0,748833 | 99,995 % |
| 2,5 | 0,887264 | 0,741535 | 0,741600 | 100,009 % |
| 3,0 | 0,892979 | 0,712073 | 0,712667 | 100,083 % |
| 3,5 | 0,899747 | 0,690910 | 0,692000 | 100,158 % |
| 4,0 | 0,906402 | 0,674970 | 0,676500 | 100,227 % |

⁸ Ref. 2.7, pág. 39, Fig. 3.8

En la Tabla 2.3 se muestra que la Función Gamma puede ser aproximada mediante la

siguiente expresión:
$$G = 0,568 + \frac{0,434}{k} \tag{2.15}$$

Utilizando la Distribución de Weibull, se obtiene una expresión para la Desviación Estándar, según:

$$\sigma_u^2 = \bar{U}^2 \cdot \left[\frac{\Gamma(1+2/k)}{\Gamma(1+1/k)^2} - 1 \right] \tag{2.16}$$

Existen diferentes métodos para determinar los parámetros (c) y (k), aquí algunos:

- Propuesta por Justus (1978), para valores $1 \leq k \leq 10$

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{U}} \right)^{-1,086} \tag{2.17}$$

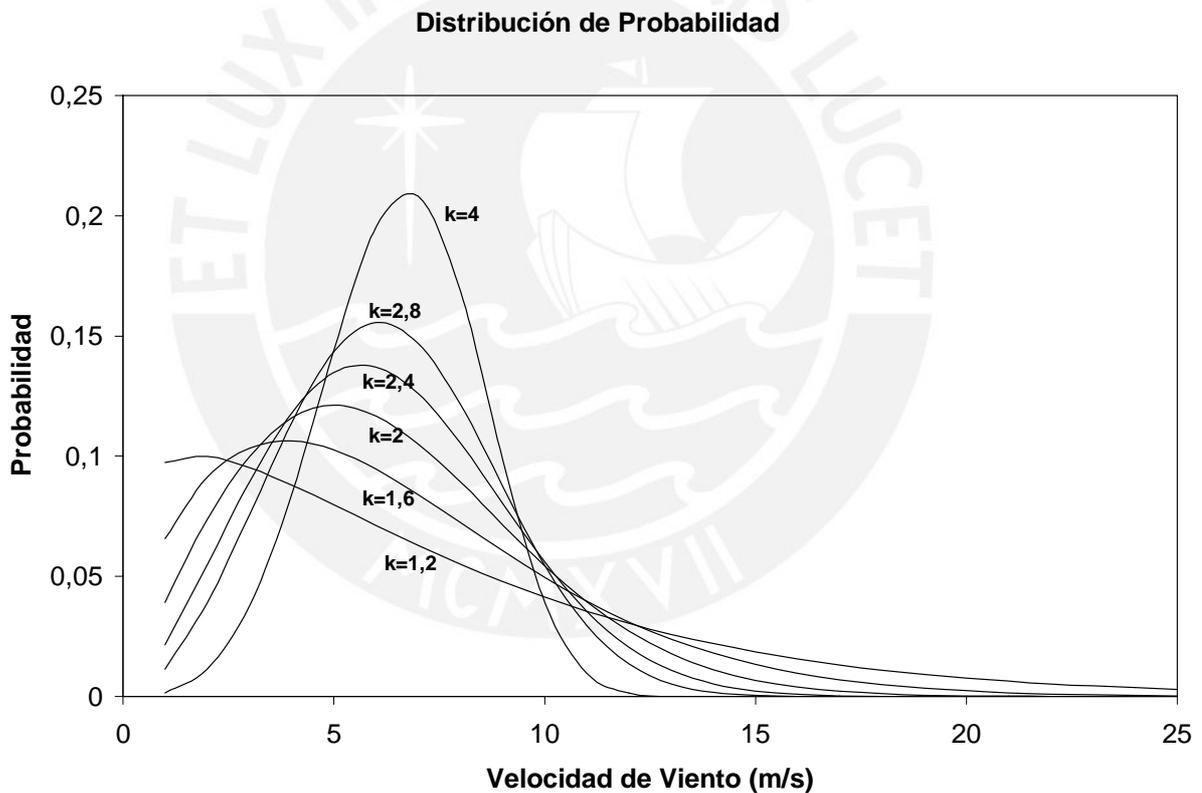


Fig. 2.2: Función de Densidad de Probabilidad de Weibull para $\bar{U} = 8$ m/s
(Basado en Ref. 1.8, pág. 58, Fig. 2.29)

Conocido el valor de k , utilizando la ecuación (2.13) se determina el valor de c , según:

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma(1+1/k)} \tag{2.18}$$

- Propuesta por Lysen (1983)

El valor del parámetro k se determina a partir de la ecuación (2.17), luego con la relación (2.15), se tiene:

$$\frac{c}{U} = \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{1/k} \quad (2.19)$$

- Gráfica de Weibull

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

Tomando función logarítmica en la ecuación (2.12), se tiene:

$$\ln[\ln(1 - F(U))^{-1}] = k \cdot \ln(U) - k \cdot \ln(c) \quad (2.20)$$

En esta ecuación la pendiente de la recta es el valor de k , luego de la ecuación (2.12) y haciendo $U = c$, se tiene:

$$F(c) = 1 - e^{-1} = 0,632$$

Esto permite obtener un valor estimado para el parámetro c trazando en la gráfica una línea horizontal en:

$$F(U) = 0,632$$

2.1.3.2 DISTRIBUCIÓN RAYLEIGH

Este es un caso particular de la distribución de Weibull para $k = 2$. Las relaciones para la Función de Densidad de Probabilidad y Distribución Acumulada toman la forma de:

$$p(U) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{U}{U^2} \right) \cdot \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{U} \right)^2 \right] \quad (2.21)$$

$$F(U) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{U} \right)^2 \right] \quad (2.22)$$

2.2 ENERGÍA SOLAR

Como se explicó en el apartado 1.3, el origen de la energía solar es radiactivo. El Sol es un inmenso reactor nuclear con una temperatura en la superficie exterior, la fotosfera, de unos 5900 a 6000K. El Sol irradia cada segundo una energía de 4×10^{26} Joules en todas las direcciones del espacio, es decir que genera una potencia de 4×10^{23} kW.⁹ La energía que la Tierra recibe del Sol depende de la distancia de separación entre ellos y de la actividad solar

2.2.1 RADIACIÓN DEL SOL

La distribución espectral de la radiación solar recibida en los límites exteriores de la atmósfera terrestre está comprendida entre los 0,3 μm y los 2,6 μm de longitudes de onda, alcanzando su máxima energía con una longitud de onda de 0,5 μm , que equivale a la emisión de energía de un cuerpo negro ideal a unos 6000 K. De este rango de longitudes de onda, la luz visible para el ojo humano se encuentra entre los 0,4 y 0,7 μm .

La Fig. 2.3 muestra el porcentaje de radiación directa espectral captada en la superficie terrestre después de atravesar la atmósfera, según la longitud de onda de la radiación.

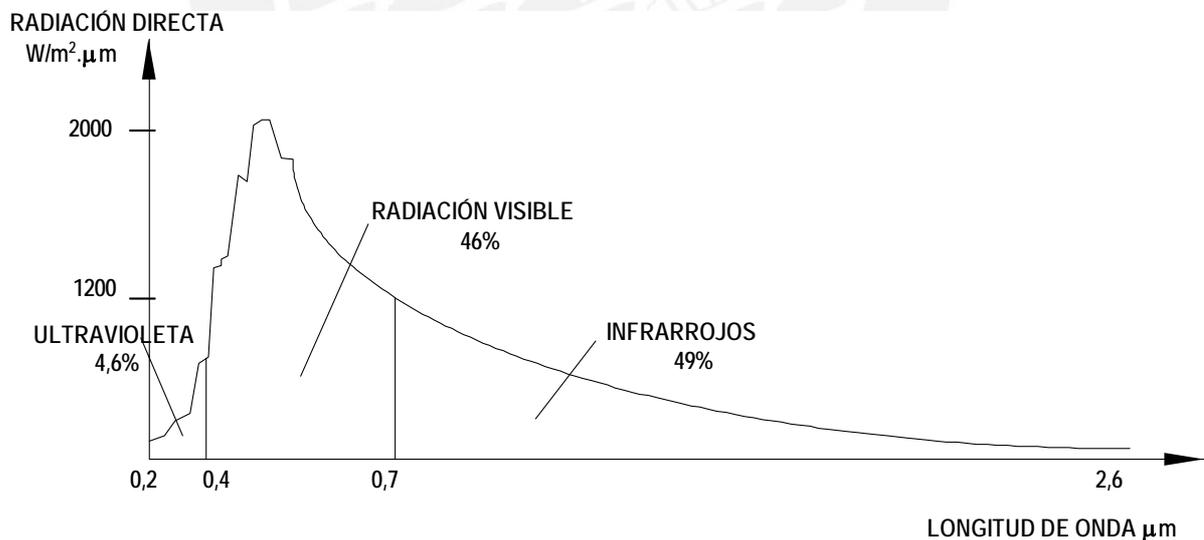


Fig. 2.3: Radiación solar captada en la superficie terrestre después de atravesar la atmósfera.

(Tomado de Ref. 2.9, pág. 91, Fig. 4.7)

El 99% de la energía solar se encuentra comprendida entre bandas de 0,28 mm (rayos ultravioleta) y de 4,96 mm (rayos infrarrojos).

⁹ Ref. 2.2, pág 51

2.2.2 INTENSIDAD DE LA RADIACIÓN DEL SOL: LA CONSTANTE SOLAR

La energía radiante emitida por el Sol se extiende por el espacio en todas las direcciones. Si consideramos superficies esféricas con el Sol en el centro y como foco emisor, y con un radio que crece conforme la radiación se propaga. A mayor distancia del Sol, la relación entre la energía emitida y el área cada vez mayor decrece. La intensidad de la radiación en un punto de una superficie esférica será más pequeña cuanto mayor sea el radio de la misma, esto es cuanto mayor sea la distancia de dicho punto al Sol.

La intensidad de la radiación se define como:
$$I = \frac{P}{S} \quad (2.23)$$

Donde: P: $4 \times 10^{26} \text{ W}$ Energía por unidad de tiempo emitida por el Sol.

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

La Tierra se encuentra a una distancia aproximada del Sol de $1,5 \times 10^{11} \text{ m}$. Utilizando la ecuación (2.23) se determina la intensidad de la radiación solar en la Tierra:

$$I = 1,4 \text{ kW/m}^2$$

Mediciones hechas por satélites artificiales en el espacio, encima de la atmósfera terrestre arrojan como valor medio de esta intensidad radiante o radiación: 1353 W/m^2 .¹⁰, a este valor se le denomina "**Constante Solar**".

Como la Tierra gira alrededor del Sol en una órbita elíptica y no circular (Fig. 2.4), de excentricidad muy pequeña igual a 0,0167; la constante solar tiene ligeras variaciones a lo largo del año.

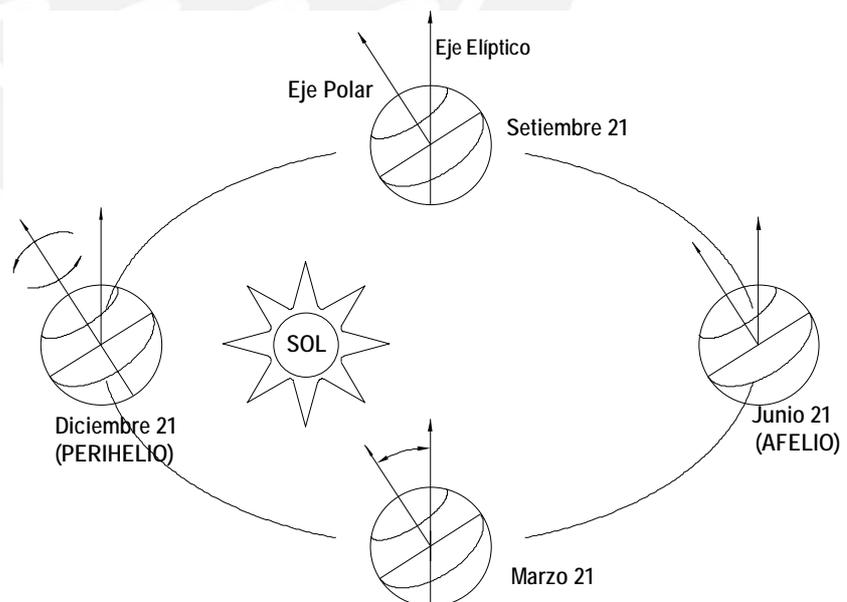


Fig. 2.4: La órbita terrestre alrededor del Sol

(Tomado de Ref. 2.9, pág. 99, Fig. 4.14)

¹⁰ Ref. 2.2, tomo II, pp. 52, 53

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. 2.5 muestra la variación de la constante solar a lo largo del año.

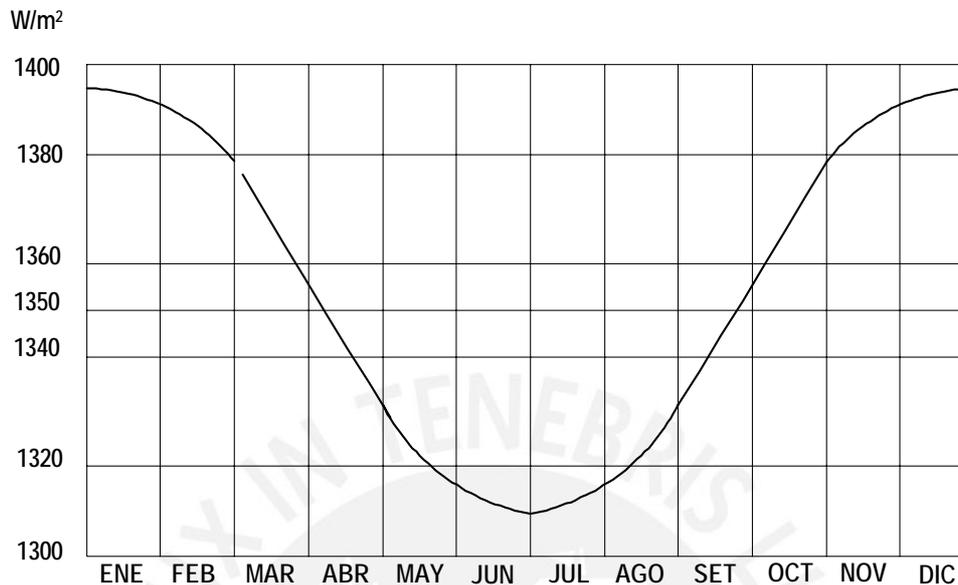


Fig. 2.5: La Constante Solar a lo largo del año. (Tomado de Ref. 2.2, Tomo II, pág. 53, Fig. 2)

2.2.3 RADIACIONES DIRECTA Y DIFUSA

Debido a que la capa atmosférica terrestre se comporta como un obstáculo al libre paso de la radiación, solo parte de la radiación solar interceptada por la Tierra llega hasta la superficie. Los efectos de mayor influencia son la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas de aire. Este último efecto causa que la intensidad que llega a la superficie sea como máximo 1100 W/m^2 , aun en días despejados y con atmósfera muy limpia. Sin embargo las mediciones de valores superiores a 1000 W/m^2 no son comunes.

No obstante que los rayos solares viajan en línea recta, los fotones al llegar a las capas atmosféricas y chocar con las moléculas y el polvo en suspensión, sufren difusiones y dispersiones y ocasionan cambios bruscos de dirección en los rayos solares. La radiación "difusa" tiene su origen aquí y cuando llega a la superficie esta luz difundida al haber cambiado muchas veces de dirección a medida que ha atravesado la atmósfera, da la impresión que procediera de toda la atmósfera y no del Sol. En cambio, la radiación "directa" alcanza la superficie manteniendo la línea recta desde el Sol.

La suma de las radiaciones directa y difusa es la radiación total, que es la que interesa para efectos energéticos. La radiación difusa hace que un cuerpo siempre esté recibiendo una cierta cantidad de energía por todas sus partes, incluso por las que no están expuestas directamente a la luz del Sol. En un día despejado la radiación directa es mucho mayor que la difusa, sin embargo en días nublados será la radiación difusa es la única que puede ser aprovechada. La radiación difusa es aproximadamente la tercera parte de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

Otro tipo de radiación es la de albedo que es la reflejada por los cuerpos situados alrededor de la superficie que interesa evaluar la radiación, y hay que añadirla a la directa y difusa que dicha superficie recibe. El albedo de los cuerpos es tanto mayor cuanto más claro sea el color de los mismos. La influencia del albedo del entorno sobre la radiación incidente en un colector solar suele ser despreciable, y tan solo en casos de ubicaciones muy particulares, como por ejemplo cuando existen paredes de color claro detrás de los colectores, puede suponer una pequeña ganancia adicional de energía.

2.2.4 IRRADIACIÓN E INTENSIDAD RADIANTE

Irradiación (E)

Es la cantidad de energía radiante que llega a una superficie en un tiempo determinado. Es una medida de la energía incidente sobre dicha superficie y se expresa en unidades de energía (por ejemplo el megaJoule).

Intensidad Radiante o Irradiancia (I)

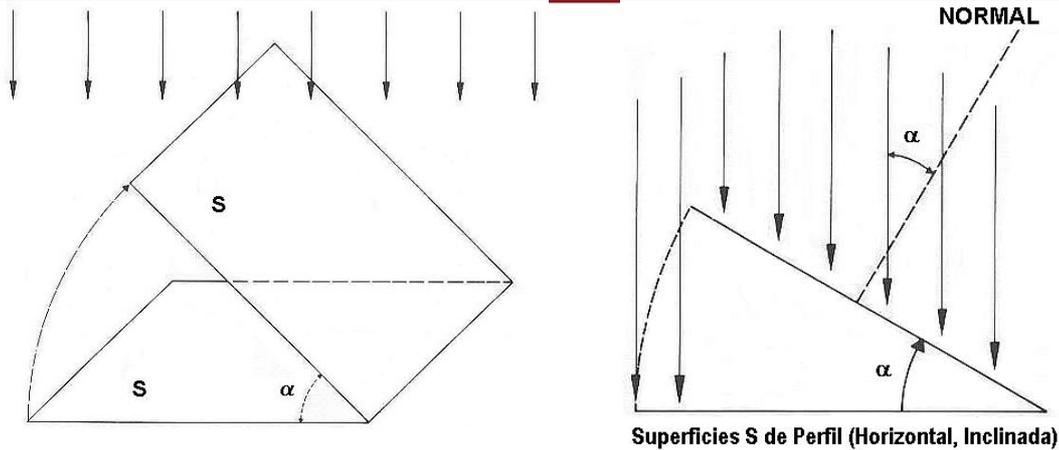
La intensidad radiante (I) o irradiancia es la energía incidente o irradiación (E) por unidad de tiempo y de superficie:

$$I = \frac{E}{S \cdot t} \quad (2.24)$$

La energía de la radiación directa que una superficie expuesta a los rayos solares puede interceptar, dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie en cuestión. Si la superficie es perpendicular a los rayos este valor es máximo (Fig. 2.6).

La ecuación (2.25) muestra la relación entre la intensidad I' normal a la superficie inclinada y la intensidad I proveniente de la radiación directa que la superficie recibiría si estuviera perpendicular a los rayos solares:

$$I' = I \cdot \cos(\alpha) \quad (2.25)$$



Superficies S de Perfil (Horizontal, Inclinada)

 Fig. 2.6: Irradiación sobre una superficie inclinada
 (Tomado de Ref. 2.2, Tomo II, pp. 55 y 56, Figs. 5 y 6)

La inclinación de los rayos solares es la causa por la cual los rayos solares calientan mucho más al mediodía que en las primeras horas de la mañana o que en las últimas de la tarde, ya que en estos últimos casos el ángulo que forma el rayo con la normal a la superficie es grande y, por lo tanto, el factor $\cos(\alpha)$ hace que la intensidad sea pequeña. Asimismo, las diferentes inclinaciones de los rayos solares causan que regiones de latitudes altas, más cercanas a los polos, reciban mucha menos energía que las más cercanas al ecuador.

2.2.5 MEDICIÓN DE LA IRRADIACIÓN TOTAL

La irradiación total que una superficie recibe en un tiempo determinado que puede ser un número de días o meses, se emplean los piranómetros, los cuales detectan la intensidad de la radiación en cada instante y, acoplados a un registrador electrónico, acumulan estos datos durante el tiempo que duran las mediciones (Fig 2.7).

Un piranómetro colocado sobre una superficie perfectamente horizontal, libre de obstáculos a su alrededor que pudieran arrojar sombra sobre él, recibe la radiación total (directa más difusa) de toda la bóveda celeste, permitiendo evaluar la energía disponible en la zona en que se ubica, y así, efectuar una estimación de la viabilidad de un sistema solar.


 Fig. 2.7: Piranómetro con registrador
 (Tomado de Ref. 2.2, Tomo II, pág. 57, Fig. 8)

Los piranómetros más usuales se basan en la detección de la diferencia de temperaturas entre una superficie negra y una superficie blanca mediante termopilas o células fotoeléctricas, que deben estar protegidas del viento y compensadas para cambios de temperatura ambientales mediante una doble semiesfera de vidrio para suprimir los fenómenos de convección (Fig. 2.8).

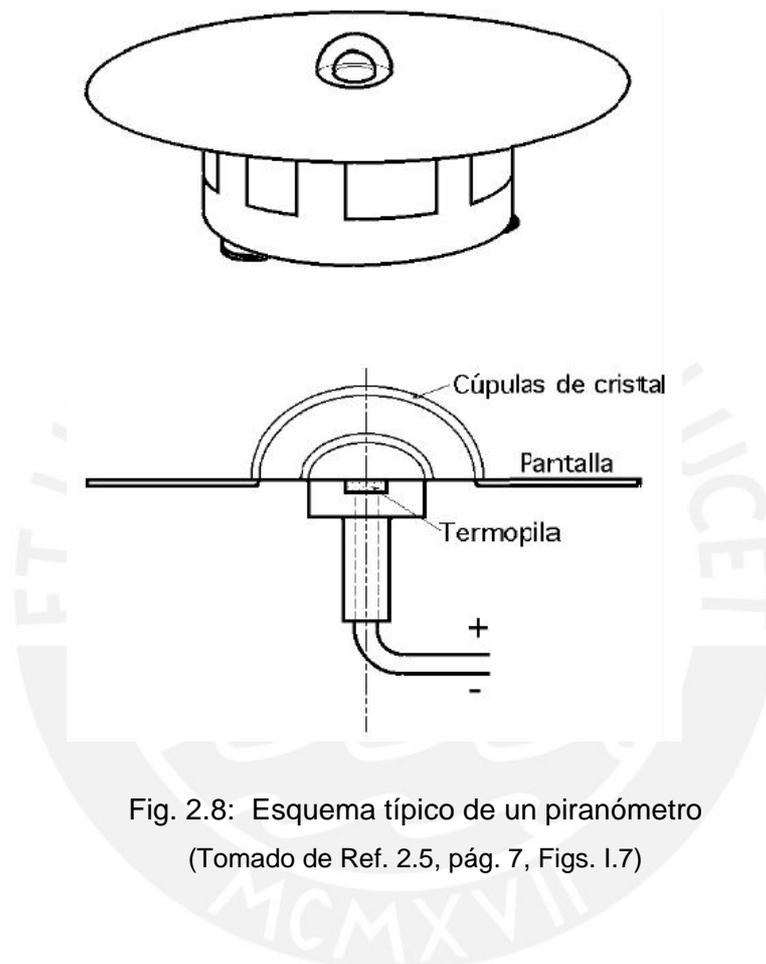


Fig. 2.8: Esquema típico de un piranómetro
(Tomado de Ref. 2.5, pág. 7, Figs. 1.7)

2.2.6 MAPAS Y DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

En el Perú existe un potencial solar importante y puede ser aprovechado. La Tabla 2.4 muestra datos de radiación solar en el Perú. En la Fig. 2.9 se muestra una parte del Mapa de Radiación Solar correspondiente al departamento de Moquegua.

Tabla 2.4: Datos de radiación solar en el Perú ¹¹

| 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 | Cayaltí | 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 | Aconococha | 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 |

¹¹ Ref. 2.3, pág. 72, Fuente original: Vásquez, J. & Lloyd, P., "Estimación de la Energía Solar en el Perú" en Revista Energética, OLADE, Año 11 N1 i, Abril de 1987

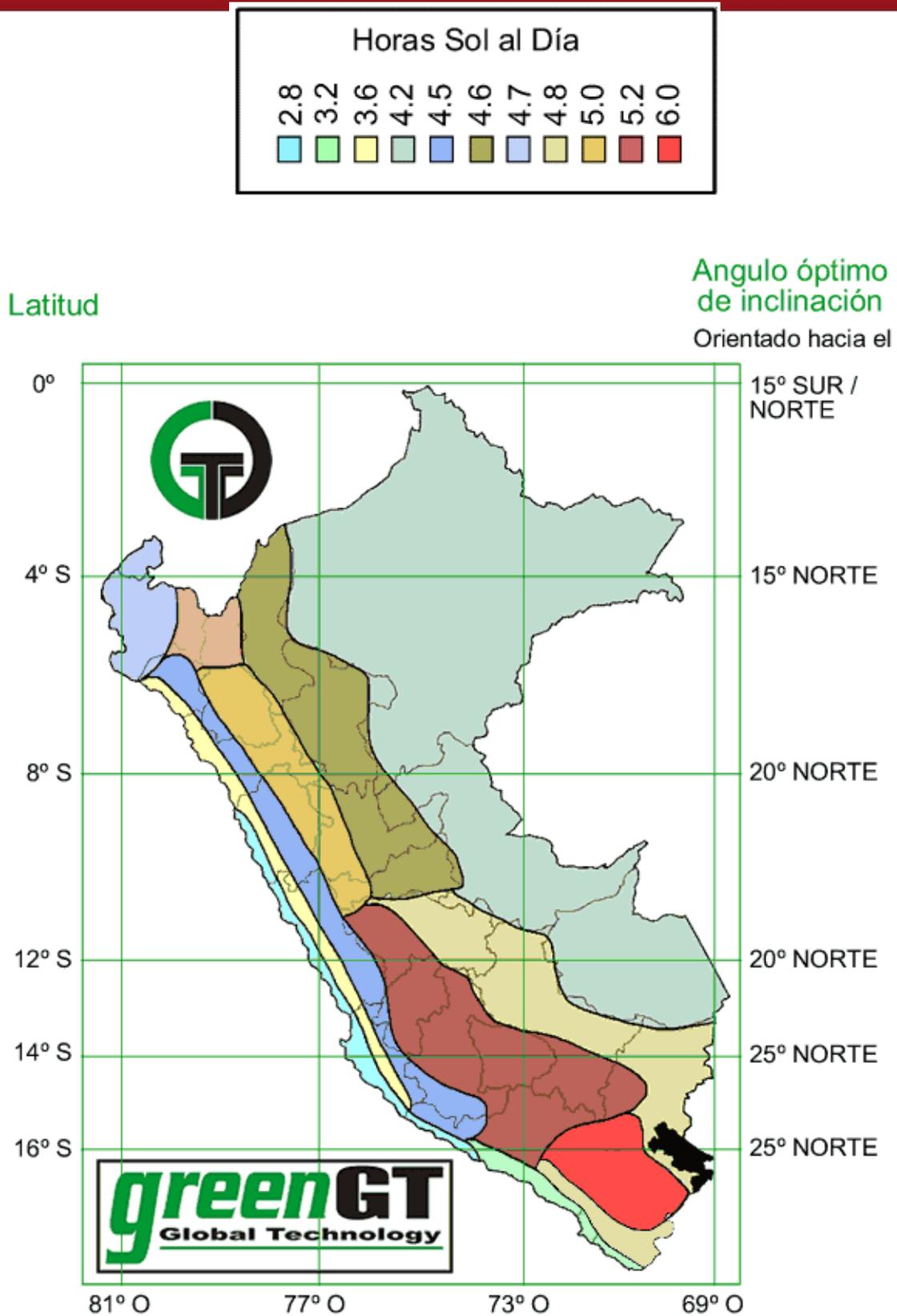


Fig. 2.9: Mapa de Radiación Solar del Perú

Fuente: GreenGT, <http://www.greengt.org>

2.2.7 HORAS EFECTIVAS AL DÍA DE IRRADIANCIA ESTÁNDAR DE 1000 W/m²¹²

En el apartado 2.2.3 se mencionó 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 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. 2.10 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 2.26) en las cuales dicho lugar estaría recibiendo la intensidad radiante estándar de 1000 W/m².

$$\text{Num. Horas Efectivas al Día (NHE)} = \frac{\text{Área bajo la curva (W-h/m}^2\text{ al día)}}{\text{Irradiancia estándar (1000 W/m}^2\text{)}} \quad (2.26)$$

Esta energía radiante incidente en W-h/m² también se encuentra representada por el rectángulo con líneas a trazos en la Fig. 2.10.

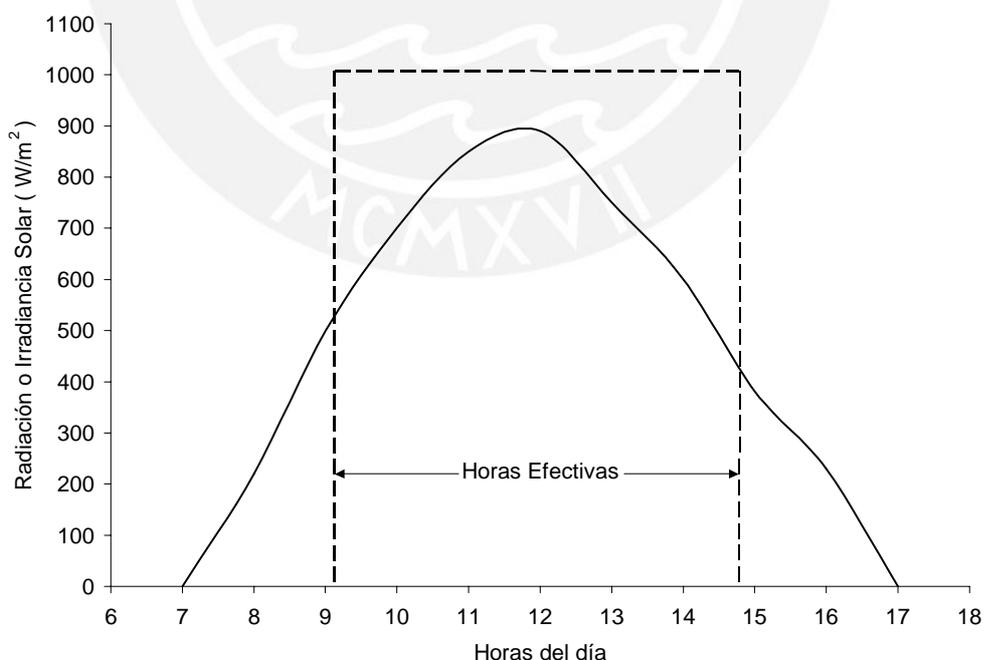


Fig. 2.10: Ejemplo de la variación de la irradiancia solar en un día
(Basado en Ref. 2.9, pág. 15, Fig. 3)

¹² Ref. 2.3 , pp. 20, 21 y Ref. 2.2, Tomo V, pág. 85

2.3 EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICO Y SOLAR

La evaluación de los recursos tanto solar como eólico será de acuerdo a lo expuesto en 2.1 y 2.2, esto permitirá tener datos que puedan a su vez servir para obtener la salida de energía eléctrica de los diferentes equipos existentes en el mercado.

En cuanto al potencial eólico se cuenta con información proporcionada por instituciones gubernamentales de la ciudad de Ilo.

2.3.1 EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

La información utilizada para evaluar el potencial eólico, corresponde a los datos recopilados por la Municipalidad Provincial de Ilo a través de la Gerencia de Desarrollo Urbano Ambiental.¹³ Este estudio se realiza continuamente con el objetivo de evaluar la contaminación del SO₂, producto de la actividad minera de la zona, y su efecto en la salud pública.

Como parte de este estudio se monitorea continuamente las condiciones de viento y radiación solar en la zona. Las estaciones que monitorean la contaminación de SO₂ abarcan toda la ciudad de Ilo incluyendo las zonas rurales.

Como se ha mencionado previamente, los parámetros de interés para evaluar el potencial eólico son la velocidad de viento y la dirección del viento, siendo de mayor interés el primero de ellos.

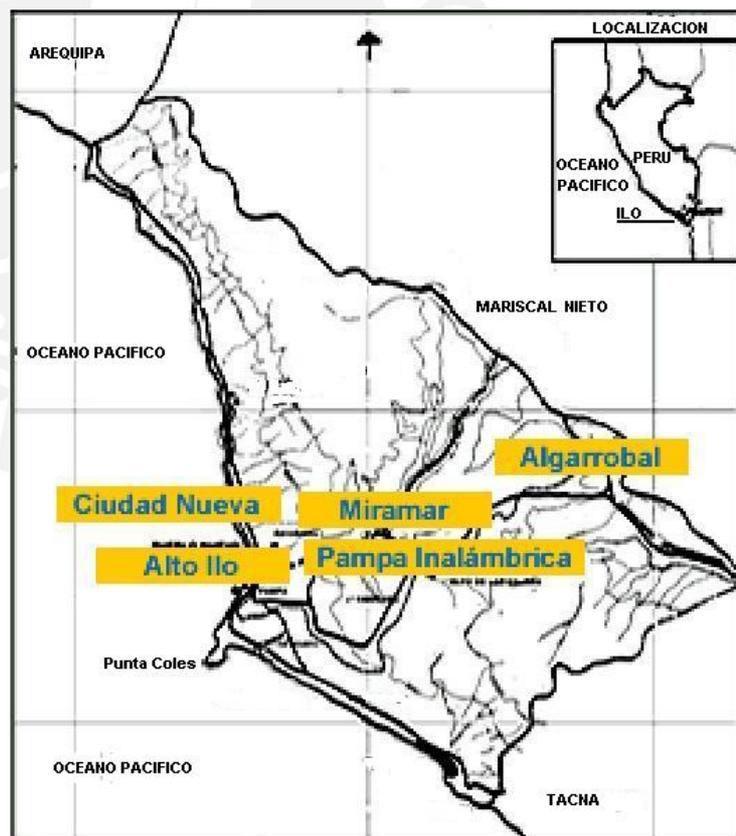


Fig 2.11: Estaciones de SO₂ en Ilo

Fuente: <http://www.mpi.gob.pe/ambiental/index.html>

¹³ Ref. 2.6

Actualmente la Municipalidad Provincial de Ilo cuenta con una estación meteorológica automática donada por la Embajada de Canadá en el año 1998, dicha estación está ubicada en las instalaciones del Palacio Municipal y cuenta con los siguientes instrumentos, mostrados en la Fig. 2.12:



Fig. 2.12: Detalles de estación meteorológica en las instalaciones del palacio municipal de la ciudad de Ilo. Fuente: <http://www.mpi.gob.pe/ambiental/index.html>

Toda la información recopilada por la estación meteorológica se encuentra en el Anexo 1 (Promedios Horarios de Velocidad de Viento, datos de la Municipalidad de Ilo), para obtener los parámetros de Weibull se han procesado los datos correspondientes al año 2003.

2.3.1.1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE DISTRIBUCIÓN WEIBULL

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).

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, asimismo el hecho de que hay datos omitidos por deficiencias en el registro de datos hacen que se tenga una contabilización de horas totales en el año 2003 de 8335 hrs.

Tabla 2.5: Distribución de Frecuencias y Distribución acumulada de los promedios horarios de velocidad de viento de la ciudad de Ilo para el año 2003.

| V m/s (U) | Dist. De Frecuencias p(U) (Nº Horas al año) | Dist. Acumulada P(U) | $F(U) = \frac{P(U)}{8335}$ |
|-----------|--|-------------------------|----------------------------|
| 1 | 732 | 732 | 0,08782 |
| 2 | 617 | 1349 | 0,16185 |
| 3 | 612 | 1961 | 0,23527 |
| 4 | 614 | 2575 | 0,30894 |
| 5 | 556 | 3131 | 0,37564 |
| 6 | 598 | 3729 | 0,44739 |
| 7 | 619 | 4348 | 0,52166 |
| 8 | 647 | 4995 | 0,59928 |
| 9 | 674 | 5669 | 0,68014 |
| 10 | 637 | 6306 | 0,75657 |
| 11 | 568 | 6874 | 0,82472 |
| 12 | 451 | 7325 | 0,87882 |
| 13 | 358 | 7683 | 0,92178 |
| 14 | 225 | 7908 | 0,94877 |
| 15 | 164 | 8072 | 0,96845 |
| 16 | 102 | 8174 | 0,98068 |
| 17 | 76 | 8250 | 0,98980 |
| 18 | 38 | 8288 | 0,99436 |
| 19 | 24 | 8312 | 0,99724 |
| 20 | 9 | 8321 | 0,99832 |
| 21 | 7 | 8328 | 0,99916 |
| 22 | 3 | 8331 | 0,99952 |
| 23 | 4 | 8335 | 1,00000 |
| 24 | 0 | 8335 | 1,00000 |

Para determinar los parámetros “c” y “k” se utiliza el método de la gráfica de Weibull detallado previamente. Para este método es necesario que $F(U)$ sea expresada como fracción del número de horas totales 8335.

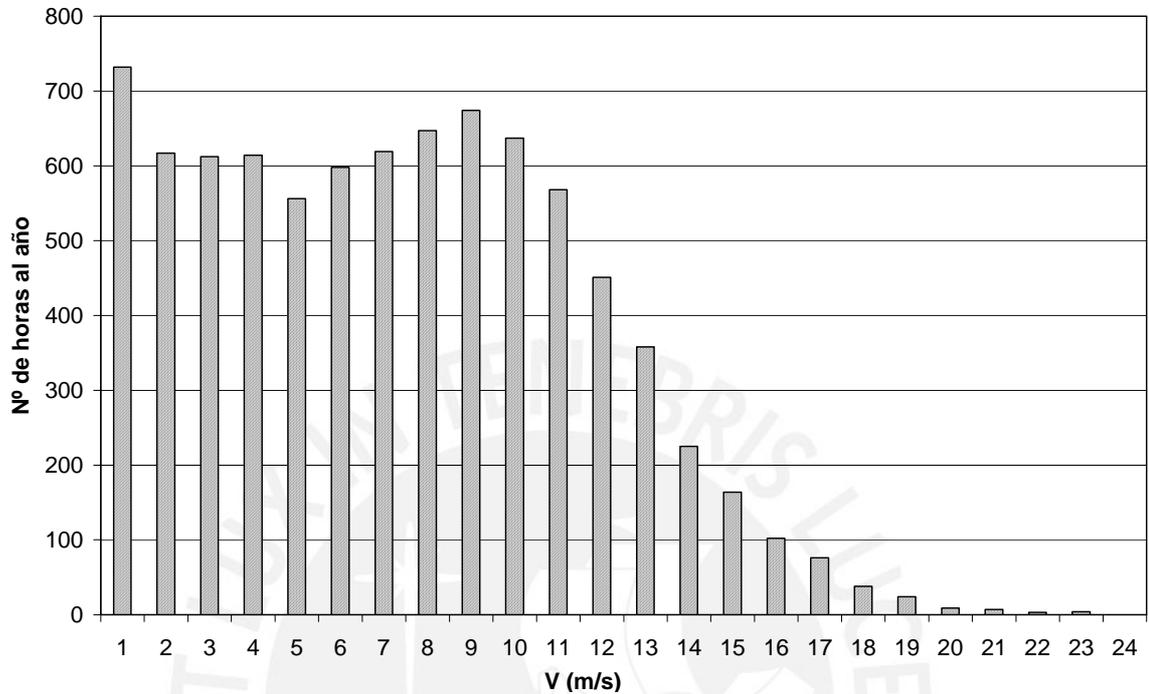


Fig. 2.13: Distribución de Frecuencias

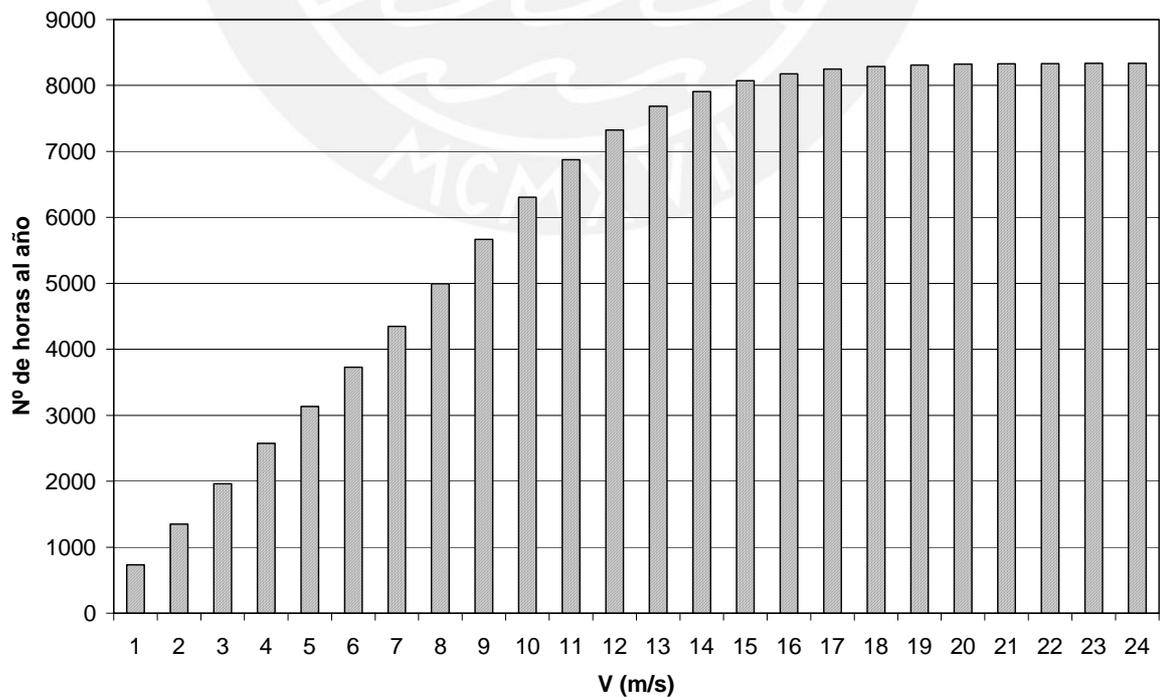


Fig. 2.14: Distribución Acumulada

Los valores hallados para $F(U)$ mostrados en la tabla (2.5) se utilizan para dar forma a la recta expresada en la ecuación (2.20), la cual puede ser expresada de la siguiente forma:

$$Y = k \cdot X + B \tag{2.27}$$

Siendo:

$$Y = \ln(\ln[1 - F(U)]^{-1}) \tag{2.28}$$

$$X = \ln(U) \tag{2.29}$$

$$B = -k \cdot \ln(c) \tag{2.30}$$

De acuerdo a lo expuesto anteriormente (k) es el parámetro de forma y (c) el parámetro de escala. Al graficar los valores de X vs Y para los valores de $F(U)$ mostrados en la Tabla (2.5), se obtiene lo siguiente:

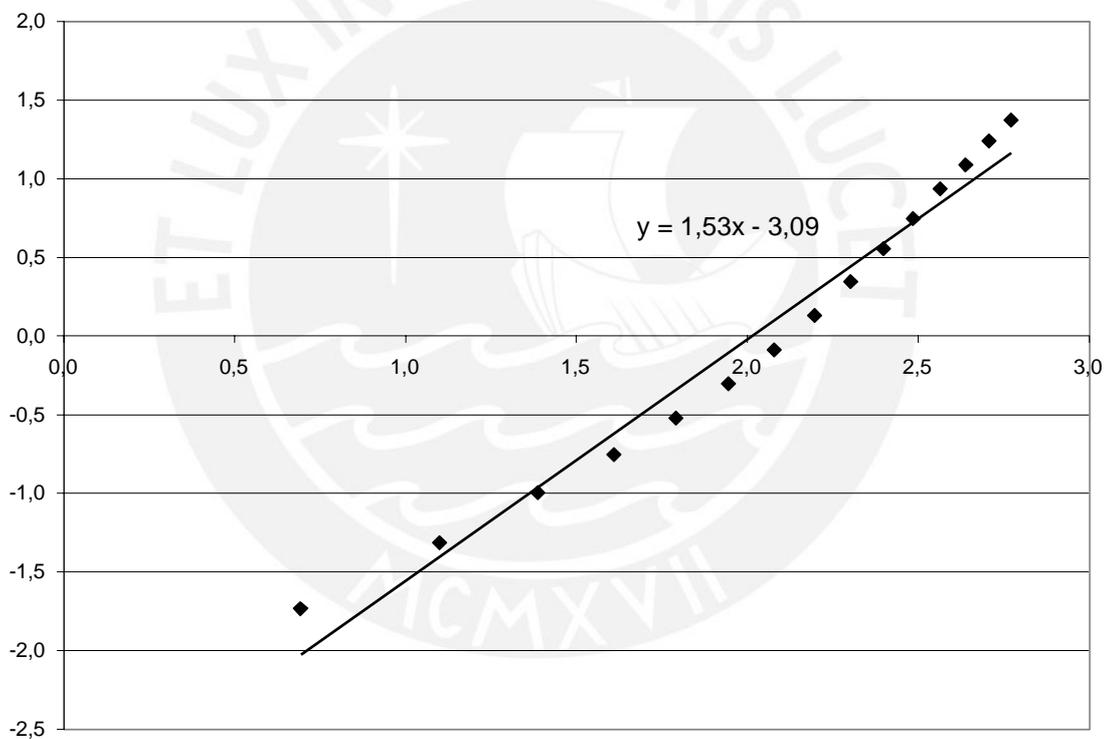


Fig. 2.15: Gráfica de Weibull

Se muestra en la gráfica la ecuación de recta de ajuste, para los valores dados:

$$Y = 1,53 \cdot X + 3,09 \tag{2.31}$$

Esta recta corresponde a la forma dada en la ecuación (2.27), por lo que identificando los términos correspondientes se deduce: $k = 1,5$

De la ecuación (2.30): $c = 7,5 \text{ m/s}$

Para obtener la ecuación de la recta mostrada en la ecuación (2.31) que corresponde a la recta de mejor ajuste de la gráfica de los datos mostrada en la Fig. 2.15 se ha utilizado el método de regresión lineal, según el cual:

$$A = \frac{N \cdot \sum xy - \sum x \sum y}{N \cdot \sum x^2 - (\sum x)^2} \quad (2.32)$$

$$B = \frac{\sum y - A \cdot \sum x}{N} \quad (2.33)$$

Siendo “X” e “Y” los valores de las funciones expresadas en las ecuaciones (2.28) y (2.29) respectivamente.

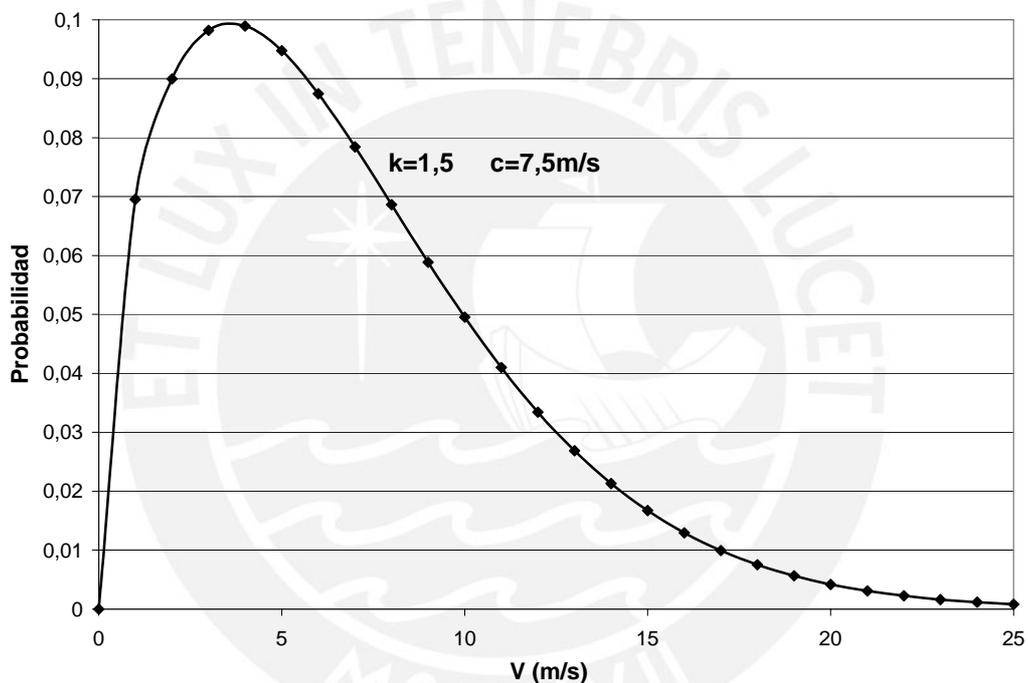


Fig. 2.16: Función de Densidad de Probabilidad.

Conocidos los parámetros “k” y “c” las ecuaciones (2.11) y (2.12) correspondientes a la Función de Densidad de Probabilidad y Función de Distribución Acumulada pueden ser graficadas para diferentes valores de velocidad de viento.

De la Tabla 2.3 y con el valor del coeficiente “k” se determina el valor de la función Gamma, y aplicando la ecuación (2.13) se halla el valor de la velocidad promedio para el año 2003 en la localidad de Ilo: $\Gamma_{(1+1/k)} = 0,902745$ para k=1,5

Luego: $\bar{U} = c \cdot \Gamma_{(1+1/k)}$ con c=7,5m/s

$$\bar{U} = 6,77 \text{ m/s}$$

La Función de Distribución Acumulada también puede ser graficada con los parámetros “c” y “k” conocidos para toda velocidad de viento.

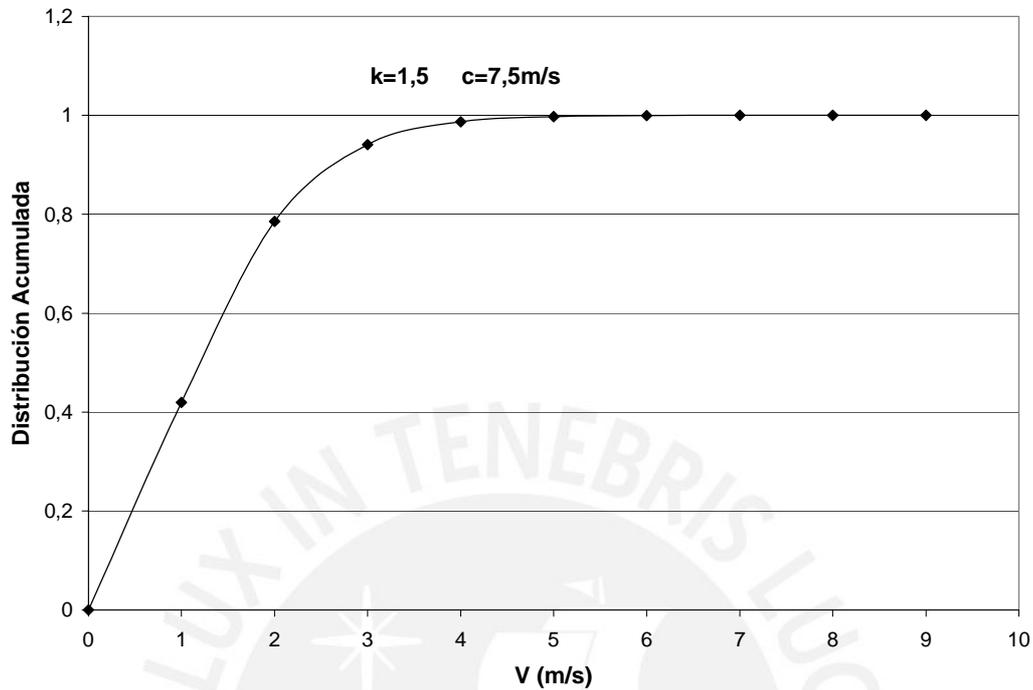


Fig. 2.17: Función de Distribución Acumulada.

La Función de Densidad de Probabilidad puede ser expresada de forma discreta para valores puntuales de velocidad de viento, esto tiene particular utilidad para estimar la salida eléctrica de los aerogeneradores pues los fabricantes proporcionan los datos de potencia vs velocidad de viento de manera similar.

La ecuación (2.11) con los parámetros $k=1,5$ y $c=7,5\text{m/s}$ permiten hallar dichos valores de probabilidad para valores específicos de velocidad de viento.

Tabla 2.6: Probabilidad de velocidad de viento

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| V (m/s) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| P(U) % | 6,96 | 9,00 | 9,82 | 9,89 | 9,48 | 8,75 | 7,84 | 6,86 | 5,88 | 4,95 | 4,1 | 3,34 | |
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| | 2,69 | 2,13 | 1,67 | 1,3 | 1,00 | 0,75 | 0,56 | 0,42 | 0,31 | 0,23 | 0,16 | 0,12 | 0,08 |

Los datos de la Función de Densidad de Weibull de la Fig. 2.16 o hallados mediante la ecuación (2.16) aplicados a un número de horas anual de 8760 horas tienen como resultado el número de horas al año en que puede expresarse una determinada velocidad de viento.

Tabla 2.7: Horas de viento en el año

| | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|
| V (m/s) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | |
| Horas al año | 609 | 788 | 860 | 867 | 830 | 766 | 687 | 601 | 516 | 434 | 359 | 293 | |
| | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
| | 235 | 187 | 146 | 113 | 87 | 66 | 49 | 37 | 27 | 20 | 14 | 10 | 7 |

Los valores de la Tabla 2.7 pueden ser expresados gráficamente:

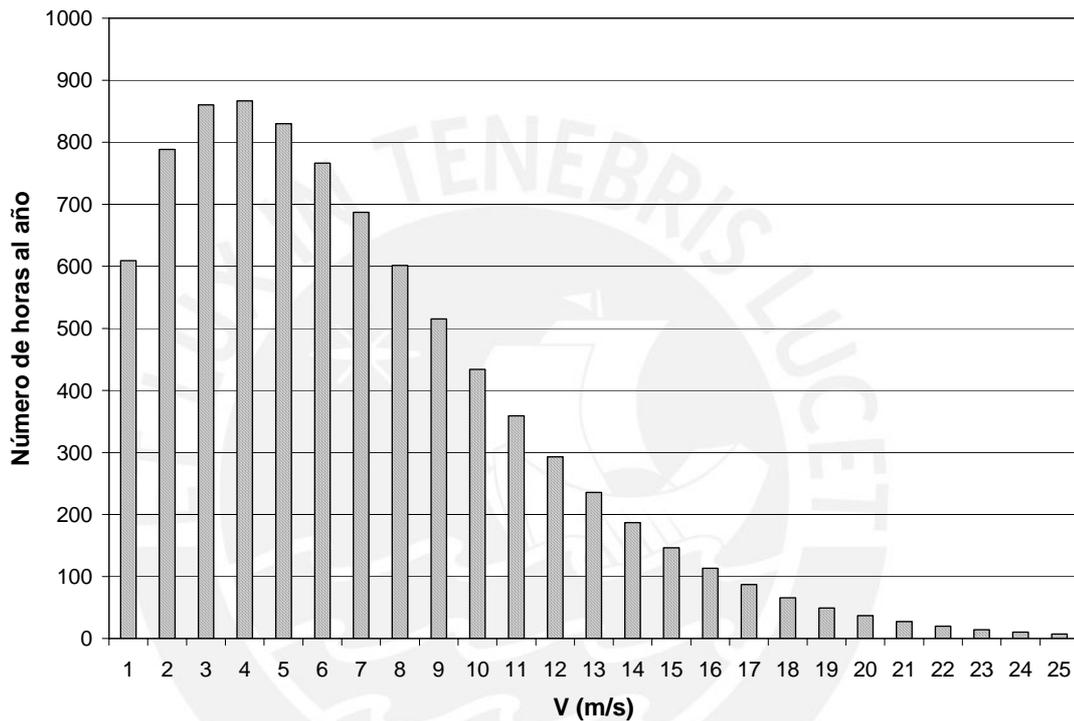


Fig. 2.18: Número de horas al año por velocidad de viento.

La velocidad promedio (\bar{U}) puede ser también calculada utilizando los datos reales de distribución de frecuencias mostrados en la Tabla (2.5), según la siguiente relación:

$$\bar{U} = \frac{\sum_{j=1}^{24} U_j \cdot N_j}{\sum_{j=1}^{24} N_j} = 7,3 \text{ m/s} \tag{2.34}$$

Siendo:

U_j = Velocidades de viento consideradas desde 1m/s hasta 24m/s.

N_j = Número de horas en el año en que ocurre U_j .

De forma comparativa se muestran las gráficas de distribución de frecuencias según Weibull y según datos reales de velocidad de viento para la localidad de Ilo en el año 2003

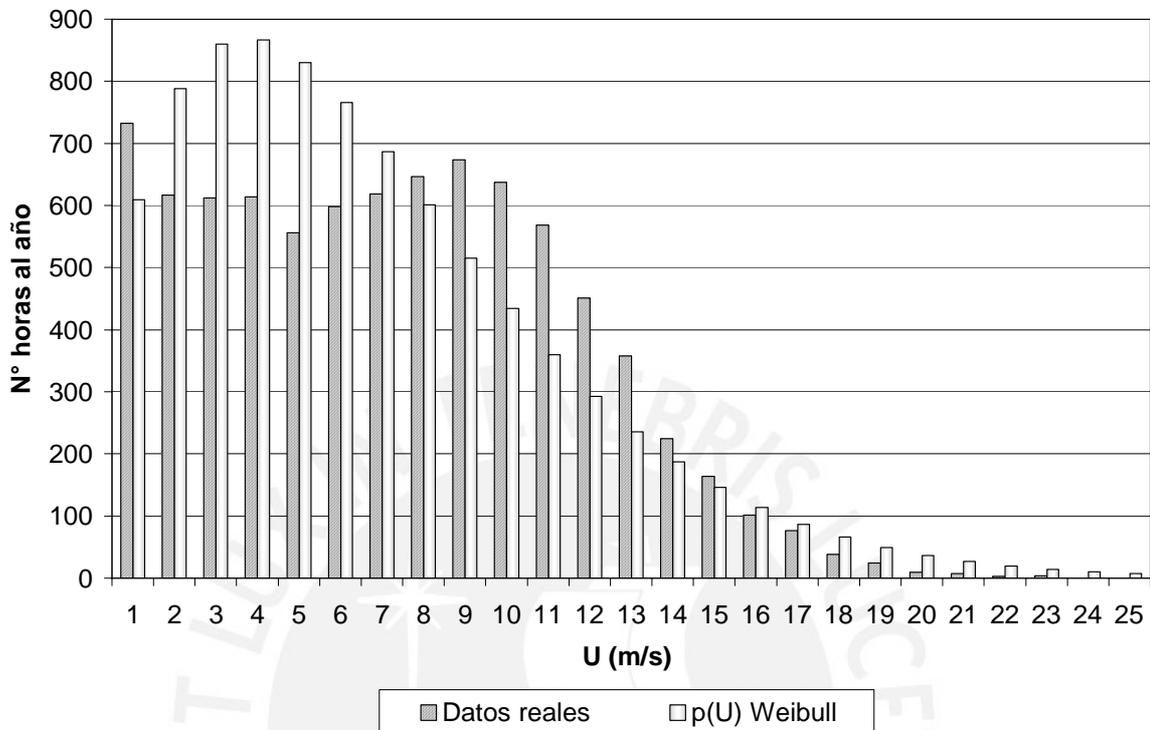


Fig. 2.19. : Comparación de Distribución de Frecuencias según Weibull y según datos reales

2.3.2 EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Los datos de radiación solar han sido obtenidos de la información que proporciona la Municipalidad Provincial de Ilo a través de la Gerencia de Desarrollo Urbano Ambiental.¹⁴

2.3.2.1 DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN ILO

En la Tabla 2.8 se muestran los promedios mensuales por día de radiación solar en W/m^2 , los valores medidos durante las horas de sol por día se han promediado a 24 horas. La columna de la derecha muestra la energía disponible por unidad de área por día que se obtiene de multiplicar el promedio de radiación solar en W/m^2 por el periodo de 24 horas (1 día). La variación de esta energía es mostrada en la Fig. 2.20 que comúnmente recibe el nombre de radiación.

¹⁴ Ref. 2.6

Tabla 2.8 : Valores promedio de radiación mensual por día en Ilo

| MESES DE 2003 | Promedio Mensual por día (24horas) [W/m ²] | Energía por unidad de área al día [kW-h/m ² ·día] |
|-------------------------------|---|--|
| Enero | 214 | 5,1 |
| Febrero | 223 | 5,4 |
| Marzo | 202 | 4,8 |
| Abril | 171 | 4,1 |
| Mayo | 137 | 3,3 |
| Junio | 131 | 3,1 |
| Julio | 88 | 2,1 |
| Agosto | 141 | 3,4 |
| Setiembre | 131 | 3,1 |
| Octubre | 186 | 4,5 |
| Noviembre | 191 | 4,6 |
| Diciembre | 237 | 5,7 |
| Promedio Anual por día | 171 | 4,1 |

Fuente: <http://www.mpi.gob.pe/ambiental/index.html>

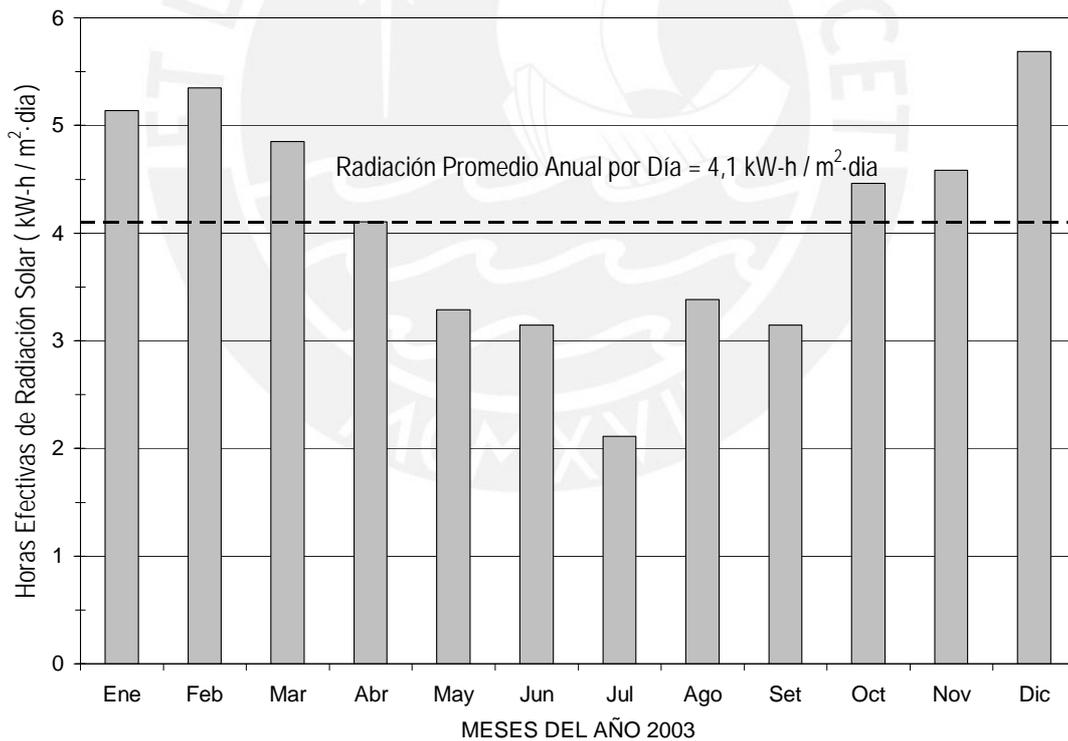


Fig. 2.20. : Promedio Anual de Radiación Solar por día en Ilo

CAPÍTULO 3: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS EÓLICOS, SOLARES Y ACCESORIOS QUE OFRECE EL MERCADO

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 Moquegua son el eólico y el solar.

3.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE AEROGENERADORES

- **Diámetro de rotor:**

Como se mencionó en el capítulo 1 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.

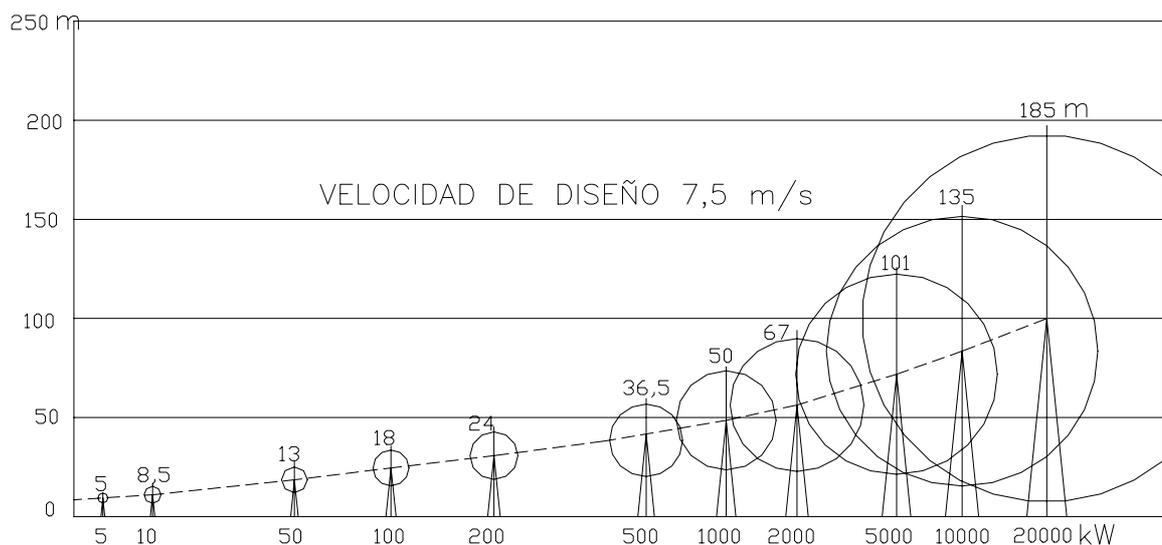


Fig 3.1: Dimensiones típicas de rotores de eje horizontal en función a la potencia a obtener, para velocidad de diseño de 7,5m/s.

(Tomado de Ref. 3.1, pág. 56, Fig. 2-19)

- **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.

3.2 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS

Como se mencionó en el capítulo 1, 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.

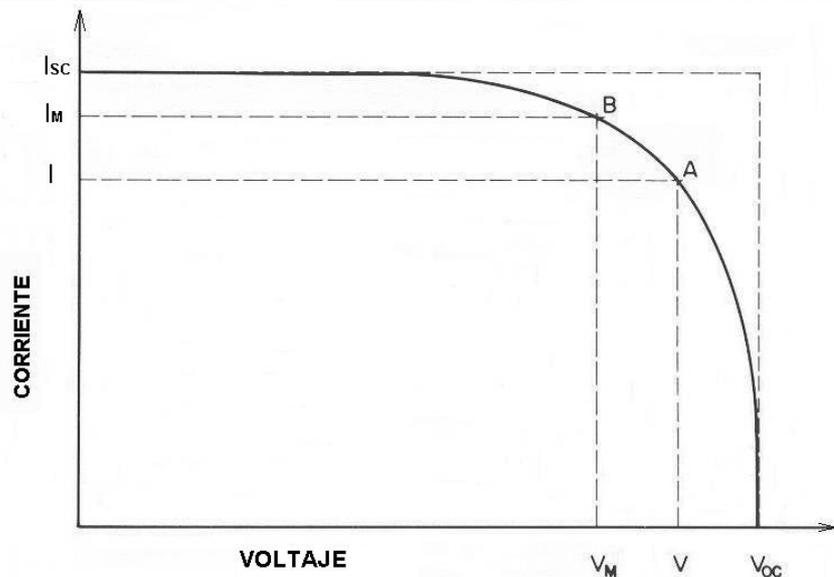


Fig. 3.2: Curva característica de panel fotovoltaico.
(Tomado de Ref. 3.2, Tomo V, pág. 84, Fig. 12)

- **Voltaje con circuito abierto (V_{oc}):**

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 .

$$FF = \frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{I_M \cdot V_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (3.1)$$

3.3 CARACTERÍSTICAS DE CONTROLADORES DE CARGA

Los controladores de carga o reguladores de voltaje son sistemas de protección que proveen al aerogenerador de mayor confiabilidad en su operación. 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.

3.4 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. 3.3).

• **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.

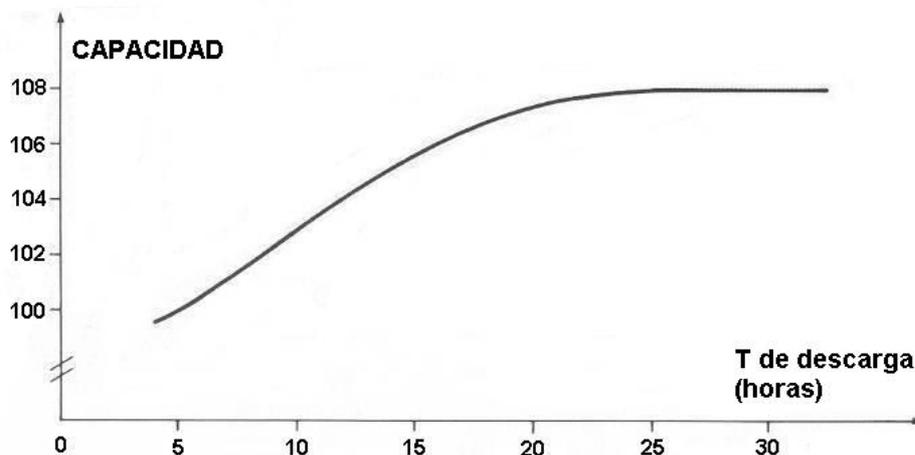


Fig. 3.3: Capacidad en función al tiempo de descarga en horas.
(Tomado de Ref. 3.2, Tomo I, pág. 62, Fig. 5)

• **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%.

- **Autodescarga:**

Significa que la energía se pierde dentro de la batería, aún si no se le aplica carga alguna, y puede ser bastante rápida. (Fig. 3.4).

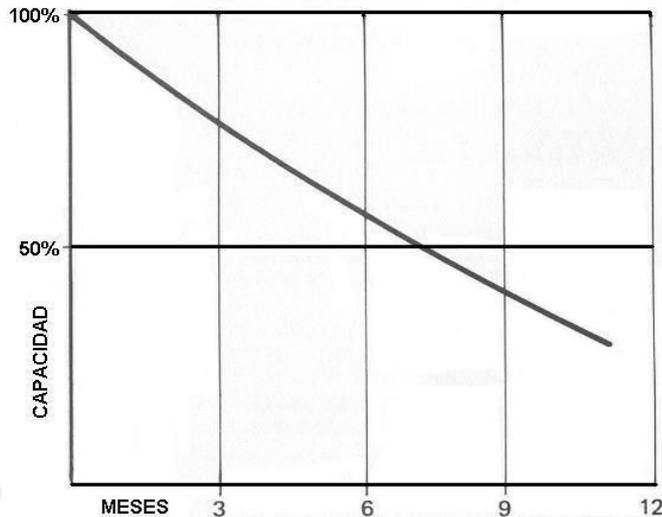


Fig. 3.4: Curva típica de autodescarga
(Tomado de Ref. 3.2, Tomo I, pág. 64, Fig. 7)

- **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 superior 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.

3.5 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.¹⁵

¹⁵ Ref. 3.4

3.6 OPCIONES DE EQUIPOS

3.6.1 OPCIONES DE AEROGENERADORES

En la Tabla 3.1 se muestran especificaciones de aerogeneradores presentes en el mercado mundial y que no cuentan con representantes en el mercado local.

Tabla 3.1: Especificaciones de Aerogeneradores

| | | AEROGENERADORES | | | |
|------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|---|---|------------------|
| | | BWC XL.1 | WHISPER 200 | LAKOTA | |
| ESPECIFICACIONES | Fabricante o Distribuidor | Bergey Windpower Co. | Southwest Windpower | Aeromax Corporation | |
| | País | EEUU | EEUU | EEUU | |
| | FÍSICAS | | | | |
| | Diámetro del rotor | 2,5 m | 2,7 m | 2.09 m | |
| | Número de Álabes | 3 | 3 | 3 | |
| | Peso de Aerogenerador | 34 kg | 30 kg | 16 kg | |
| | Regulación máx. velocidad | Cola pivotante | Base pivotante (eje vertical) con resorte | Base pivotante (eje horizontal) con resorte | |
| | OPERACIÓN | | | | |
| | Velocidad de Arranque | 3 m/s | 3,1 m/s | 3 m/s | |
| | Velocidad de Inicio de Carga | 2,5 m/s | 3,1 m/s | – | |
| | Potencia Nominal | 1000 W | – | 900 W | |
| | Velocidad Nominal | 11 m/s | – | 13 m/s | |
| | Potencia Pico | 1200 W | 1000 W | 1200W | |
| | Velocidad Protección Aerodinámica | 13 m/s | 11,6 m/s | > 14 m/s | |
| | ELÉCTRICAS | | | | |
| | Voltaje de Carga de Baterías | 24 VDC | 12, 24,36,48 VDC | 12, 24, 48 VDC | |
| | Regulador de voltaje | Eólica | Power Center | Whisper Controller | Lakota Commander |
| | | Solar | Incluido | – | – |
| | | Máx. Amperaje de Energía Solar | 30 A | – | – |
| | TORRES | | | | |
| Tipo: Tubular / Estructural | Tubular ϕ 89 mm (3,5") | Tubular ϕ 2,5" SCH 40 | Tubular ϕ 2 3/8" Standard | | |
| Alturas | 9; 13; 20; 26; 32 m | 7,5; 9; 15; 20; 24m | 7,5; 14; 22 m | | |
| INFORMACIÓN EN ANEXOS | | | | | |
| | 2 | 4 | 7 | | |

3.6.2 OPCIONES DE PANELES SOLARES

En la Tabla 3.2 se muestran especificaciones de paneles solares de potencias pico superiores a 75 Wp que se pueden encontrar en el mercado local. Arreglos de paneles serán empleados como parte del sistema híbrido solar-eólico.

Tabla 3.2: Especificaciones de Paneles Solares

| | PANELES SOLARES | |
|--|--------------------------------|----------------------------|
| | ENER 80 | I-100 |
| Fabricante | TOTAL-ENERGIE | ISOFOTON |
| País | Francia | España |
| Tecnología de Celdas | Policristalina | Monocristalina |
| Potencia Pico (W) | 80 | 100 |
| Voltaje de Carga (V) | 12 | 12/24 |
| Dimensiones L x Ancho x Esp (mm ³) | 1231 x 556 x 45 | 1310 x 654 x 39,5 |
| Peso (kg) | 7,8 | 11,5 |
| Representantes Locales | Tenesol (antes Total Energie) | Amalur SA Schonimex SAC |
| INFORMACIÓN EN ANEXOS | 8 | 9 |

3.6.3 OPCIONES DE CONTROLADORES DE CARGA

En la Tabla 3.3 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 (ver apartado 3.3) 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 (ver apartado 3.3).

Tabla 3.3: Especificaciones de Controladores de Carga

| | CONTROLADORES DE CARGA | | | | |
|--|-------------------------------|----------------|----------------|----------------------|----------------------|
| | C35 | C40 | C60 | Tristar TS-45 | Tristar TS-60 |
| Fabricante | XANTREX | XANTREX | XANTREX | Morninstar Corp. | Morninstar Corp. |
| País | Canadá | Canadá | Canadá | EEUU | EEUU |
| Voltajes de Carga (V) | 12, 24 | 12, 24, 48 | 12, 24 | 12, 24, 48 | 12, 24, 48 |
| Corriente nominal (A) | 35 | 40 | 60 | 45 | 60 |
| Algoritmo de operación | PWM | PWM | PWM | PWM | PWM |
| Dimensiones L x Ancho x Alt (mm ³) | 203 x 127 x 64 | 254 x 127 x 64 | 254 x 127 x 64 | 257 x 124 x 58 | 257 x 124 x 58 |
| Peso (kg) | 1,2 | 1,4 | 1,4 | 1,8 | 1,8 |
| INFORMACIÓN EN ANEXOS | 10 | 10 | 10 | 12 | 12 |

3.6.4 OPCIONES DE BATERÍAS

La Tabla 3.4 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. ¹⁶

Tabla 3.4: Especificaciones de Baterías

| | BATERÍAS | | | |
|------------------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | T-105 | T-125 | J305HC | RS-150 |
| Fabricante | Trojan | Trojan | Trojan | ALSA (Record Solar) |
| País | EEUU | EEUU | EEUU | Perú |
| V Nominal (V) | 6 | 6 | 6 | 12 |
| Capacidad a 20 horas (A-h) | 225 | 235 | 335 | – |
| Capacidad a 100 horas (A-h) | 250 | 261 | 372 | 150 |
| Aleación placas/electrolito | Pb–Sb / Ácido sulfúrico |
| L x Ancho x Alt (mm ³) | 264 x 181 x 284 | 264 x 181 x 284 | 295 x 178 x 365 | 512 x 215 x 217 |
| Peso (kg) | 28 | 30 | 44 | 46 |
| INFORMACIÓN EN ANEXOS | 14 | 14 | 14 | 15 |

¹⁶ Ref. 3.3

3.6.5 OPCIONES DE INVERSORES

Algunos inversores se muestran en la Tabla 3.5. No cuentan con representantes en el mercado local.

Tabla 3.5: Especificaciones de Inversores

| | INVERSORES | | |
|---|--|---------------------|---------------------|
| | Serie MX | ISOVERTER 3000 / 24 | ISOVERTER 3000 / 48 |
| Fabricante | EXELTECH | ISOFOTON | ISOFOTON |
| País | EEUU | España | España |
| Onda de Salida | Senoidal | Senoidal | Senoidal |
| P. Nominal (W) | Módulos de 1000 W (de 1 kW a 20 kW) | 3000 | 3000 |
| Voltaje de Entrada (VDC) | 12; 24; 32; 48; 66; 108 | 24 | 48 |
| Voltaje de Salida (VAC) | 100; 120; 230 | 110; 220 | 110; 220 |
| Frecuencia (Hz) | 50; 60; 400 | 50; 60 | 50; 60 |
| Dimensiones Alt x Ancho x Prof (mm ³) | 178 x 253 x 381 (de 1 a 3 kW) | 535 x 285 x 178 | 535 x 285 x 178 |
| Peso (kg) | 3,4 kg por módulo | 25 | 25 |
| INFORMACIÓN EN ANEXOS | 16 | 17 | 17 |

CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN DE SALIDA ELÉCTRICA DE DIFERENTES ALTERNATIVAS DE SISTEMAS HÍBRIDOS (EÓLICO-SOLAR)

4.1 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.

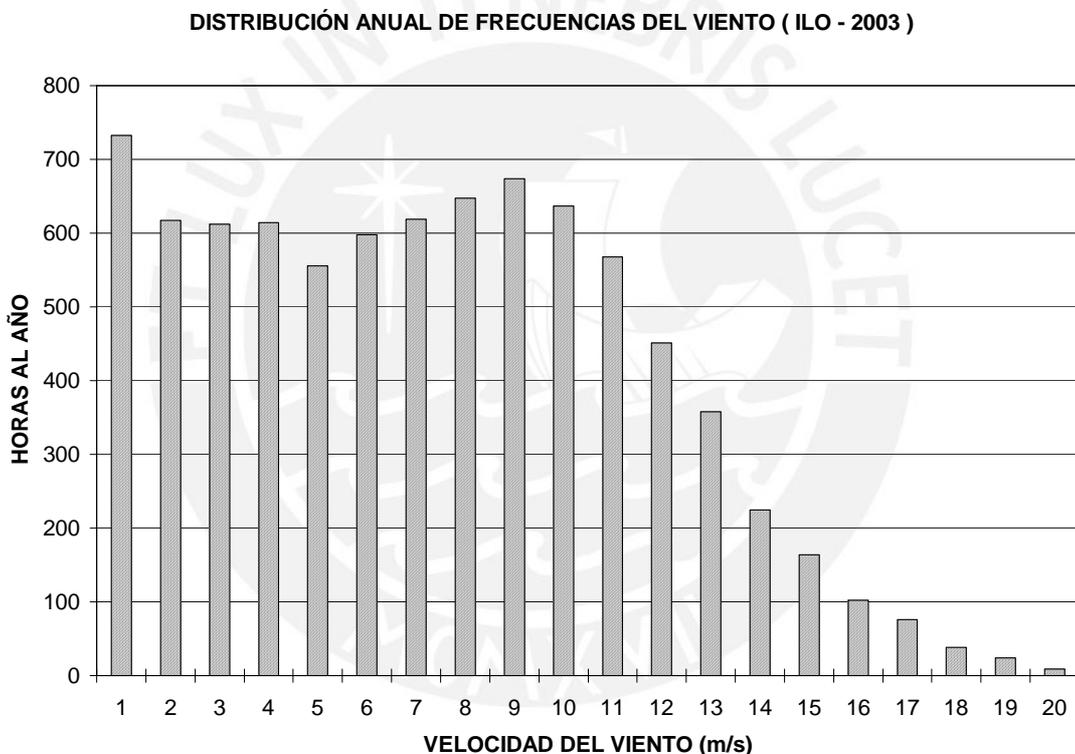


Fig. 4.1: Distribución Anual de Frecuencias de Velocidades de Viento de Ilo del año 2003
(Fuente: Municipalidad Provincial de Ilo, Gerencia de Desarrollo Urbano Ambiental)

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 3.6.1 se ha calculado considerando la distribución anual de frecuencias de velocidades de viento de la ciudad de Ilo del año 2003 cuyos valores se presentan en la Tabla 2.5 y en la Fig. 4.1.

Tabla 4.1: Salida Eléctrica de Opciones de Aerogeneradores

| VELOCIDAD DE VIENTO (m/s) | Nº horas al año | BERGEY BWC XL.1 | | WHISPER 200 | | LAKOTA | |
|---------------------------|-----------------|-----------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------|--------------------|
| | | Potencia (W) | Energía (kW-h/año) | Potencia (W) | Energía (kW-h/año) | Potencia (W) | Energía (kW-h/año) |
| 1 | 732 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| 2 | 617 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| 3 | 612 | 22 | 13,4 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| 4 | 614 | 60 | 36,7 | 55 | 33,6 | 35 | 21,4 |
| 5 | 556 | 124 | 69,2 | 154 | 85,8 | 70 | 38,7 |
| 6 | 598 | 229 | 136,9 | 269 | 160,7 | 144 | 86,3 |
| 7 | 619 | 373 | 231,1 | 418 | 258,8 | 244 | 151,0 |
| 8 | 647 | 528 | 341,3 | 597 | 386,4 | 338 | 219,0 |
| 9 | 674 | 697 | 469,6 | 776 | 523,3 | 428 | 288,5 |
| 10 | 637 | 876 | 558,0 | 896 | 570,7 | 518 | 329,7 |
| 11 | 568 | 1 065 | 605,0 | 961 | 545,6 | 627 | 356,2 |
| 12 | 451 | 1 194 | 538,7 | 985 | 444,4 | 737 | 332,2 |
| 13 | 358 | 1 224 | 438,3 | 1 000 | 358,1 | 886 | 317,2 |
| 14 | 225 | 1 194 | 268,8 | 1 000 | 225,1 | 1 045 | 235,2 |
| 15 | 164 | 1 145 | 187,7 | 985 | 161,6 | 1 224 | 200,8 |
| 16 | 102 | 1 090 | 111,2 | 966 | 98,5 | 1 294 | 132,0 |
| 17 | 76 | 1 035 | 78,7 | 936 | 71,1 | 1 274 | 96,8 |
| 18 | 38 | 985 | 37,4 | 896 | 34,0 | 1 294 | 49,2 |
| 19 | 24 | 936 | 22,5 | 851 | 20,4 | 1 274 | 30,6 |
| 20 | 9 | 886 | 8,0 | 796 | 7,2 | 1 254 | 11,3 |
| ENERGÍA AL AÑO | | | 4152,4 | | 3985,4 | | 2896,0 |

En la Tabla 4.1 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:

$$E_i = P_i \times t_i \tag{4.1}$$

donde: 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:

$$E = \sum_{i=1}^{20} (E_i) = \sum_{i=1}^{20} (P_i \times t_i) \quad (4.2)$$

Finalmente los datos y resultados que se indican en la Tabla 4.1, se grafican en las Figs. 4.2 a 4.7. Las Figs. 4.2, 4.4 y 4.6 muestran las curvas de los aerogeneradores en evaluación, estas curvas de potencia se muestran en barras debido a que el cálculo de la salida eléctrica se realiza de manera discreta, de acuerdo con el análisis y agrupación de las ocurrencias de velocidades de viento explicados en el apartado 2.3.1.1. Las Figs. 4.3, 4.5 y 4.7 muestran las curvas de salida eléctrica de dichos aerogeneradores.

4.2 SALIDA ELÉCTRICA DE OPCIONES DE PANELES SOLARES

Como se mencionó en el apartado 2.2.7, 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, como se explicó en el apartado 2.2.3. Esta variación se puede observar en los datos de radiación solar de Ilo mostrados en la Tabla 2.8, 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 la ec. 2.26 y los datos de energía por unidad de área al día de la Tabla 2.8:

$$NHE = \frac{\text{Energía de radiación solar (W-h/m}^2 \text{ al día)}}{\text{Irradiancia estándar (1000 W/m}^2)} \quad (2.26)$$

CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADOR BERGEY XL.1

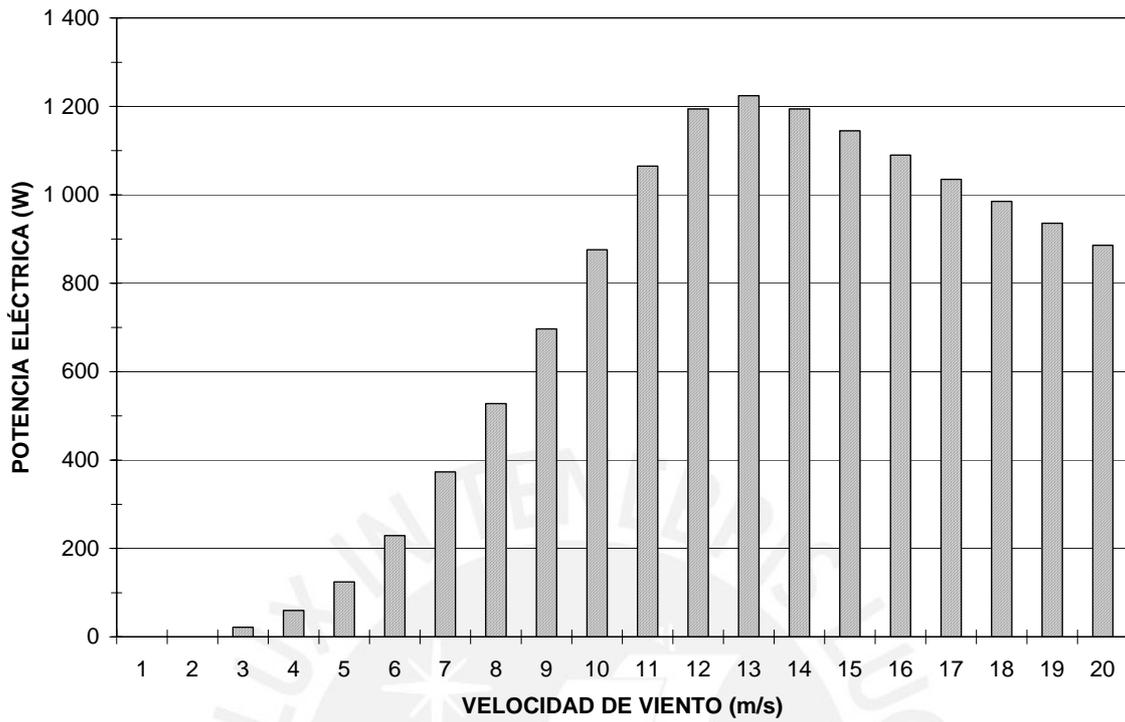


Fig. 4.2: Curva de Potencia del Aerogenerador Bergey BWC XL.1

SALIDA ELECTRICA ANUAL DE AEROGENERADOR BERGEY XL.1

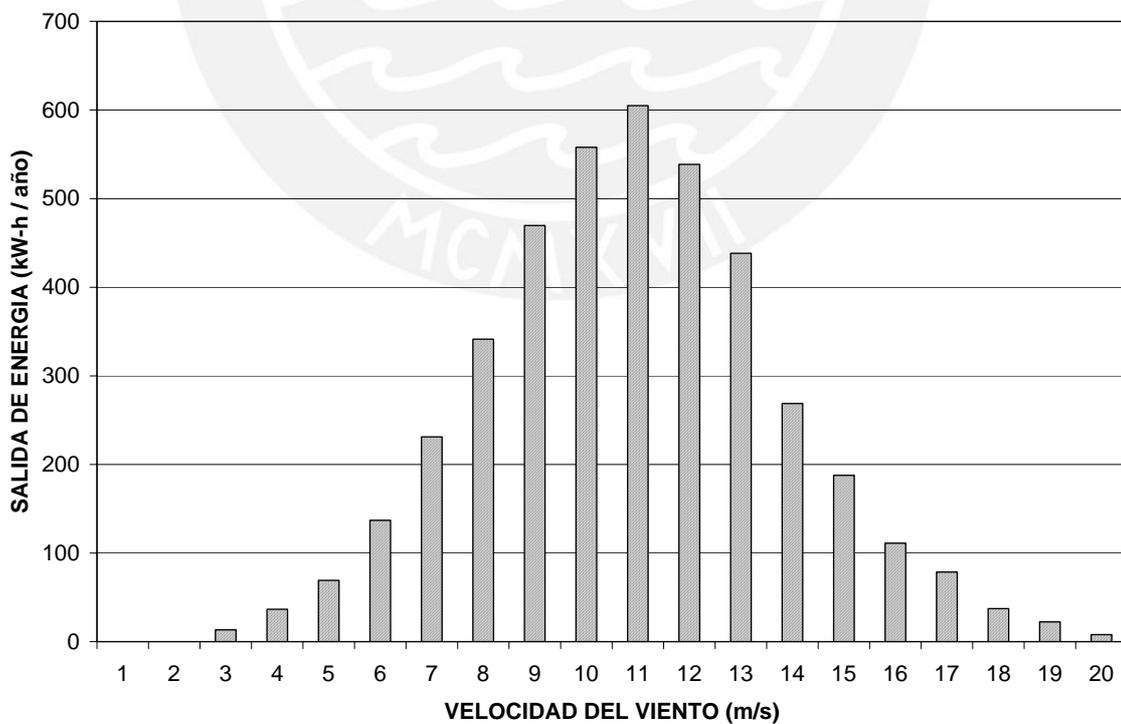


Fig. 4.3: Salida de Energía de **4152,4 kW-h al año** del Aerogenerador BWC XL.1, evaluada según la distribución de velocidades mostrada en la Fig. 4.1

CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADOR WHISPER 200

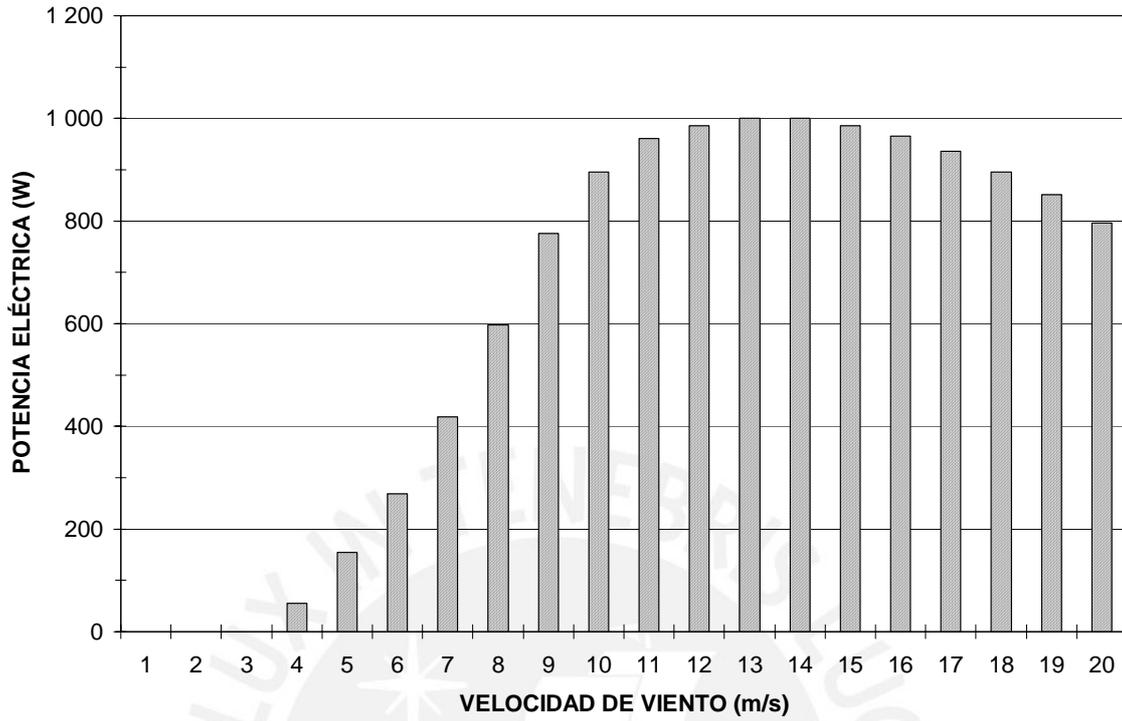


Fig. 4.4: Curva de Potencia del Aerogenerador Whisper 200

SALIDA ELECTRICA ANUAL DE AEROGENERADOR WHISPER 200

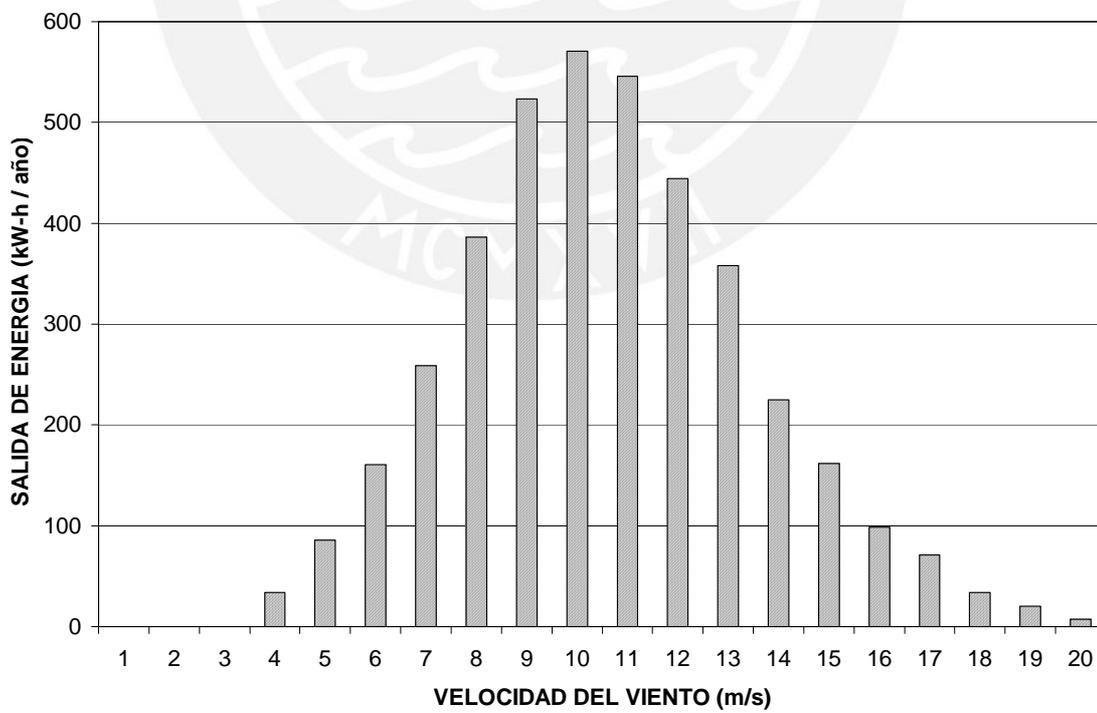


Fig. 4.5: Salida de Energía de **3985,4 kW-h al año** del Aerogenerador Whisper 200, evaluada según la distribución de velocidades mostrada en la Fig. 4.1

CURVA DE POTENCIA DE AEROGENERADOR LAKOTA

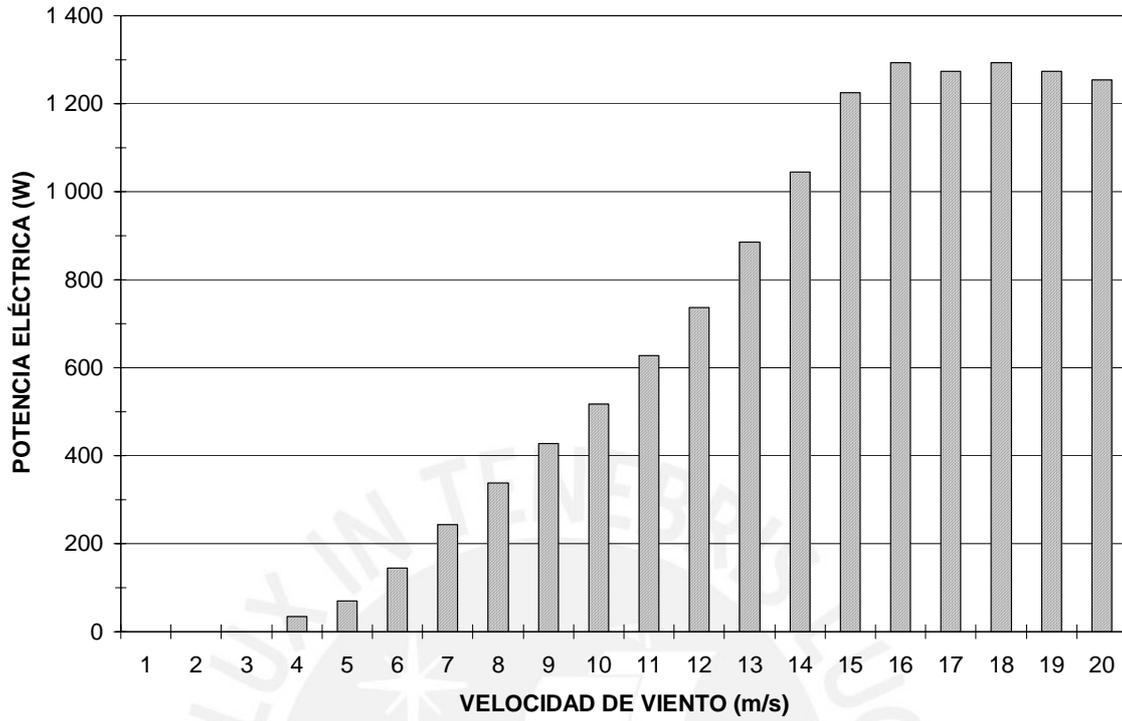


Fig. 4.6: Curva de Potencia del Aerogenerador Lakota

SALIDA ELECTRICA ANUAL DE AEROGENERADOR LAKOTA

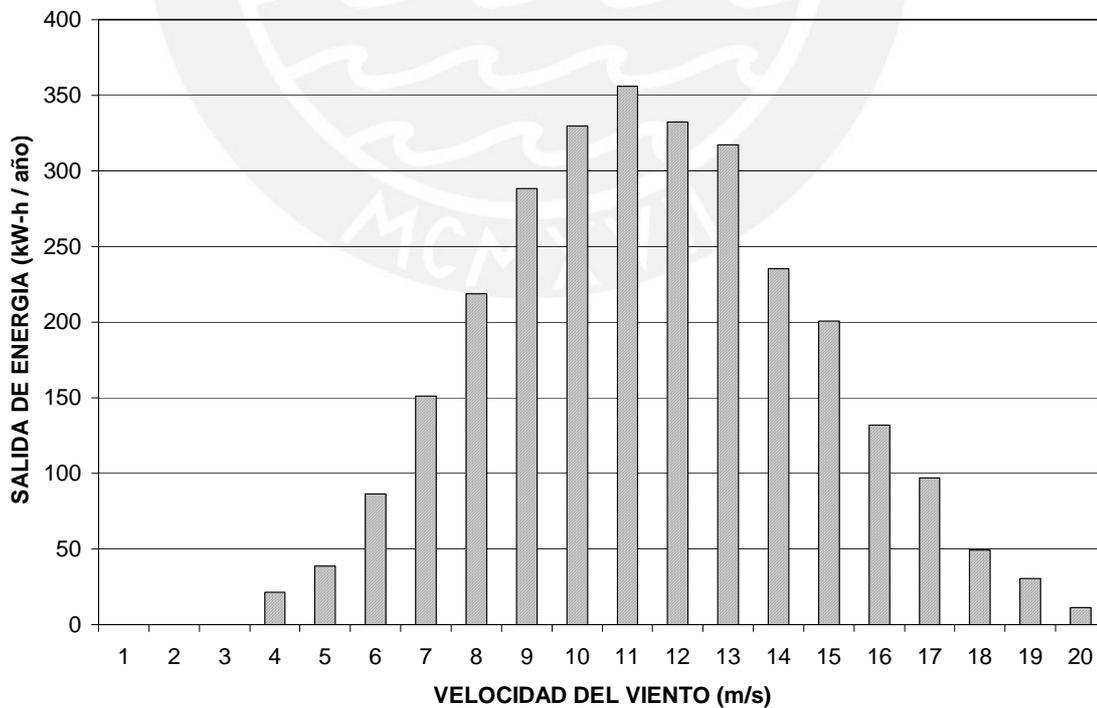


Fig. 4.7: Salida de Energía de **2896 kW-h al año** del Aerogenerador Lakota, evaluada según la distribución de velocidades mostrada en la Fig. 4.1

Por lo que la salida de energía eléctrica al día de un panel solar considerando una temperatura de célula de 25°C (E_{S_0}) es:

$$E_{S_0} = (\text{Potencia pico de panel}) \cdot (NHE) \quad (4.3)$$

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%.¹⁷

Finalmente la salida de energía de un panel solar al día (E_S) se puede evaluar mediante la ecuación (4.4). La salida anual se hallará multiplicando por 365 el valor anterior. En la Tabla 4.2 se muestran las salidas eléctrica diaria y anual evaluadas para las opciones de paneles solares.

$$E_S = 0,9 \times E_{S_0} = (0,9) \cdot (\text{Potencia pico de panel}) \cdot (NHE) \quad (4.4)$$

Tabla 4.2: Salida Eléctrica de Opciones de Paneles Solares

| Panel Solar | Potencia Pico (Wp) | Radiación Promedio kW-h/m ² · día | NHE (horas al día) | Salida de Energía al día (kW-h / día) | Salida de Energía al año (kW-h / año) |
|-------------|--------------------|--|--------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| ENER 80 | 80 | 4,1 | 4,1 | 0,295 | 107,7 |
| I-100 | 100 | 4,1 | 4,1 | 0,369 | 134,7 |

4.3 CONFIGURACIÓN DE SISTEMA SOLAR–EÓLICO

4.3.1 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR

En la Tabla 4.1 se observa que los aerogeneradores que tienen una mayor salida de energía son el XL.1 de Bergey Windpower y el Whisper 200 de Southwest Windpower. Seguidamente se evaluará el costo del kW-h generado considerado precios FOB en Estados Unidos del vendedor Alternative Energy Store cuya página de internet es <http://www.altenergystore.com>. No se compararán precios CIF debido a que los impuestos y fletes son similares para ambos equipos.

¹⁷ Ref. 4.3, pág. 88.

Como el controlador del Whisper 200 no admite energía solar (ver Tabla 3.1), se hace necesario el uso de un controlador indicado en la Tabla 3.3. Un controlador con capacidad de 60A a 24V podría operar hasta una potencia de 1440W. El aerogenerador Whisper 200 tiene una potencia pico de 1000W (42A @ 24V), lo que deja un margen de 440W (18A @ 24V) para energía solar.

Los controladores con capacidad de hasta 60A mostrados en la Tabla 3.3 son el Xantrex Trace C60 y el Tristar TS-60. Los precios FOB de estos controladores se muestran en los Anexos 11 y 13 respectivamente.

Como el aerogenerador Bergey XL.1 opera a un voltaje de carga de 24V, se comparará con el aerogenerador Whisper 200 a 24V, por lo que se requiere un controlador que opere a ese voltaje. De ambas alternativas, el controlador Xantrex Trace C60 es el de menor costo, en consecuencia es seleccionado para operar con el Whisper 200.

Tabla 4.3: Comparación de Aerogeneradores BWC XL.1 y Whisper 200

| | | OPCIÓN CON BERGEY XL.1 | OPCIÓN CON WHISPER 200 |
|---------------------------------------|----------------|---|---|
| AEROGENERADOR | Datos técnicos | BERGEY XL.1, incluye el controlador Power Center con las funciones adicionales: <ul style="list-style-type: none"> • Power Boost que optimiza operación en bajos vientos. • Capacidad de hasta 30A para uso de paneles fotovoltaicos. | WHISPER 200, incluye el controlador Whisper Controller con las siguientes limitaciones: <ul style="list-style-type: none"> • No optimiza la operación del aerogenerador en bajos vientos. • No acepta la conexión de paneles fotovoltaicos. |
| | Precio FOB | US \$ 2370.23 (ver Anexo 3) | US \$ 2199.00 (ver Anexo 6) |
| CONTROLADOR DE CARGA ADICIONAL | Datos técnicos | NO REQUIERE | Xantrex Trace C60 (ver características en Tabla 3.3 y Anexos 10 y 11), que permite, según ya se ha mencionado en el apartado 4.3.1, el uso de paneles fotovoltaicos de hasta 18 A de capacidad. |
| | Precio FOB | --- | US \$ 161.69 (ver Anexo 11) |
| COSTO TOTAL (FOB) (US \$) | | 2370.23 | 2360.69 |
| SALIDA DE ENERGÍA ANUAL (kW-h) | | 4152,4 | 3985,4 |
| COSTO DE ENERGÍA ANUAL (US \$ / kW-h) | | 0,57 | 0,59 |

En este análisis no se ha considerado el costo de la torre debido a que viene a ser un costo fijo para ambas alternativas. En la opción con Whisper 200, la importación del controlador Xantrex Trace C60 generará costos adicionales de flete y en consecuencia de impuestos. En el capítulo 5 se evalúa el costo del kW-h instalado del sistema.

De acuerdo al resultado de la Tabla 4.3 se selecciona el aerogenerador Bergey XL.1.

Seguidamente se enumeran las ventajas de su selección:

- Mayor salida eléctrica anual de 4152,4 kW-h.
- Menor costo de energía generada: US\$ 0,57 por kW-h al año.
- Mejor aprovechamiento de bajos vientos con el controlador Power Boost.
- Capacidad de hasta 30 A de paneles solares frente a 18 A con la opción de Whisper 200 y controlador Xantrex Trace C60.

4.3.2 SELECCIÓN DE PANEL SOLAR

En la Tabla 3.2 se encuentran las características de los paneles solares I-100 de Isofotón y ENER 80 de Total Energie que cuentan con representantes en el mercado local. Como se observa, la tecnología de células del panel I-100 es de tipo monocristalina y la del ENER 80 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 4.4

Tabla 4.4: Comparación de Paneles I-100 y ENER 80

| | I-100 | ENER 80 |
|---------------------------------------|----------------|----------------|
| Tecnología de Celdas | Monocristalina | Policristalina |
| Precio local sin IGV (US \$) | 609.00 | 443.20 |
| Energía producida al año (kW-h) | 134,7 | 107,7 |
| Costo de Energía Anual (US \$ / kW-h) | 4.52 | 4.12 |

Observando los resultados de la Tabla 4.4, el utilizar el panel solar I-100 de 100W pico representaría un mayor costo de la energía que el emplear el panel ENER 80 de 80W pico, por lo tanto la elección apropiada es el panel fotovoltaico ENER 80.

En este análisis no se han considerado los costos de las estructuras de los paneles, pues resultan ser de características físicas similares, dado que el área del panel ENER 80 es el 80% del área del panel I-100. En el capítulo 5 se evalúa el costo del kW-h instalado del sistema.

4.3.3 COMPONENTES SELECCIONADOS PARA EL SISTEMA SOLAR-EÓLICO

Los componentes del sistema se muestran de manera gráfica en el siguiente esquema:

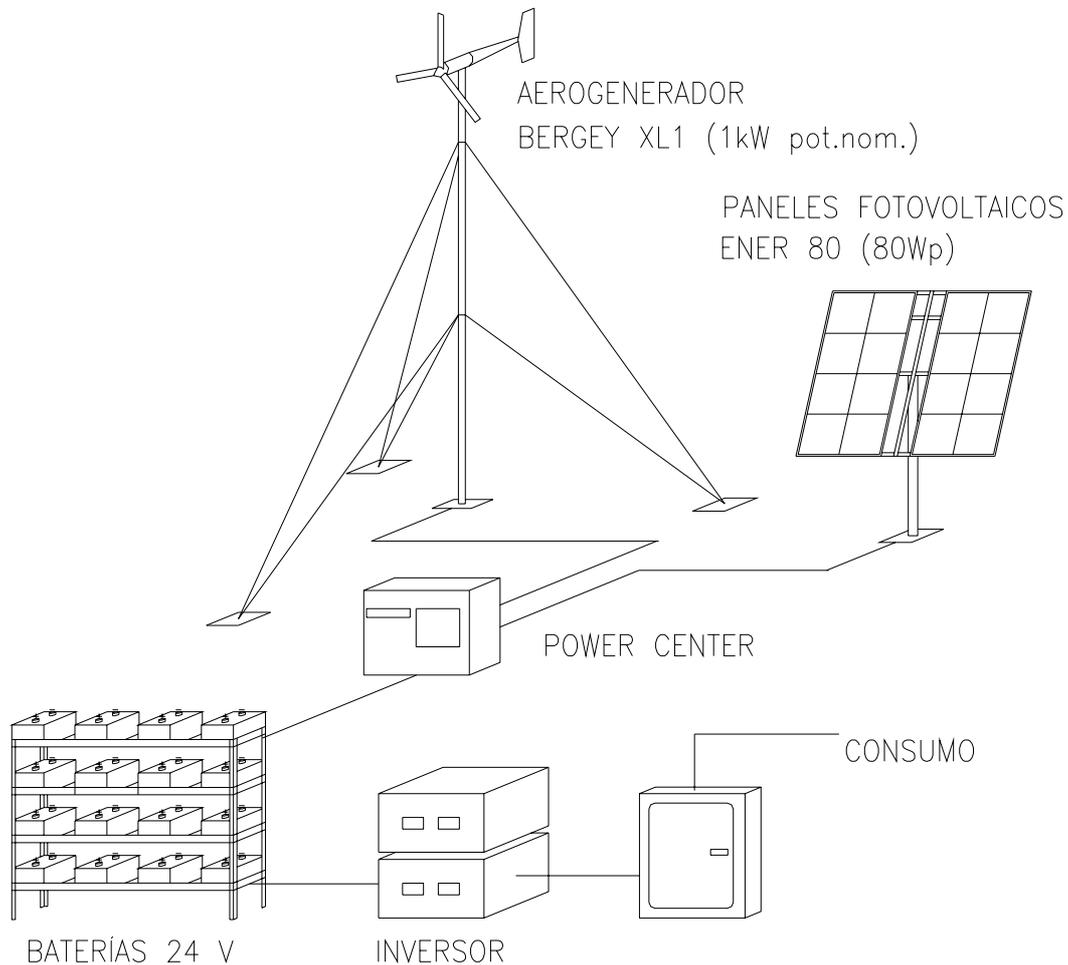


Fig. 4.8: Esquema de Sistema Híbrido Solar-Eólico

La Fig. 4.8 muestra un esquema del sistema híbrido solar-eólico, en donde se muestran el aerogenerador Bergey XL.1, los paneles ENER 80, el controlador Power Center, el banco de baterías y el inversor.

Los componentes seleccionados hasta el momento son:

1. Un (01) aerogenerador Bergey XL.1 de 1200W pico de potencia y voltaje de carga a 24V, con controlador de carga Power Center que además posee la función Power Boost para optimizar el aprovechamiento de vientos bajos.
2. Una (01) torre de 13m de altura para aerogenerador Bergey XL.1. (ver Anexo 4)
3. Dos (02) paneles solares ENER 80 de 80W pico de voltaje de carga 12V c/u, conectados en serie para mantener 24 V como voltaje de carga, y luego acoplarlos al controlador Power Center del Bergey XL.1.

La selección de baterías e inversor se realizará de acuerdo a la demanda de energía, lo cual se trata en los apartados 4.4 a 4.7.

4.4 DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía se establece en función a un caso típico. Este caso corresponde al de un pequeño pueblo rural de la costa peruana cercano a Ilo, compuesto por 10 familias con 5 miembros por familia en promedio. El sistema híbrido satisficará las necesidades de energía y agua de la población, siendo el agua almacenada en un tanque que será de uso comunal.

Una persona en un medio rural tiene una demanda determinada de agua, además cada familia posee en promedio una cantidad de animales de crianza que representan también un consumo de agua. Estos datos se presentan en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Consumo referenciales de agua ¹⁸ por familia

| Consumidor | Litros/día | Cant. | TOTAL l/día |
|--------------------------|------------|--------------|--------------|
| Persona (en medio rural) | 12,5 | 5 | 62,5 |
| Vaca lechera | 60 | 1 | 60 |
| Oveja | 5 | 10 | 50 |
| Cabra | 5 | 10 | 50 |
| Asno | 35 | 1 | 35 |
| Cerdo | 5 | 5 | 25 |
| Ave de corral | 0,3 | 20 | 6 |
| | | TOTAL | 288,5 |

El total de consumo de agua por familia es de 288,5 l/día, considerando necesidades de aseo y otros usos, puede considerarse un exceso de 25%, por lo tanto el consumo por familia será de 360,63 l/día.

Finalmente, dado ese consumo de agua por familia entonces para las 10 familias se puede establecer un consumo diario de 3606,3 l/día, es decir, 3,61 m³/día de agua. Por lo tanto será suficiente un tanque de 4m³ para uso del pueblo, esto considera también necesidades públicas de agua.

En zonas agrícolas es común encontrar agua a profundidades de entre 10 a 15m, para el caso planteado se considera una profundidad de 13m y el tanque con capacidad de 4m³ a una altura de 7m.

¹⁸ Ref 4.4, pág. 1.

El equipo de bombeo consta de una bomba centrífuga Hidrostral A1E-0,8M con tubería de 2". Además de la altura de física de bombeo de 20m se deben considerar las pérdidas por fricción h_{ff} en tuberías y accesorios, las cuales se evalúan mediante la fórmula de Hazen-Williams,¹⁹ aplicable a tuberías de diámetros a partir de 2" o 50mm.

$$h_{ff} = 10,643 \cdot L \cdot \left(\frac{Q}{C} \right)^{1,85} \cdot D^{-4,87} \quad (4.5)$$

| | | | | |
|--------|----------|---|--|-------------------|
| donde: | h_{ff} | : | Pérdida dinámica en tubería | m |
| | Q | : | Caudal | m ³ /s |
| | L | : | Longitud | m |
| | D | : | Diámetro | m |
| | C | : | Coeficiente según el material de la tubería. | |

Consultando la curva de la bomba en el Anexo 18, para una altura manométrica algo mayor que 20m, el caudal Q es de 1 l/s (0,001 m³/s). Considerando que la tubería es de PVC, el valor del coeficiente C es 140.¹⁹ Adicionalmente se considerará la existencia de 4 codos de 90° de radio medio cuya longitud equivalente en tubería es de 1,4m. Reemplazando en la ecuación (4.5):

$$h_{ff} = 10,643 \cdot (25,6) \cdot \left(\frac{0,001}{140} \right)^{1,85} \cdot (0,050)^{-4,87} = 0,178 \text{ m}$$

El nuevo valor de altura manométrica es 20,178m que es un valor cercano a 20m y de poca influencia en la variación del caudal asumido de 1 l/s. De acuerdo a la curva de la bomba (Anexo 18), a un caudal de 1 l/s corresponde una altura manométrica de 20,5m exceso que puede cubrir pérdidas adicionales que se puedan presentar, como por ejemplo la existencia de un tramo horizontal de tubería en la instalación de bombeo.

Con el valor de caudal de 1l/s y el volumen del tanque de 4 m³ (4000 litros), el tiempo de llenado del tanque es de 4000 s, lo que es igual a 1,11 horas (1h 7min, aprox.).

La bomba centrífuga Hidrostral A1E-0,8M posee un motor eléctrico monofásico de 0,8HP = 597 W, considerando una eficiencia de 60% y corrección del factor de potencia del motor, la potencia en operación requerida por el motor es 995 W. Lo relativo al arranque del motor se trata en el apartado 4.7 que corresponde a la selección del inversor.

Teniendo en cuenta que el motor debe operar durante 1,11 horas para llenar el tanque de 4m³ requiriendo una potencia de 995W, entonces la demanda de energía para disponer de agua es de: $995W \times 1,11h = 1104,5 \text{ W-h/día}$.

¹⁹ Ref. 4.2, pág. 34

Es importante considerar que la demanda de energía no se refiere únicamente a satisfacer la disponibilidad de agua, debe tenerse en cuenta el uso de electrodomésticos y necesidades de iluminación para cada vivienda. En la Tabla 4.6 se establecen las demandas de energía de algunos equipos para cada vivienda familiar.

Tabla 4.6: Consumo diario de energía por vivienda familiar.

| Equipo | Cant. | Potencia (W) | Nº Horas | Energía (W-h/día) |
|---------------------|-------|--------------|----------------|-------------------|
| Foco Sala-comedor | 1 | 9 | 4 | 36 |
| Foco Cocina | 1 | 9 | 4 | 36 |
| Foco externo | 1 | 9 | 10 | 90 |
| Foco de Dormitorios | 3 | 9 | 4 | 108 |
| TV BN | 1 | 12 | 4 | 48 |
| Radio | 1 | 25 | 4 | 100 |
| Licuada | 1 | 300 | 0,5 | 150 |
| P máx. | | 391 | E total | 568 |

Cada vivienda tiene un consumo diario de 568 W-h/día, por lo tanto las 10 viviendas tienen un consumo de energía diario de 5680 W-h/día. Adicionalmente el pueblo cuenta con un sistema de telefonía satelital suministrado por la empresa Gilat el cual tiene un consumo de hasta 35 W (ver Anexo 19), operando 8 horas al día representa una demanda de energía de 280 W-h.

La demanda total de energía diaria del pueblo es la suma de la energía requerida para abastecimiento de agua, la energía demandada por el equipo de telefonía y la energía demandada por las 10 viviendas por concepto de iluminación y uso de algunos electrodomésticos (ver Tabla 4.7).

Tabla 4.7: Consumo Diario de Energía por Sector.

| Sector | Energía Demandada al día (W-h) |
|-------------------------------|--------------------------------|
| Consumo Familiar | 5680,0 |
| Sistema de Bombeo | 1104,5 |
| Sistema de Comunicación Gilat | 280,0 |
| TOTAL | 7064,5 |

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

$$E_D = (365 \text{ días/año}) \cdot (7064,5 \text{ W} - \text{h/día}) = 2578,5 \text{ kW-h/año}$$

4.5 CÁLCULO DE LA ENERGÍA NECESARIA

El sistema para suministro de energía se compone de un aerogenerador Bergey XL1 de 1 kW de potencia nominal y dos paneles fotovoltaicos ENER 80 de 80 Wp cada uno. En el apartado 4.1 se determinó la salida eléctrica del aerogenerador en 4152,4 kW-h/año y en la Tabla 4.2 se muestra la salida eléctrica de un panel ENER 80 en 107,7 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:

$$E_T = E_V + E_S = 4152,4 + (2) \cdot 107,7 = 4367,8 \text{ kW-h/año} \quad (4.6)$$

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.

$$E_N = \frac{E_D}{F} \quad (4.7)$$

$$F = 1 - \left[\frac{f_a \cdot N}{p_d} \right] - f_b - f_i - f_j \quad (4.8)$$

Siendo:

f_a = Fracción de energía pérdida por la autodescarga de la batería, en día⁻¹

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.

$$E_N = E_D + E_a + E_b + E_i + E_j \quad (4.9)$$

Dividiendo ambos miembros de la ecuación (4.9) entre E_N se tiene:

$$1 = \frac{E_D + E_a + E_b + E_i + E_j}{E_N} \quad (4.10)$$

Las fracciones de energía son los factores de pérdida de energía mencionados en la ecuación (4.8), de esta forma la ecuación (4.10) puede ser escrita según:

$$1 - \frac{E_a}{E_N} - f_b - f_i - f_j = \frac{E_D}{E_N} = F \quad (4.11)$$

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

$$E_a = \left(\frac{E_N}{P_d} \right) \cdot f_a \cdot N \quad (4.12)$$

Reemplazando en la ecuación (4.11):

$$1 - \frac{f_a \cdot N}{P_d} - f_b - f_i - f_j = F \quad (4.13)$$

Debe mencionarse que la autodescarga 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 viento de Ilo en el Anexo 1, un valor razonable de autonomía es de 3 días al mes, se ha considerado sólo el caso de viento debido a que el componente eólico es el que más contribución de energía da al usuario.

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.²⁰

$$\begin{aligned} f_a &= 0,005 & f_b &= 0,05 \\ f_i &= 0,13 & f_j &= 0,05 \\ N &= 3 \end{aligned}$$

²⁰ Ref. 4.3, pp 142-143

En cuanto a la profundidad de descarga de las baterías esto dependerá del tipo de batería, para el caso de Plomo Antimonio (Pb-Sb) es recomendable que la profundidad de descarga esté entre el 60 a 70% de su capacidad nominal.²¹ Se considera 65%.

$$p_d = 0,65$$

Utilizando la ecuación (4.8) se obtiene el valor del coeficiente F :

$$F = 0,747$$

En el apartado 4.4 se determinó una demanda de energía (E_D) de 2578,5 kW-h/año.

Aplicando la ecuación (4.7) se determina la energía necesaria que debe ser suministrada por el sistema:

$$E_N = 3451,8 \text{ kW-h/año}$$

De la ecuación (4.6) se puede concluir que la energía necesaria (E_N) es menor a la energía que es capaz de suministrar el sistema híbrido de un aerogenerador y dos 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 siguiente paso consiste en dimensionar el banco de baterías de forma tal que esté en capacidad de almacenar toda la energía suministrada por el sistema, además se deben seleccionar otros componentes como el inversor y controladores de carga.

4.6 CÁLCULO DEL NÚMERO DE BATERÍAS

El tipo de baterías a utilizar es de ciclo profundo de Pb-Sb con una profundidad máxima de descarga (p_d) que no supere el 70% de su capacidad nominal. La batería que se utilizará es la Trojan T-105 de 6 V y capacidad nominal de 225 A-h con un tiempo de descarga de 20h (Anexo 14), el representante en el Perú de Trojan es Acumuladores Latinoamericanos SAC. (ALSA).

En el apartado 4.5 se ha determinado que la energía total (E_T) entregada por el sistema es de $4367,8 \times 10^3$ W-h/año, esta energía determina la capacidad nominal de las baterías (C_N). Sin embargo para el dimensionamiento del banco de baterías hay que considerar una energía suministrada diariamente ya que las baterías entregarán energía a los usuarios diariamente y el sistema debe reponer esa energía también en forma diaria.

²¹ Ref. 4.5

La Capacidad útil es:
$$C_N = \frac{E_T}{365 \cdot p_d \cdot V} \quad (4.14)$$

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

E_T = Energía total suministrada por el sistema en el año (kW-h/año).

V = Voltaje del banco de baterías 24V.

De la ecuación (4.14) se obtiene el valor de la Capacidad Nominal: $C_N = 767$ A-h

La batería a utilizar es la Trojan T-105 de 6V y 225 A-h, entonces para lograr el nivel de 24 V se requiere colocar en serie 4 baterías de 6 V, esta serie tendrá una capacidad total de 225 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:

$$N_{SERIES} = \frac{C_N}{225} = \frac{767}{225} = 3,41 \approx 4$$

Entonces el número total de batería es de 16 baterías de 225 A-h y 6 V cada una colocadas en 4 grupos en paralelo y cada grupo compuesto por 4 baterías seriadas.

Sin embargo como se ha establecido una autonomía de 3 días entonces es necesario aumentar el banco de baterías en 3 veces, de esta manera si no hay viento ni sol el sistema podrá continuar operando 3 días como máximo.

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

$$N_{SERIES} = (3,41) \cdot 3 = 10,23 \approx 10$$

Se seleccionan 10 series de 4 baterías de 6V 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 $10 \times 225 / 3 = 750$ A-h, recalculando en la ecuación (4.14) se tiene que en este caso la profundidad de descarga debería ser de 66,5% lo cual está dentro del rango de profundidad de descarga recomendado para baterías de ciclo profundo.

4.7 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Para seleccionar el inversor es necesario conocer la potencia pico requerida por los usuarios. Esto depende de los equipos o cargas que se utilicen y su hora de uso.

- De la Tabla 4.6 el máximo consumo familiar de potencia, considerando las 10 familias, es de 3910W potencia que las baterías deben proveer y el inversor debe soportar.
- El encendido del motor eléctrico de la bomba requiere mayor potencia debido a la mayor corriente de arranque que debe recibir el motor. Para el motor monofásico de la bomba Hidrostal A1E-0,8M se considera una corriente de arranque de 5 veces su valor nominal.²² La potencia de arranque aumenta en el mismo factor.
- La bomba se enciende en horas de madrugada para llenar el tanque elevado cuando la posibilidad de que haya cargas adicionales encendidas sea mínima. En este momento el motor de la bomba de 995 W de potencia nominal requiere una potencia eléctrica de $995 \times 5 = 4975$ W, dado que el arranque del motor, momento en que necesita este pico de potencia, requerirá no más de 6 segundos²³ el inversor estará en capacidad de soportar este incremento en la potencia solicitada.
- El sistema de comunicaciones Gilat opera 8 horas desde las 8am hasta las 12m y desde las 2pm hasta las 6pm.

Lo anterior se resume en la Tabla 4.8, la potencia demandada por sector y la hora de uso.

Tabla 4.8: Demanda de Potencia por Sector y Hora de Uso

| Sector | Potencia (kW) | Hora de Uso |
|-------------------------------|---------------|---------------------|
| Consumo Familiar | 3910 | 8–9 pm (Hora punta) |
| Sistema de Bombeo (Arranque) | 4975 | 5:00 am |
| Sistema de Bombeo (Operación) | 995 | 5:00–6:10am |
| Sistema de Comun. Gilat | 35 | 8am–12m y 2pm–6pm |

El inversor que se selecciona para esta instalación es el Exeltech MX, un sistema modular de 1000 W por módulo con capacidad de ser expandible (Anexo 16). Este sistema de 4 módulos de 4000 W de potencia nominal en total tiene la capacidad de soportar hasta 8800 W durante un pequeño intervalo de tiempo y puede suministrar la potencia de arranque requerida por el motor de la bomba según se puede ver en la Tabla 4.8.

²² Ref. 4.6, pág. 264

²³ Ref. 4.6, pág. 252

Además el sistema está en capacidad de satisfacer de manera continua una posible demanda pico de potencia de consumo familiar de 3910 W (ver Tabla 4.8) el cual es el caso más crítico en el que todas las cargas se enciendan en un determinado momento.

Las características de los inversores modulares son: voltaje de entrada de 24 VDC y salida 230 VAC, onda senoidal y capacidad por módulo de 1000 W de soportar 2200 W durante cortos períodos de tiempo (ver Anexo 16).

Finalmente en la Fig. 4.9 se muestra un esquema de conexiones eléctricas del sistema híbrido solar-eólico.

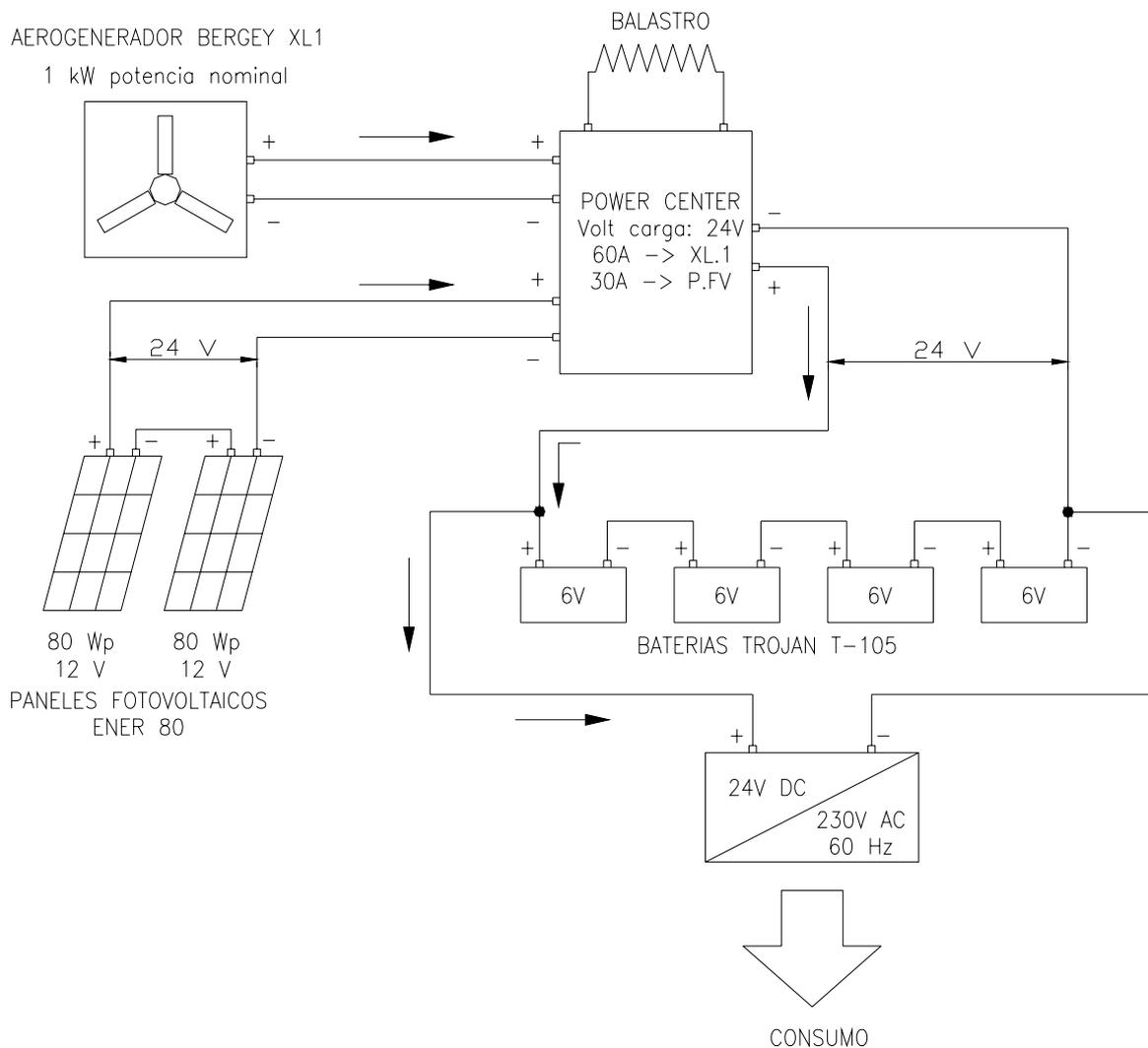


Fig. 4.9: Esquema de conexiones eléctricas de Sistema Híbrido Solar-Eólico

CAPÍTULO 5: ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

El parámetro que permite evaluar diferentes alternativas de solución para suministrar energía es el costo de la misma, es decir, el costo del kW-h a lo largo de la vida útil del sistema.

La alternativa energética para una comunidad aislada puede ser también un generador eléctrico impulsado por motor de combustión, estos sistemas son comúnmente conocidos como Grupos Electrógenos.

La alternativa del grupo electrógeno es radicalmente diferente al uso de un sistema híbrido pues en el primero se requiere el uso de combustible fósil el cual deberá ser suministrado diariamente, adicionalmente está la necesidad de mantenimiento especializado y repuestos. En el caso del sistema híbrido la dificultad está en la elevada inversión inicial que normalmente estos sistemas requieren, aunque este aspecto se ve compensado por el hecho de que estos sistemas requieren poco mantenimiento, claro que a lo largo de la vida útil del sistema será necesario reemplazar algunos componentes como son las baterías.

La vida útil del sistema es de 20 años, esto según datos de los fabricantes de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, sin embargo es importante mencionar que a partir de los 10 años de operación los paneles pueden empezar a perder algo de su capacidad de producir energía, pero según datos de fabricantes esto no debe exceder el 10%, por lo tanto se considerará para el presente cálculo que no existe necesidad de reemplazar los paneles durante los 20 años de operación estimados del sistema.

5.1 ANÁLISIS DE SISTEMA SOLAR–EÓLICO

5.1.1 INVERSIÓN INICIAL

De acuerdo a lo tratado en el Capítulo 4, el sistema híbrido está compuesto de:

- Aerogenerador Bergey XL.1 de 1kW de potencia nominal, con Power Center y torre.
- 2 paneles fotovoltaicos ENER 80 de 80Wp cada uno con estructura de soporte.
- 40 Baterías Trojan T-105
- Inversor modular Exceltech de 4kW de potencia nominal.
- Estructuras de soporte para los paneles.
- Obras civiles como casa de fuerza y cimentaciones requeridas.

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 60% sobre el precio FOB del equipo.

Aquellos equipos que pueden ser adquiridos directamente a través de representantes en nuestro medio se ha considerado el precio local.

Tabla 5.1: Costo de equipos e instalación

| EQUIPO | CANT. | FOB (US \$) | LOCAL (US \$) |
|---|-------|--------------|------------------|
| Aerogenerador Bergey XL.1 Incluye Power Center | 1 | 2370.23 | 2792.37 |
| Torre pivotante de 13m Incluye accesorios. | 1 | 1243.00 | 1988.80 |
| Inversor modular Exeltech 1Kw por módulo | 4 | 4000.00 | 6400.00 |
| Panel Fotovoltaico ENER 80 | 2 | | 1054.82 |
| Estructura de soporte en aluminio para paneles | 2 | | 100.00 |
| Batería Trojan T-105 | 40 | | 6000.00 |
| Obras civiles, incluyen construcción de caseta de fuerza, cimentación de torre, pago a técnicos. | | | 600.00 |
| | | TOTAL | 18 936.00 |

El costo total de la instalación determinado en la Tabla 5.1 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 4 años, entonces cada 4 años se incurrirá en un costo adicional de US \$ 6000.00, 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.

5.1.2 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).

$$VP = VF \cdot \left[\frac{1+f}{1+i} \right]^n \quad (5.1)$$

Donde:

- VP = Valor presente VF = Valor futuro
 f = Tasa de inflación por período de tiempo.
 i = Tasa de interés por período considerado. Por ejemplo anual.
 n = Número de períodos de tiempo considerados.

La tasa de inflación anual puede ser considerada en 10% anual y la tasa de interés es la que corresponde a la ofrecida por los bancos y oscila entre 4 y 5% anual en US \$.

En el año cero todos los costos involucrados constituyen en Valor Presente Neto (VPN) y se calcula según:

$$VPN = I_0 + 6000 \cdot \left[\left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^8 + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^{16} \right]$$

Siendo $I_0 =$ US \$ 18 936.00 la inversión inicial.

Por lo tanto en 20 años la inversión total llevada al año cero representa:

$$VPN = \quad \text{US \$ 40 271.25}$$

En el capítulo 4 se determinó la Energía Total que suministra el sistema (E_T) igual a 4367,8 kW-h/año. Por lo tanto en 20 años el sistema suministra una energía igual a $E_T \cdot (20 \text{ años})$ lo cual equivale a 87 356 kW-h. Entonces el costo de la energía generada en 20 años es:

$$\text{Costo Energía} = \frac{\text{US\$ 40271.25}}{(4367,8 \text{ kW} - \text{h} / \text{año}) \cdot (20 \text{ años})} = 0,46 \text{ US\$/kW} - \text{h}$$

5.2 ANÁLISIS DE SISTEMA CON GRUPO ELECTRÓGENO

En este punto se analizará la alternativa de emplear un grupo electrógeno 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 en la selección de un grupo electrógeno son:

- El mayor valor de potencia demandada de manera continua es de 3910W (ver apartado 4.7).
- El motor eléctrico de la bomba requiere una potencia de arranque de unos 4975W que se suministra en un corto periodo de tiempo de 6 segundos (ver apartado 4.7).
- La operación continua del grupo electrógeno debe ser la mayor posible con el fin de tener un menor número de paradas para cargar combustible durante el periodo de operación (horas al día).

En la Tabla 4.8 se muestra de manera general la distribución de la demanda de energía. Se considerará que el grupo electrógeno operará desde las 5:00am hasta las 11pm, lo cual viene a ser un periodo de 18 horas de operación al día.

En el Anexo 20 se puede ver que el modelo EP 6500 CX cumple con las condiciones de potencia nominal de operación continua (5500W), potencia máxima de operación (6500W) y tiempo de operación continua (7,3 horas), por lo que es seleccionado.

A continuación se calculan algunos parámetros necesarios para posteriormente hacer la evaluación de costos:

- ♦ La eficiencia del grupo electrógeno EP 6500 CX se determina mediante:

$$\eta_{GE} = \frac{(P_{nom}) \cdot (Horas\ Continuas\ de\ Trabajo)}{(Capacidad\ Tanque) \cdot (Poder\ Calorífico\ Gasolina)} \quad (5.2)$$

El poder calorífico de la gasolina es de 39,8 kW-h / gal a 15°C,²⁴ mientras que los demás parámetros corresponden a características del grupo electrógeno (Anexo 20).

²⁴ Ref. 5.2

$$\text{Reemplazando: } \eta_{GE} = \frac{(5,5 \text{ kW}) \cdot (7,3 \text{ h})}{(6,6 \text{ gal}) \cdot (39,8 \text{ kW} - \text{h} / \text{gal})} = 0,15$$

- ♦ El volumen de combustible necesario al año se evalúa mediante:

$$Vol_{Comb} = \frac{\text{Energía Demandada Anual } E_D}{(\eta_{GE}) \cdot (\text{Poder Calorífico Gasolina})} \quad (5.3)$$

En el apartado 4.4 se determinó la energía demandada anual $E_D = 2578,5 \text{ kW-h}$.

$$\text{Reemplazando: } Vol_{Comb} = \frac{2578,5 \text{ kW} - \text{h} / \text{año}}{(0,15) \cdot (39,8 \text{ kW} - \text{h} / \text{gal})} = 432 \text{ gal} / \text{año}$$

El costo del galón de gasolina de 84 octanos es aproximadamente de S/. 11.00 que equivale a US\$ 3.35 (considerando el tipo de cambio a S/. 3.28 el dólar). Entonces el costo anual en combustible es US\$ 1447.20

5.2.1 INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial I_0 será el costo del grupo electrógeno seleccionado (ver Anexo 20) y un costo de instalación del equipo que se puede considerar en 15% del costo del grupo electrógeno:

$$I_0 = \text{US\$ } 2000 \times 1,15 = \text{US\$ } 2300$$

5.2.2 INVERSIÓN EN EL TIEMPO Y COSTO DE LA ENERGÍA

Al igual que en el análisis del sistema solar-eólico, se evaluará esta alternativa para un periodo de 20 años. Los costos que se presentarán a lo largo de este periodo de tiempo son:

- ♦ Consumo de Combustible (ANUAL)

A finales del apartado 5.2 se halló que el consumo anual de combustible es de US\$1447.20. De acuerdo a la ecuación (5.1) y al apartado 5.1.2, se traerán al presente los costos de combustible de 20 años:

$$\text{Costo Combustible} = 1447.20 \cdot \left[\left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right) + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^2 + \dots + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^{20} \right]$$

$$\text{Costo Combustible} = \text{US\$ } 48\,888.63$$

- ♦

Mantenimiento, repuestos, transporte de combustible (ANUAL)

Los costos de mantenimiento también son anuales y se pueden estimar en un 5% del costo del grupo electrógeno:

$$\text{Costo Mantenimiento} = (5\%) \cdot 2000 \cdot \left[\left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right) + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^2 + \dots + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^{20} \right]$$

$$\text{Costo Mantenimiento} = \text{US\$ } 3378.15$$

- ◆ Costo de Grupos Adicionales (CADA 5 AÑOS, en los años 5, 10, 15)

Considerando un periodo de vida de 5 años para el grupo electrógeno, entonces en los años 5, 10 y 15 se deberá adquirir otro grupo electrógeno:

$$\text{Costo Grupos} = 2000 \cdot \left[\left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^5 + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^{10} + \left(\frac{1+0,1}{1+0,05} \right)^{15} \right]$$

$$\text{Costo Grupos} = \text{US\$ } 9727.07$$

Por lo tanto en el año cero, el Valor Presente Neto (VPN) es:

$$\text{VPN} = I_0 + \text{Costo Combustible} + \text{Costo Mantenimiento} + \text{Costo Grupos}$$

$$\text{VPN} = 2300 + 48\,888.63 + 3378.15 + 9727.07$$

$$\text{VPN} = \text{US\$ } 64\,293.85$$

El costo de la energía generada en 20 años por el grupo electrógeno es:

$$\text{Costo Energía} = \frac{\text{US\$ } 64\,293.85}{(2578,5 \text{ kW} - h / \text{año}) \cdot (20 \text{ años})} = 1,25 \text{ US\$/kW} - h$$

CONCLUSIONES

1. La principal conclusión de este trabajo es el haber demostrado que el uso de energías alternativas, solar y eólico en el presente caso, representan una opción altamente competitiva para sistemas aislados y de electrificación rural. Como se ha visto en el capítulo 5 los costos de energía para el caso de un sistema híbrido (0.46 US \$/kW-h) son drásticamente inferiores frente al uso de grupos electrógenos (1,25 US \$/kW-h).

| Opción | Costo US \$/kW-h |
|-------------------|------------------|
| Sistema híbrido | 0.46 |
| Grupo electrógeno | 1.25 |

2. En base al estudio de los datos de viento de la ciudad de Ilo queda también demostrado el gran potencial eólico en la zona, también en base a los mismos datos, se observa que el potencial de energía solar es bastante susceptible de ser aprovechado.
Sin embargo, como se observa en el cuadro siguiente la contribución de los paneles solares al total de salida de energía es mínimo.

| Componente | Energía kW-h | % |
|--------------------------|--------------|-------|
| Aerogenerador | 4152,40 | 95,07 |
| Paneles Fotovoltaicos | 215,40 | 4,93 |

3. De la tabla 5.1 se puede observar que el costo del aerogenerador, incluyendo la torre de 13m, es de US \$ 4780.37. El costo de los paneles fotovoltaicos, incluyendo sus estructuras de soporte, es de US \$ 1154.82.

| Componente | Energía kW-h | Costo US \$ | US \$/kW-h |
|--------------------------|--------------|-------------|------------|
| Aerogenerador | 4152,40 | 4780.37 | 1.15 |
| Paneles Fotovoltaicos | 215,40 | 1154.82 | 5.36 |

Comparando los costos de energía es evidente que es más rentable el uso de la energía eólica que la solar, el costo de la energía es más bajo cuando se usa energía del viento, aunque la inversión inicial es mayor.

4. En el capítulo 5 se ha calculado que el consumo de combustible del grupo electrógeno es de 432 Gal. por año, dado que 1 Gal = 3,785 l., entonces este consumo es de 1635,12 l por año.

Se conoce que 1 l de gasolina de 84 Oct. genera 0,6862 kg CO₂²⁵. Por lo tanto el uso de un grupo electrógeno genera una emisión anual de 1122 kg de CO₂ a la atmósfera.

El uso de energías alternativas, además de ser más rentable, representa en 20 años 22,44 Ton. de CO₂ que se dejan de emitir a la atmósfera.



²⁵ Intergovernmental Panel on Climate Change 2005

BIBLIOGRAFÍA**CAPÍTULO 1: Conceptos Fundamentales**

- 1.1 Asociación Danesa de la Industria Eólica
<http://www.windpower.org>
Dinamarca, 2001-2002
- 1.2 AWEA (American Wind Energy Association)
Windpower Outlook 2004
- 1.3 Cádiz Deleito, Juan Carlos; “La Energía Eólica, tecnología e historia”
Madrid (España): H. Blume, 1984
- 1.4 CENSOLAR; “Instalaciones de energía solar”, Tomo V
Sevilla (España): PROGENSA, 1992
- 1.5 CENSOLAR; “La Energía Solar: Aplicaciones Prácticas”
Sevilla (España): PROGENSA, 1993
- 1.6 Hislop, Drummond;
“Energy options: an introduction to small-scale renewable energy”
Londres (Inglaterra): ITP, 1992
- 1.7 Lysen, E.H.; “Introduction to Wind Energy”, 2ª Edición
Amersfoot (Países Bajos): SWD (Steering Committee Wind Energy Developing Countries), 1982
- 1.8 Manwell, J. F.; “Wind energy explained : theory, design and application”
Chichester (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.,. 2002
- 1.9 Research Institute for Sustainable Energy (Instituto de Investigación para Energía Sostenible)
<http://www.rise.org.au> , Universidad de Murdoch, Australia, 2004
- 1.10 Rosato, Mario A.; “Diseño de Máquinas Eólicas de Pequeña Potencia”, 1ª Edición
Sevilla (España): PROGENSA, 1991

CAPÍTULO 2: Estudio y Evaluación de los Recursos Eólico y Solar en Moquegua

- 2.1 Cádiz Deleito, Juan Carlos; “La Energía Eólica, tecnología e historia”
Madrid (España): H. Blume, 1984
- 2.2 CENSOLAR; “Instalaciones de energía solar”, Tomos II, V
Sevilla (España): PROGENSA, 1992
- 2.3 Espinoza, Rafael y Horn, Manfred; "Electrificación rural con sistemas fotovoltaicos"
Lima : Universidad Nacional de Ingeniería, 1992
- 2.4 Fernández Díez, Pedro; “Energía Eólica”
Univ. de Cantabria, Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética, España, 2002
<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/index.html>
- 2.5 Fernández Díez, Pedro;
“Procesos Termosolares en baja, media y alta temperatura”
Univ. de Cantabria, Dpto. de Ingeniería Eléctrica y Energética, España, 2002
<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/EnergiasAlternativas/index.html>
- 2.6 Gerencia de Desarrollo Urbano Ambiental, Municipalidad Provincial de Ilo
Reportes de la Calidad del Aire
http://www.mpi.gob.pe/ambiental/reportes_calidad_aire_n.htm
- 2.7 Lysen, E.H.; “Introduction to Wind Energy”, 2ª Edición
Amersfoot (Países Bajos): SWD (Steering Comitee Wind Energy Developing
Countries), 1982
- 2.8 Manwell, J. F.; “Wind energy explained : theory, design and application”
Chichester (Inglaterra): John Wiley & Sons Ltd.,. 2002
- 2.9 Portillo, Pedro; “Energía Solar”
Madrid (España): Pirámide, 1985

CAPÍTULO 3: Características Técnicas de Equipos Eólicos, Solares y Accesorios que ofrece el Mercado

- 3.1 Cádiz Deleito, Juan Carlos; “La Energía Eólica, tecnología e historia”
Madrid (España): H. Blume, 1984
- 3.2 CENSOLAR; “Instalaciones de energía solar”, Tomos I,V
Sevilla (España): PROGNSA, 1992
- 3.3 Northern Arizona Wind & Sun, Inc.
http://www.windsun.com/Batteries/Battery_FAQ.htm
Flagstaff, Arizona, EEUU, 2005
- 3.4 Power Conversions Pty Ltd
<http://new.powerconversions.com>
Bayswater, Australia, 2005

CAPÍTULO 4: Evaluación de Salida Eléctrica de Diferentes Alternativas de Sistemas Híbridos (Eólico-Solar)

- 4.1 Alternative Energy Store, LLC
<http://www.altenergystore.com>
Worcester, Massachusetts, EEUU, 2005
- 4.2 Assureira, Estela; “Tablas y Gráficos de Mecánica de Fluidos”
Pontificia Universidad Católica del Perú, Sección Ing. Mecánica, Lima, 1993
- 4.3 CENSOLAR; “Instalaciones de energía solar”, Tomo V
Sevilla (España): PROGNSA, 1992
- 4.4 ITINTEC – Dirección de Tecnología;
“Cómo construir un Molino de Viento” Serie Hágalo Ud. mismo
Lima (Perú), 1992
- 4.5 Northern Arizona Wind & Sun, Inc.
http://www.windsun.com/Batteries/Battery_FAQ.htm
Flagstaff, Arizona, EEUU, 2005

- 4.6 Vargas–Machuca Saldarriaga, Federico; “Máquinas Eléctricas Rotativas”
Lima (Perú): Megaprint Ediciones S.A., 1990.

CAPÍTULO 5: Análisis Técnico - Económico

- 5.1 Armestar Bruno, Narciso
“Ingeniería económica”
Lima: PUCP. Facultad de Ciencias e Ingeniería, 1987
- 5.2 Chote, F.R; Kaskantzis, G.N.
“Petroleum, Safety and Environment”
Universidad Federal de Paraná, Sector Tecnología, Curso de Ing.Mec, 2003
- 5.3 Jójvaj, M.S.; Máslov, G.S.
“Motores de automóvil: teoría, cálculo y estructura de los motores de combustión interna”
Mosú: MIR, 1978

