



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE ENERGÍAS RENOVABLES E HIDRÓGENO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO
MÓDULO ENERGÍA ELÉCTRICA

PRESENTAN:

JUAN MARCOS MOLINA MARTÍNEZ

JESÚS ESTEBAN ROSAS MEDELLÍN

JESÚS ANTONIO SERRANO GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA

CODIRECTOR DE TESIS:

ING. PEDRO MATABUENA CASCAJARES



MÉXICO, D.F.

2006

Agradecimientos institucionales

FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM

M. en C. Gerardo Ferrando Bravo

Director de la Facultad de Ingeniería

Dr. Eduardo Arriola Valdés

Coordinador General del Macroproyecto

“La Ciudad Universitaria y la Energía”

y Jefe de la División de Ingeniería Eléctrica

Dr. Salvador Landeros Ayala

Secretario de Posgrado e Investigación

y Presidente de la Red Nacional del Hidrógeno A.C.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE TAMAULIPAS

Lic. Jesús Antonio Leal Gutiérrez

Coordinador Administrativo de Proyectos de la

Unidad Académica Multidisciplinaria Reynosa Rodhe.

Lic. Arturo Omar Guerrero Flores

Proyectos de la Unidad Académica Multidisciplinaria Reynosa Rodhe.

Iván Muñoz

Proyectos de la Unidad Académica Multidisciplinaria Reynosa Rodhe.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Ing. Luis Carlos Hernández Ayala

Gerencia Regional de Producción Sureste

Gerente regional

Ing. Roberto Cadenas Tovar

Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos

Subgerente de Proyectos de Energía Renovable.

Ing. Carlos García Aguilar

Gerencia Regional de Producción Sureste

Superintendente de la Central eoloelectrica “La Venta”

Ing. Carlos Sánchez Cornejo.

Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos.

Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable.

Departamento de Ingeniería Básica.

Ing. Erick Rafael Morales Santiago

Gerencia Regional de Producción Sureste

Supervisor regional

Departamento de Protecciones y Mediciones

Lic. Brenda Guadalupe Rosas Medellín
Gerencia Regional de Producción Sureste
Departamento de Desarrollo Social

ZEMER ENERGÍA S.A. DE C.V.
Ing. Guillermo Carrión Hernández
Vicepresidente.

Ing. Alejandro Zamora Martínez
Gerente.

GRUPO LINDE
Ing. José Anaya Izquierdo
Gerente Gases Especiales
SOCIEDAD MEXICANA DEL HIDRÓGENO
Ing. Javier Fortuna
Secretario

GAMESA ENERGÍA
Ing. Javier Padilla

GAMESA EÓLICA, S.A.
Manuel Garmendia Zarandona

AMDE
Ing. Jorge Antonio Mora García
Gerente Asociación Mexicana de Energía Eólica

VIAKON CONDUCTORES MONTERREY
Ing. José Luis Ramírez Salas
Servicio Técnico

TRANSFORMADORES VOLTRAN
Noel Adrian Loyola Espinoza
Departamento de Ventas

Agradecimientos de Juan Marcos Molina Martínez:

“Dedico mi tesis a todos aquellos que con su aprecio, o su desprecio, me impulsaron.”

A mis padres, por mostrarme el valor del trabajo y el esfuerzo diarios.

A mis hermanos, por darme siempre el gran ejemplo de la superación personal.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a su Facultad de Ingeniería, por brindarme la más grande oportunidad de mi vida: Cambiar mi destino.

Al ingeniero Pedro Matabuena Cascajares, por brindarme su confianza, su invaluable ayuda y darme una de las lecciones más grandes de mi vida, la filosofía del “Just do it”.

A todos mis maestros en la Facultad de Ingeniería, que tanto me hicieron sufrir, pero que también me hicieron crecer.

A Jesús Serrano y Jesús Rosas, por ayudarme a convertir un sueño en esta realidad.

Finalmente, a todas esas maravillosas personas que me obsequiaron una parte de su ser, y que sin duda enriquecieron mi vida como estudiante: Marcela, Adriana, Gaby, Amilcar, Miguel, Dieter, Cesar, Daniel, Juan, Ayorius, Ramsés, Efebo, Mario, Ramón, Álvaro, Saúl, Javier, Rogelio, Luis Octavio, José Luis, Víctor y Rodrigo “Maestro”.
Todos ellos amigos y guerreros de viejas batallas.

Agradecimientos de Jesús Esteban Rosas Medellín:

A Dios:

Por darme la oportunidad de finalizar esta etapa de mi vida y permitirme compartir estos momentos con las personas que amo.

A mi familia:

Mis papás, Rosita y Chucho, por su amor, comprensión y por el gran apoyo que me brindaron para la realización de mis estudios. Buena parte de este logro es suyo, mi amor, mi respeto y admiración son para ustedes. Mi hermana Brenda, por su cariño, su apoyo y ayuda, por que con su ejemplo me inspira a superarme. Mi hermana Rosi, por la confianza que me brinda, su cariño y el apoyo que me ha dado. Eric Soto, por su amistad y confianza. A Virginia, mi nana, mi profundo agradecimiento por haberme cuidado, pero sobre todo por haberme dado tu amor, te llevo conmigo siempre. A todos, les agradezco profundamente, los amo, los llevo en mi corazón y mi pensamiento.

A mis tíos:

Por su cariño y sus consejos; especialmente a mis tíos Mary y Daniel, por el gran apoyo que he recibido de ustedes para que esto fuera posible y por abrirme las puertas de su hogar. A mis tíos: Nazaria y Ramiro, Ema y Ricardo, Hayde y Simeón, Hugo y Aurelia, y mi tía Alpha.

A mis primos:

Víctor “El Dadi”; María Elena y Juan Carlos; Odet; Araceli y Pedro, a sus hijos Pedrito y mi ahijado Adisson; Isaura; Dani y Rubria, a sus hijos Emilia y Mateo; Lalo, Ramiro y Adán; Bere y Chucho, a sus hijos Paulo y Alan; Hugo, Alberto, Fernando y Pepe. Por todos los momentos tan agradables que hemos pasado juntos y las palabras de apoyo que en su momento he recibido de ustedes, son una parte muy importante en mi vida.

A la familia Guzmán Guarneros:

En especial a la Sra. Teresa Guarneros Espinoza, sus hijos Virginia, Enrique, Gilberto; a sus nietos: Adriana, Paulina, Lalo y Quique; así como al Sr. Pedro Jurado. Mi profundo agradecimiento a todos ustedes por darme su cariño y confianza; por abrirme las puertas de su hogar y brindarme su amistad.

A los sinodales:

En especial al Ing. Pedro Matabuena Cascajares y al M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista, por la dirección de esta tesis, por darnos la confianza para desarrollarla y sobre todo, por sus valiosos consejos.

A mis amigos:

Alejandro, Josué, Cointa, Karina, Alma, Rosa, Noe, Mayra, Gerardo, Eli, Alejandra, Maha, Martha, Maybe, Maru, Héctor, José Manuel, que me han dado uno de los regalos más preciados de la vida, su amistad. Mi cariño y mi amistad son para ustedes.

A mis compañeros de tesis:

Les agradezco el compromiso adquirido para llevar a buen fin este proyecto.

A la UNAM y la Facultad de ingeniería:

Por la formación profesional recibida. “Por mi raza hablará el espíritu”.

Agradecimientos de Jesús Antonio Serrano García:

La realización de esta tesis es el resultado del esfuerzo constante de varias personas, no solo mío, es la culminación de un trabajo de un equipo con diversas funciones de cada integrante, sin la colaboración de alguno de los integrantes de este equipo, este resultado me hubiera sido más difícil de conseguir.

En este espacio quiero agradecer a los miembros de este equipo que trabajó, trabaja y espero siga trabajando conmigo por mucho tiempo más.

Primero, Gracias Dios por darme salud y por darme a este equipo maravilloso al que le puedo agradecer, quiero seguir trabajando con ellos. Gracias Dios.

Mi mamá Macaria García, que me enseñó con el ejemplo a no claudicar hasta conseguir las metas planteadas a pesar de los tropiezos, que es necesario seguir adelante, luchar, soñar, realizar, me enseñó a valorar las cosas que se tienen y a trabajar con ellas. Por estas enseñanzas, entre otras tantas estoy orgulloso de ella, la admiro.

Mi papá Antonio Serrano, me mostró, también con el ejemplo lo que significa la responsabilidad, el compromiso con una causa, también lo admiro y me enorgullece.

Mi hermana Erika me hizo reír en los momentos de tensión, me hizo comprender el valor de compartir, me escucha, me aconseja, me hace ver mis errores, me apoya incondicionalmente.

Estos tres colaboradores nunca dudaron de mí y me apoyaron hasta llegar a esta meta, me dieron amor y comprensión, les agradezco todo lo que me han dado incondicionalmente.

Por otro lado, el resto de mi familia, que me motivó a seguir adelante al muchas veces dudar de mí y de lo que hacía, con esto también colaboraron a esta causa y por ello gracias.

Gracias a mis amigos Sr. Mayo, Sr. Sereno, Toño, Susana, por haberme brindado su amistad incondicional en diversas etapas de mi vida. Gracias a Angélica que me escuchó, me apoyó en el desarrollo de esta tesis, me brindó también su amistad y amor.

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, y a la Facultad de Ingeniería que aprecio tanto.

Agradezco a mis directores de tesis Rodolfo Lorenzo y Pedro Matabuena por sus valiosas enseñanzas. A mis profesores, por compartir sus conocimientos, su experiencia conmigo, han sido muchos y todos me han enseñado algo, me han aportado ejemplos buenos como malos y ello me permite formar un criterio personal lo más equilibrado posible, por ello gracias, al igual que todos los compañeros de estudios.

“Perseverancia no es una larga carrera; son pequeñas carreras una después de la otra.”
Walter Elliott.

Prólogo

Introducción

	Página
Capítulo 1 Necesidad de una diversificación energética sustentable	
1.1 Combustibles fósiles a nivel mundial	1
1.2 Combustibles fósiles en México	4
1.3 Protocolo de Kyoto	7
1.4 Energías renovables	8
1.4.1 Energía eólica	9
1.4.2 Hidrógeno	10
1.4.3 Sistema híbrido energía eólica-hidrógeno	12
Capítulo 2 Desarrollo eoloeléctrico en la actualidad	
2.1 Crecimiento de la capacidad eoloeléctrica en el mundo	15
2.2 Estrategias de los principales mercados internacionales	19
2.2.1. Alemania	19
2.2.2. Dinamarca	20
2.2.3. España	21
2.2.4. Estados Unidos	22
2.2.5. India	23
2.2.6. Brasil	24
2.3 Desarrollo eoloeléctrico en México	24
2.3.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	24
2.3.2 Iniciativa de ley para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía (LAFRE)	27
Capítulo 3 Mediciones anemométricas	
3.1 Origen de la energía del viento	29
3.2 Evaluación general del recurso eólico	29
3.3 Implicaciones técnicas y manejo de datos	31
3.3.1. Densidad del aire	31
3.3.2. Potencia y energía del viento	31
3.3.3. Densidad de potencia del viento	32
3.3.4. Parámetros e intervalos de muestreo	32
3.3.5. Resultados estadísticos principales	35
3.4 Pronóstico del recurso eoloenergético	38

	Página
3.4.1. Función densidad de probabilidad de Weibull	38
3.5 Instrumentación	40
3.5.1. Sensores básicos	40
3.6 Evaluación del recurso eólico en México	44
3.6.1. Mapas del recurso eólico en México	47
Capítulo 4 Centrales eoloeléctricas	
4.1 Centrales eoloeléctricas	49
4.2 Aerogeneradores	50
4.2.1. Subsistemas del aerogenerador	50
4.3 Selección del aerogenerador	64
4.3.1. Curva de potencia	64
4.3.2. Producción anual de electricidad	66
4.4 Aspectos técnicos del emplazamiento	67
4.4.1. Distribución de aerogeneradores	68
4.4.2. Factores que provocan turbulencia	69
4.5 Sistema eléctrico del parque eólico	71
4.5.1. Configuración básica	71
4.5.2. Equipo de protección	71
4.5.3. Cables de distribución	74
4.5.4. Subestación principal de la central eoloeléctrica	74
Capítulo 5 Planta de Hidrógeno	
5.1 Propiedades del hidrógeno en estado gaseoso (H ₂ G)	82
5.1.1. Contenido energético	83
5.2 Hidrógeno líquido (H ₂ L)	85
5.3 Normas para el manejo del hidrógeno	86
5.4 Seguridad	86
5.4.1 Pruebas de seguridad	86
5.5 Producción	86
5.5.1 Electrólisis	86
5.5.2 Electrolizadores industriales	87
5.5.3 Equipo de seguridad	89

	Página
5.5.4 Sistemas auxiliares	89
5.5.5 Análisis técnico	90
5.6 Almacenamiento	91
5.6.1 Prevención de fugas y contención	91
5.6.2 Opciones de almacenamiento	91
5.6.3 Selección del tipo de almacenamiento	93
5.6.4 Capacidad de almacenamiento	93
5.6.5 Periodo de almacenamiento	94
5.6.6 Compresión	94
5.7 Transporte	96
5.7.1 Transporte de gas comprimido	96
5.8 Mercado final del producto	97
5.9 Celdas de Combustible	97
5.9.1 Definición	97
5.9.2 Funcionamiento	98
5.9.3 Aplicaciones	98
5.9.4 Ventajas	99
5.9.5 Tipos	99
Capítulo 6 Proyecto específico	
6.1 Localización del proyecto	101
6.2 Análisis de resultados del recurso eólico	104
6.2.1 Selección de la turbina	106
6.2.2 Estimación general de producción eléctrica	107
6.2.3 Configuración del parque	108
6.2.4 Utilización del programa Wind Pro para la evaluación del proyecto	108
6.3 Diseño eléctrico	110
6.3.1 Generalidades	110
6.3.2 Resultados del análisis de corto circuito	112
6.3.3 Secuencia de operación de protecciones	120
6.3.4 Sistema de generación en baja tensión	123
6.3.5 Sistema de distribución en media tensión	124

	Página
6.3.6 Subestación eléctrica	133
6.4 Estación de llenado con generación de hidrógeno	149
6.4.1 Generalidades	149
6.4.2 Suministro de Agua	150
6.4.3 Suministro Eléctrico	150
6.4.4 Producción de hidrógeno	155
6.4.5 Sistema de almacenamiento a alta presión	158
6.4.6 Compresión a extra alta presión	160
6.4.7 Sistema de Almacenamiento a extra alta presión	160
6.4.8 Despacho de H ₂	161
6.4.9 Tratamiento del Oxígeno	163
6.4.10 Celda de combustible	163
6.4.11 Sistema de monitoreo automatizado	164
6.4.12 Sistemas de seguridad	164
6.5 Posibles escenarios durante la operación de la instalación	166
Capítulo 7 Costos y evaluación del proyecto	
7.1 Definición de proyecto	171
7.2 Estudio de factibilidad de un proyecto	171
7.2.1 Estudio técnico	171
7.2.2 Estudio de mercado	171
7.2.3 Evaluación económica	171
7.2.4 Análisis financiero	172
7.3 Costos asociados a la realización de un proyecto	172
7.3.1 Inversión inicial	172
7.3.2 Costo de capital	172
7.3.3 Costo de producción	172
7.4 Índices de Rentabilidad	173
7.4.1 Valor presente neto	173
7.4.2 Tasa interna de rendimiento	174
7.5 Costos y evaluación del proyecto	174
7.5.1 Análisis de mercado	174

	Página
7.6 Fuentes de financiamiento	175
7.7 Clasificación del proyecto	176
7.7.1 Proyecto social	177
7.7.2 Proyecto privado	177
7.8 Determinación del precio de venta de los productos	178
7.8.1 Lista de precios de los equipos de la central eólica y de la planta de hidrógeno	178
7.8.2 Costos estimados de la energía producida	180
7.9 Análisis de factibilidad y amortización	181

Conclusiones

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 Evolución de las fuentes de energía a nivel mundial, 1850-2000.
- Figura 1.2 Emisiones de CO₂ a nivel mundial.
- Figura 1.3 Emisiones de CO₂ por combustibles fósiles 1970-2025.
- Figura 1.4 Evolución de la oferta de energía en México, 1965-2000.
- Figura 1.5 Capacidad efectiva instalada para generar electricidad.
- Figura 1.6 Generación eléctrica por fuente de energía.
- Figura 1.7 Crecimiento anual de la oferta renovable en el mundo, 1971-2000.
- Figura 1.8 Crecimiento anual de la oferta de las “nuevas” energías renovables.
- Figura 1.9 Diagrama de flujo de la producción de hidrógeno a partir del viento.
- Figura 2.1 Crecimiento de la capacidad eoloelectrónica en el mundo.
- Figura 2.2 Porcentaje de capacidad eoloelectrónica instalada por continente.
- Figura 3.1 Patrón diario de velocidad de viento para un período mensual.
- Figura 3.2 Histograma de frecuencias de la velocidad del viento.
- Figura 3.3 Representación típica de una rosa de los vientos.
- Figura 3.4 Aproximación del factor de forma K de la función densidad de probabilidad de Weibull.
- Figura 3.5 Función densidad de probabilidad de Weibull con factor de escala $c = 8$ y factor de forma $k = 1, 2, 3$.
- Figura 3.6 Anemómetro de copas.
- Figura 3.7 Velea típica para la medición de la dirección del viento.
- Figura 3.8 Sensor para la medición de temperatura.
- Figura 3.9 Unidad de procesamiento de datos.
- Figura 3.10 Torre de medición de tipo tubular.
- Figura 4.1 Central eoloelectrónica en tierra (inshore).
- Figura 4.2 Central eoloelectrónica en el mar (offshore).
- Figura 4.3 Composición general de un aerogenerador.
- Figura 4.4 Subsistemas de un aerogenerador.
- Figura 4.5 Nariz de un aerogenerador.
- Figura 4.6 Relación entre el par y la velocidad angular de generadores asíncronos.
- Figura 4.7 Eficiencia del rotor y producción anual de electricidad Vs TSR.
- Figura 4.8 Sistema de velocidad constante.
- Figura 4.9 Sistema de velocidad variable con convertidor parcial de frecuencia.
- Figura 4.10 Sistema de velocidad variable con convertidor parcial de frecuencia.
- Figura 4.11 Sistema de velocidad variable con convertidor total de frecuencia.
- Figura 4.12 Ilustración de un mecanismo para control del ángulo de paso.
- Figura 4.13 Servomecanismo para orientación de rotores.
- Figura 4.14 Comparación de niveles de ruido de diversas fuentes.
- Figura 4.15 Curva de potencia característica de un aerogenerador.
- Figura 4.16 Curva de potencia de un aerogenerador y función distribución de probabilidad de Weibull de un sitio.
- Figura 4.17 Curva de producción de un aerogenerador.
- Figura 4.18 Distribución de aerogeneradores en un emplazamiento.
- Figura 4.19 Efecto estela de un aerogenerador.
- Figura 4.20 Turbulencia del viento debida a un obstáculo.
- Figura 4.21 Configuración típica de una central eoloelectrónica en un terreno plano.
- Figura 4.22 Elementos de protección contra descargas atmosféricas.
- Figura 4.23 Ejemplo de un sistema de tierras para una central eoloelectrónica.
- Figura 4.24 Diagrama unifilar de una central eoloelectrónica.
- Figura 4.25 Esquema de protecciones y medición de una central eoloelectrónica.
- Figura 5.1 Comparación real entre hidrógeno y gasolina.
- Figura 5.2 Esquema de una celda electrolítica.
- Figura 5.3 Electrolizador bipolar.
- Figura 5.4 Monitoreo remoto de una planta electrolítica.

Figura 5.5 Módulo blindado de generación de hidrógeno. Hydrogenics.
 Figura 5.6 Almacenamiento de hidrógeno en torres de aerogeneradores.
 Figura 5.7 Almacenamiento de H_2 a gran escala.
 Figura 5.8 Ilustración de un compresor de pistón recíprocante.
 Figura 5.9 Ilustración de un compresor radial.
 Figura 5.10 Ilustración de un compresor axial.
 Figura 5.11 Transporte de H_2 por medio de trailers o remolques.
 Figura 6.1 Distribución de las estaciones de medición.
 Figura 6.2 Vista satelital del sitio 003.
 Figura 6.3 Instalación de la torre anemométrica en el sitio.
 Figura 6.4 Distribución de frecuencia encontrada.
 Figura 6.5 Patrón diario estacional.
 Figura 6.6 Rosa de los vientos.
 Figura 6.7 Curvas de potencia de aerogeneradores a comparar.
 Figura 6.8 Electricidad estimada por cada aerogenerador.
 Figura 6.9 Configuración del parque eólico.
 Figura 6.10 Vista preliminar del Parque Eólico en el emplazamiento real.
 Figura 6.11 Diagrama unifilar de la instalación.
 Figura 6.12 Puntos de estudio para el análisis de corto circuito.
 Figura 6.13 Diagrama de secuencia positiva – negativa.
 Figura 6.14 Diagrama de secuencia cero.
 Figura 6.15 Diagrama unifilar con protecciones.
 Figura 6.16 Sistema de distribución del parque eólico.
 Figura 6.17 Arreglos seleccionados para la colocación de los ductos subterráneos.
 Figura 6.18 Dimensiones de los dos tipos de ductos a utilizar.
 Figura 6.19 Configuración del sistema de distribución del parque eólico.
 Figura 6.20 Configuración de la malla de tierra de la subestación.
 Figura 6.21 Vista en planta y listado de equipos de la subestación.
 Figura 6.22 Configuración de la Línea de transmisión.
 Figura 6.23 Disposición física y medidas de la caseta para la subestación.
 Figura 6.24 Distribución espacial y clasificación de áreas (planta H_2).
 Figura 6.25 Disposición espacial de los equipos en la planta de Hidrógeno.
 Figura 6.26 Vistas de la Planta de Hidrógeno
 Figura 6.27 Dimensionamiento de los tanques de alta presión.
 Figura 6.28 Dimensionamiento de tanques de extra alta presión.
 Figura 6.29 Despachador de hidrógeno.
 Figura 6.30 Patrón de demanda de H_2 preestablecido.
 Figura 6.31 Celda de combustible a hidrógeno.
 Figura 6.32 Distancias de los elementos de la instalación.
 Figura 6.33 Diagrama de bloques de la instalación.
 Figura 6.34 Vista preliminar de la instalación.
 Figura 7.1 Ingresos estimados durante la vida útil de la planta.
 Figura 7.2 Costos por concepto de operación y mantenimiento considerados durante la vida útil de la planta.
 Figura 7.3 Curva de amortización de la inversión del proyecto.
 Figura 7.4 Estimación del ingreso acumulado durante la vida útil de la planta.

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Capacidad eoloelectrónica instalada en el mundo.
 Tabla 3.1 Valores característicos del coeficiente de rugosidad del terreno.
 Tabla 3.2 Reportes mínimos necesarios.
 Tabla 3.3 Comparativo entre Atlas OLADE y datos del NREL para México.
 Tabla 3.4 Estaciones anemométricas colocadas por el IIE.

Tabla 4.1. Parámetros básicos para clasificación de aerogeneradores.
Tabla 5.1 Contenido energético por unidad de masa para diversos combustibles.
Tabla 5.2 Valores comparativos de densidad de energía de distintos combustibles.
Tabla 5.3 Propiedades del hidrógeno gaseoso.
Tabla 6.1 Comparación de las características eólicas de los emplazamientos.
Tabla 6.2 Datos específicos de la estación 003.
Tabla 6.3 Distribución de sensores en las torres de medición anemométrica.
Tabla 6.4 Aerogeneradores sometidos a estudio comparativo.
Tabla 6.5 Producción de electricidad estimada al año por aerogenerador.
Tabla 6.6 Datos eléctricos de la instalación.
Tabla 6.7 Valores de corto circuito obtenidos.
Tabla 6.8 Valores de corto circuito obtenidos en las terminales de cada generador.
Tabla 6.9 Especificaciones técnicas (Aerogenerador G-58).
Tabla 6.10 Tensión de jalado para cable VIAKON tipo DS 15 kV – 100%.
Tabla 6.11 Lista de especificaciones CFE.
Tabla 6.12 Niveles de aislamiento correspondientes a la subestación.
Tabla 6.13 Rangos de operación del electrolizador Stuart IMET 1000.
Tabla 6.14 Medidas del electrolizador Stuart IMET 1000.
Tabla 6.15 Producción de hidrógeno de acuerdo al periodo estacional.
Tabla 7.1 Generación y venta de energía eléctrica en Tamaulipas.
Tabla 7.2 Comparación de la generación y ventas de energía eléctrica en Reynosa Tamaulipas con los 20.4 MW de la central eólica.
Tabla 7.3 Lista de precios de los elementos del proyecto.
Tabla 7.4 Análisis Económico-Financiero del proyecto.

LISTA DE ACRÓNIMOS

CENACE Centro Nacional de Control de Energía
CFE Comisión Federal de Electricidad
CONAE Comisión Nacional para el Ahorro de Energía
CRE Comisión Reguladora de Energía
EIA Energy Information Administration
GEF Global Environment Facilities
IEC Internacional Electro technical Commission
IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers
IIE Instituto de Investigaciones Eléctricas
INEGI Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática
ISES International Solar Energy Society
NADBANK North American Develop Bank
NREL Nacional Renewable Energy Laboratory
OLADE Organización Latinoamericana de Energía
PNUD Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SEMARNAP Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca
SENER Secretaria de Energía
SIGER Sistema de Información Geográfico para las Energías Renovables en México
WWEA World Wind Energy Association

BIBLIOGRAFÍA

APÉNDICES

Apéndice A. Resultados obtenidos del programa WindPro.
Apéndice B. Teoría Simplificada del viento.
Apéndice C. Tablas de Equivalencias de Unidades.

PRÓLOGO

Hace tiempo, cuando cursamos el primer semestre de nuestra carrera de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, nuestros profesores se empeñaron en dos cosas fundamentalmente. La primera fue iniciarnos en el entendimiento de los que serían los conocimientos que se requieren para convertirse en ingeniero. Lo segundo, fue hacernos entender la importancia y responsabilidad que como ingenieros tendríamos para con la sociedad.

Según recordamos, la misión fundamental del ingeniero es: *“Llevar a cabo las acciones necesarias para ayudar a la sociedad a resolver problemas en aras del desarrollo del hombre, apoyados en la ciencia y la tecnología, con estricto apego a la ética, al conocimiento profundo y gran respeto por el medio ambiente, buscando siempre que el impacto de nuestras acciones sea el menor posible”*.

Es un hecho innegable que dentro del desarrollo y crecimiento de una sociedad intervienen una gran cantidad de factores. Es así como, en los tiempos actuales, de grandes desarrollos industriales, comunicaciones globalizadas y “comodidades digitales”, un factor preponderante es **LA ENERGÍA**. Sin la energía, la vida como la conocemos, simplemente no sería posible, por lo tanto, es necesario tenerla al alcance de la mano y en cantidad suficiente para satisfacer nuestras necesidades, que se vuelven mayores día a día.

Actualmente, la producción de energía no representa en si una dificultad en los aspectos técnico o económico para llevarse a cabo, sin embargo, existen grandes desventajas en lo referente a sustentabilidad. El problema ha ido más allá, y ahora radica en las consecuencias ocasionadas al medio ambiente debido a dicha producción y al inevitable agotamiento de las fuentes no renovables de energía.

Hemos de decir con mucho orgullo que este trabajo de tesis establece una propuesta real en materia de diversificación energética, basada en el contexto actual del país y del resto del mundo, una propuesta que va más allá de una simple idea al encontrar aplicación real, ya que es un procedimiento que puede ser implementado en mayor o menor escala en el país.

La solución no es solo una, se requiere de un gran conjunto de acciones a seguir. Y es justamente en este documento que proponemos una en concreto. Es un llamado a este país, a su gobierno, a su industria, a su iniciativa privada, y a todos los actores involucrados que tengan la sensibilidad y visión para entender que el “tren” de la diversificación de las fuentes de energía y del nuevo vector energético, el Hidrógeno, está en marcha en todo el mundo, y es necesario que México “lo aborde”, de otra manera solo seremos espectadores de un cambio energético global que ya ha iniciado para el bien de todos, especialmente de aquellos que hagan de este cambio algo propio.

INTRODUCCIÓN

La necesidad natural del ser humano por asegurar su subsistencia de la forma más cómoda y sencilla posible, dio lugar a la organización social y económica en que vivimos actualmente.

Casi toda la actividad económica humana actual gira en torno a la necesidad de energía para producir trabajo útil y generar riqueza. Esto se ha conseguido a lo largo de la historia de la humanidad mediante el uso de diversas fuentes de energía. La energía que mueve a la mayoría de las sociedades pragmáticas del mundo actual, es la proveniente de combustibles fósiles. Sin embargo, este modelo ha derivado en complicaciones ambientales, políticas y sociales ya conocidas en la actualidad.

Es por esto que los beneficios económicos de las energías renovables han adquirido creciente relevancia, pues estas contribuyen a reducir los riesgos asociados con la volatilidad de precios, diversificando el portafolio energético; además de reducir el impacto ambiental e impulsar el desarrollo sustentable de los países. Es especialmente relevante la contribución de estas fuentes al desarrollo social en áreas donde la energía convencional es económicamente inviable, tal es el caso de las zonas rurales que se encuentran apartadas de la red eléctrica.

A pesar de contar con reservas de combustibles fósiles, debemos impulsar el uso de fuentes alternas de energía, aprovechando el importante potencial que tenemos para la generación de energía a partir de fuentes como la solar, la eólica, la mini hidráulica y la biomasa.

Bajo esta realidad como antecedente, este trabajo de tesis tiene como finalidad proponer una filosofía alterna; aprovechar al máximo posible las energías y los recursos renovables que nos brinda la naturaleza. El principio en el que se basa esta propuesta es el de lograr una optimización de recursos en materia de energía, de forma tal que se logre una independencia de los sistemas de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Sin embargo, debido a las condiciones actuales en materia energética existentes en el país, lo anterior no resulta tarea fácil, por lo que uno de los primeros objetivos a plantearse debe ser el comienzo en la diversificación del sector energético de tal manera que se logre depender lo menos posible del uso de combustibles fósiles.

Este trabajo plantea un modelo tentativo para futuros proyectos, en donde la principal filosofía sea: producir, almacenar y utilizar energía eléctrica de manera eficiente, a través de la utilización de hidrógeno como vector energético, utilizando recursos y energías renovables con escaso o nulo daño para el medio ambiente.

Como ejemplo de esta filosofía, investigadores de la UNAM, coordinados por el Dr. Eduardo Arriola, jefe de la División de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería, trabajan en el Macroproyecto “La Ciudad Universitaria y la Energía”, que incluye 23 proyectos que pretenden reducir el consumo de electricidad dentro de sus instalaciones y aprovechar las energías renovables como la luz solar, la energía eólica y de biomasa de la zona. En este sentido, cabe mencionar que paralelamente al desarrollo de esta tesis, se está desarrollando un proyecto que consiste, como una primera etapa, en la caracterización del potencial eólico de Ciudad Universitaria, lo cual impulsará el uso de energías renovables.

La concepción, elaboración y diseño del proyecto tiene como objetivos principales:

- Presentar un panorama global sobre la participación y desarrollo de las energías renovables en los sistemas energéticos actuales, así como las iniciativas tomadas por los actores principales para lograr dicho crecimiento.
- Crear conciencia sobre la necesidad de una diversificación energética encaminada a la apertura e incremento en la participación de energías alternativas, que permitan un desarrollo sustentable.
- Proponer iniciativas que coadyuven al desarrollo de proyectos de esta índole mediante la participación conjunta de los diversos sectores (sociedad, industria, gobierno, academia) del país. De manera que se logren avances significativos en materia de diversificación energética sustentable.
- Presentar un enfoque objetivo sobre la implementación e incorporación de estos vectores energéticos a los sistemas eléctricos de potencia actuales.
- Demostrar que el modelo energético planteado es técnica y económicamente sustentable en la actualidad, con una escasa e incluso nula participación de combustibles fósiles. Arrojando beneficios positivos al medio ambiente ya que permitiría:
 - Producir energía eléctrica con fuentes de energía renovables y limpias
 - Almacenar esta energía limpia a través de un vector energético: Hidrógeno.
 - Utilizar eficientemente la energía eléctrica.

Bajo esta filosofía, hemos propuesto un modelo de proyecto, que se ha analizado técnica y económicamente a lo largo de la tesis, buscando determinar sus beneficios pero también sus posibles debilidades.

Se presentarán definiciones de muchos conceptos, se presentará el estado del arte de las tecnologías que pretendemos involucrar e integrar.

PROYECTO

El proyecto consiste en un sistema sustentable híbrido que produce energía eléctrica aprovechando la energía cinética del viento a través de una central eoloelectrónica de 20.4 MW de capacidad instalada.

El planteamiento principal del proyecto consiste en suministrar la energía eléctrica generada por la central al sistema eléctrico nacional (SEN), destinando cierta cantidad de electricidad para la producción de hidrógeno por medio de la electrólisis del agua. La tensión de interconexión al SEN es a 138 kV, a través de una línea corta y una subestación elevadora de tensión con capacidad de 24 MVA.

La subestación controlará el flujo de potencias, las variables eléctricas de la central eólica a través de un cuarto de control contiguo alimentado eléctricamente a través de una acometida de CFE en 13.8 kV, que es el voltaje de distribución disponible en la zona este será su modo de operación primario, sin embargo, se plantea en el proyecto la introducción de una celda de combustible a hidrógeno para dar servicio de respaldo a

los equipos de medición e instrumentación de toda la instalación en el caso extremo que resulta de que se presenten contingencias y no sea posible el suministro de energía por parte de CFE para la alimentación de los servicios propios de la instalación. De tal manera que, la celda de combustible cumple la misma función que una planta de emergencia convencional que utilizaría diesel, a diferencia de que esta celda utiliza hidrógeno, el cual se tiene disponible en el sitio.

Parte de la energía eléctrica producida por la central eólica será tomada del bus principal de 13.8 kV y se destinará a la producción de hidrógeno que se obtendrá a través de la electrólisis del agua por medio de una planta electrolizadora con el fin de utilizarlo como combustible para autos de transporte despachado a muy alta presión a fin de adicionarle un valor agregado a una parte de la energía eléctrica producida.

De esta forma, se tiene contemplado destinar el hidrógeno producido, principalmente como combustible para vehículos y por otro lado, en menor medida, se pretende también utilizar este combustible en situaciones de contingencia para autoconsumo de los principales equipos eléctricos de monitoreo y control del sistema.

La planta de hidrógeno cuenta con diversos módulos, de los cuales los más importantes son: Procesamiento de agua, suministro eléctrico, producción, purificación, compresión, almacenamiento, despacho y reutilización del H₂.

Todo el sistema esta integrado y su control centralizado para su correcto funcionamiento, la variable principal es la velocidad del viento, pero cada variable interviene en la toma de decisiones de cada proceso.

De esta manera, el modelo realiza todo lo mencionado y cada módulo será analizado en diversas secciones de la tesis. A continuación, el diagrama de bloques mostrado, representa el modelo del proyecto, y resume los números representativos de las dimensiones cuantitativas de cada módulo para brindar un panorama general de la composición total del sistema y proyecto final propuesto y analizado en esta Tesis.

Así pues, en las siguientes páginas se presentan conceptos y definiciones referentes al estado del arte de la tecnología que integra el proyecto, datos estadísticos relacionados con la evolución que han sufrido las energías convencionales a lo largo de los años y el desarrollo de las energías renovables en los últimos 20 años. La situación actual de los países que han implementado con éxito estas tecnologías, los aspectos legales involucrados, análisis técnico y factibilidad económica del proyecto.

De esta manera, la tesis que se presenta a continuación es un documento muy ambicioso que se da a la difícil tarea de presentar un trabajo integral que, de forma específica y de manera general, intenta abordar todos los temas (técnicos, sociales, ambientales, económicos, legales) que involucran la realización de un proyecto de esta magnitud.

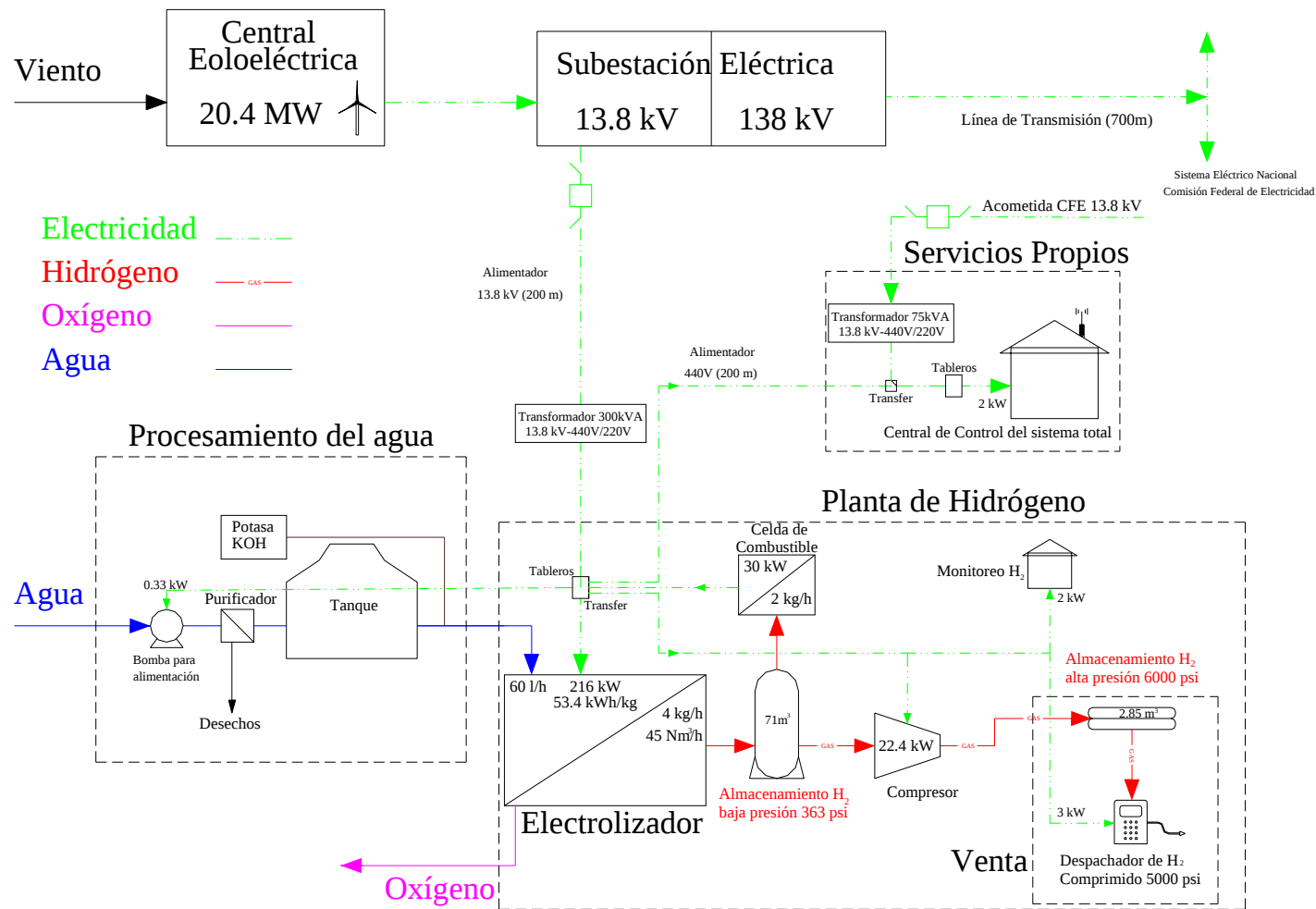


Figura. Diagrama de bloques del proyecto

CAPÍTULO 1. NECESIDAD DE UNA DIVERSIFICACIÓN ENERGÉTICA SUSTENTABLE

**Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor,
la electricidad y la energía atómica: la voluntad.**

Albert Einstein

1.1 Combustibles fósiles a nivel mundial

Quizá el momento más decisivo para la humanidad haya sido el descubrimiento del fuego, y gracias a él, la humanidad comenzó a ser capaz de controlar y modificar muchos procesos que hasta ese momento dependían únicamente de la naturaleza. Desde entonces la energía ha sido un elemento indispensable en la satisfacción de las necesidades cotidianas de todas las formas de organización social.

Durante la mayor parte de la historia humana, el sistema energético dependió de los flujos naturales de energía, de la fuerza animal y humana para proveer los servicios requeridos en la forma de calor, luz y trabajo. La única forma de transformación conocida era de energía química a energía calorífica y luminosa, mediante la quema de leña o de velas. Fue a partir de la revolución industrial cuando el sistema energético mundial pasó por dos transiciones significativas: La primera fue la máquina de vapor alimentada por carbón, con la que se realizó la primera conversión de recursos energéticos fósiles en trabajo útil. La segunda gran transición fue la diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía; la llegada de la electricidad fue tal vez el factor más importante para que esta transición ocurriera. Una segunda innovación fue el motor de combustión interna que revolucionó los patrones de transporte individual y colectivo. Sin embargo, junto con esto se dio una creciente dependencia del petróleo como el energético primario que cubriría las necesidades cada vez mayores de combustibles para generación eléctrica y transporte.

El uso de carbón como energético predominante, se dio a principios del siglo XX, fue decayendo gradualmente para dar paso al petróleo como fuente energética principal y a la aparición de diversas fuentes de energía como el gas natural. Sin embargo, a pesar del surgimiento de otras fuentes energéticas, continuamos viviendo una era donde el patrón de energía está dominado por los recursos fósiles. Principalmente por el petróleo. La figura 1.1 muestra el panorama energético mundial a partir de 1850, donde se puede ver claramente la sustitución paulatina de la biomasa tradicional por los combustibles fósiles.

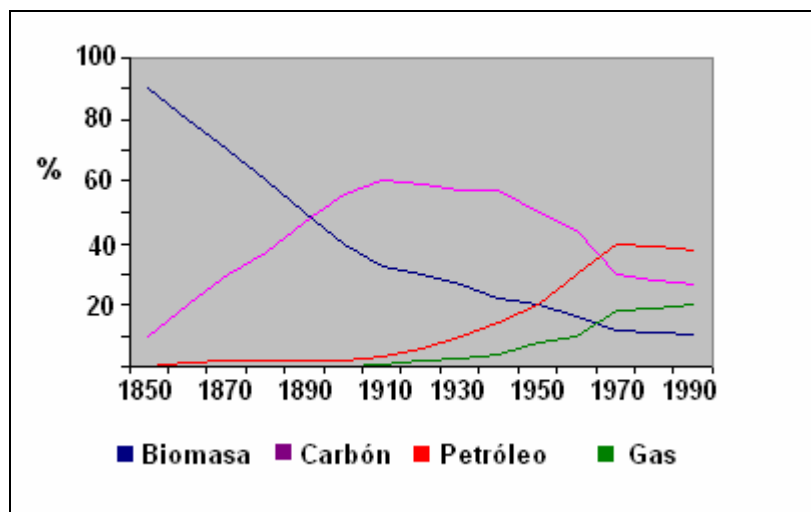


Figura 1.1 Evolución de las fuentes de energía a nivel mundial

(Fuente: Nakicenovic, Grubler y Mc Donald, 1998)

La mayoría de los países del mundo ha basado su crecimiento económico en los combustibles fósiles como si fueran inagotables o como si las futuras transiciones energéticas fueran tarea de las próximas generaciones, y no de las presentes. En este sentido es necesario considerar que la actual era del petróleo, junto con todos sus beneficios, también ha traído numerosas consecuencias no siempre positivas.

En primer lugar, destaca la división entre países vendedores y compradores, cuya correlación de fuerzas ha sufrido diversos cambios desde principios del siglo XX. El control total del mercado internacional, terminó con la creación de la OPEP en 1960 y a partir de entonces el mercado fue controlado por los vendedores, situación que alcanzó su punto más crítico con el embargo petrolero de 1973, revelando la gran dependencia del mercado mundial respecto a los suministros del Medio Oriente.

El hecho de que el petróleo no es un recurso renovable, y que los países con la mayor reserva-producción están concentrados en la región del Medio Oriente, genera una gran incertidumbre en el panorama global por los riesgos políticos que esto implica para las principales potencias mundiales. Entre Estados Unidos y Europa occidental se consume casi la mitad del petróleo mundial. Los países del Golfo Pérsico que sólo consumen el 4.5% mundial producen en cambio el 26%.

Esta diferencia se agravará en el futuro porque la mayor parte de las nuevas reservas se están descubriendo en los países menos consumidores. Así, se calcula que Estados Unidos tiene reservas para 10 años y Europa para 13, mientras que los países del Golfo acumulan el 57% de las reservas mundiales conocidas.

En segundo lugar, se cuenta con una infraestructura agrícola mundial basada en combustibles fósiles, tanto en su elaboración como en su transporte, cuyo efecto a corto plazo de aumentar la producción alimenticia, ha permitido multiplicar tanto la población humana total como el número de personas que viven en las zonas urbanas.

En la actualidad, el 4% de toda la energía consumida en Estados Unidos se destina a la producción de alimentos. Aproximadamente entre un 10 y un 13% del consumo total de Norteamérica se dedica al transporte, procesamiento y distribución de los mismos en los supermercados. Eso significa que más del 17% de la energía de EU se destina a la industria alimenticia.

Este aspecto es muy importante, ya que en la actualidad se cuenta con la tecnología necesaria para generación eléctrica y transportación automotriz sin el uso de combustibles fósiles. Sin embargo, no es el caso para la agricultura, ya que requiere de la utilización de fertilizantes elaborados con subproductos del petróleo como materia prima. Es decir, por cada litro de petróleo quemado en transporte hoy, hay un litro menos en el futuro que podría ser destinado a la producción agrícola. Esto debe tomarse en cuenta por las políticas mundiales ya que existen países que tienen un rezago alarmante en materia alimenticia.

Finalmente, pero no menos importante es el aspecto ecológico, que ha cobrado gran relevancia a nivel mundial, debido a las afectaciones que el uso de recursos energéticos fósiles generan sobre el ambiente y la salud humana.

La combustión del carbón, petróleo y gas natural es el origen de buena parte de los contaminantes atmosféricos. Más del 80% del dióxido de azufre, 50% de los óxidos de nitrógeno, y de 30 a 40% de las partículas en suspensión emitidos a la atmósfera, proceden de las centrales eléctricas y calderas industriales que queman combustibles fósiles. El 80% del monóxido de carbono y el 40% de los óxidos de nitrógeno e hidrocarburos emitidos, provienen de la combustión en los motores de los automóviles. Otras importantes fuentes de contaminación son la siderurgia, acereras, fundidoras, refinerías, fábricas de cemento y las fábricas de ácido nítrico y sulfúrico.

La gravedad de esta situación queda manifiesta si se analizan las emisiones de bióxido de carbono (CO₂), el principal gas generador del efecto invernadero, ocasionadas por la producción y uso de energía fósil y cuyo volumen se muestra en la figura 1.2.

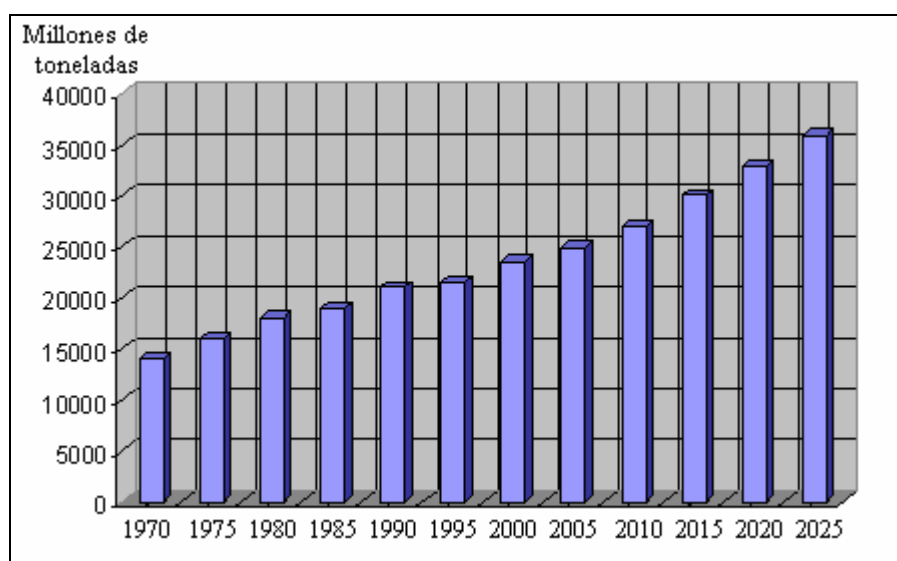


Figura 1.2 Emisiones de CO₂ a nivel mundial
(Fuente: IEA, 2005)

Como puede observarse, entre 1970 y el año 2000, las emisiones mundiales de CO₂ crecieron en 1.7% anual, mientras que se prevé que entre 2000 y 2025 la tasa de crecimiento sea de 1.8% anual.

Otro aspecto importante que se debe considerar es el de las emisiones de CO₂ por tipo de combustible fósil, de acuerdo con la figura 1.3 el petróleo y el carbón seguirán siendo los combustibles con mayor participación en el volumen total de emisiones.

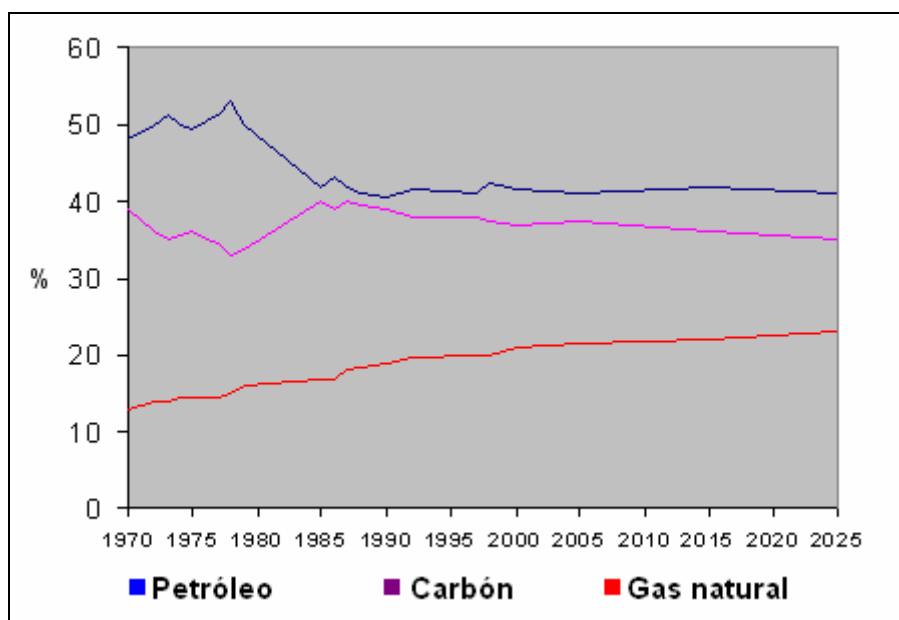


Figura 1.3 Emisiones de CO₂ por combustibles fósiles 1970-2025
(Fuente: IEA, 2004)

Las emisiones de CO₂ provenientes de la quema de gas natural muestran una tendencia ascendente en su participación porcentual debido a que emite una menor cantidad de CO₂ por unidad utilizada, y al surgimiento de nuevas tecnologías de generación eléctrica más eficientes, económicas y más adaptables a los procesos de apertura del sector eléctrico a nivel mundial.

Se espera un incremento superior al 50% en la demanda mundial de gas natural entre la actualidad y el 2020, solamente la demanda de gas natural para electricidad se triplicará durante este periodo.

1.2 Combustibles fósiles en México

La información confiable sobre las fuentes energéticas utilizadas históricamente en México no se remonta más allá del año 1965, por lo que no es posible establecer con precisión los periodos en los que ocurrieron las primeras transiciones energéticas. Sin embargo, los datos disponibles permiten obtener conclusiones importantes acerca de la situación energética actual en el país. Así, la figura 1.4 ilustra la evolución de la oferta energética durante los últimos cuarenta años.

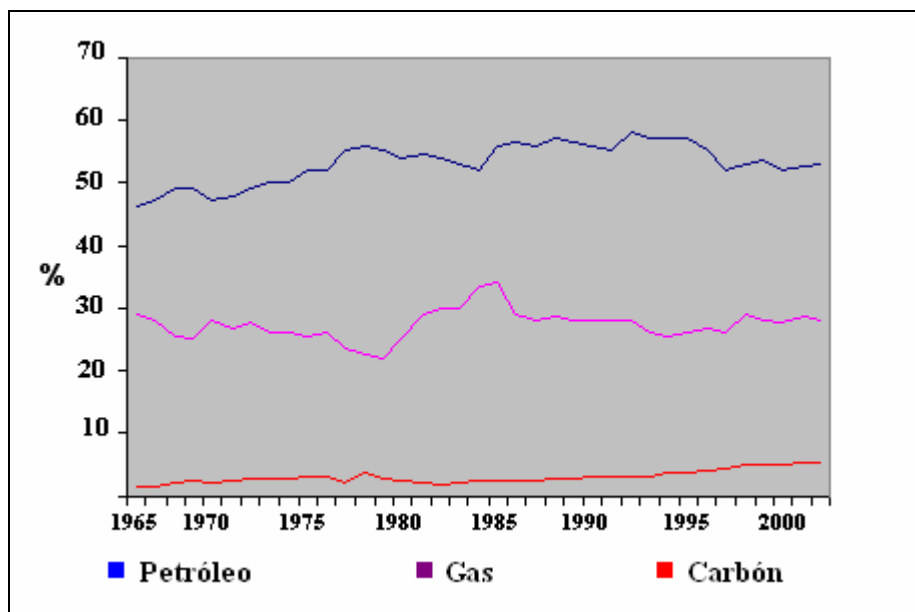


Figura 1.4 Evolución de la oferta de energía en México, 1965-2000
(Fuente: SENER 1997 y 2003)

Cabe destacar la escasa demanda que tiene el carbón en el país, al abarcar menos del 10% de la oferta interna bruta. Esta situación se debe esencialmente a los escasos yacimientos de carbón que existen en México.

Por otra parte, el petróleo es el energético predominante en la oferta, con una participación de alrededor del 50% a lo largo del período, la cual, sin embargo, ha tendido a decrecer en la última década. Esta elevada participación es resultado de la situación de México como país productor de petróleo, lo que representa una alta disponibilidad de este energético, y por la política de desarrollo industrial mantenida desde la expropiación petrolera hasta principios de la década de los ochenta, la cual consistió en una utilización masiva de energéticos como el combustóleo, la mayoría de las veces en procesos poco eficientes y sin ningún cuidado al ambiente.

Al cierre del mes de marzo de 2006, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 45,651 MW, de los cuales: 8,245.9 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 10,284.98 MW son de hidroeléctricas; 22,194.33 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica, y 2.18 MW a la eoloelectrica.

En la actualidad, el porcentaje correspondiente a generación eólica en cuanto a capacidad total instalada en el país es de 0.005%, como lo indica la figura 1.5. Si se agregaran los 20.4 MW eólicos propuestos de nuestro proyecto, el porcentaje de generación eoloelectrica en el país aumentaría a 0.0444%, lo cual no representa gran impacto si se le compara con la capacidad total instalada, sin embargo, si resulta de gran importancia en cuanto a emisiones de CO₂ que se dejarían de emitir al ambiente, estimadas en 16 633 toneladas anuales¹.

¹ Fuente: CONAE. Se considera un índice de 0.350 Kg/kWh generados de CO₂, asumiendo solamente el uso de gas natural.

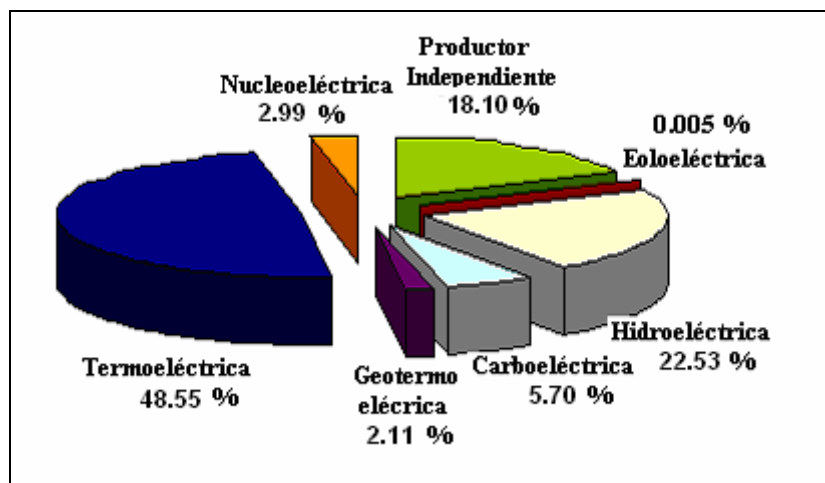


Figura 1.5 Capacidad efectiva instalada para generar electricidad
(Fuente: CFE, 2006)

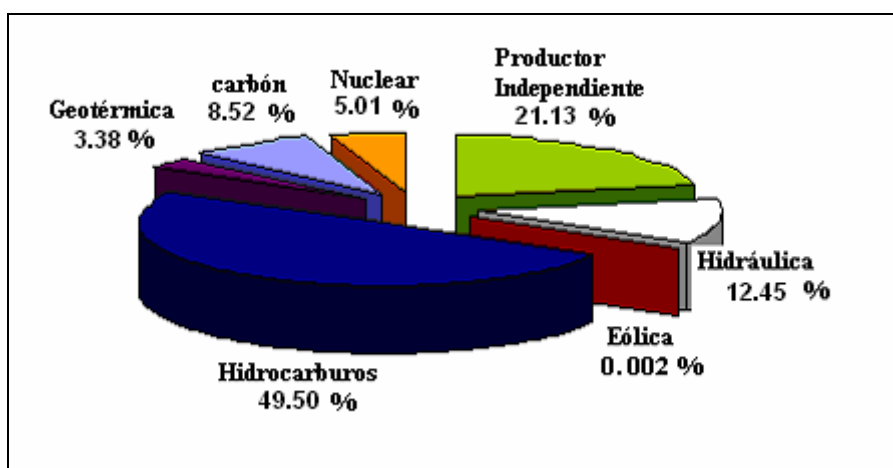


Figura 1.6 Generación eléctrica por fuente de energía
(Fuente CFE, 2006)

El gas natural es hoy por hoy una de las mejores opciones posibles para su uso como fuente energética primaria en México. Sin embargo, no es una solución perfecta, ya que solo disminuye la cantidad de CO₂ por unidad de energía producida, y si a eso se añade que el gas natural, al igual que el petróleo y el carbón es un recurso no renovable, será necesario buscar otras formas de enfrentar la problemática que surge de la necesidad de contar con fuentes energéticas capaces de satisfacer la demanda que requieren las sociedades actuales sin comprometer el desarrollo de las generaciones futuras.

De acuerdo con esto, es fundamental que los gobiernos comiencen a visualizar de manera objetiva los años que le quedan a la era de los combustibles fósiles como una transición hacia otras formas de energía, y en este contexto las fuentes renovables pueden ser un instrumento idóneo. Diversos países, en su mayoría países desarrollados, han empezado a tomar medidas para reducir el uso de hidrocarburos mediante acuerdos internacionales en los que se comprometen a disminuir sus emisiones contaminantes por medio de planes ambientales de índole político-económico que les permitan alcanzar estas metas.

1.3 Protocolo de Kyoto

En esencia, el protocolo de Kyoto convoca a una reducción de las emisiones de los gases de invernadero (CO₂, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) a los países desarrollados y a algunos países con economías en transición. Esta iniciativa, surgida en diciembre de 1997 bajo la Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas, podría tener en el futuro, profundos efectos sobre el uso de combustibles sobre países que lo ratifiquen. Cabe señalar que México firmó su adhesión a este protocolo como país miembro del Anexo II el 9 de junio de 1998 y la ratificó el 7 de septiembre de 2000.

Bajo los términos del Protocolo de Kyoto, los países se agrupan en dos anexos. El Anexo I incluye a la mayoría de los países industrializados, mientras que el Anexo II incluye a los países en vías de desarrollo. De esta forma, para el período de 2008 a 2012, los países del anexo I se comprometerán a reducir sus emisiones totales de gases de invernadero en al menos 5% respecto a los niveles de 1990. Las metas cuantificadas de emisión son establecidas para cada país de manera diferenciada.

Para alcanzar estas metas de reducción, los países del anexo I pueden implementar medidas internas de reducción de emisiones a los llamados “mecanismos flexibles”, diseñados para ayudar a los países a alcanzar sus metas de reducción de la manera más eficiente, a través del mercado. Estos mecanismos consisten en lo siguiente:

- *Comercio internacional de emisiones:* Este mecanismo permite que a partir del 2008 los países del Anexo I siempre y cuando hayan reducido sus emisiones de gases de efecto invernadero en 10 millones de toneladas de CO₂ más allá de su meta establecida puede vender este excedente de emisiones reducidas a otros países del Anexo I que no hayan cubierto su cuota de reducción.
- *Implementación conjunta:* Permite a los países del Anexo I invertir, a través de sus gobiernos u otras instituciones legales en proyectos de reducción de emisiones en otros países del Anexo I, conservando el país inversionista sus créditos que le podrán ayudar a alcanzar sus metas internas.
- *Mecanismos de desarrollo limpio:* Es similar al de la implementación conjunta, con la diferencia de que los países destinatarios de la inversión no pertenecen al Anexo I, lo que abre la posibilidad de que este tipo de proyectos beneficie a economías en desarrollo. Al estar las energías renovables fuertemente vinculadas con el uso de fuentes limpias, este mecanismo representa una gran oportunidad para impulsar su desarrollo en México.

En lo que respecta a este último mecanismo, se tiene la propuesta de construir un parque eólico de 200 MW llamado “Bii Nee Stipa (Viento que trae energía)” en la Ventosa, Oaxaca por parte de Gamesa eólica de España, la cual ha sido presentada ante la ONU para ser registrada dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio para la obtención de créditos de carbono (CO₂). Las autoridades nacionales designadas en España y México, aprobaron su participación como países receptor y emisor respectivamente, de los créditos de carbono que sean generados por el parque eólico.

1.4. Energías renovables

El progreso científico y tecnológico ha determinado la aparición en el mapa energético de nuevas formas de aprovechamiento de energías renovables que un siglo atrás hubieran resultado impensables, como las celdas solares, los sistemas eólicos o los biocombustibles, por mencionar solo algunos. Esto, aunado a ciertos nichos económicos favorables para su utilización, a la identificación de regiones con un alto potencial de aprovechamiento y a la creciente aceptación de la opinión pública de sus ventajas ambientales sobre las energías convencionales, le ha conferido a las energías renovables una importancia creciente.

La figura 1.7 muestra la tasa anual de crecimiento mundial de las energías renovables durante las últimas tres décadas. Se aprecia que mientras las fuentes renovables tradicionales muestran un crecimiento moderado, las nuevas renovables (caracterizadas por el uso de tecnología avanzada) crecieron en promedio 9.4% cada año.

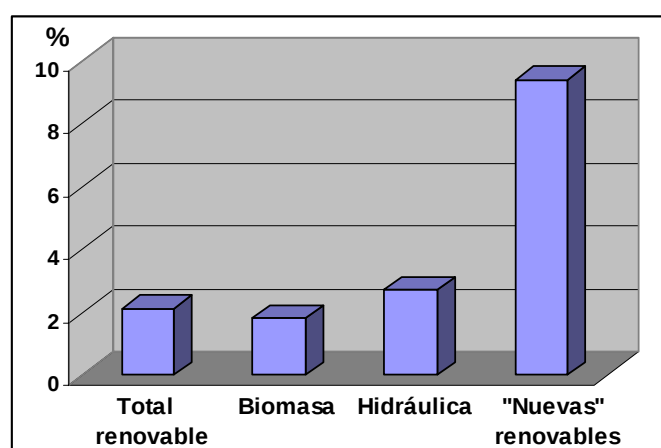


Figura 1.7 Crecimiento anual de la oferta renovable en el mundo, 1971-2000

(Fuente: ISES, 2002)

Pero si se analiza por separado cada una de estas “nuevas” fuentes, se observa que la energía solar y la energía eólica tienen un crecimiento de 32.6% y 52.1% anual, respectivamente. Tal como lo indica la figura 1.8. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que treinta años atrás estas dos fuentes tenían un nivel de desarrollo incipiente.

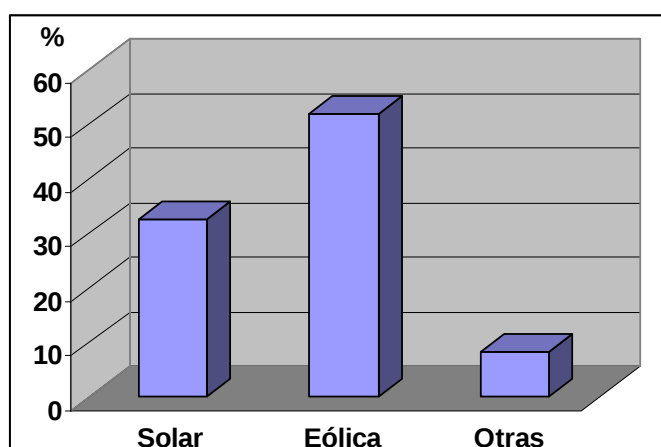


Figura 1.8 Crecimiento anual (1970-2000) de la oferta de las “nuevas” energías renovables (Fuente: ISES, 2002)

Es evidente la gran aceptación que ha tenido la energía eólica en los últimos treinta años; principalmente como fuente de generación de electricidad. La apertura que los países desarrollados han dado a la utilización de la energía de los vientos ha ido en aumento debido a que hoy por hoy, el viento es la fuente renovable de energía con una mejor relación costo-eficiencia. Según la Asociación Americana de la Energía Eólica, el precio del kW/h de energía generada a partir del viento ha caído de 40 centavos de dólar a comienzos de los años ochenta hasta menos de 5 centavos de dólar en la actualidad.

1.4.1 Energía eólica

El calentamiento no uniforme de la atmósfera y de la superficie terrestre debido a la radiación solar, resulta de una distribución desigual de presión en la atmósfera, lo que genera el movimiento de masas de aire, es decir el viento.

Debido a la dependencia de la radiación solar y a las diferencias de presión a lo largo de todo el planeta, el viento es intermitente y tiene dos patrones principales: el estacional y el diario. El patrón estacional describe la intensidad del viento a lo largo del año, mostrando los meses de menor, media o máxima intensidad. Los patrones diarios de viento, típicos de cada estación, nos muestran los posibles periodos horarios de déficit o exceso de generación de acuerdo al patrón de demanda eléctrica estacional o diaria respectivamente.

En la actualidad las mediciones de velocidad y dirección del viento se obtienen por medio de sensores electrónicos y por satélite, dichas mediciones son almacenadas en bases de datos y procesadas por paquetes de cómputo especializados que realizan diversos cálculos que describen el comportamiento del viento. Existe una extensa teoría al respecto del estudio de vientos, sin embargo una teoría básica se mostrará en el capítulo 3 de esta tesis.

Impacto ambiental y socioeconómico

Se ha demostrado que la generación eoloelectrónica se está integrando a los sectores eléctricos de diversos países en un contexto de diversificación energética. La experiencia adquirida a través de los años muestra que esta generación renovable es una alternativa viable que complementa a la generación de tipo convencional.

El empleo de la generación eólica ofrece diversas ventajas ambientales como lo es una importante mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, precursores de lluvias y de ozono. Se estima que la operación de 10 000 MW de origen eólico evitaría la emisión de 20 millones de toneladas de CO₂ por año, lo que a su vez representaría un ahorro de 3 500 millones de dólares por la no quema de combustibles fósiles.

Representa una actividad que tiene un importante potencial para la creación de nuevas fuentes de empleo, sobre todo en la empresa mediana y pequeña. Para finales de 1996, la Asociación Europea de Energía eólica estimó que en Europa ya existían más de 20,000 personas trabajando en la industria eoloelectrónica.

En cuanto a la fabricación e instalación de aerogeneradores, el indicador para la creación de fuentes de empleo es de 6 personas por año por nuevo MW. Para la operación y mantenimiento se habla de un potencial de generación de empleo de 100 a 450 personas por año por cada TWh generado.

Se estima que por cada puesto de trabajo en la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de aerogeneradores se crea al menos otro puesto de trabajo en sectores asociados tales como asesorías, investigación, finanzas, etc. Conjuntamente con este impacto en términos de creación de empleos, la disponibilidad del recurso eólico abre la posibilidad de establecer una industria eólica con importantes beneficios económicos y ambientales, que puede ser el catalizador de un desarrollo regional o local.

Por lo contrario, los impactos negativos que se atribuyen a la generación eólica son principalmente, la emisión de ruido acústico que puede llegar a ser un inconveniente cuando los sistemas eolieléctricos se instalan cerca de lugares habitados. Esto ha llegado a representar una limitante en países que tienen poca extensión territorial. Sin embargo, para no ocasionar esta molestia, algunos países han emitido normas ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados.

Otro impacto es el visual, en tanto que se argumenta que estos sistemas dañan el paisaje. Este impacto al igual que en el caso de ruido, depende en gran medida de la cercanía de los sistemas eolieléctricos con las poblaciones y de la percepción de las personas. Otro impacto es el que se tiene sobre las aves al chocar contra los rotores y las estructuras de los aerogeneradores.

Analizando estos factores es importante realizar una evaluación comparativa entre los beneficios y los posibles efectos negativos asociados a la generación eólica. Es evidente que a lo largo de la historia del desarrollo industrial de la humanidad, se han satisfecho las necesidades energéticas en aras del progreso a costa de causar un importante cambio al ecosistema y los recursos naturales, es prácticamente imposible que este proceso se realice sin alterar en cierta medida el entorno que nos rodea. Sin embargo, las condiciones actuales en las que nos encontramos como sociedad nos exigen buscar alternativas que nos permitan que esas alteraciones causen el menor impacto negativo posible.

1.4.2 Hidrógeno

Es sabido por muchos especialistas que las reservas petroleras de diversos países han llegado a un punto de inflexión, si se considera su explotación como una curva de campana, donde comienza el descenso en la producción mundial de petróleo. Al estar los combustibles fósiles totalmente ligados a la explotación de esta fuente energética, y, con la certeza de que el gas natural, como fuente no renovable y “sustituto” actual del petróleo, alcanzará también este punto de declive en su explotación, se llega a la conclusión de que es necesario ampliar las opciones en materia de combustibles.

Como consecuencia de lo anterior, diversos países, a través de la investigación, se han dado a la tarea de encontrar combustibles libres de contaminantes que les permitan diversificar sus opciones energéticas. Los resultados obtenidos apuntan hacia el hidrógeno como el vector energético que permita la diversificación y gradual sustitución de las fuentes de energía no renovables.

La obtención y perfeccionamiento de tecnologías del hidrógeno ha recibido gran atención en los últimos tiempos y se le está dedicando a nivel mundial gran cantidad de recursos tanto a la investigación como a su desarrollo.

El Hidrógeno es el elemento más abundante del universo. Constituye el 90% de la masa del universo, es la más ligera e inmaterial de todas las formas de energía y la más eficiente cuando es quemada. Se encuentra tanto en el agua como en los combustibles fósiles y en todos los seres vivos.

El hidrógeno que hay en el agua y los organismos constituye el 70% de la superficie de la Tierra. Sin embargo, raramente se halla en estado libre y aislado, como sucede con el carbón, el petróleo y el gas natural; al quemarse solo produce energía y agua, por lo que es el combustible más limpio que existe. Sin embargo, no se utiliza como tal, por el contrario tiene multiplicidad de usos no energéticos en la industria y se emplea de esta manera en grandes cantidades. El uso no energético de hidrógeno que se consume actualmente es alrededor de la quinta parte del consumo actual de gas natural mundial y se le obtiene a partir de la reformación de hidrocarburos fósiles.

Desafortunadamente, en la actualidad casi la mitad del hidrógeno que se produce en el mundo es extraído del gas natural por medio de un proceso de reformación con vapor de agua. El método consiste en provocar una reacción entre el gas natural y el vapor, obteniendo hidrógeno molecular, dejando como residuo dióxido de carbono. También se puede reformar el carbón para producir hidrógeno por medio de un proceso de gasificación, pero resulta más caro que hacerlo con gas natural. Se puede obtener también a partir del petróleo o de la biomasa gasificada.

Aunque el uso de vapor para reformar el gas natural ha demostrado ser la forma más barata de producir hidrógeno en la actualidad con fines comerciales, se sigue basando en hidrocarburos con emisiones de CO₂ en el proceso. Es cuestionable que los esfuerzos no estén mayoritariamente enfocados a la obtención de hidrógeno a partir de nuevas fuentes renovables de energía.

Existe otra forma de producir hidrógeno sin utilizar combustibles fósiles en el proceso. Se trata de un proceso conocido desde hace 100 años: La electrólisis. Se basa en el uso de la electricidad para descomponer la molécula del agua H₂O en átomos de hidrógeno y oxígeno. Desafortunadamente solo el 4% del hidrógeno que se produce actualmente procede de la electrólisis del agua, ya que los costos actuales de la electricidad empleada en el proceso hacen que no resulte competitiva en relación con la reformación del gas natural. Los precios de la electricidad pueden llegar a ser 3 o 4 veces superior al de los materiales empleados para obtener hidrógeno a partir del gas natural.

Sin embargo, la producción de hidrógeno por medio de la electrólisis puede ser justificable si la electricidad que requiere el proceso se obtiene de fuentes renovables, contando así con el potencial suficiente para formar un sistema energético sin emisiones contaminantes. Es verdad que a la fecha el costo de dichas formas renovables de energía deberá bajar considerablemente antes de que el proceso resulte competitivo frente a la reformación del gas natural con vapor.

Los precios de los electrolizadores basados en energía solar o eólica son todavía altos, aunque se prevé que se reduzcan a la mitad durante la próxima década, ya que a lo largo de la historia se ha comprobado que en sus inicios, las fuentes de energía resultan caras, resultando en una disminución en sus costos a medida que las tecnologías de explotación se hacen más baratas, sofisticadas y de uso masivo.

El paso a una diversificación energética a partir de energías renovables podría aminorar, y en el largo plazo eliminar la excesiva dependencia del mundo respecto del petróleo, causando un gran impacto principalmente en los sectores eléctrico y de transporte tal y como hace un siglo lo hizo el petróleo. La experiencia adquirida del funcionamiento de sistemas a base de energías renovables de los países que los han implementado en una escala importante, muestra que dichos sistemas se adaptan mejor a un sistema sustentable de producción de energía, debido a sus ventajas ambientales, sociales, de impulso al crecimiento económico regional y local, desarrollo científico, tecnológico e industrial.

1.4.3 Sistema híbrido energía eólica-hidrógeno

Las fuentes de energías renovables como la fotovoltaica, eólica, biomasa, mini hidráulicas y geotérmicas pueden proveer de energía eléctrica limpia y sustentable para el país. Sin embargo, estos tipos de energía renovable son limitados por el hecho de que son intermitentes y varían su producción de acuerdo a periodos estacionales. Una solución para este problema puede ser la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua, utilizando dicho hidrógeno para producir energía eléctrica cuando se presente una baja en la producción primaria por energías renovables, también se puede utilizar este hidrógeno como combustible en vehículos.

Uno de los factores principales en la integración de subsistemas a una red eléctrica dada, es el control de los parámetros eléctricos tales como voltaje, frecuencia y flujo de potencia a los que deben operar dichos subsistemas, estos parámetros son establecidos por el sistema eléctrico nacional en cuanto a rango, variación y magnitud.

La producción eléctrica se rige de acuerdo a curvas de demanda cuyos patrones se estiman de forma diaria, semanal, mensual, anual y multianual. Mediante estas curvas se puede obtener información muy valiosa para hacer predicciones de carga en el sistema eléctrico. Para la obtención de dichas curvas se utilizan parámetros meteorológicos básicos entre otras variables perfectamente bien estudiadas que repercuten directamente en la demanda de electricidad. En México, el órgano encargado del monitoreo y control de las variables del sistema eléctrico nacional así como de la integración de plantas generadoras a la red eléctrica, es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que pertenece a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

La integración de fuentes de energía intermitentes a un sistema eléctrico de potencia, como la proveniente del viento, implica que deben tomarse en cuenta otros factores para la calendarización y asignación de horarios de producción eléctrica. Por lo tanto, es necesario que la conexión de estos sistemas a la red eléctrica se dé de manera rápida y confiable, para aprovechar al máximo su potencial de generación, de forma que la integración de dichas fuentes renovables tenga una participación importante y creciente en la producción eléctrica nacional.

En sistemas eléctricos con bajo nivel de penetración de generación eólica (como es actualmente el caso de México), es común y casi una regla desconectar las centrales eolieléctricas de la red cuando se presentan disturbios en esta, lo que representa que se desaprovecha la capacidad de generación de la central si el evento se presenta cuando existan condiciones óptimas de viento.

Para aprovechar al máximo la capacidad de generación del viento cuando se presentan este tipo de problemas, conviene implementar un medio de almacenamiento de energía al sistema de generación, en este caso un sistema eolieléctrico, de forma que se aproveche al máximo la capacidad de generación de la planta, haciendo más flexible y eficiente el proceso.

A este respecto, la producción y almacenamiento de hidrógeno mediante un sistema eolieléctrico, ofrece características interesantes como son:

- Reconversión del hidrógeno en electricidad con una alta eficiencia si se usan celdas de combustible.
- Almacenamiento de energía cuando se presentan picos de producción debidos a fuertes fluctuaciones del viento (si se adecua la tecnología de los aerogeneradores para este fin).
- El H_2 puede ser un medio adecuado de transporte de energía (usando tuberías cuando las líneas eléctricas son indeseables o incosteables), al ofrecer alta densidad de energía y bajas pérdidas por transporte.
- Utilización del H_2 como gas para uso industrial fuera del mercado eléctrico. Así, por un lado se reduce la presión del mercado energético, y por el otro, se desarrollan mercados alternativos para las energías renovables.

De este modo, surge un sistema de Hidrógeno-Eólico, (HyWindFarm). Este sistema, que en palabras sencillas es viento transformado en hidrógeno, constituye una fuente de energía ecológicamente segura y libre de emisiones contaminantes. La figura 1.9 integra los elementos principales de la producción de hidrógeno, transporte, almacenamiento y distribución en un sistema integral. Dicho sistema se desglosa en:

- Producción de electricidad a partir del viento.
- Producción de hidrógeno por electrólisis del agua.
- Almacenamiento.
- Transportación a través de tuberías para mayor eficiencia.
- Utilización en posibles centros de consumo alejados de la fuente de producción.

En la actualidad, las tecnologías consideradas en este sistema se encuentran disponibles en el mercado y son confiables (aerogeneradores, electrolizadores, tanques, tuberías, etc) como tecnologías “independientes“. Sin embargo, aún no han sido optimizadas para conformar un sistema integral de producción de hidrógeno. Su implementación se ha dado solo para interconexión a la red o para aplicaciones aisladas en el caso de los aerogeneradores, y para conexión a redes eléctricas pequeñas para el caso de los electrolizadores.

Así, este sistema integral presenta retos en la búsqueda de soluciones nuevas de diseño, en cada elemento individual para ser utilizados de manera combinada. Para lograr esto, se requiere del esfuerzo conjunto de compañías de ingeniería, suministradores de gas industrial, vendedores de energía, fabricantes de equipo de control, programadores, desarrolladores de proyectos eólicos, etc.

La meta: reducir los costos de estos sistemas e incrementar su eficiencia para que puedan ser una realidad masiva. La consumación de estos sistemas, requiere de la colaboración multidisciplinaria que sin duda arrojaría grandes beneficios para todas las partes y para el ya deteriorado equilibrio ecológico.

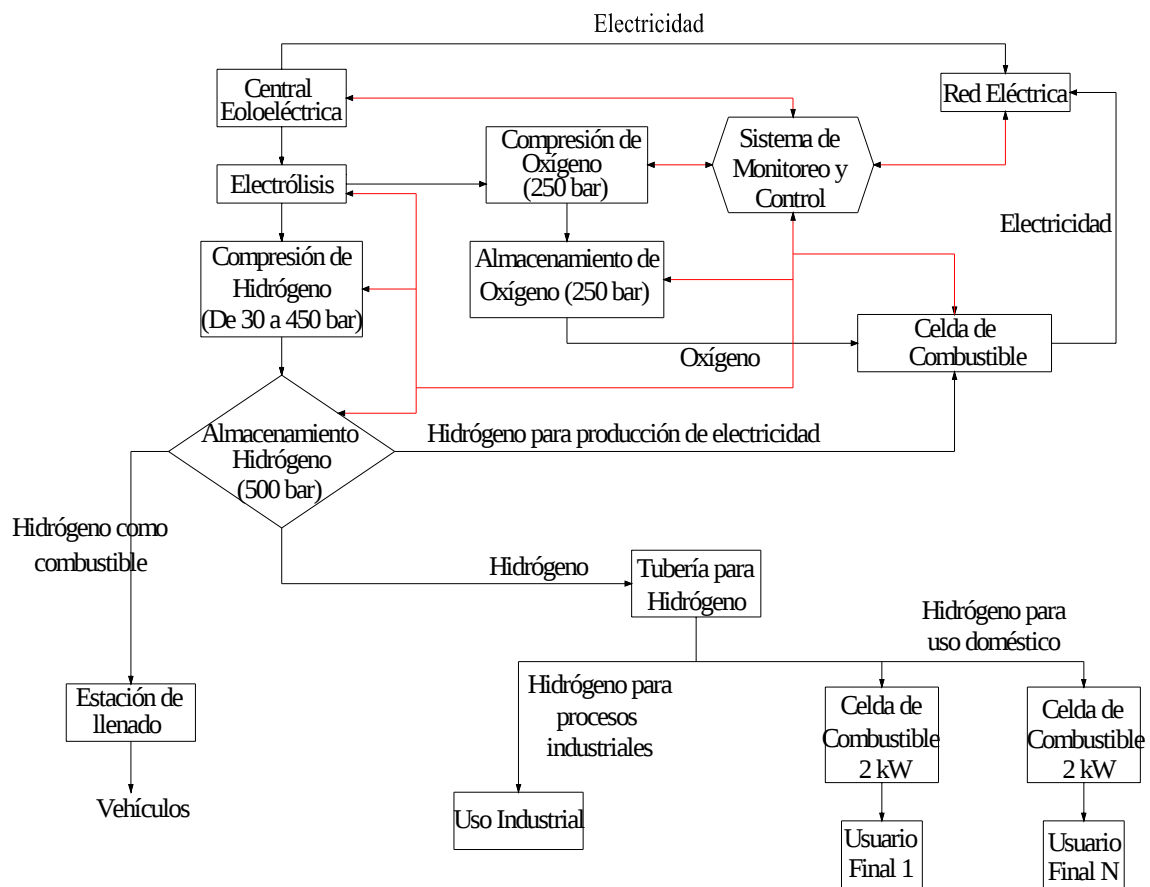


Figura 1.9 Diagrama de flujo de la producción de hidrógeno a partir del viento.

(Fuente: Wind power in power systems, Thomas Ackerman)

Así, el hidrógeno será o no “limpio” en la medida en que lo sea su producción, por ello es necesario emplear las fuentes de energía renovables para su obtención. La electricidad generada con la energía cinética del viento es en la actualidad, la mejor opción.

CAPÍTULO 2. DESARROLLO EOLOELÉCTRICO EN LA ACTUALIDAD

**Produce una inmensa tristeza pensar
que la naturaleza habla mientras
el género humano no escucha**

Víctor Hugo

2.1 Crecimiento de la capacidad eoloeléctrica en el mundo

La mayoría de los gobiernos de los países industrializados cuentan con programas, leyes e incentivos para la apertura y crecimiento de su respectiva industria eoloeléctrica. Las estrategias tomadas para el mejoramiento de dichos sistemas eólicos se han dado de acuerdo a la experiencia operativa, las necesidades y oportunidades que cada país requiere.

Desde finales de la década de los setenta, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su acuerdo eólico, fomenta la cooperación en la investigación y desarrollo de sistemas de generación eoloeléctrica. Cabe mencionar que la mayoría de los países miembros a dicho acuerdo ya han establecido programas gubernamentales para apoyar la investigación y desarrollo tecnológico en el tema. Hasta el año 2003 este acuerdo contaba con 21 países integrantes, siendo México uno de sus miembros a partir de 1997 y los 20 países restantes los siguientes: Alemania, Australia, Austria, Canadá, Corea, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Grecia, Irlanda, Italia, Japón. Los Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Portugal, Reino Unido, Suecia y Suiza.

La AIE, a través de su acuerdo eólico, ha sido de gran importancia en lo que respecta a cooperación internacional en materia de aportación al desarrollo de tecnología, así como para la unificación de criterios y estándares los cuales han sido la base para las normas internacionales emitidas por la Comisión Electrotécnica Internacional.

El inicio de la industria eoloeléctrica como mercado de competencia se puede situar en la primera mitad de la década de los ochenta en los Estados Unidos, país que en ese entonces contaba con el 95% de la capacidad eoloeléctrica instalada en el mundo concentrada en el estado de California, con cerca de 15 000 aerogeneradores de diversos fabricantes, tanto estadounidenses como europeos, permitiendo así la competencia y el desarrollo de tecnologías, logrando de esta manera un crecimiento significativo para el mercado europeo a principios de la década de los noventa.

A finales de 1996 se contaba con 6000 MW instalados alrededor del mundo, siendo para el siguiente año más de 7000 MW la capacidad instalada y conectada a sistemas eléctricos convencionales. En 1998 se agregaron 2 590 MW más para alcanzar la cifra de 10 000 MW, lo cual representó un aumento en la capacidad instalada en el mundo de 31% y de los cuales 1 766 MW se instalaron en Europa y 577 MW en los Estados Unidos. Al concluir 1999 se contaba con cerca de 13 900 MW y para el año 2000 se agregaron 4600 MW para superar los 18 000 MW instalados en el mundo, de los cuales 13 000 se encontraban en Europa. En 2001 se instalaron 6 800 MW eoloeléctricos para superar los 24 000 MW totales instalados alrededor del mundo. A finales de 2002, la capacidad eoloeléctrica acumulada era cercana a 31 000 MW y para finales de 2003 la industria eoloeléctrica contaba con más de 39 000 MW.

Como se aprecia en la figura 2.1, llegando aproximadamente a 59 000 MW de capacidad instalada para diciembre de 2005.

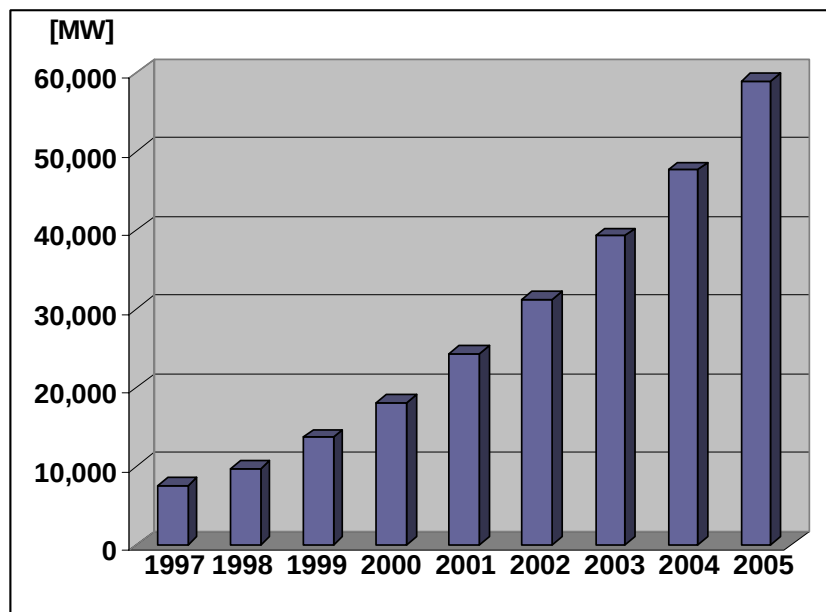


Figura 2.1 Crecimiento de la capacidad eoloeléctrica en el mundo

(Fuente: WWEA, 2006)

Se debe destacar el compromiso adquirido al respecto por dos países cuya capacidad eoloeléctrica instalada ya es de consideración, dichos países son India y China. Al finalizar el año 2005 la capacidad eoloeléctrica de la India era cercana a 4 450 MW ubicándose en el cuarto lugar mundial; es de destacarse el hecho de que la India ocupe esta posición, sobre todo por su condición de país en vías de desarrollo, colocándose en este aspecto, por encima de varios países industrializados. Por su parte, China ha ido aumentando su capacidad paso a paso con lo que a finales del 2005 contaba con una capacidad instalada de 1 260 MW.

En lo que respecta al mercado latinoamericano, se puede apreciar un rezago en este tema. Se contaba con una capacidad eoloeléctrica instalada de 73 MW en 1998 aumentando a 120 MW para el año 2002, siendo aproximadamente 165 MW la capacidad total instalada para 2005. Es notable la actividad que se ha desarrollado en materia de planeación y negociación de proyectos eoloeléctricos; desafortunadamente, dichos proyectos no han sido concretados, en gran medida por la falta de interés de los gobiernos en lo que respecta a la formulación de una política energética para el desarrollo sustentable.

El continente europeo lidera por mucho en cuanto a capacidad instalada al contar aproximadamente con el 70% de la capacidad mundial. La tabla 1 desglosa la capacidad instalada hasta diciembre de 2005 de los países que cuentan con generación eoloeléctrica. En ella se puede apreciar a Alemania como el país con mayor capacidad instalada no solo en Europa si no en todo el mundo al contar con un tercio de la capacidad mundial instalada.

EUROPA	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW
Alemania	2875	4443	6113	8753	12000	14000	16628	18428
España	834	1542	2402	3335	4828	5780	8263	10027
Dinamarca	1383	1771	2297	2417	2889	3094	3117	3128
Italia	178	283	389	697	785	820	1125	1717.4
Reino Unido	333	347	409	485	557	648	888	1353
Países bajos	361	411	448	483	700	900	1078	1219
Portugal	51	61	100	127	190	217	522	1022
Austria	30	42	78	95	138	267	606	819
Francia	21	25	79	85	137	231	386	757.2
Grecia	55	158	189	272	276	354	489	573.3
Suecia	174	215	231	280	315	390	442	509.9
Irlanda	73	73	118	125	138	150	339	496
Noruega	9	13	13	17	97	100	270	270
Bélgica	6	9	9	31	31	56	95	167.4
Finlandia	18	39	38	39	39	52	80.5	82
Ucrania	5	5	5	40	40	51	68.6	73
Polonia	5	5	7	28	28	58	63	73
Luxemburgo	9	10	10	15	15	16	35	35.3
Estonia	0	0	0	0	0	5	6	30.4
Rep. Checa	5	5	5	5	5	10	17	28
Latvia	0	0	1	1	1	24	26	26.7
Turquía	9	9	20	19	19	19	20.6	20.6
Hungría	0	0	0	1	1	2	3.3	17
Rusia	5	5	5	5	5	7	10.8	14
Suiza	0	0	3	5	5	5	9	11.6
Bulgaria	0	0	0	0	0	0	10	10
Lituania	0	0	0	0	0	0	0	7
Otros	-	-	-	-	-	-	-	15.2
Total	6,434	9,466	12,965	17,356	23,235	27,257	34,600	40,932

AMÉRICA	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW
E. U.	1820	2534	2555	4245	4655	6336	6740	9149
Canadá	82	125	140	207	238	317	444	683
Costa Rica	27	51	51	66	66	69.9	69.9	69.9
Argentina	13	13	13	13	26	26	26.6	26.8
Brasil	17	19	20	20	20	22	23.8	28.6
Colombia	15	17	17	18	19	19	19.5	19.5
Caribe	13	13	13	13	13	13	13	13
México	3	3	3	3	3	2.2	2.2	2.2
Chile	0	0	0	2	2	2	2	2
Perú	0	0	0	0	0	0	0	0.7
Cuba	0	0	0	0	0	0	0.45	1.8
Uruguay	0	0	0	0	0	0	0.15	0.2
Total	1,990	2,775	2,812	4,587	5,042	6,807	7,342	10,000

Tabla 1 Capacidad eoloelectrica instalada en el mundo (Fuente WWEA, 2006)

ASIA	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW
India	992	1035	1220	1507	1702	1900	2985	4430
China	352	404	340	399	466	468	764	1260
Japón	30	68	150	300	384	401	896.2	1040
China Taipei	-	-	-	-	-	-	502.3	592.3
Corea del Sur	2	7	8	8	8	8	56.3	119.1
Filipinas	-	-	-	-	-	-	-	29
Taiwán	0	0	3	3	3	8	8	8
Sri Lanka	0	0	3	3	3	3	3	3
Total	1,376	1,514	1,724	2,220	2,566	2,788	5,215	7,481

REGIÓN PACÍFICO	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW
Australia	9	8	34	73	103	196	379	572
N. Zelanda	24	35	37	37	37	37	167	162.8
Otros	-	-	-	-	-	-	-	5.2
Total	33	43	71	110	140	233	546	740

M. ORIENTE Y ÁFRICA	1998 MW	1999 MW	2000 MW	2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW
Egipto	6	36	63	125	125	125	145	145
Marruecos	0	14	54	54	54	54	54	64
Túnez	0	0	11	11	11	19	19	20
Irán	11	11	11	11	11	11	25	31.6
Jordania	0	1	2	2	2	2	2	2
Total	17	62	141	203	203	211	245	262.6

Tabla 2.1 Capacidad eoloelectrónica instalada en el mundo (Continuación)

De esta manera, el porcentaje de participación mundial por continentes queda como lo indica la figura 2.2.

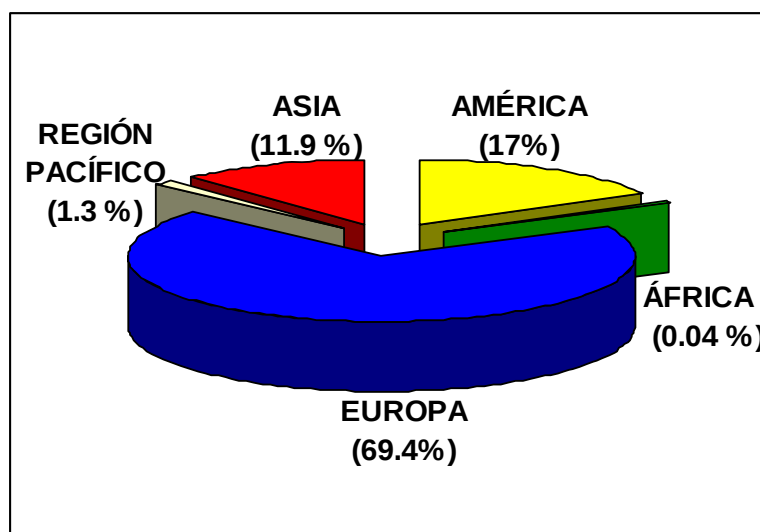


Figura 2.2 Porcentaje de capacidad eoloelectrónica instalada por continente
(Fuente: WWEA, 2006)

Es notable el crecimiento de la generación eólica que se ha venido dando a través de los últimos años alrededor del mundo. En los últimos veinte años el costo de la generación de la electricidad en centrales eólicas conectadas a sistemas eléctricos convencionales, ha disminuido considerablemente. En 1991 el costo promedio de generación era 35 centavos de dólar por kWh, mientras que en 2002 el costo promedio fue cercano a 4 centavos de dólar por kWh. El pronóstico para el 2006 estima que la capacidad eoloeléctrica instalada en el mundo puede llegar a 50, 000 MW. De ser así, el volumen de ventas total en la industria eólica llegará a tener un promedio aproximado de 4 mil millones de dólares por año.

Las proyecciones de la unión europea estiman que para el año 2020 los costos por kW instalado se reduzcan de un 25 a un 50% de los costos actuales que son aproximadamente de 1000 euros por kW instalado.

2.2 Estrategias de los principales mercados internacionales

2.2.1 Alemania

Alemania es el país con mayor capacidad eoloeléctrica instalada en el mundo, la experiencia alemana en lo que respecta a generación eólica data de hace poco más de 30 años en los que el gobierno federal ha jugado un papel fundamental a través de una importante inversión de recursos económicos que ha permitido el desarrollo y mejoramiento de tecnología propia; así como también ha sido fundamental para el éxito y crecimiento de la industria eoloeléctrica mediante la implantación de programas destinados al impulso de tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables.

A finales de la década de los ochenta, el gobierno alemán instauró un programa llamado 250 MW Wind que hasta la fecha se mantiene vigente, en el que los operadores de las centrales eólicas adscritos a dicho programa reciben asistencia para la adecuada operación de sus instalaciones, así como un subsidio por la energía entregada a la red eléctrica pública que en 1994 era de 3.87 centavos de dólar por kWh y de 5.10 centavos de dólar si la producción se destinaba al autoabastecimiento, para el 2001 dicho subsidio correspondió a 0.0307 Euros/kWh para sistemas conectados a la red eléctrica y 0.0409 Euros/kWh para sistemas de autoabastecimiento.

En enero de 1991 entró en vigor la Ley para la Alimentación Eléctrica, en la que se obligó a las compañías eléctricas a comprar electricidad proveniente de fuentes renovables al precio garantizado de 90% de la tarifa promedio que pagan los consumidores privados, excluyendo el 15% de impuesto, en 1999 esto correspondió a 0.0845 Euros/kWh.

En 1999 el gobierno alemán preparó una ley específica para las energías renovables que entró en vigor el 1° de Abril de 2000 en la que principalmente se destaca que:

- Los operadores de la red eléctrica deben darle prioridad de acceso a la generación proveniente de fuentes renovables.
- Tarifa fija para la compra de electricidad proveniente de cada una de las fuentes de energía renovable.

La ley establece que los productores de electricidad deben recibir 0.0910 Euros/kWh en los primeros cinco años de operación, a partir del sexto año la tarifa baja a no menos de 0.0612 Euros/kWh siempre y cuando los aerogeneradores hayan producido para el comienzo del sexto año 150% más energía que un aerogenerador estándar¹ definido como referencia. Para los aerogeneradores que están por debajo de este 150%, la tarifa de los primeros cinco años se extiende dos meses por cada 0.75 de punto porcentual de producción hasta lograr el 150% teórico establecido, con la previsión de una disminución en la tarifa del 1.5% anual a partir de 2002.

2.2.2 Dinamarca

De la necesidad de no depender en su totalidad de combustibles importados y mantener una reserva de combustibles fósiles, el gobierno danés se dio a la tarea de fomentar avances tecnológicos con vías a un desarrollo sustentable. Es en 1985 cuando Dinamarca comienza la instalación de centrales eólicas por medio de un compromiso entre el gobierno y las compañías eléctricas para la instalación de 100 MW eoloeléctricos, meta que se alcanzó en el año de 1992. Para el 2004 la capacidad eoloeléctrica instalada de Dinamarca sobrepasó los 3,100 MW.

En 1993 el gobierno danés impulsó una ley que establecía que las compañías eléctricas permitieran la conexión a la red a las centrales eólicas y que debían pagar por la energía producida, dicho pago se acordó en 85% de la tarifa convencional por kWh generado, esto correspondía a 5.97 centavos de dólar por kWh en 1997. Además, el gobierno otorgó 1.57 centavos de dólar por kWh por reembolso del impuesto a la emisión de CO₂.

En la actualidad, la política energética de Dinamarca contempla incentivos económicos como el bono ambiental, la investigación y desarrollo tecnológico y la licitación de centrales eoloeléctricas en el mar. A partir de 2003, el precio de compra de la energía eoloeléctrica es igual al precio de mercado mas el bono ambiental de aproximadamente 1.57 centavos de dólar, esta suma no puede sobrepasar los 5.65 centavos de dólar. Esto aplica a todos los aerogeneradores comprados hasta el 31 de diciembre de 1999 con edad de 10 a 20 años. Asimismo, aplica a todos los aerogeneradores comprados después del 1° de enero del 2000.

Actualmente, Dinamarca está apostando a las centrales eólicas en el mar, desarrollando tecnología adecuada para las condiciones en este tipo de ambiente. En 2002 se construyó una central eólica de 160 MW mar adentro, con máquinas de 2 MW de capacidad nominal. Se trazó la meta estratégica de contar con 4,000 MW instalados mar adentro para el año 2030. Entre los principales elementos de la política energética que Dinamarca ha utilizado para el desarrollo de su industria eólica podemos encontrar:

- | | |
|---|--------------------------------|
| - Convenios de compra | - Procedimientos de planeación |
| - Impuestos | - Programas de investigación |
| - Subsidios a la producción | - Cooperación internacional |
| - Acuerdos de utilidades | - Esquemas de aprobación y |
| - Regulación para la interconexión a la red | - Certificación |
| - Regulación para propietarios de tierras | - Normalización |

¹El aerogenerador estándar es aquel que genera un valor promedio obtenido en un periodo de 5 años de una serie de diversos tipos de aerogeneradores operando a una velocidad de viento media de 5.5 m/s, a una altura de 30 m.

2.2.3 España

El gobierno de España empezó a fomentar el desarrollo eoloelectrico desde 1980. De 1980 a 1985 se instauraron programas gubernamentales para evaluar el recurso eólico y desarrollar tecnología propia. La evaluación del recurso eólico continuó de 1985 a 1990. En 1994 el gobierno español emitió una ley que estableció el precio que se pagaría a las centrales eoloelectricas de autoabastecimiento, se otorgaron subsidios a la inversión de proyectos eoloelectricos de la siguiente manera: 26% para proyectos comerciales, 35% para proyectos demostrativos y 49% para proyectos de innovación tecnológica.

En Noviembre de 1997 se estableció la ley 54/1997 del sector eléctrico, la cual estableció los principios de un nuevo modelo para la generación de electricidad basado en la libre competencia. En 1998 se promulgó el Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, el cual estableció una serie de incentivos para las instalaciones basadas en energías renovables tomando en consideración sus características especiales y su nivel tecnológico; se establecieron condiciones de entrega de la electricidad producida por fuentes renovables, incluyendo contratos con la empresa distribuidora, derechos y obligaciones de los productores en régimen especial.

La retribución que los productores de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables es:

$$P = P_m + I_n \pm E_R$$

Donde:

P	Pago en Euros
P _m	Precio de mercado
I _n	Incentivos
E _R	Suplemento o penalización por concepto de energía reactiva

Originalmente, la prima para generación eoloelectrica se estableció en 0.03 euros/kWh, debiéndose revisar esta prima anualmente por el Ministerio de Industria y Energía, tomando en cuenta la variación del precio medio de venta de la electricidad.

Al igual que en otros países, el éxito de la industria eoloelectrica se debe a los siguientes factores fundamentales:

- Leyes y reglamentos específicos a las fuentes de energías renovables
- Apoyo gubernamental para investigación y desarrollo tecnológico
- Desarrollo de una industria eoloelectrica propia
- Disponibilidad de recurso eólico
- Apoyo público

Es evidente que el desarrollo eoloelectrico en España ha creado miles de empleos directos e indirectos (la meta del Plan de Fomento para el Desarrollo de las Energías Renovables es instalar 2,400 MW eoloelectricos para el periodo 2002-2006 y 2,600 MW para el periodo 2007-2010), este desarrollo ha permitido la generación de recursos a los propietarios de tierras eolicas y la exportación de bienes y servicios a varios países del mundo, dando como resultado ingresos al gobierno español por concepto de impuestos que se generan en la industria eoloelectrica.

2.2.4 Estados Unidos

A causa de las crisis petroleras de 1973 y 1978, los Estados Unidos crearon, por medio del Acta de políticas Reguladoras para la Compañía Pública Eléctrica, las primeras reglas de mercado para la generación eoloeléctrica, estableciendo por ley que las compañías eléctricas compraran electricidad a pequeños productores que utilizaban fuentes renovables en centrales de menos de 80 MW de capacidad nominal. En aquellos años, los incentivos aportados por los gobiernos federal y estatal constituían el 50% del costo de inversión de una central eólica, por lo que la contribución fiscal de los propietarios de centrales disminuyó, aunado a contratos que garantizaban la compra de la electricidad por diez años, dando como resultado el comienzo de la industria eoloeléctrica norteamericana.

El crecimiento de la industria eoloeléctrica estadounidense se vio mermado en 1985 debido a diversos factores, entre ellos los precios del petróleo y el gas natural que se encontraban por debajo de lo esperado, aunado al fin del contrato establecido para la compra de electricidad proveniente de fuentes renovables.

En 1992, la Ley pública 102-486 otorgó incentivos fiscales a la producción mediante energías renovables, otorgando un periodo de vigencia (1° de enero de 1994 a 31 de diciembre de 2002) para adscribirse a dicho programa, el cual otorga un incentivo de 15 centavos de dólar por kWh por un periodo de 10 años, haciéndose una revisión anual de dicho incentivo, que para 2001 fue de 17 centavos de dólar por kWh generado.

Otro incentivo importante para el negocio de la generación eólica fue la depreciación acelerada del equipo de una central eoloeléctrica (en un periodo de 5 años), lo que permite deducir la pérdida de valor del activo en un cierto plazo; es decir, corresponde a la parte de una inversión que se puede deducir del impuesto sobre la renta en cualquier año, disminuyendo así el pago de impuesto durante los primeros años de un proyecto.

Otro aspecto importante que contribuye al crecimiento de la industria eoloeléctrica norteamericana son sin duda los incentivos que cada estado otorga de acuerdo a su propio contexto. Dichos incentivos son del tipo económico como descuentos, créditos y exoneración en el pago de impuestos por venta del costo total de aerogeneradores, préstamos de capital con intereses bajos (cerca de 5%); incentivos de tipo legal y reglamentario como el decreto que por ley establece que las compañías suministradoras de electricidad deben tener un cierto porcentaje de generación proveniente de energías renovables a cambio de ciertas concesiones, así como también el apoyo que se le da a programas de investigación financiados por los impuestos de los contribuyentes.

En materia de costos, se ha informado que el costo de la electricidad producida en grandes parques eólicos situados en buenos emplazamientos de Texas y otros estados, está por debajo de 5 centavos de dólar por kWh y se han firmado contratos a largo plazo por menos de 4 centavos por kWh.

Como se puede notar, el programa de incentivos de los gobiernos federal y estatal ha contribuido de manera importante en el resurgimiento del mercado eoloeléctrico norteamericano. Sin embargo, se considera que el desarrollo eoloeléctrico en los últimos 10 años ha sido lento comparado con Alemania, por lo que se anticipa que los Estados Unidos incrementará sus esfuerzo en el fomento del desarrollo de la industria eoloeléctrica.

2.2.5 India

La India es el país en vías de desarrollo que ocupa el primer lugar en cuanto a capacidad eoloelectrica instalada. Fue en 1986 cuando se instaló la primera estación anemométrica en la India con el fin de evaluar el potencial eólico para el desarrollo de proyectos.

El gobierno hindú cuenta con un Ministerio de Fuentes de Energía No Convencionales que a su vez cuenta con una Agencia para el Desarrollo de la Energía Renovable de la India la cual obtuvo un préstamo de 78 millones de dólares por medio del Banco Mundial, que se destinaron a la implementación de la energía eólica, también gestionó la obtención de préstamos a través del Banco para el Desarrollo Asiático y de la Agencia Internacional Danesa para el Desarrollo.

Entre las medidas de apoyo que la India ha adoptado para el desarrollo de su sistema eoloelectrico se cuenta con:

- La condonación en el pago de impuestos durante los primeros cinco años de operación de una central eólica.
- La depreciación acelerada del 100% en la inversión en bienes de equipo durante el primer año de operación.
- La compra de aerogeneradores está libre de aranceles.
- Se concede la exención del pago de impuestos en la compra de una amplia variedad de componentes para centrales eoloelectricas y aerogeneradores.
- Se dan incentivos a la producción.

En el año 2002 se prolongó a 10 años la exención en el pago de impuestos a las centrales eolicas y al igual que en caso norteamericano, cada estado ofrece su propio esquema de incentivos. Se estima que la India cuente con más de 3 000 MW instalados para 2006 mediante proyectos financiados por el gobierno.

El gobierno hindú, con ayuda de Dinamarca, construyó un Centro tecnológico de Energía Eólica enfocado a crear capacidad local de abastecimiento y cuyas actividades principales son:

- Investigación y desarrollo tecnológico
- Pruebas y certificación de aerogeneradores y sus componentes
- Análisis de fallas y pruebas recurrentes
- Evaluación técnica
- Actividades de capacitación

Actualmente existen compañías que fabrican aerogeneradores en India y producen hasta el 70% de los componentes, lo cual es un indicativo de la cantidad de empleos generados por la industria eoloelectrica hindú.

2.2.6 Brasil

En Abril de 2002, el congreso brasileño aprobó una iniciativa de ley para que la compañía del estado encargada del sector eléctrico (Electrobras) contratara 3,300 MW provenientes de energías renovables. Fue hasta finales de 2004 cuando el presidente brasileño firmó dicho decreto correspondiéndole a la generación eoloeléctrica 1,100 MW. Electrobrás pagará 7 centavos de dólar por kWh generado para centrales eólicas con factor de planta² menor al 34%, comprando aproximadamente a 6.2 centavos de dólar por kWh a las centrales con factores de planta entre 34% y 42%.

El financiamiento para dicho mercado provendrá de un incremento en la facturación de electricidad de Electrobras del 1.3%. El Banco Mundial de Desarrollo destinará 2,000 millones de dólares para financiar los proyectos con préstamos a diez años con una tasa de interés anual de 10% más un 3.5% adicional por otros conceptos. Los inversionistas estarán libres del pago de intereses hasta pasados seis meses de la puesta en operación de las centrales.

De los 1,100 MW destinados a satisfacerse por medio de la generación eoloeléctrica, la mitad de los contratos se otorgarán a las subsidiarias de Electrobras y la otra mitad se licitará en la modalidad de producción independiente. Con este programa, Brasil espera atraer 3,000 millones de dólares en inversión y crear 150,000 nuevos empleos.

2.3 Desarrollo eoloeléctrico en México

2.3.1 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El 23 de diciembre de 1992 se publicó en el Diario Oficial de la Federación, un decreto de reforma a la Ley del servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento; en los que se establecieron diversas modalidades en las que los particulares podrían generar electricidad: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, generación independiente y exportación.

- En el autoabastecimiento se permite que las personas físicas o morales generen electricidad para satisfacer sus necesidades propias.
- La cogeneración se refiere a la producción de electricidad por medio de vapor u otro tipo de energía térmica secundaria y también debe destinarse al autoabastecimiento de los establecimientos asociados con la cogeneración.
- En la modalidad de producción independiente también se permite generar energía eléctrica para su venta a CFE, la cual tiene la obligación de adquirir la electricidad mediante un contrato específico.
- En la modalidad de pequeña producción, la capacidad de producción está limitada a 30 MW y debe venderse exclusivamente a CFE.

Los motivos expuestos que dieron lugar a esta reforma fueron la modernización en la prestación del servicio público, el aumento a la inversión privada para reducir la carga financiera al estado y el aumento en la productividad.

Con esta reforma, y los resultados obtenidos en la CE La Venta, se despertó el interés por parte de los inversionistas privados para la construcción de centrales eólicas, comenzando así la formulación y gestión de proyectos eoloeléctricos en el sector eléctrico mexicano. Desafortunadamente, las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica no favorecieron a la generación de electricidad mediante fuentes de energía renovables, ya que las reglas de compra-venta de excedentes de energía y energía faltante limitaron considerablemente la viabilidad de cualquier proyecto eoloeléctrico para autoabastecimiento. Para la modalidad de pequeña producción, las reglas de despacho dejaron sin oportunidad a las fuentes de generación intermitente. Respecto a la generación independiente, no se consideró capacidad eoloeléctrica alguna y se manifestó que la CFE está obligada a comprar la energía que resulte más barata.

Sin embargo, a pesar de las barreras legislativas para el desarrollo de centrales de generación independiente basadas en energías renovables, específicamente hablando de energía eólica, se ha continuado con la gestión de proyectos eoloeléctricos, encontrando gran cantidad de propuestas de producción eléctrica, especialmente para el corredor eólico del Istmo de Tehuantepec. Desde 1998, la Comisión Reguladora de Energía ha otorgado 5 permisos, 4 de autogeneración y uno de exportación para instalar 792 MW a partir de energía eólica mediante capital privado en Oaxaca y Baja California. Entre las empresas interesadas podemos encontrar a Fuerza Eólica del Istmo S.A de C.V, Cementos Pórtland Cruz Azul S.C.L, Gamesa eólica, ABB, GUASCOR, entre otras.

Los congresos, coloquios y reuniones que se han venido dando a lo largo de los años en la materia, han ayudado a la creación de propuestas para lograr la apertura de la industria eoloeléctrica al sistema eléctrico nacional. Se requiere de promover e implantar las estrategias necesarias para lograr dicho objetivo como son:

- Desarrollar e implantar un marco regulador específico para la generación eoloeléctrica que incluya elementos que faciliten su integración al sistema eléctrico nacional.
- Establecer una estrategia y un programa para la evaluación y caracterización del recurso eólico del país.
- Planear el crecimiento de la generación eoloeléctrica en términos de un ordenamiento ecológicamente adecuado.
- Desarrollar e implantar la normatividad en materia técnica y ambiental.
- Establecer un precio de compra de la energía eoloeléctrica, implantando los sistemas de retribución considerando incentivos fiscales para atraer la inversión.
- Promover el uso de fuentes de energías renovables.
- Establecer un programa continuo de investigación y desarrollo, en las instituciones de investigación del sector eléctrico.

En el caso particular de México, se cuenta con una capacidad instalada de 2.2 MW producto de las plantas de Guerrero negro en Baja California Sur con una unidad cuya capacidad es de 600 kW y La CE La Venta, en Oaxaca con 7 unidades de 225 kW cada una que dan una capacidad instalada de 1.575 MW.

A finales de 1993 la CFE licita la construcción de una central eoloelectrica de 1, 575 kW para ser construida en terrenos del ejido La Venta, Municipio de Juchitán, Oax. Su construcción inició en Enero de 1994 y su puesta en operación se realizó en agosto del mismo año. Finalmente, en diciembre de 1998, entró en operación una nueva central eólica, la de Guerrero Negro. Que se ubica dentro la Zona de Reserva de la Biosfera el Vizcaíno, en la Península de Baja California Sur.

Los costos de generación en La Venta son de aproximadamente 4.3 centavos de dólar por kWh, resultado del alto factor de planta alcanzado y el costo de instalación que fue de 2,137,336 US\$ correspondiendo a 1,357 US\$ por kW instalado.

Este año se cumplen 12 años desde que la central eólica La Venta se puso en operación, en los que no se han presentado problemas graves en equipos. Los problemas que se presentan de manera general han sido a causa de descargas atmosféricas ocasionando daños en algunas protecciones electrónicas, paros forzados por exceso de temperatura en el interior de la carcasa y desgaste de rodamientos en los generadores eléctricos.

Actualmente se construye en México la central eoloelectrica La Venta II bajo el esquema de obra pública financiada, la cual representa para nuestro país el primer paso sólido en la producción de energías renovables.

El parque se ubica en la región del Istmo de Tehuantepec, Oaxaca y es construido por las empresas españolas Gamesa Eólica e Iberdrola Ingeniería y Construcción (Iberinco). Contará con 98 aerogeneradores, modelo Gamesa G52 de 850kW, que suman una capacidad instalada de 83.3 MW. Iberinco, la mayor empresa de ingeniería española, se encargará de desarrollar los trabajos de ingeniería y construcción para entregar el proyecto bajo la modalidad “llave en mano”, mientras que Gamesa Eólica, el segundo fabricante mundial de aerogeneradores, suministrará las turbinas eólicas. Se fijó un plazo de 419 días naturales y el arranque de operaciones está previsto para el 1 de noviembre de 2006. El monto total del contrato es por 111.4 millones de dólares.

De acuerdo con CFE, el parque eólico La Venta II permitirá una reducción de 400 mil toneladas anuales de CO₂. En concreto, la producción anual de los 83.3 MW de esta instalación sustituirán a 19,784 toneladas equivalentes de petróleo al año.

Adicionalmente la Secretaría de Energía (SENER) tiene programada la construcción de otros 505 MW de capacidad eólica (en la modalidad de productor independiente en la misma región en los próximos años, con lo que se espera tener instalados 588 MW para el 2014. Existen 7 permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para proyectos privados de autoabastecimiento con tecnología eólica que aportarán en los próximos años un total de 950 MW al Sistema Eléctrico Nacional.

2.3.2 Iniciativa de ley para el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía (LAFRE)

Ya que los esquemas de financiamiento en México han sido insuficientes para el fomento de las energías renovables, la iniciativa de la LAFRE tiene como uno de sus instrumentos más poderosos la creación de un fideicomiso que otorgaría incentivos temporales a proyectos que generen, mediante fuentes renovables, electricidad para el servicio público. Así mismo, cabe mencionar que de manera paralela, la SENER y el Banco Mundial desarrollan conjuntamente un esquema para implantar un fondo verde que daría a partir del 2006, incentivos a productores independientes de energía limpia que sea entregada a la CFE para servicio público.

La ley señala, entre otras cosas, que los pagos a los generadores por la energía que entreguen a las redes del sistema eléctrico nacional, reflejarán los costos evitados por los suministradores en virtud de la operación de los proyectos de generación. Así mismo, el sistema eléctrico nacional (SEN) deberá aceptar la electricidad generada a partir de fuentes renovables en cualquier momento que se produzca.

Avances recientes en materia de regulación energética en México

1. Dictamen favorable a la iniciativa de ley para el aprovechamiento entre las fuentes renovables de energía en Diciembre de 2005, por la cámara de diputados.
2. Modificación del modelo de contrato de interconexión para autoabastecimiento con energías renovables intermitentes por la CRE, con la finalidad de incorporar una metodología para estimar y acreditar el aporte de capacidad de estas fuentes al sistema eléctrico nacional.
3. Proyecto de Norma Oficial Mexicana para la protección al medio ambiente durante la construcción, explotación y abandono de un parque eólico.

Una de las metas para el 2012 es que un porcentaje mínimo de participación de las energías renovables respecto a la generación total de electricidad sea del 8% sin incluir las grandes hidroeléctricas, dicha capacidad adicional requerida se logrará con:

1. Proyectos incluidos en la planeación de la expansión de CFE, una parte de los cuales deberán ser proyectos de pequeña escala (menores a 30 MW).
2. Proyectos de pequeña escala (menores a 30 MW) no incluidos en la planeación de la expansión de CFE. Proyectos de autoabastecimiento con fuentes renovables de energía.
3. Proyectos en comunidades rurales aisladas.

Contrato de interconexión para autoabastecimiento y otros instrumentos

A fin de promover el desarrollo de proyectos privados de energía en la modalidad de autoabastecimiento mediante energías renovables del tipo intermitente, la CRE aprobó instrumentos de regulación que consideran la disponibilidad intermitente del energético primario. La materia de estos instrumentos comprende la energía eólica, la solar y la hidroelectricidad con almacenamiento o disponibilidad de agua limitada.

Con estos instrumentos se permite al autoabastecedor inyectar a la red de transmisión del suministrador, la energía eléctrica generada, cuando se cuente con el energético primario, para ser consumida por sus centros de consumo cuando estos lo requieran.

En el pasado, los instrumentos de regulación aplicables a las energías renovables no reconocían la potencia que aportan los equipos de generación de energía eléctrica de este tipo a las horas de máxima demanda del SEN. Por tal motivo, la CRE aprobó en Enero de 2005 las modificaciones al modelo de contrato de interconexión aplicables a este tipo de fuentes, donde se determina la “potencia autoabastecida” del permisionario como el promedio de las potencias medidas en el punto de interconexión que se hayan presentado en los doce intervalos de medición incluidos dentro de la hora de máxima demanda, para todos los días laborables del mes en cuestión. Esta potencia autoabastecida permitirá reducir el cargo por demanda facturable de los centros de consumo del permisionario.

También se propone que el intercambio de energía eléctrica que actualmente se realiza utilizando el costo total de corto plazo (CTCP), se realice a través del cargo variable de las tarifas eléctricas, buscando así una mayor transparencia al determinar la cantidad de energía que el permisionario intercambia con sus socios.

Otras iniciativas

Iniciativa para modificar la ley del impuesto sobre la renta: Propone un nuevo estímulo fiscal que promueva la inversión y uso de energías renovables para vivienda, que consiste en un crédito fiscal del 30% a la inversión en equipos para la generación de energía proveniente de energías renovables.

Proyecto de ley especial sobre producción y servicios: Propone establecer un impuesto especial del 0.5% a las enajenaciones o importaciones de energía eléctrica, y que los recursos recaudados se destinen al fomento de las energías renovables en la generación de electricidad.

Iniciativa para modificar la ley federal de derechos: Pretende que los combustibles fósiles paguen un derecho en función del bióxido de carbono liberado en su combustión, grabando su consumo, bajo el principio de que “el que contamina paga”. Para combustibles líquidos, propone derechos de 0.52 centavos a 0.97 centavos de peso por litro, y un mayor gravamen para los combustibles sólidos. Para el gas natural propone 19.7 centavos de peso por millar de pies cúbicos. Los ingresos recaudados se destinarían a la promoción de energías renovables.

CAPÍTULO 3. MEDICIONES ANEMOMÉTRICAS

**“Nunca hace mucho el que reflexiona demasiado.”
Johann Fridrich Vonchiller**

3.1 Origen de la energía del viento

La energía del viento procede en esencia del sol. La Tierra recibe 1.74×10^{17} Watts de energía por hora. Entre un 1 y 2 por ciento de esta energía se convierte en energía eólica. Esto es de 50 a 100 veces más de la energía que las plantas convierten en biomasa.

La Tierra recibe diferente magnitud de radiación solar en su superficie. Las masas de aire localizadas en las regiones ecuatoriales se calientan más que las encontradas en los polos, debido a esto, el aire caliente es más ligero que el aire frío y se eleva en la atmósfera hasta alturas aproximadas de 10 km. Las masas de aire caliente se desplazan hacia el polo norte y al polo sur donde descienden por efecto de enfriamiento y se desplazan nuevamente hacia el ecuador debido a la rotación de la tierra, lo que origina un ciclo de vientos globales que se repite una y otra vez mientras el sol brilla (ver Apéndice B). El comportamiento general de estos vientos es medido entre alturas de 1000 metros hasta 12 km por globos meteorológicos y tecnología satelital.

Una vez conocidos los fenómenos generales que producen los vientos globales, es necesario distinguirlos respecto a los vientos de superficie útiles para la generación eléctrica. Uno de los primeros pasos para determinar si un sistema eólico es adecuado para un sitio es determinar cuanta energía del viento está disponible.

Para conseguir esto, se deben medir y registrar las velocidades del viento por un periodo de tiempo determinado y, calcular la velocidad promedio resultante. Un sistema eólico necesita una velocidad promedio anual de al menos 18 km/h ($1 \text{ m/s} = 3.6 \text{ km/h}$) para considerar que existe viabilidad para instalar turbinas eólicas en un sitio específico.

3.2 Evaluación general del recurso eólico

Para un aprovechamiento óptimo de la energía del viento, es de vital importancia realizar una valoración energética, caracterizar el comportamiento del viento existente en la zona de implantación. La correcta realización de estas estimaciones es muy importante en temas tan diversos como la rentabilidad de la instalación, el régimen de cargas estructurales que soportan las máquinas, la programación de los trabajos de mantenimiento, la estrategia de operación técnica de los aerogeneradores, la disposición de las máquinas en el terreno, etc.

Variaciones del orden del 10% en este estudio significan diferencias del 30% en la producción energética obtenida. En este proceso de evaluación y caracterización, se busca aquel viento que reúna las características necesarias para su aprovechamiento. La evaluación del recurso eólico es una disciplina compleja que está sujeta a un gran número de factores interrelacionados.

Para evaluar correctamente el contenido energético del viento, es necesario recopilar todos los datos de carácter histórico existentes de la zona en estudio que permitan contar con información útil acerca de las características del viento. Para ello, existen diferentes técnicas que van desde la referencia popular, consulta de mapas de densidad de potencia del viento, hasta el uso de imágenes de satélite. Otros datos significativos a tomar en cuenta son, la vegetación existente, la topografía del terreno, el tipo de erosión presente, etc.

Así mismo, la evaluación de la factibilidad técnico-económica de un proyecto eoloelectrico exige un conocimiento detallado del comportamiento del viento, por lo que es imprescindible llevar a cabo mediciones anemométricas en el sitio. Un proyecto de evaluación del recurso eólico requiere de planificación y coordinación. Su éxito depende de las técnicas de medición utilizadas, capacitación del personal, la utilización de equipo de calidad y las técnicas completas del análisis de datos.

El proceso de estudio del recurso eólico está dividido en tres etapas, las cuales se clasifican de acuerdo a la extensión de la zona sujeta a evaluación y al grado de precisión y puntualidad de la información con la que se trabaja en un proyecto dado. La realización de estas etapas se basa en los objetivos del programa de energía eólica que se implemente y de la experiencia previa que se tenga en este aspecto.

Etapas A. Identificación preliminar del área

En esta etapa se investiga una región relativamente grande (por ejemplo, un estado o el territorio nacional), la identificación de estas áreas convenientes de recurso de viento se basa en información satelital, datos anemométricos de aeropuertos, topografía del área, etc.

Etapas B. Evaluación del recurso del viento del área

Se aplica para programas de medición que buscan caracterizar el recurso eólico en un área definida o grupo de áreas donde el desarrollo de centrales eólicas está siendo considerado. Los objetivos más comunes de esta escala de la medida de viento son:

- Determinar si los recursos eólicos existentes en el área, son suficientes para justificar las investigaciones en algún sitio específico dentro de ella.
- Comparar áreas para distinguir el potencial relativo de desarrollo.
- Obtener datos representativos para estimar el desempeño y/o la viabilidad económica al utilizar un aerogenerador dado.
- Comprobar que se cuenta con el potencial para la instalación de aerogeneradores.

Etapas C. Micrositing (Evaluación en el sitio)

Es la escala más pequeña, o tercera etapa, de la evaluación del recurso del viento (micrositing). Su objetivo principal es el de cuantificar la variabilidad en pequeña escala del recurso del viento sobre el terreno de interés particular. En el fondo, el proceso de micrositing o evaluación en el sitio se utiliza para conocer con certeza si es posible posicionar una o más turbinas eólicas en una superficie de tierra y estimar al máximo su producción general de energía.

3.3 Implicaciones técnicas y manejo de datos

3.3.1 Densidad del aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa. Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen. En otras palabras, cuanto "más pesado" es el aire, la energía que llega a la turbina eólica es mayor.

La densidad del aire, en cualquier sitio, es inversamente proporcional a la temperatura ambiente y directamente proporcional a la presión atmosférica (por lo tanto, disminuye con la altura sobre el nivel del mar). Al nivel del mar, ρ_a tiene un valor estándar $\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$ (1013.3 mbar, aire seco, 15 °C). Para la evaluación del recurso eólico en un sitio determinado, la densidad del aire puede calcularse mediante la ecuación:

$$\rho = 1.225 \left(\frac{288.15}{T_s} \right) \left(\frac{P_s}{1013.3} \right) \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

T_s - Temperatura ambiente promedio en el sitio, en ° K, durante un cierto período.

P_s - Presión atmosférica promedio en el sitio, en mbar, durante el mismo período.

Las variaciones diurnas de la densidad debido a cambios de presión son pequeñas comparadas con los efectos de la temperatura estacional. Por ello, el promedio de la densidad del aire para un período mensual en un sitio específico se puede estimar mediante la ecuación:

$$\rho = 1.225 \left(e^{\left(\frac{z}{8435} \right) - \left(\frac{\bar{T} - 15}{288} \right)} \right) \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

$\bar{T}$ - Temperatura ambiente promedio en el sitio, en °C, durante el periodo mensual.

z - Altura del sitio sobre el nivel medio del mar, en metros.

3.3.2 Potencia y energía del viento

En cuestión de aerogeneradores, el potencial ideal de energía del viento varía proporcionalmente al cubo de su velocidad, al área de barrido del rotor y a la densidad del aire.

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\text{W}] \quad \text{Ec. 3.3}$$

Sin embargo, de acuerdo con la Ley de Betz, los aerogeneradores solo pueden extraer, en condiciones de máxima eficiencia, el 59 % de la potencia del viento, por lo que la potencia del viento está dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 (0.59) \quad [\text{W}] \quad \text{Ec. 3.4}$$

Lo más importante es comprender que la mayor parte de la energía eólica se encuentra a velocidades por encima de la velocidad promedio del viento en el sitio que es motivo de estudio. Esto resulta evidente ya que las velocidades del viento altas tienen un contenido energético mucho mayor que las velocidades del viento bajas.

3.3.3 Densidad de potencia del viento

Para fines de estimación energética de un lugar, la densidad de potencia del viento se define como la potencia disponible en el viento por unidad de área de barrido del rotor. Este parámetro es el verdadero indicador del potencial energético de un sitio, y se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_T = \frac{1}{2n} \rho_s \sum_{i=1}^n v_i^3 \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

$\bar{P}_T$ - Densidad de potencia promedio en un período T

n - Número de intervalos de 10 minutos en el período T

V_i - Datos continuos de la velocidad estacionaria en el período T

3.3.4 Parámetros e intervalos de muestreo

Una vez que se han validado todos los datos obtenidos en un periodo determinado de mediciones anemométricas, se deben realizar procedimientos de análisis estadísticos para evaluar apropiadamente el recurso eólico. Se trabaja con la totalidad de los datos y se obtienen parámetros estadísticos que permiten conocer las características del viento.

Valores promedio

El valor promedio de una variable se define como la media de todas sus muestras, excepto para la variable dirección del viento. Para la dirección del viento, el promedio debe ser una unidad vector resultante. Se debe calcular el valor promedio para todas las variables en base a un intervalo de 10 minutos, el cual es actualmente el periodo estándar internacional utilizado para mediciones eólicas, de acuerdo con estudios sobre el espectro energético del viento, cuya varianza mínima en datos recopilados, se alcanza para períodos de 10 minutos. Por ello, la velocidad promedio del viento en 10 minutos se considera como velocidad estacionaria.

Velocidad promedio del viento

Para fines de cuantificar el recurso eólico durante períodos diarios, mensuales, estacionales, anuales y multi-anuales, la velocidad promedio del viento, también llamada velocidad estacionaria del viento, se determina matemáticamente de la siguiente relación:

$$\bar{V}_T = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_{e_i} \left[\frac{m}{s} \right] \quad \text{Ec. 3.6}$$

Donde:

$\bar{V}_T$ - Velocidad promedio del viento

n - Número de intervalos de 10 minutos en el período T

V_{ei} - Valores de velocidad del viento, medidos en intervalos de 10 minutos en un período T

Máximos y mínimos

El valor máximo y mínimo se define como el valor más grande y pequeño respectivamente que se presenta en un periodo de tiempo determinado. Los valores máximos y mínimos de variables como velocidad del viento y temperatura se deben determinar por lo menos en un periodo de 24 horas, debiendo tomar en cuenta periodos más largos como los semanales, mensuales, estacionales y anuales.

Desviación estándar

La desviación estándar (σ) es una medida del grado de dispersión de los datos del valor promedio de una variable. Dicho de otra manera, la desviación estándar es simplemente el "promedio" o variación esperada con respecto de la media aritmética. Se define como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_{ei} - \bar{V}_T)^2} \quad \left[\frac{m}{s} \right] \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

n - Número de intervalos de 10 minutos en un período T

V_e - Datos continuos de la velocidad estacionaria en el período T

Una desviación estándar grande indica que los puntos están lejos de la media, por su parte una desviación pequeña indica que los datos están agrupados cerca de la media. Se debe determinar para variables como velocidad y dirección del viento.

En distribuciones con alta desviación estándar, usualmente el promedio deja de ser representativo. La desviación estándar de las velocidades y direcciones del viento son indicadores del nivel de estabilidad atmosférica, es también útil para detectar datos erróneos al momento de evaluarlos. Para conocer con detalle un conjunto de datos, no basta con conocer las medidas de tendencia central, sino que se requiere conocer también la desviación que representan los datos en su distribución, con objeto de tener una visión más acorde de los mismos con la realidad a la hora de describirlos e interpretarlos.

Turbulencia

Se llama turbulencia a los disturbios o irregularidades repentinas que se presentan en la velocidad y dirección del viento. Es importante determinarla debido a que altos niveles de turbulencia pueden disminuir sustancialmente la potencia de salida de un aerogenerador, así como causar desgaste prematuro en los elementos mecánicos debido a las cargas y rozamientos que produce.

El indicador de la turbulencia es la desviación estándar (σ) de las velocidades del viento. Normalizando este valor con la velocidad promedio obtenemos la intensidad de turbulencia (TI). Este valor permite clasificar el nivel de turbulencia de un sitio; valores menores o iguales a 0.1 indican bajos niveles de turbulencia, hasta 0.25 se considera moderada y mayores a 0.25 se considera un nivel alto.

Se define como:

$$TI = \frac{\sigma}{\bar{V}_T} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Donde:

σ - Desviación estándar de la velocidad del viento, en m/s.

$\bar{V}_T$ - Velocidad promedio, en m/s.

Coefficiente de rugosidad

Cerca de la superficie, el viento es modificado en su trayectoria y frenado por efecto de la interacción con el terreno. Este hecho provoca una variación en la velocidad del viento en función de la altura respecto del suelo. Para un área determinada, la presencia de distintas rugosidades en el terreno provoca turbulencias variables que dificultan el óptimo aprovechamiento del viento.

Cuando se han realizado mediciones con estaciones anemométricas durante un periodo determinado, es necesario calcular el coeficiente de rugosidad característico del lugar, como se indica a continuación:

$$\alpha = \frac{\log_{10} \left[\frac{v_2}{v_1} \right]}{\log_{10} \left[\frac{z_2}{z_1} \right]} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Donde:

v_2 = la velocidad el viento a la altura z_2

v_1 = la velocidad del viento a la altura z_1

Cuando no se disponen de mediciones y se desea conocer el coeficiente de rugosidad aproximado, ¹ se puede utilizar la tabla 3.1 para hacer una estimación:

Estimación del valor de α para distintos terrenos	
Tipo de Terreno	α
Liso (mar, arena, nieve)	0.09-0.12
Moderadamente rugoso (hierba, campos de cereal, regiones rurales)	0.13-0.20
Rugoso (bosques)	0.20-0.27
Muy Rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27-0.40

Tabla 3.1 Valores característicos del coeficiente de rugosidad del terreno.

(Fuente: Wind energy handbook)

3.3.5 Resultados estadísticos principales

A partir de esta información se pueden elaborar reportes como tablas de resumen, graficas de comportamiento como son, histogramas de frecuencia, rosa de los vientos, patrón diario de vientos, etc. La tabla 3.2 presenta los datos mínimos necesario que deben incluirse en los reportes mensuales. Actualmente se cuenta con diversos programas de software especializado para el manejo y procesamiento de todos los datos que se requieren en la caracterización del recurso eólico y elaboración de reportes.

Parámetros Medidos	Valores almacenados	Reportes	Presentación	Alturas
Velocidad del viento (m/s)	Promedio desviación estándar	Patrón diario de velocidades	Gráfica / Tabla	10 m. en adelante
Dirección del viento (grados físicos)	Desviación estándar de la dirección de la racha. Máxima	Rosa de vientos (16 sectores)	Gráfica	10 m. en adelante
Temperatura (°C)	Promedio Máximo / Mínimo	Distribución de frecuencia del viento	Gráfica / Tabla	10 m. en adelante
* Radiación solar (W/m ²)	Promedio Máximo / Mínimo	Patrón diario de temperatura	Gráfica / Tabla	3 m
* Velocidad vertical del viento (m/s)	Promedio Máximo / Mínimo	Variación del viento con la altura	Gráfica / Tabla	10 m. en adelante
* Presión barométrica (kPa)	Promedio Máximo / Mínimo	Intensidad promedio de turbulencia	Gráfica / Tabla	10 m. en adelante

Tabla 3.2 Reportes mínimos necesarios

(Fuente: wind energy handbook)

¹ El exponente α , debe asumirse como 0.2. El perfil del viento asumido se utiliza para definir el viento promedio vertical que cruzará por el área de barrido del rotor. 61400-1© IEC: Seguridad y diseño de aerogeneradores.

* Parámetros opcionales.

Patrón diario de velocidad del viento

Este resultado corresponde a una gráfica cuyos resultados tabulares indican el comportamiento típico del viento a lo largo del día durante un periodo dado (figura 3.1). Es de gran utilidad para conocer la relación entre el recurso eólico y su potencial de generación eoloelectrica. Esto resulta muy útil en el análisis económico del proyecto, ya que es posible estimar la facturación cuando se aplican estructuras tarifarias horarias a lo largo del día.

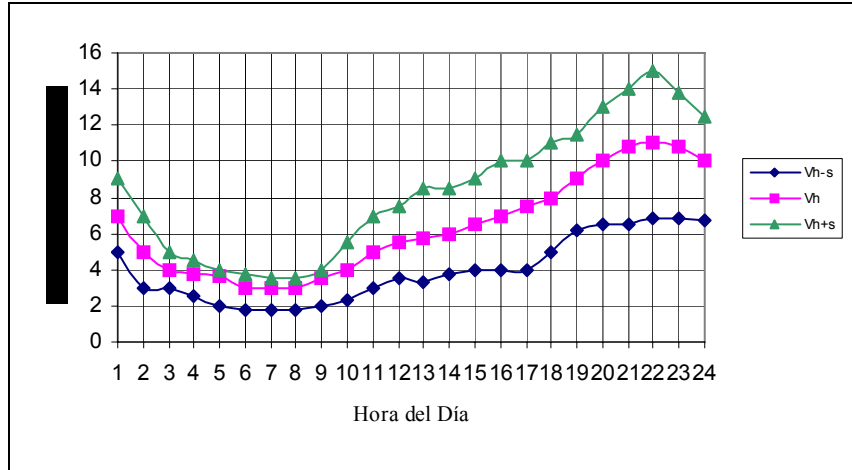


Figura 3.1 Ejemplo del patrón diario de velocidad de viento para un período mensual²

La velocidad media horaria $\bar{V}_h$ y la desviación estándar σ_k , que definen el patrón diario de velocidad se obtienen a través de las siguientes expresiones:

$$\bar{V}_h = \frac{\sum_{I=1}^D \bar{V}_{eh,i}}{D} \quad \left[\frac{m}{s} \right]$$

Ec.3.10

$$\sigma_k = \sqrt{\frac{1}{D-1} \sum (\bar{V}_{eh,i} - \bar{V}_h)^2} \quad \left[\frac{m}{s} \right] \quad \text{Ec.3.11}$$

Donde:

D - Número de días en el período

$\bar{V}_{eh,i}$ - Promedio horario de la velocidad estacionaria (V_e), a la hora h del i -ésimo día.

² Las figuras que no cuentan con la referencia correspondiente, fueron elaboradas para la documentación de este trabajo de tesis.

Histograma de frecuencias de las velocidades del viento

Es muy importante conocer las variaciones de la velocidad del viento. Para ello, se plasman las velocidades del viento y sus periodos de incidencia en un histograma de velocidades o en la curva que delimita, mejor conocida como gráfica de distribución de frecuencia (figura 3.2).

Este histograma indica la frecuencia con que la velocidad estacionaria del viento (V_e) ocurre. Usualmente, la frecuencia de ocurrencia se presenta en horas sobre un período mensual o anual. Este resultado es de gran utilidad, ya que al relacionarlo con la curva de potencia de un aerogenerador se puede estimar el potencial de generación de electricidad.

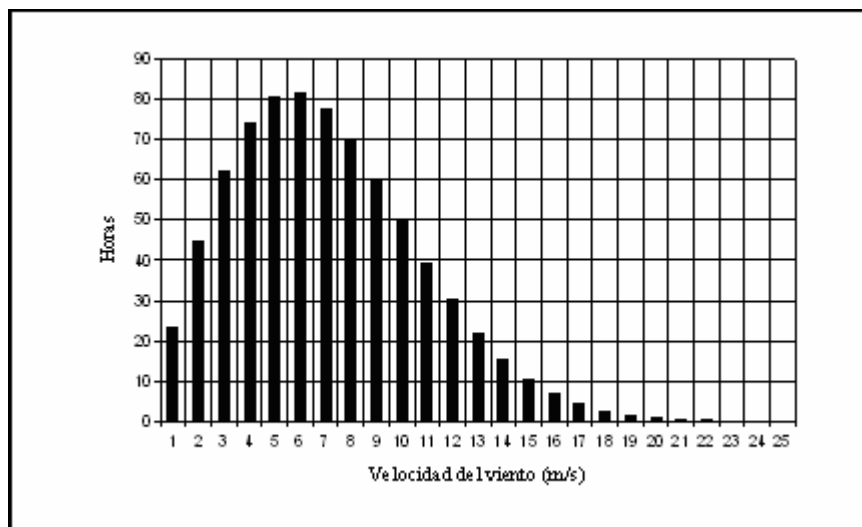


Figura 3.2 Histograma de frecuencias de la velocidad del viento

La rosa de los vientos

Al igual que el histograma de frecuencias, la rosa de los vientos es otra representación gráfica que se utiliza para caracterizar el comportamiento eólico, pero esta vez, en función de las direcciones cardinales de los vientos de una zona determinada (ver figura 3.3).

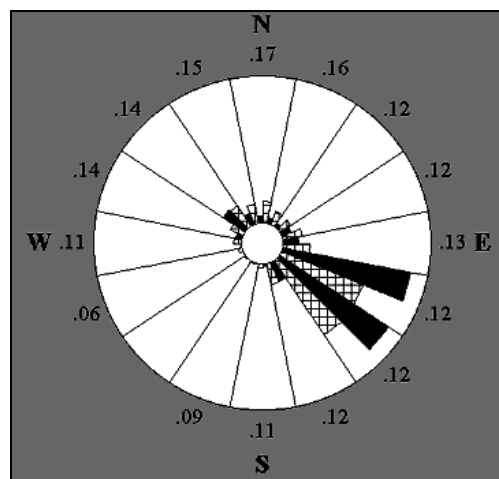


Figura 3.3 Representación típica de una rosa de los vientos

Al analizar la rosa de los vientos, se obtiene información acerca de la frecuencia relativa de la velocidad del viento, su velocidad media y su contenido energético, referidos a la dirección de los vientos. Este análisis resulta extremadamente útil en la orientación de aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que se busca al colocar una turbina eólica en un sitio, es tener la menor cantidad de obstáculos en esa dirección, así como contar con un terreno lo más liso posible.

3.4 Pronóstico del recurso eoloenergético

3.4.1 Función densidad de probabilidad de Weibull

Con fines de pronóstico del recurso eoloenergético, el histograma de velocidad de viento se puede aproximar por la función de densidad de probabilidad (f.d.p.) de Weibull. La cual está dada por la siguiente expresión:

$$P(V_e) = \frac{k}{c} \left(\frac{V_e}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V_e}{c} \right)^k} \quad \text{Ec. 3.12}$$

Donde:

V_e - Velocidad estacionaria del viento

k - Factor de forma de la f.d.p. de Weibull

c - Factor de escala de la f.d.p. de Weibull

Los factores k y c se relacionan con los resultados de mediciones anemométricas mediante:

$$\frac{\bar{V}_T}{c} = \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

$\bar{V}_T$ - Promedio de la velocidad estacionaria del viento en el período T

Γ - Función gamma dada por:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad \text{Ec. 3.14}$$

De manera aproximada, k puede calcularse por medio de la expresión:

$$k \approx \left(\frac{\sigma_T}{\bar{V}_T} \right)^{-1.086} \quad \text{para} \quad 0.3 \leq \frac{\sigma_T}{\bar{V}_T} \leq 1 \quad \text{Ec. 3.15}$$

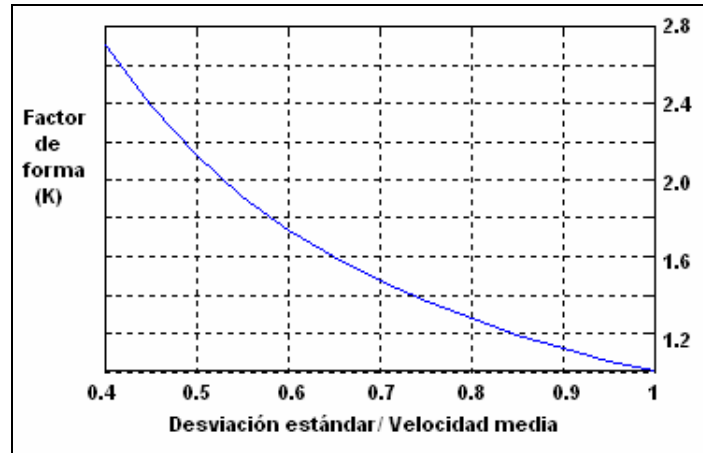


Figura 3.4 Aproximación del factor de forma K de la función densidad de probabilidad de Weibull

(Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica, Borja)

Finalmente, teniendo todos los parámetros ya mencionados es posible resumirlos en una función de probabilidad. Por lo tanto, La probabilidad de ocurrencia de la velocidad estacionaria del viento dentro de un cierto rango $P(V_{e_x} \leq V_e \leq V_{e_y})$ es:

$$P(V_{e_x} \leq V_e \leq V_{e_y}) = e^{-\left[\left(\frac{V_{e_x}}{c}\right)^k\right]} - e^{-\left[\left(\frac{V_{e_y}}{c}\right)^k\right]} \quad \text{Ec. 3.16}$$

La figura 3.5 representa la gráfica de probabilidad (P) contra velocidad (v) para diferentes valores de k. La curva con k=1 tiene una fuerte tendencia a la izquierda, lo que representa que existen muchos días con velocidades de viento nulas (v=0). La curva a la derecha, con k=3, parece más una distribución normal donde algunos días presentan fuertes vientos y en igual número de días se tienen vientos ligeros. La curva con k=2 es una típica distribución de viento encontrada en muchos sitios. En esta distribución, durante la mayor cantidad de días se presentan velocidades de viento menores al valor de velocidad promedio, mientras que vientos fuertes se encuentran en menor cantidad de días.

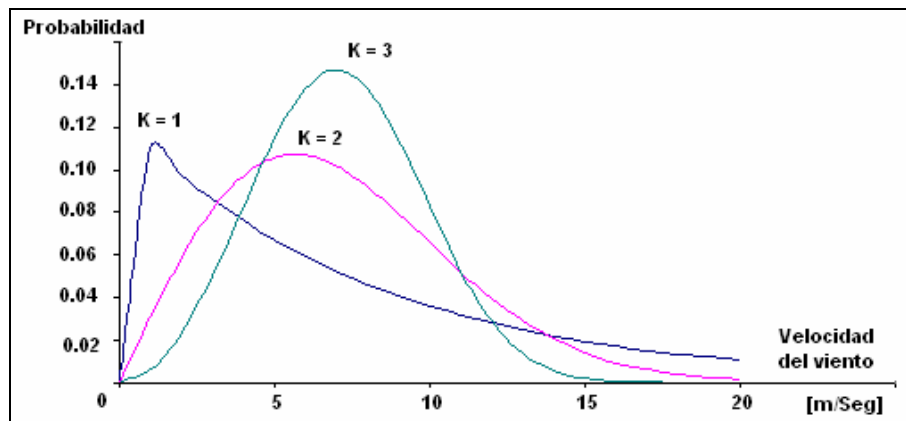


Figura 3.5 Función densidad de probabilidad de Weibull con factor de escala $c = 8$ y factor de forma $k = 1, 2, 3$. (Fuente: Wind & solar power systems, Mukund)

Básicamente, la f.d.p. de Weibull se utiliza con fines de pronóstico a largo plazo, para la estimación del potencial de generación de electricidad de una central eolieléctrica para toda su vida útil. Es conveniente que la f.d.p. de Weibull que se utilice para pronósticos a largo plazo, se derive de mediciones obtenidas durante varios años (entre más años se mida, el pronóstico será más confiable).

3.5 Instrumentación

De acuerdo a los objetivos planteados, se debe escoger la instrumentación apropiada para la evaluación eólica. Por ejemplo, el equipo de medición debe ser confiable en la captación y manejo de datos durante el periodo de evaluación. Se debe garantizar la posibilidad de tener fácil acceso a toda la información. Así como también, se deben evaluar las condiciones ambientales (salinidad, climas extremos, etc.) del lugar para elegir sensores apropiados, tomar en cuenta la lejanía con un centro de adquisición de datos para considerar si se obtiene la información de forma manual o por algún medio de comunicación específico.

En la elección del equipo de medición se debe tener cuidado en la selección de los sensores con los que se realice la evaluación eólica en cuanto a calibración se refiere, errores de medición entre un 5 y 10 % afectan de manera considerable la economía del proyecto. Por lo tanto, es recomendable utilizar sensores de la mayor precisión a la hora de llevar a cabo el estudio. En la actualidad, existen sensores que trabajan con un error de medición de alrededor del 1% cuyo costo se justifica al minimizar las pérdidas generadas por un sensor de menor calidad.

3.5.1. Sensores Básicos

Existen sensores especialmente diseñados para monitorear los parámetros de especial interés en un proyecto de generación eólica; temperatura, velocidad y dirección del viento.

Anemómetros

Los anemómetros de copas son los sensores comúnmente utilizados para medir la velocidad horizontal del viento. Su diseño consiste en un ensamblado de tres copas conectadas a un eje vertical de rotación donde al menos una de ellas encara la dirección del viento. La forma aerodinámica de las copas convierte la presión del aire en un torque rotacional (ver figura 3.6).



Figura 3.6 Anemómetro de copas
(Fuente NRG Systems)

La rotación de las copas es proporcional a la velocidad del viento en cierto rango. Un transductor en el anemómetro convierte este movimiento rotacional en una señal eléctrica que es enviada, a través de un cable, a la unidad de procesamiento (data logger), el cual utiliza constantes calibradas y conocidas para calcular la velocidad del viento.

Se recomienda el uso de anemómetros redundantes a diferentes alturas para minimizar el riesgo de pérdida de datos debido a fallas de los sensores primarios. Los sensores redundantes se sitúan donde no interfieran con mediciones primarias. Generalmente, será mucho más barato colocar sensores redundantes que realizar una visita con personal y equipo especial para reparar un sensor dañado.

Veletas

Las veletas se utilizan para medir la dirección del viento, las más comunes utilizan una aleta conectada a un eje vertical rotatorio, la cual busca constantemente una posición de equilibrio alineándose con la dirección del viento (ver figura 3.7).



Figura 3.7 Veleta típica para la medición de la dirección del viento

(Fuente: NRG Systems)

Una gran cantidad de veletas utilizan transductores tipo potenciómetro que obtienen una señal eléctrica de salida relativa a la posición de la veleta. La señal se envía por cables a la unidad de procesamiento y revela la posición respecto a un punto de referencia conocido (comúnmente el polo norte magnético). La unidad de procesamiento, en base a calibraciones previas, determina el ángulo que tiene la veleta respecto a la referencia y de este modo se conoce la dirección del viento.

Sensores de temperatura

Un sensor típico para medir la temperatura del aire se compone de tres partes: el transductor, la interfaz, y una protección contra la radiación solar. El transductor contiene diversos materiales como níquel o platino los cuales se caracterizan por presentar una relación directa entre su resistencia y su temperatura.



Figura 3.8 Sensor para la medición de temperatura
(Fuente: NRG Systems)

Los termistores (resistance thermal detectors RTDs), y semiconductores son los que se utilizan comúnmente. Se mide el valor de resistencia por medio de la unidad de procesamiento la cual utiliza una ecuación para calcular la temperatura del aire. El transductor está resguardado por un escudo que lo protege de la radiación directa del sol. Una protección común es la de tipo branquias, o escudo multicapa (Ver figura 3.8).

Unidad de procesamiento de datos (Data logger)

El data logger es la unidad de procesamiento de todos los datos enviados por cada sensor, existen diferentes tipos de unidades, que van desde simples dispositivos de almacenamiento hasta tarjetas electrónicas con microprocesadores y tarjetas de memoria que almacenan datos de modo compatible para uso de computadoras personales. Muchos fabricantes ofrecen sistemas completos que incluyen dispositivos periféricos de almacenamiento de datos, capacidad de expansión en variables de medición y dispositivos de transferencia inalámbrica de datos.



Figura 3.9 Unidad de procesamiento de datos

Las unidades procesadoras se clasifican por su método de transferencia de datos, en recolección en campo o vía remota. Aquellos que transfieren los datos vía módem o celular permiten tener los datos sin necesidad de realizar visitas frecuentes al sitio. La unidad procesadora debe ser compatible con el número y tipo de sensores utilizados. Se debe montar dentro de una protección sellada, anticorrosiva, a prueba de agua y aislada eléctricamente para protegerla de condiciones ambientales adversas y vandalismo.

Debe también ser capaz de:

- Almacenar datos en forma serial
- Tener capacidad de almacenamiento interna de al menos 40 días.
- Operar normalmente bajo condiciones extremas.
- Funcionar con baterías.

Las unidades actuales cuentan con un sistema que incluye un reloj interno que gobierna las acciones de muestreo de datos (por ejemplo un muestreo cada segundo), utilizan algoritmos para el cálculo y almacenamiento de datos, los cuales se almacenan en uno o varios formatos. Como regla general, los datos almacenados en campo son llamados archivos “crudos”, los cuales no han sido sometidos a un proceso de validación o verificación. Son comúnmente almacenados en formato binario para posteriormente ser procesados por software especializados que validan y verifican los datos. Los métodos más utilizados en cuanto a almacenamiento de datos son los siguientes:

Memoria de anillo. En este formato los datos se almacenan continuamente hasta que la unidad alcanza su capacidad máxima de almacenamiento, lo que produce que los datos nuevos se sobrescriban sobre los viejos. Este método requiere retirar los datos con anticipación al proceso de reescritura para contar con mediciones completas.

Memoria de llenado y paro. En esta configuración, una vez que la memoria se llena, ningún dato adicional se almacena. Este método deja de grabar datos hasta que una memoria vacía este disponible, por lo que requiere cambiar por memorias limpias o borrarlas constantemente para seguir guardando datos nuevos.

Torres.

La finalidad de las torres consiste en soportar y elevar los sensores que realizarán el proceso de medición. Existen diferentes tipos de torres que se utilizan en el proceso de medición anemométrica, la selección de la torre se hará tomando en cuenta factores tales como costo, resistencia, facilidad de instalación, mantenimiento mínimo, etc. Actualmente las torres tubulares son la opción más viable en este aspecto (ver figura 3.10).

Las torres utilizadas deben cumplir con las siguientes características.

- Tener altura suficiente para censar los vientos altos con más contenido energético.
- Ser capaces de soportar fuertes condiciones de viento para evitar el colapso.
- Tener tensores adecuados y anclas correspondientes al tipo de suelo existente.
- Estar equipadas con un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas.
- Colocar señalizaciones tanto a nivel de piso como en las alturas para evitar colisiones.
- Estar protegidas contra condiciones específicas del ambiente (corrosión, salinidad, etc.).
- Estar protegidas contra ganado y otros animales de pastoreo.



Figura 3.10 Torre de medición de tipo tubular de 50 metros de altura.

3.6 Evaluación del recurso eólico en México

En México, el potencial del viento no ha sido evaluado formalmente, ya que la mayoría de las estaciones meteorológicas donde se miden variables del viento no fueron concebidas pensando en éste como un recurso energético a evaluar. Por este motivo, la información recabada no es suficiente para caracterizar el verdadero potencial energético del viento existente en el país.

Así entonces, muchos datos acerca de la velocidad del viento obtenidos muchos años atrás en México y en otras partes del mundo, han sido recopilados principalmente por estaciones meteorológicas con instrumentos poco adecuados y relativamente poca exposición al viento productivo. Esto ha salido a la luz, por un estudio reciente en México.

Se encontraron diferencias significativas entre los datos más recientes y los obtenidos hace más de 20 años, como se aprecia en la Tabla 3.5. El Atlas de México elaborado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en 1983 indica la existencia de bajo potencial eólico en el país, mientras que el reporte del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de 1995, indica un mayor potencial de energía eólica. Los valores del Atlas OLADE provienen de datos tomados de pequeñas localidades urbanas donde los anemómetros pudieran haber sido pobremente expuestos a los vientos dominantes. En contraste, los nuevos datos de NREL provienen de una gran cantidad de estaciones de medición que toman en cuenta los diversos efectos que impactan al proceso de medición.

De acuerdo con esto, es importante contar con datos fidedignos y actuales para determinar las distribuciones de velocidad del viento, antes de establecer una central eoloelectrónica para tener un mayor grado de confianza en el momento de tomar decisiones.

Región en México	Sitio de Medición	Densidad de potencia promedio del Viento [Watts/m ²]	
		Atlas OLADE (1983)	Reporte NREL (1995)
Península de Yucatán	Mérida	22	165
	Campeche	23	120
	Chetumal	28	205
Planicie norte del Golfo de México	Tampico	8	205
	Ciudad Victoria	32	170
	Matamoros	32	165
Zonas altas centrales	Durango	8	140
	San Luis Potosí	35	155
	Zacatecas	94	270
Zona noroeste	Chihuahua	27	120
	Hermosillo	3	80
	La Paz	10	85

Tabla 3.3 Comparativo entre Atlas OLADE y datos del NREL para México.¹

Es en este contexto, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), a través de su Gerencia de Energías No Convencionales (GENC) y con el apoyo de instituciones como la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), han desarrollado desde 1997 el Sistema de Información Geográfico para las Energías Renovables en México (SIGER), que tiene como objetivo capturar y proporcionar información anemométrica que pueda ser empleada en la planeación de proyectos eoloeléctricos.

Actualmente, se ha muestreado adecuadamente solo el 15% del territorio nacional, sin embargo, la GENC-IIE ha realizado esfuerzos para mejorar esta situación. El IIE, con base en un convenio celebrado con la Secretaría de Energía, gestionó apoyo económico del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF), a través del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), para llevar a cabo un proyecto titulado *Plan de Acción para Eliminar Barreras para el Desarrollo de la Generación Eoloeléctrica en México.*²

Una de las metas del proyecto es la evaluación del recurso eólico en las áreas más prometedoras del país. Con la finalidad de obtener información confiable del recurso eólico que sirva como referencia para formular, evaluar y gestionar proyectos eoloeléctricos, se realizó la instalación de estaciones anemométricas, las cuales se listan a continuación.

¹ Mukund R. Patel, Ph.D., P.E. "Wind and Solar Power Systems". CRC Press. Washington, D.C. 1999. p.56.

² <http://planeolico.iie.org.mx/iiepnud.htm>

No.	Estación	Lugar	Longitud	Latitud	Inicio de operación
1	La Venta	Juchitán de Zaragoza, Oaxaca.	94° 49' 41" O	16° 34' 31" N	May-00
2	Cerro Pelón	Singuilucan, Hidalgo.	98° 33' 09" O	20° 00' 28" N	Mar-02
3	Cd. Cuauhtémoc	Cuauhtémoc, Chihuahua.	106° 55' 04" O	28° 24' 51" N	Jul-04
4	Samalayuca	Ciudad Juárez, Chihuahua.	106° 25' 00" O	31° 25' 00" N	May-04
5	Alchichica	Tepeyahualco, Puebla.	97° 26' 03" O	19° 25' 59" N	Ene-05
6	Perote	Perote, Veracruz.	97° 18' 41" O	19° 34' 30" N	Ene-05
7	Punta Delgada	Alto Lucero, Veracruz.	97° 27' 36" O	19° 51' 31" N	Ene-05
8	Sisal	Hunucmá, Yucatán.	90° 02' 48" O	21° 09' 53" N	Ene-05
9	Cieneguillas	Zacatecas, Zacatecas.	102° 41' 10" O	22° 43' 20" N	Feb-05
10	Los Naranjos	Soto La Marina, Tamaulipas.	98° 01' 37" O	23° 53' 25" N	Abr-05
11	Francisco Villa	San Fernando, Tamaulipas.	98° 05' 11" O	25° 01' 09" N	Abr-05
12	Loma Alta	General Bravo, Nuevo León.	99° 07' 07" O	25° 48' 04" N	Ene-04
13	Pastejé	Jocotitlán, Estado de México.	99° 47' 00" O	19° 38' 35" N	Jun-05
14	El Progreso	En el rancho El Progreso, Arriaga, Chiapas.	93° 51' 43" O	16° 12' 49" N	Ago-05
15	El Paso	La Paz, Baja California Sur.	110° 35' 08" O	24° 03' 10" N	Oct-05
16	San Hilario	La Paz, Baja California Sur.	110° 59' 57" O	24° 20' 05" N	Oct-05
17	La Ventosa	Juchitán de Zaragoza, Oaxaca.	94° 57' 15" O	16° 33' 48" N	Dic-05
18	Los Mochis	Los Mochis, Sinaloa.	109° 06' 29" O	25° 44' 14" N	Dic-05

Tabla 3.4 Estaciones anemométricas colocadas por el IIE
(Fuente IIE, Diciembre 2005)

Mientras se recaba información en los primeros sitios, se realiza la prospección, trámites y trabajos para la instalación de más estaciones anemométricas. Así, el "Plan de Acción Eólico" aporta información, sobre estaciones anemométricas, disponible a través de su portal web.³

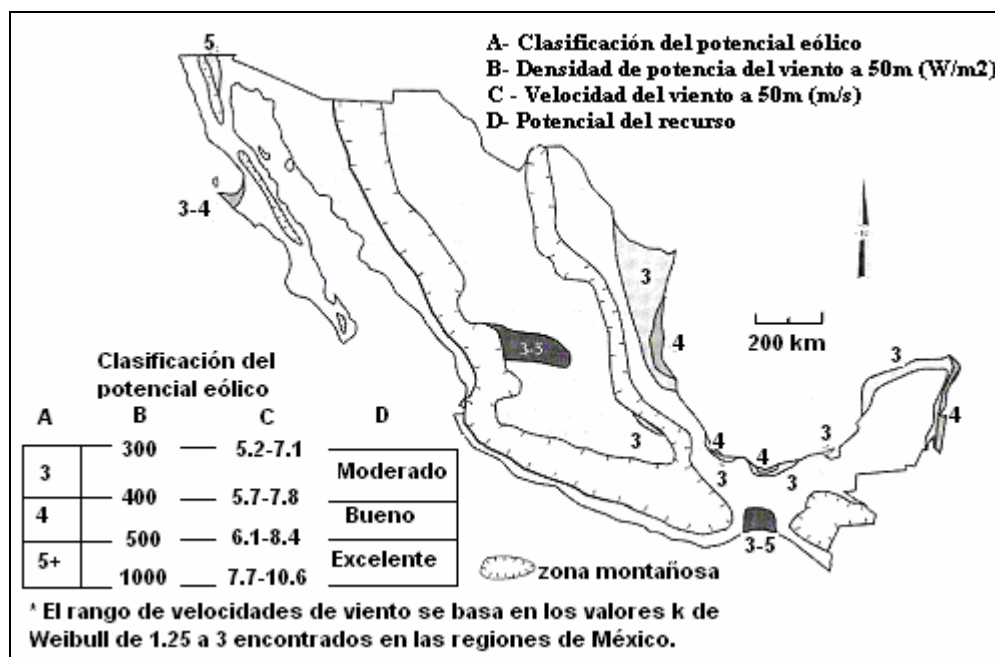
³ <http://planeolico.iie.org.mx/iiepnud.htm>

3.6.1. Mapas del recurso eólico en México

El recurso eólico de una vasta región o de un país se plasma en un mapa en términos de la velocidad del viento, la densidad de potencia o el potencial de energía por año. En ocasiones, se hacen mapas sobre el recurso eólico en las tres formas antes mencionadas, donde los datos son representados por curvas de contorno que son fáciles de entender.

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable, de los Estados Unidos (NREL por sus siglas en inglés), ha desarrollado un mapa para México; los datos para generar los mapas han sido recolectados por el NREL de numerosas ciudades y aeropuertos del país. Los mapas son reportados por separado haciendo la distinción entre generación de energía a gran escala (mapa1); y generación en sitios remotos y alejados de la red de suministro eléctrico para aplicaciones aisladas o para autoabastecimiento (mapa 2).

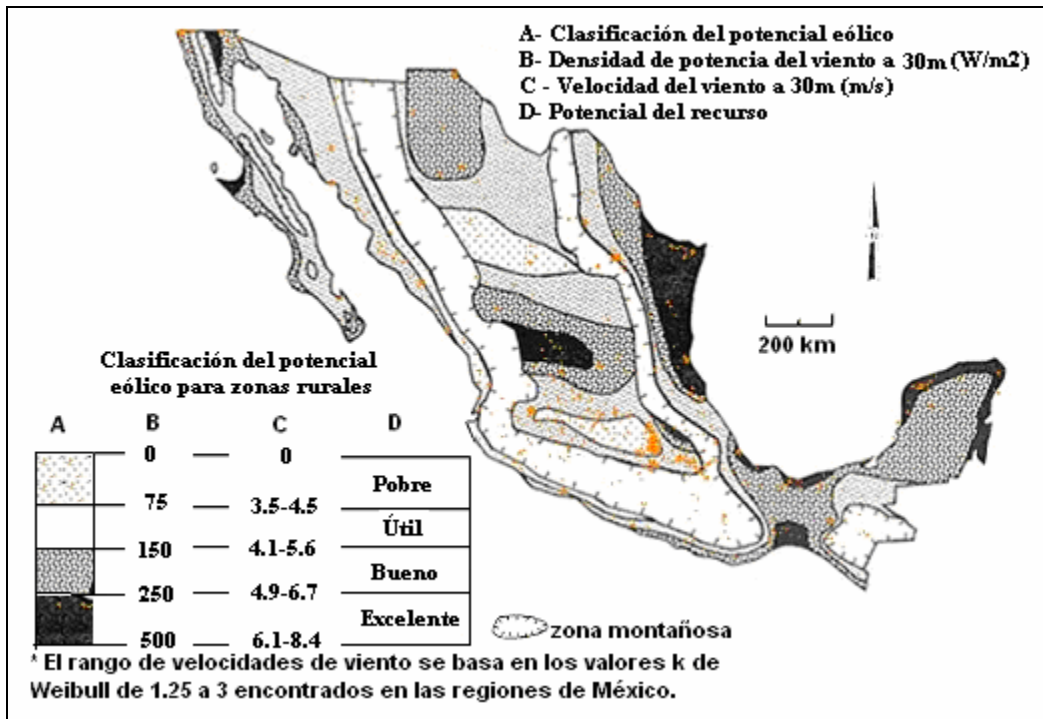
Esta distinción es útil porque la velocidad del viento necesaria para un sistema eólico en aplicaciones aisladas es menor que la requerida por la generación eolieléctrica a gran escala. El mapa 1 muestra que el mayor potencial para generación a gran escala, factible de conectarse al sistema eléctrico nacional se encuentra en Zacatecas y en el área sur del Istmo de Tehuantepec.



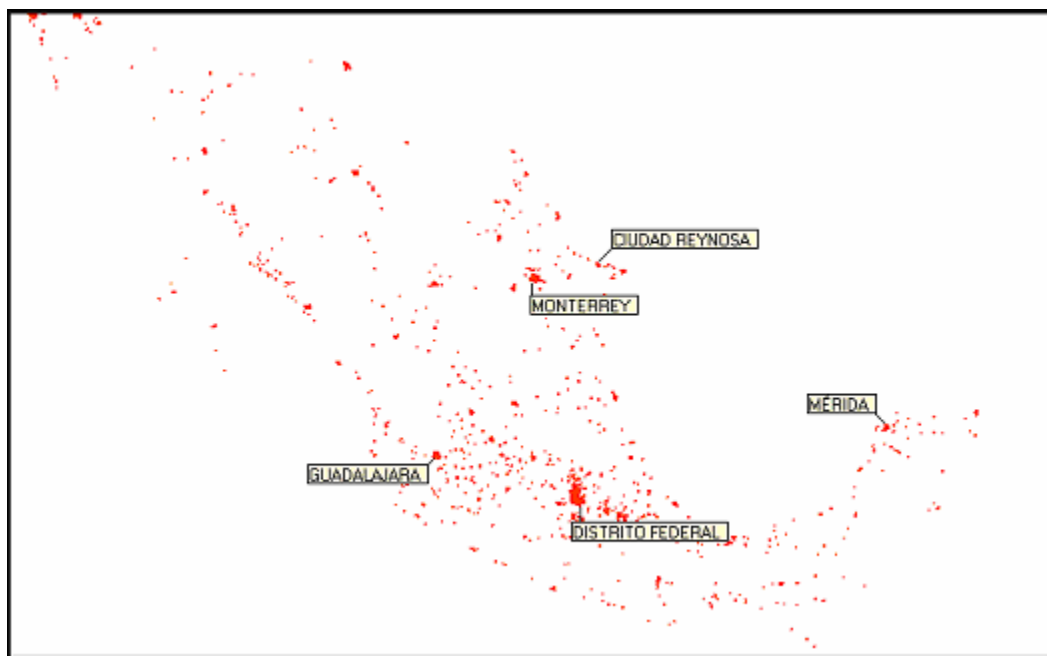
Mapa1. Recurso eólico de México para proyectos a gran escala.⁴

El mapa 2 es el producto de una superposición de imágenes que permite identificar la clasificación de potencia eólica para cualquier ciudad del país. De este modo, puede verse por ejemplo, que hay muchas áreas adecuadas para aplicaciones aisladas en diversas zonas del país como Baja California Sur y Norte, Tamaulipas, Veracruz, Yucatán y Zacatecas.

⁴ Schwartz, .N. and Elliott, D.L., Mexico wind resource assessment project, DOE/NREL Report, March 1995.)



Mapa2. Clasificación de la potencia eólica de México en zonas rurales⁶



Mapa 3. Ciudades de la República Mexicana
 (Fuente: INEGI, 2006).

CAPÍTULO 4. CENTRALES EOLOELÉCTRICAS

**Más valor que la conquista de
mil veces mil hombres tiene
la conquista de uno mismo
CONFUCIO**

4.1 Centrales eoloeléctricas

Para lograr un mejor aprovechamiento del recurso eólico a gran escala, se requiere de la utilización de un grupo de turbinas eólicas dispuestas en el sitio apropiado, distribuidas en un orden establecido, para captar la mayor cantidad posible de energía del viento, e interconectadas eléctricamente de tal manera que proporcionen energía eléctrica. A este arreglo se le conoce como central eoloeléctrica, (Ver figura 4.1).



Figura 4.1 Central eoloeléctrica en tierra (inshore)

(Fuente: www.winpower.dk)

Hasta hace algunos años, las centrales eoloeléctricas solo se implementaban en terrenos de planicie extensa e incluso en zonas montañosas. Actualmente, se desarrollan y ponen en operación centrales eoloeléctricas fuera de tierra firme, es decir mar adentro (offshore), debido a la falta de terreno en pequeños países y a que las condiciones del viento que se presentan resultan de mayor potencial para generar electricidad (ver figura 4.2).



Figura 4.2 Central eoloeléctrica en el mar (offshore)

(Fuente: NEG Micon)

4.2 Aerogeneradores

Como en las plantas generadoras convencionales, este tipo de centrales cuenta con un conjunto de dispositivos acoplados mecánica y eléctricamente que conforman a la unidad generadora. La turbina eólica como tal, es el elemento primario de la central eolieléctrica y recibe el nombre de aerogenerador (ver figura 4.3).

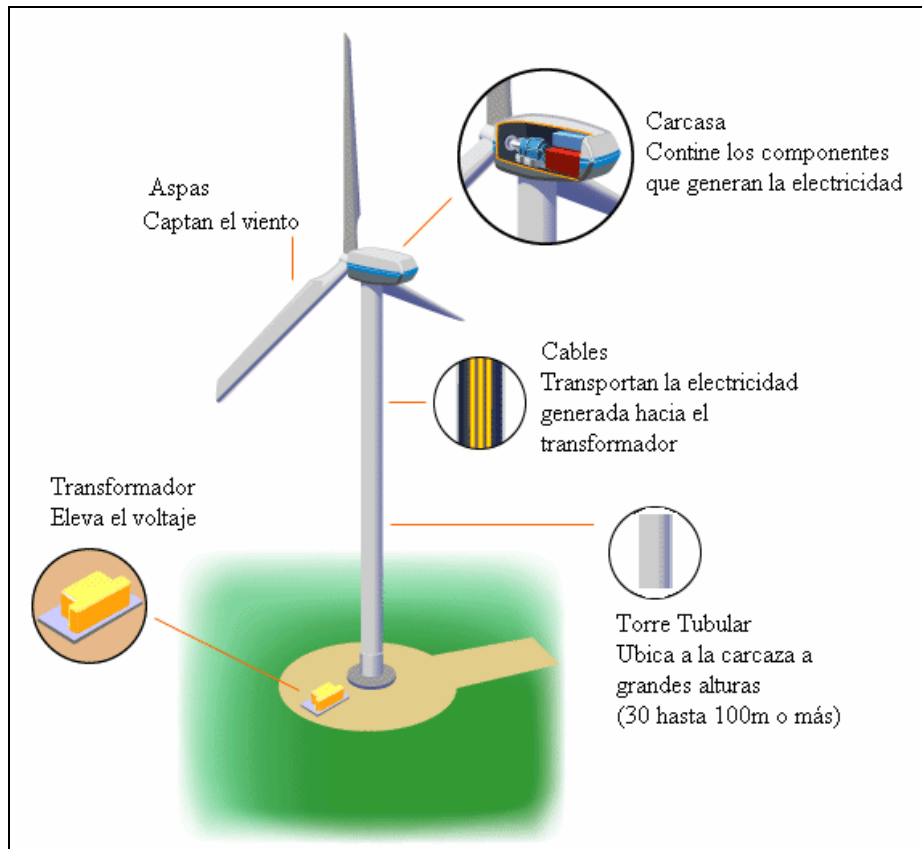


Figura 4.3 Composición general de un aerogenerador

(Fuente: Modificado, www.directenergy.com)

4.2.1 Subsistemas del aerogenerador

El aerogenerador está integrado por diferentes subsistemas como son: rotor, cubo, nariz, sistema de transmisión, generador eléctrico, sistemas de regulación de potencia y velocidad, sistemas de orientación, sistemas de conexión a la red eléctrica, sistemas de seguridad, sistemas de adquisición de datos, chasis, torre, etc. (Ver figura 4.4).

Rotor

El rotor es el subsistema formado por las aspas, el cubo y la nariz. Su función es convertir la energía cinética del viento en energía mecánica que se utiliza para impulsar el generador eléctrico.

Aspas

La geometría de las aspas se diseña para que su desempeño, sobre la amplia gama de velocidades de viento de operación, conduzca a extraer la mayor cantidad de la energía cinética del viento. Los factores más relevantes para la selección de los materiales con que se construyen las aspas son su relación peso/resistencia y costo.

Los rotores de aerogeneradores para centrales eolieléctricas solían fabricarse con una, dos, o tres aspas. Sin embargo, los modelos de tres aspas han tenido preferencia porque producen menos cargas dinámicas sobre el cubo del rotor y la flecha principal, emiten menos ruido acústico y públicamente son más aceptados por su aspecto.

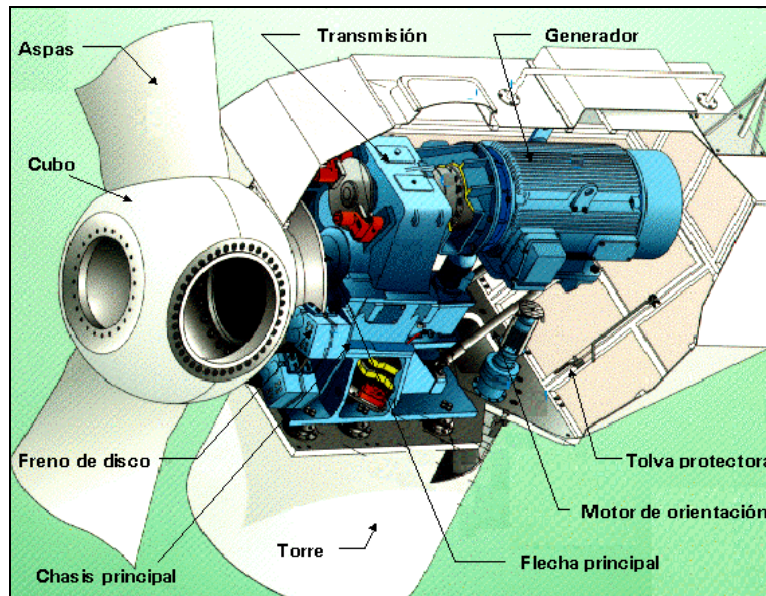


Figura 4.4 Subsistemas de un aerogenerador

(Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eolieléctrica, Borja)

Cubo

El cubo del rotor es el elemento al que se ensamblan las aspas y mediante el cual la potencia captada por el rotor se transmite a la flecha principal. El diseño de aerogeneradores de dos y tres aspas ha dado lugar a los siguientes tipos de cubo:

El rígido, para aerogeneradores de tres aspas, que consiste en una estructura metálica hueca que se construye con base en una fundición de acero. En este caso, se diseña con una geometría que permite un acoplamiento firme de las aspas a través de pernos roscados o cuerdas metálicas en el material de las aspas. En el interior está habilitado para acoplarse rígidamente con la flecha principal del aerogenerador.

El basculante, para aerogeneradores de dos aspas, el cual permite que las aspas se puedan mover, ligeramente, en una dirección perpendicular al plano del rotor. Los cubos basculantes se diseñan para que permitan un desplazamiento angular de 2.5° respecto al plano normal del eje de rotación. Esto ayuda a reducir las cargas dinámicas.

Cubierta frontal del aerogenerador

Tiene forma de cono, sirve para desviar el viento hacia el tren motor y mejorar la ventilación en el interior de la canastilla, eliminar turbulencia indeseable en el centro frontal del rotor y mejorar su aspecto estético (ver figura 4.5).

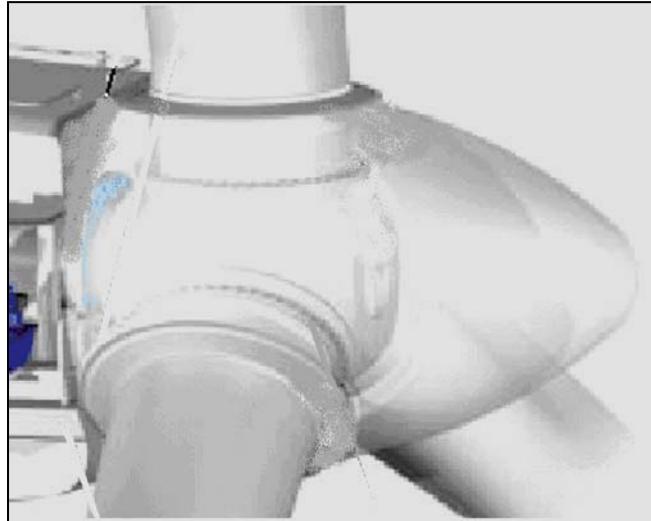


Figura 4.5 Cubierta frontal de un aerogenerador

(Fuente: www.gamesa.it)

Sistema de transmisión

De manera general, el sistema de transmisión de un aerogenerador está compuesto por la flecha principal, la caja de engranes y la flecha de alta velocidad. Para transformar la energía eólica en electricidad, un aerogenerador capta la energía cinética del viento por medio de su rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal, esta energía se transmite a la flecha de un generador para producir electricidad.

Flecha principal

La flecha principal tiene la función de captar la energía mecánica del rotor y transmitirla al generador.

Caja de engranes

Debido a que, por razones de diseño estructural, la velocidad en el extremo de las aspas se ve limitada a velocidades angulares que van de 19 a 65 r.p.m. (34 r.p.m. en promedio), la velocidad de la flecha principal no es suficiente para producir electricidad. Por lo tanto, la flecha principal transmite su energía por medio de una caja de engranes cuya función consiste en aumentar la velocidad de giro de la flecha del generador por medio de la relación de la longitud de los radios entre engranes.

En la selección o diseño de una caja de engranes para aerogeneradores se busca que tenga una relación óptima entre su capacidad de carga, su tamaño y su peso. Asimismo, deben operar con eficiencia alta y emitir poco ruido.

Flecha de alta velocidad o flecha del generador

Capta la energía resultante y la transmite al generador eléctrico.

Generadores eléctricos

En la integración de aerogeneradores para centrales eolieléctricas se utilizan generadores eléctricos asíncronos y síncronos. Los generadores asíncronos son motores de inducción que se utilizan en forma inversa haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo.

Generadores asíncronos

Fundamentalmente, existen dos tipos de generadores asíncronos que se han utilizado para la integración de aerogeneradores: a) jaula de ardilla y b) rotor devanado, el cual se conoce también como generador de inducción doblemente alimentado.

a) Generador tipo jaula de ardilla

Los del tipo jaula de ardilla son los más utilizados debido a que su costo es bajo, requieren poco mantenimiento, son robustos y se pueden conectar directamente (a través de protecciones y medios de desconexión adecuados) a la línea eléctrica a la que entregarán energía. Una desventaja de estos generadores es que requieren tomar potencia reactiva de la línea eléctrica a la cual están conectados; lo cual origina un factor de potencia bajo que debe ser mejorado mediante capacitores.

b) Generador tipo rotor devanado

El generador de inducción de rotor devanado se utiliza con menos frecuencia en la integración de aerogeneradores. Sin embargo, su utilización para este rubro ha ido en aumento en los últimos años debido a sus características. Su principal ventaja es la facilidad de implementar métodos de conexión a línea más sencillos y confiables.

Generadores síncronos en aerogeneradores

Por su parte, los generadores síncronos no son muy apropiados para integrar aerogeneradores de velocidad constante ya que cuando se conectan directamente a la línea eléctrica entregan una potencia que es proporcional con el ángulo de fase. Esto resulta en una velocidad rotacional constante para cualquier potencia menor o igual a la nominal, resultando un sistema demasiado rígido en cuanto a su relación par-velocidad.

Sistemas de velocidad constante

Los aerogeneradores de velocidad constante se utilizaron ampliamente en la década de los 90 al comenzar el “boom” de la industria eólica, ya que fue la primera tecnología en desarrollarse. Su principio de operación consiste en que, sin importar la velocidad del viento, la velocidad de giro del rotor permanece constante, ya que dicha velocidad esta determinada por la frecuencia de la red de interconexión, la relación de engranaje y el diseño del aerogenerador.

Es característico que los aerogeneradores de velocidad constante estén equipados con generadores asíncronos (jaula de ardilla o rotor devanado). Están diseñados para trabajar a máxima eficiencia durante la existencia de una determinada velocidad del viento. (En la práctica, se ha comprobado que, por cuestiones técnicas y económicas esta velocidad de diseño es de 1.7 veces la velocidad promedio del sitio).

El generador se conecta directamente a la red mediante un arrancador y un banco de capacitores que reducen su consumo de energía reactiva. Para iniciar su operación, se permite que el rotor aerodinámico gire libremente (con el generador eléctrico desconectado de la línea), hasta que la flecha del generador alcanza una velocidad ligeramente mayor que su velocidad de sincronismo. En ese momento, el generador se conecta a la línea y produce energía eléctrica de frecuencia igual a la de la línea.

A partir de la velocidad de sincronismo (ω_s), la magnitud de la potencia eléctrica que se entrega a la red aumenta en función de la ocurrencia de vientos de mayor intensidad. En todo el intervalo de operación normal de un generador asíncrono conectado a una línea eléctrica, su velocidad angular se mantiene limitada por la frecuencia de la línea. Para elevar la potencia de salida de un generador asíncrono desde su valor cero hasta su valor nominal, solo se necesita aumentar la velocidad angular del rotor aerodinámico (ver figura 4.6).

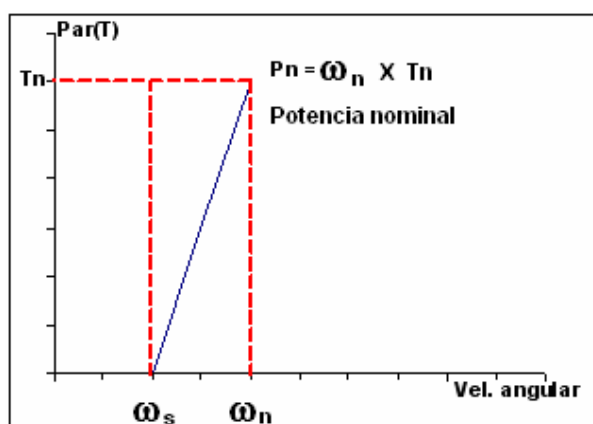


Figura 4.6 Relación entre el par y la velocidad angular de generadores asíncronos
(Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica, Borja)

Sin embargo, una vez que se alcanza la potencia nominal, a la velocidad nominal ω_n del generador, es necesario limitar la velocidad del rotor aerodinámico; ya que de lo contrario el incremento de la velocidad del viento podría ocasionar que el generador eléctrico opere por arriba de su potencia nominal. Si se mantuviera durante algunos minutos una condición de sobrecarga de 10 % en el generador, se alcanzarían temperaturas que podrían dañar su devanado.

Existen aerogeneradores que, con el fin de aprovechar la máxima cantidad de energía del viento, presentan dos juegos de devanados: uno utilizado para aprovechar las velocidades bajas del viento (comúnmente con 8 polos) y otro para aprovechar velocidades medianas y altas del viento (comúnmente 4-6 polos).

La ventaja que presentan los aerogeneradores con este sistema es su simplicidad, su fácil mantenimiento y confiabilidad, aunado al bajo costo de sus componentes eléctricos y electrónicos. Por otra parte, sus desventajas son el consumo de potencia reactiva y el gran desgaste mecánico de sus elementos. Debido al principio operacional del control de las aspas del rotor, cualquier fluctuación de la velocidad del viento se transmite a la caja de engranes y como consecuencia, a la flecha y a al generador. En el caso de una red eléctrica pequeña, las fluctuaciones de potencia pueden producir variaciones de voltaje que se traducen en mayores pérdidas en las líneas de transmisión y mala calidad de la energía.

Sistemas de velocidad variable

Estos inconvenientes motivaron el desarrollo de los llamados sistemas de velocidad variable, para los cuales la velocidad de operación no está limitada por la frecuencia de la línea eléctrica. En los últimos años y hasta la fecha, los aerogeneradores de velocidad variable han dominado el mercado, ya que están diseñados para lograr una máxima eficiencia aerodinámica en un amplio rango de velocidades de viento.

En las máquinas de este tipo, los generadores eléctricos no se conectan directamente a la línea eléctrica, para permitir que la velocidad de rotación del rotor siga a la velocidad del viento. Con ello, las cargas dinámicas se reducen y la eficiencia aumenta, pero se produce electricidad de frecuencia variable. Para que esta electricidad se pueda transferir a una línea eléctrica convencional, es necesario convertirla a la frecuencia con que opera la línea, por lo que se utilizan acondicionadores electrónicos de potencia.

Al operar a velocidad variable, es posible adaptar continuamente (acelerar o desacelerar) la velocidad de rotación ω del rotor a la velocidad del viento v . Como se ve en la figura 4.7, para un valor determinado de Tip Speed Ratio (TSR) se obtiene la máxima eficiencia y producción de energía del aerogenerador. El TSR es la relación entre la velocidad tangencial de las aspas y la velocidad del viento, como lo expresa la ecuación 4.1.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

ω es la velocidad angular del rotor

R es el radio de las aspas

v es la velocidad del viento

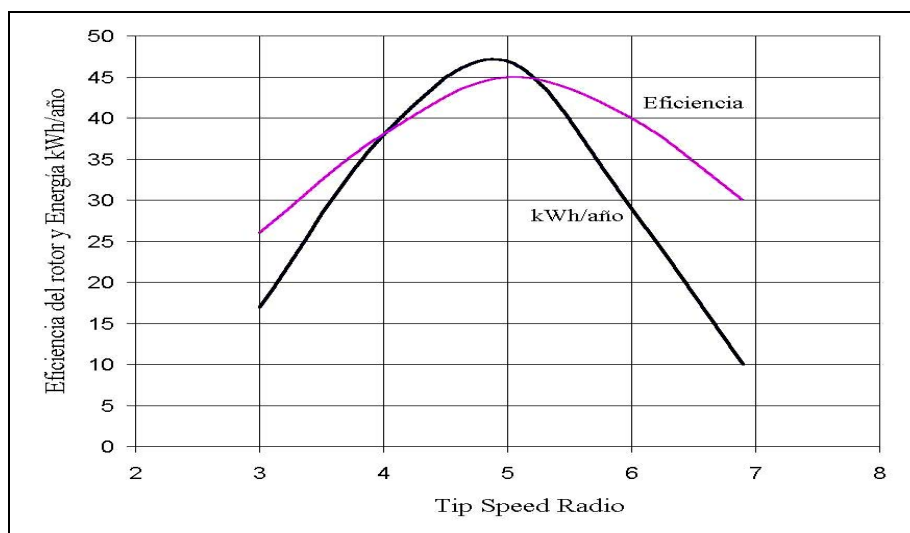


Figura 4.7 Eficiencia del rotor y producción anual de electricidad Vs TSR

(Fuente: www.iie.gob.mx)

Así pues, la esencia de esta filosofía de operación es mantener el TSR (λ) en un valor constante previamente calculado y determinado, que corresponde a la máxima eficiencia y producción eléctrica del aerogenerador.

El sistema eléctrico de un aerogenerador de velocidad variable es más complejo que el requerido por el sistema de velocidad constante, ya que por lo regular, el primero está equipado con un generador síncrono o de inducción el cual se conecta a la red eléctrica a través de un convertidor de potencia que controla la velocidad del rotor y permite que la producción de energía se mantenga constante y óptima para la velocidad del viento dada.

Las ventajas de los aerogeneradores de velocidad variable son su capacidad de captación de energía del viento, lo cual permite que las variaciones de la velocidad del viento sean absorbidas por las aspas y no se transmitan al generador, mejor calidad de energía producida y reducción de los efectos de desgaste mecánico. Las desventajas consisten en que se presentan pérdidas eléctricas por los componentes electrónicos de potencia y aumento en cuanto a equipo electrónico utilizado, que representa mayores costos de operación.

La introducción al mercado eolieléctrico de aerogeneradores de velocidad variable, ha permitido la utilización de generadores eléctricos que no se utilizaban para este propósito. En resumen, la experiencia teórica y de campo indica que un aerogenerador de velocidad variable produce de 20 a 30 por ciento más cantidad de energía que uno de velocidad constante.

Clasificación de aerogeneradores

La clasificación de los aerogeneradores se hace en base a su capacidad de control de la velocidad del rotor y la potencia. Algunos tipos existentes actualmente en el mercado son los que se describen a continuación:

TIPO A: Velocidad constante

Esta configuración es la que se utiliza comúnmente en los aerogeneradores de velocidad constante, se utilizan generadores de jaula de ardilla directamente conectados a la red eléctrica a través de un transformador. El generador jaula de ardilla consume potencia reactiva de la red, por lo que se requiere de un banco de capacitores para compensar este consumo. Utiliza un arrancador electrónico para evitar la corriente de arranque que son de 7 u 8 veces la corriente nominal al momento de iniciar su operación e intentar conectarse a la red. Ver figura 4.8.

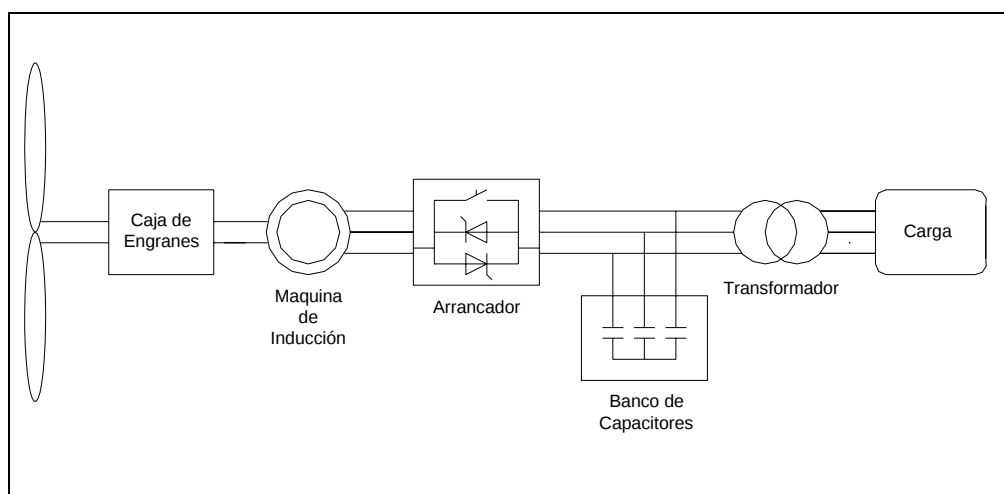


Figura 4.8 Sistema de velocidad constante ¹

¹ "Wind power in power systems" Ackerman

TIPO B: Velocidad variable con convertidor parcial de frecuencia

Esta configuración es llamada también generador de inducción doblemente alimentado (GIDA), su utilización en el panorama actual está en aumento. El GIDA consiste en un generador de rotor devanado cuyos devanados de estator se conectan directamente a la red trifásica de frecuencia constante, y los devanados del rotor están acoplados a una fuente de voltaje bidireccional (convertidor IGBT). El término ‘doblemente alimentado’ se refiere al hecho de que el voltaje en el estator es aplicado por la red y el voltaje en el rotor es inducido por el convertidor.

El comportamiento del generador durante su operación normal y en condiciones de falla está regido por el convertidor y sus controles. El convertidor consta de dos subconvertidores (ver figura 4.9), el convertidor que está del lado del rotor, y el convertidor del lado de la red y sus controles. La función del convertidor que se encuentra del lado del rotor consiste en compensar la diferencia entre la frecuencia mecánica y la eléctrica inyectando una corriente de frecuencia variable al rotor, así como controlar la potencia activa y reactiva del generador mediante el control de la corriente del rotor, mientras que el convertidor del lado de la línea controla el acoplamiento de voltaje para asegurar una operación del convertidor a factor de potencia unitario.

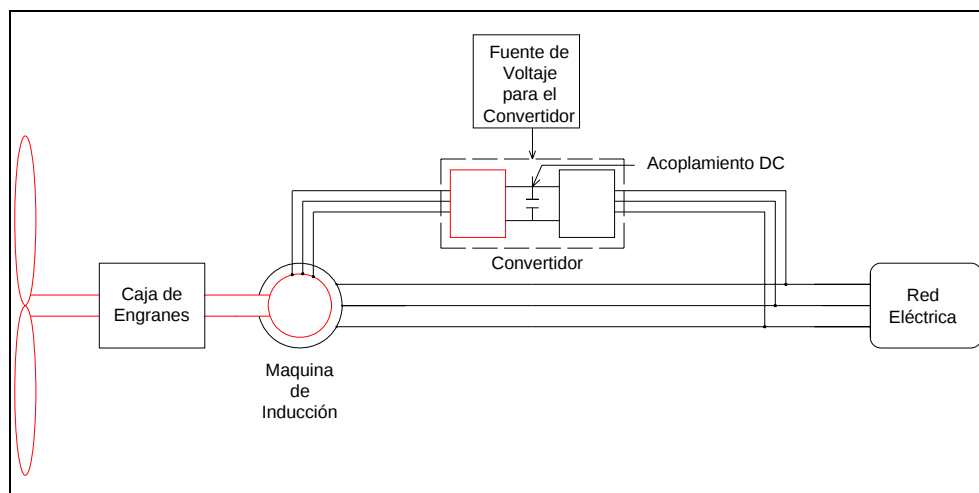


Figura 4.9 Sistema de velocidad variable con convertidor parcial de frecuencia²

Dependiendo de las condiciones de operación, el flujo de potencia en el rotor será de entrada o de salida: en situación de sobresincronismo la potencia fluye del rotor a través del convertidor a la red, mientras que la potencia fluye en dirección contraria en condiciones de subsincronismo. En ambos casos, el estator entrega energía a la red.

El GIDA presenta muchas ventajas, ya que tiene la habilidad de controlar la potencia activa y reactiva en el generador. No hay necesidad de magnetizarlo con potencia reactiva de la red eléctrica ya que se puede magnetizar a través del circuito del rotor. Puede generar la potencia reactiva que se entrega al estator por medio del convertidor localizado del lado de la red, el cual opera normalmente a factor de potencia unitario y no se involucra en el intercambio de potencia reactiva entre el generador y la red.

² “Wind power in power systems” Ackerman

En el caso de sistemas eléctricos pequeños, donde el voltaje tiende a fluctuar, el GIDA puede producir cierta cantidad de potencia reactiva a la red o absorberla de ella, para propósitos de control de voltaje. Por otro lado, la principal desventaja del GIDA es la inevitable necesidad de anillos deslizantes.

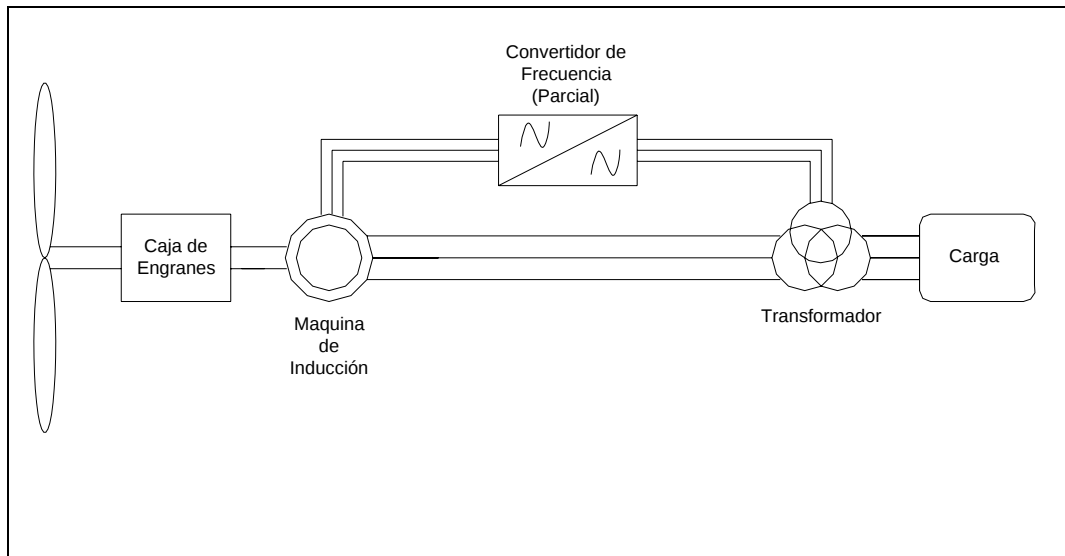


Figura 4.10 Sistema de velocidad variable con convertidor parcial de frecuencia ²

TIPO C: Velocidad variable con convertidor total de frecuencia

Esta configuración es para aerogeneradores que trabajan bajo el esquema conocido como “rotunda velocidad variable”, ya que el generador se conecta a la red a través de un convertidor total de frecuencia, por lo que las velocidades de viento no son de importancia, ni las oscilaciones en frecuencia que estas produzcan. El convertidor entrega a la red energía eléctrica a una frecuencia fija, este convertidor también ajusta el consumo de potencia reactiva del generador, por lo que se pueden usar generadores síncronos o asíncronos, e inclusive generadores de polos magnéticos permanentes.

Debido a esta característica, algunos aerogeneradores con este esquema ya no requieren de caja de engranes. Sin embargo, a cambio se necesita un gran generador con gran cantidad de polos. Ver figura 4.11.

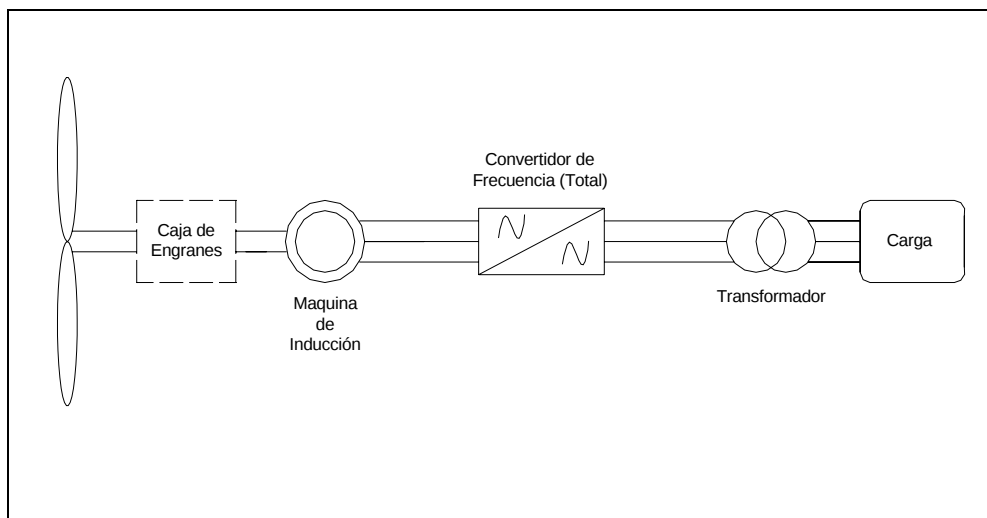


Figura 4.11 Sistema de velocidad variable con convertidor total de frecuencia ²

Electrónica de potencia en centrales eoloelectricas

Como se ha visto, la electrónica de potencia juega un papel importante en el desarrollo de las tecnologías actuales de aerogeneradores. Se pueden utilizar diferentes sistemas de operación, siempre con la filosofía de aprovechar la mayor cantidad posible de energía, un ejemplo de esto se da en la central eoloelectrica mar adentro (offshore) Horns Rev en Dinamarca, cuya capacidad instalada es de 160 MW, con aerogeneradores tipo B (doblemente alimentados). El sistema del parque se basa en una estructura de control totalmente descentralizada con una red eléctrica interna de CA conectada a la red principal, donde cada aerogenerador tiene sus propios sistemas de control autoajustables de acuerdo a las condiciones particulares de viento, con lo que se capta mayor cantidad de energía en conjunto, siendo este tipo de filosofías las que imponen la tendencia a seguir por parte de las centrales eoloelectricas actuales y futuras.

Sistemas de regulación de potencia y velocidad

Como cualquier sistema electromecánico, un aerogenerador tiene límites operativos. Por ello, es imprescindible limitar su velocidad de rotación y su potencia de salida a niveles que no pongan en riesgo su integridad física. La efectividad de los métodos y subsistemas que se encargan de ello ha sido relevante en cuanto al logro de la madurez técnica de los aerogeneradores. Los métodos que se emplean son: control por desprendimiento de flujo y control por ángulo de paso de las aspas.

Control por desprendimiento de flujo (stall regulation)

Este sistema se aplica en aerogeneradores de aspas fijas diseñadas para abatir aerodinámicamente la velocidad angular del rotor a partir de una velocidad del viento específica. Es decir, cuando se presenta mayor cantidad de viento, el diseño aerodinámico de las aspas hace que estas capten una menor cantidad de flujo o al contrario, al presentarse vientos más bajos, las aspas captan mas flujo para mantener la velocidad de rotación lo más cercana posible a sus condiciones nominales de operación.

Control por ángulo de paso de las aspas (pitch regulation)

Este sistema se basa en el uso de servomecanismos para controlar el ángulo en que el perfil aerodinámico de las aspas se presenta al viento. Mecánicamente, el manejo del ángulo de paso de las aspas de un rotor consiste en hacerlas girar simultáneamente todas sobre su eje radial. La figura 4.12 ilustra el concepto básico, mismo que toma diferentes formas de acuerdo con el diseño del modelo específico.

Los mecanismos que actúan sobre la raíz de las aspas se encuentran ubicados dentro del cubo del rotor. La fuerza motriz para realizar el movimiento puede darse a través de mecanismos impulsados por dispositivos hidráulicos o eléctricos.

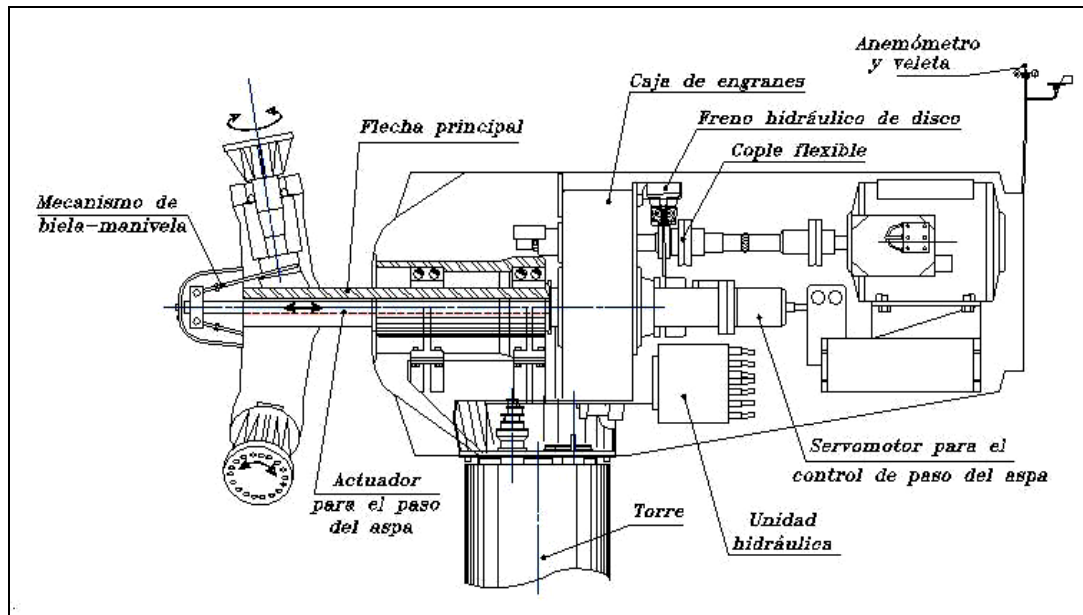


Figura 4.12 Ilustración de un mecanismo para control del ángulo de paso³

Los mecanismos hidráulicos suelen ser centralizados y usualmente se montan sobre el chasis principal. Su operación modifica simultáneamente el paso de todas las aspas. Estos sistemas se construyen con base en una unidad hidráulica y un servomotor que mueve linealmente una barra actuadora que pasa a través del interior de la flecha principal hasta el cubo del rotor. El movimiento para el cambio del "ángulo de paso de las aspas" se realiza mediante un juego de mecanismos biela-manivela conectados con la barra actuadora. Los mecanismos eléctricos suelen ser sistemas individuales montados en la raíz del aspa, los cuales operan en forma sincronizada. Básicamente, este tipo de sistemas está integrado por un motor acoplado a una corona en la base del aspa.

Sistemas de orientación

Para que un aerogenerador pueda operar con eficiencia alta, su rotor debe mantenerse perpendicular a la dirección del viento. La mayoría de los aerogeneradores en el mercado actual utilizan servomecanismos para mantener el plano del rotor en posición perpendicular a la dirección del viento.

³ "Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica" Borja.

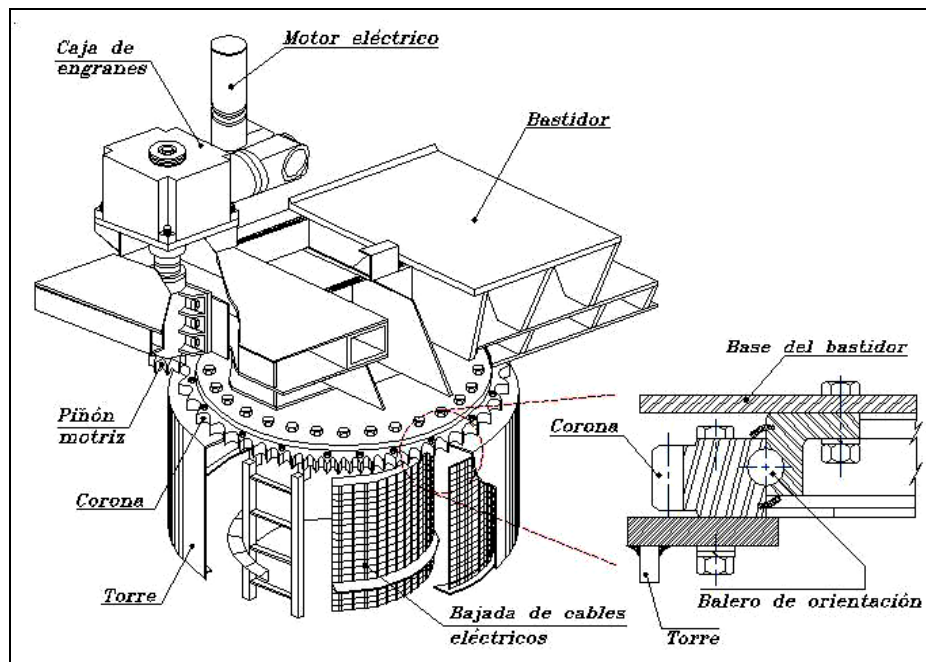


Figura 4.13 Servomecanismo para orientación de rotores⁴

Estos dispositivos constituyen una interfaz mecánica entre la torre y el chasis del aerogenerador. Básicamente se construyen a partir de una corona dentada de dimensiones considerables. La corona está acoplada a piñones montados sobre dos o más servomotores eléctricos o hidráulicos como lo indica la figura 4.13.

El servomecanismo responde a señales de control que son generadas por el controlador electrónico del aerogenerador, en respuesta a la medición de la dirección del viento por medio de sensores convencionales (veletas).

Sistemas de seguridad

Los aerogeneradores cuentan con dos o más subsistemas de seguridad enfocados a minimizar la ocurrencia de fallas que pudieran traducirse en daño a los humanos, así como a salvaguardar la integridad física del equipo. Estos subsistemas pueden operar de manera independiente o coordinada, y consisten en controladores electrónicos locales que detectan anomalías en la operación de los equipos como: velocidad de rotación y temperaturas por arriba del máximo aceptable, pérdida de presión en controladores hidráulicos, exceso de vibraciones, pérdida de carga, etc.

Comúnmente, la acción de seguridad es el paro forzado de los aerogeneradores, el cual se puede efectuar por distintos medios como: Freno de disco (de alguna de las flechas), control de ángulo de paso de las aspas, control de orientación al viento. Dependiendo del modelo específico del aerogenerador se asigna uno de ellos como el medio principal de frenado.

⁴ “Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrica”, Borja.

Sistema de control y adquisición de datos

Todos los aerogeneradores para centrales eolieléctricas cuentan con un sistema electrónico dedicado al control y a la adquisición de datos (SCADA). Su configuración está basada en microcontroladores (microprocesadores diseñados específicamente para realizar funciones de control) y otros están desarrollados con base en controladores lógicos programables (PLCs). Entre sus funciones principales se encuentran:

- Controlar los procesos que involucran a las variables asociadas con la operación del aerogenerador.
- Adquirir y procesar los datos del comportamiento operacional de cada aerogenerador.
- Ser la interfaz entre el operador y la máquina.
- Mantener comunicación mediante la transmisión de datos con los centros operativos de centrales.

Chasis del aerogenerador

Es la estructura metálica donde se monta el sistema de transmisión, el generador eléctrico, las mordazas del freno y, en su caso, las unidades hidráulicas (ver figura 4.3). Este componente recibe las cargas mecánicas del rotor a través del sistema de transmisión y las transmite a la torre vía el subsistema de orientación. Es el principal receptor de los esfuerzos generados en el evento de frenado, ya que sobre él se montan los elementos de fricción que actúan sobre el disco del freno.

Torres tubulares

Su función principal es la de sostener al chasis y elevar el aerogenerador a una altura considerable para tomar ventaja del incremento de la velocidad del viento con la altura sobre el terreno y, por consecuencia, de su mayor contenido energético (ver figura 4.1). En la actualidad, se utilizan torres que alcanzan los 100 metros de altura. Entre las ventajas que este tipo de torres ofrecen, se encuentran las siguientes:

- Se pueden integrar medios seguros para que el personal suba al chasis.
- Su comportamiento dinámico es sencillo.
- Su instalación es fácil y rápida.
- Requieren poco mantenimiento.
- Su base ocupa poco espacio.

Proporcionan el medio para la instalación y protección de equipos de control y sistemas eléctricos en el piso.

En cuanto a sus desventajas podemos observar que:

- Tienen un costo relativamente alto.
- Su fabricación requiere maquinaria especializada.
- Su transportación es difícil y costosa.

Emisiones de Ruido

Hoy en día el ruido es un problema secundario. Es interesante observar que los niveles de emisión sonora de los nuevos diseños de aerogeneradores tienden a agruparse entorno a los mismos valores.

Ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos equivalentes a velocidades de viento de alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, etc., disminuye gradualmente cualquier potencial sonoro de los aerogeneradores.

Para que las centrales eoloeléctricas no ocasionen molestias de ruido, algunos países han emitido normas ambientales que limitan su cercanía a lugares habitados. Por ejemplo, en Alemania las centrales eoloeléctricas se deben instalar a una distancia tal que los habitantes más cercanos no perciban un ruido mayor que 45 dB(A)⁵. En términos prácticos, esta distancia no es mayor que 1 km.

Es conocido que el ruido que emite un aerogenerador disminuye en función de la distancia a su punto de instalación. La figura 4.14 muestra una comparación con el ruido que se percibe de otras fuentes.

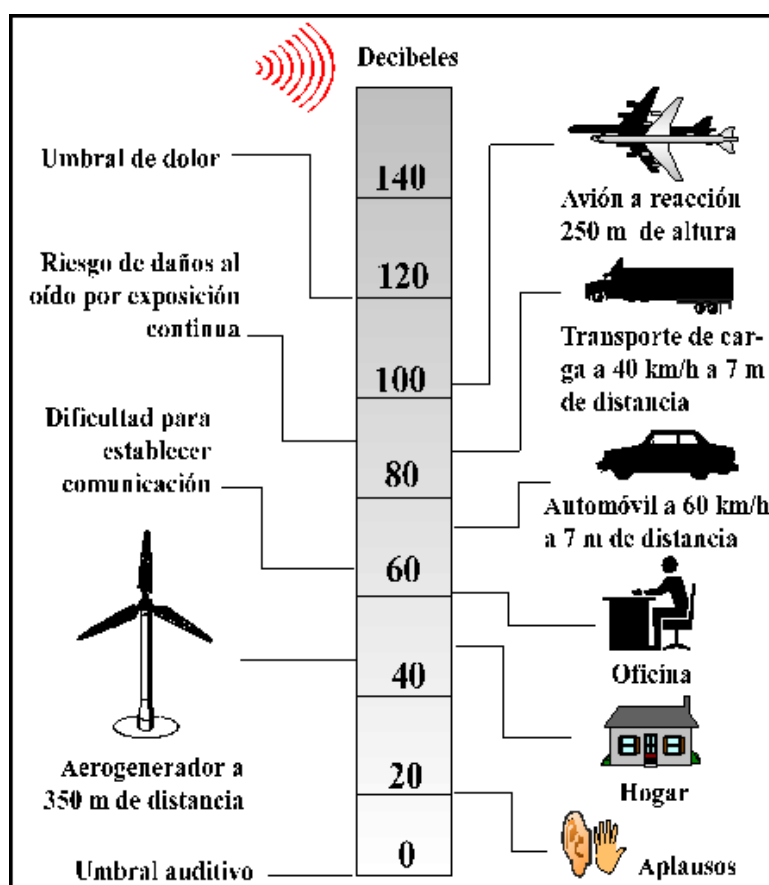


Figura 4.14 Comparación de niveles de ruido de diversas fuentes

(Fuente: winpower.dk)

⁵ Decibel clase A. Es la unidad de nivel sonoro medido con un filtro previo que quita parte de las bajas y las muy altas frecuencias.

4.3 Selección del aerogenerador

En principio, los aerogeneradores para un proyecto se seleccionan en función del régimen de viento en el sitio de instalación de la central. La Comisión Electrotécnica Internacional, mediante la norma IEC-61400-1, ha clasificado los aerogeneradores en este sentido, tal como se muestra en la tabla 4.1. En esta tabla: V_{ref} es el valor máximo de la velocidad promedio del viento en un intervalo de 10 minutos, que estadísticamente ocurre una vez cada 50 años; V_{prom} es la velocidad promedio anual a la altura del eje de la turbina. **A** representa la categoría para turbulencias altas y **B** la categoría para turbulencias bajas. I_{15} es un valor característico de turbulencia a la altura del rotor a una velocidad promedio del viento de 15 m/s.

Aerogenerador	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	30	Valores a especificar por el diseñador
V_{prom} (m/s)	10	8.5	7.5	6	
A $I_{15(-)}$	0.18	0.18	0.18	0.18	
B $I_{15(-)}$	0.16	0.16	0.16	0.16	

Tabla 4.1. Parámetros básicos para clasificación de aerogeneradores⁶

Como puede apreciarse, la selección del aerogenerador se define en términos de los parámetros de velocidad del viento y turbulencia. Esta clasificación tiene como finalidad representar los valores característicos de diversos sitios, no significa que se tenga una representación precisa de un sitio específico. Para esto, se deben tomar en cuenta condiciones externas como:

- Temperaturas extremas
- Humedad
- Radiación solar
- Sismicidad
- Salinidad de la zona

La selección de un aerogenerador para un emplazamiento dado y el régimen de viento del sitio se relaciona directamente con el factor de planta de la central eoloelectrónica. El factor de planta se define como la relación entre la cantidad de energía que produce un sistema (P_G) y la cantidad que produciría si operara a su capacidad nominal (P_{Gnom}) durante el 100% del tiempo en consideración. Esto es:

$$FP = \frac{P_G}{P_{Gnom}} \quad \text{Ec. 4.2}$$

La relación entre el régimen de viento y la respuesta funcional de los aerogeneradores disponibles en el mercado actual indican que, para periodos anuales, los proyectos eoloelectrónicos presentan un factor de planta que va de 18 a 40%.

4.3.1 Curva de potencia

El desempeño de un aerogenerador se representa por un gráfico denominado curva de potencia, donde se relaciona la potencia eléctrica que entrega el aerogenerador con la velocidad del viento a la altura del centro de su rotor. La figura 4.15 muestra la curva de potencia típica de un aerogenerador. Las curvas de potencia varían de un modelo de aerogenerador a otro.

⁶ IEC-61400-1 “Wind turbine generator systems”

Estas curvas se utilizan como un dato de entrada para estimar la cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador específico produciría al operar bajo un régimen de viento dado.

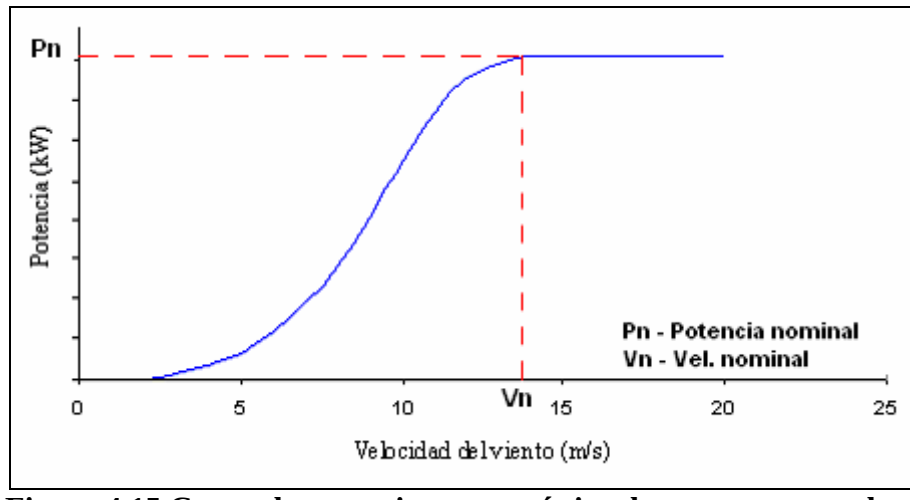


Figura 4.15 Curva de potencia característica de un aerogenerador⁷

En estas curvas existen tres puntos de referencia cuyos valores trascienden en cuanto a la respuesta operacional de los aerogeneradores. Estos puntos son:

Velocidad de inicio de operación (V_i)

Es la velocidad del viento a la cual un generador empieza a producir energía eléctrica.

Velocidad nominal (V_n)

Velocidad del viento a la cual el generador alcanza su potencia nominal.

Velocidad de salida (V_s)

Es la velocidad del viento a la cual un aerogenerador tiene que ejecutar un paro forzado para no operar por arriba de sus límites máximos de diseño.

Es importante notar que la curva de potencia de un aerogenerador se obtiene mediante la adquisición de una considerable cantidad de datos de la velocidad del viento (referida a la altura del centro del rotor) y de la potencia eléctrica de salida. De dichas muestras se obtienen los promedios en intervalos de 10 minutos, mismos que constituyen el conjunto de datos que se procesan estadísticamente para obtener la curva.

Las mediciones se llevan a cabo bajo condiciones de operación "en viento libre", atendiendo a una serie de recomendaciones en cuanto a la exposición del aerogenerador al flujo eólico para garantizar que los resultados de desempeño de la máquina no sean alterados por condiciones locales particulares.

La norma IEC 61400-12 especifica todos los aspectos que deben cuidarse durante la obtención de curvas de potencia de aerogeneradores, con el fin de que el uso de esta curva conduzca a resultados confiables en la estimación de la cantidad de energía que un aerogenerador puede producir al operar en un régimen de viento dado.

⁷ Figura elaborada por los tesisistas.

4.3.2 Producción anual de electricidad

La cantidad de energía eléctrica que un aerogenerador puede producir a lo largo del tiempo depende, principalmente, de la cantidad de energía eólica disponible en el área de barrido de su rotor y de la capacidad del sistema para capturarla y transformarla. Por lo tanto, la evaluación de la factibilidad técnica y económica de cualquier proyecto eoloelectrónico exige información confiable del recurso eólico en el sitio de posible construcción, e información muy confiable de la curva de potencia de los aerogeneradores a utilizar (de preferencia debe estar certificada).

El método más utilizado para estimar el potencial de producción de electricidad de un aerogenerador durante un período específico $E_{p,T}$, consiste en integrar el producto de su curva de potencia $P(v)$ por la función de distribución de potencia de Weibull $p(v)$ característica del período. Donde T es el periodo de tiempo establecido para el estimado de producción.

$$E_{p,T} = T \int_0^{\infty} P(v) p(v) dv \quad \text{Ec. 4.3}$$

Básicamente, la función de distribución de potencia de Weibull se utiliza con fines de pronóstico a largo plazo. Es, sin duda, más conveniente realizarla utilizando datos reales de mediciones de velocidad del viento. La figura 4.16 muestra las curvas de las funciones $P(v)$ y $p(v)$.

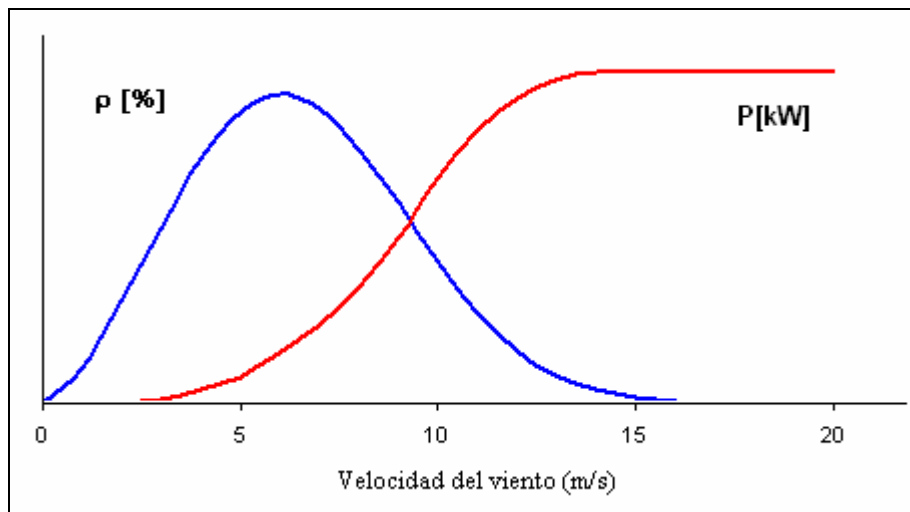


Figura 4.16 Curva de potencia de un aerogenerador y función distribución de probabilidad de Weibull de un sitio ⁸

La función $p(v)$ indica en que porcentaje cierta velocidad del viento V se presenta en un periodo de tiempo T determinado (se recomienda que al menos sea de un año, ya que así se pueden conocer las variaciones del viento a escala estacional logrando una mejor estimación en la producción del aerogenerador). Ahora bien, si expresamos este porcentaje en términos de las horas correspondientes a T , se obtiene el número de horas en que cierta velocidad V se presenta en dicho periodo. Si multiplicamos las funciones $p(v)$ y $P(v)$, obtenemos una curva como la que se muestra en la figura 4.17.

⁸ Figura elaborada por los tesisistas.

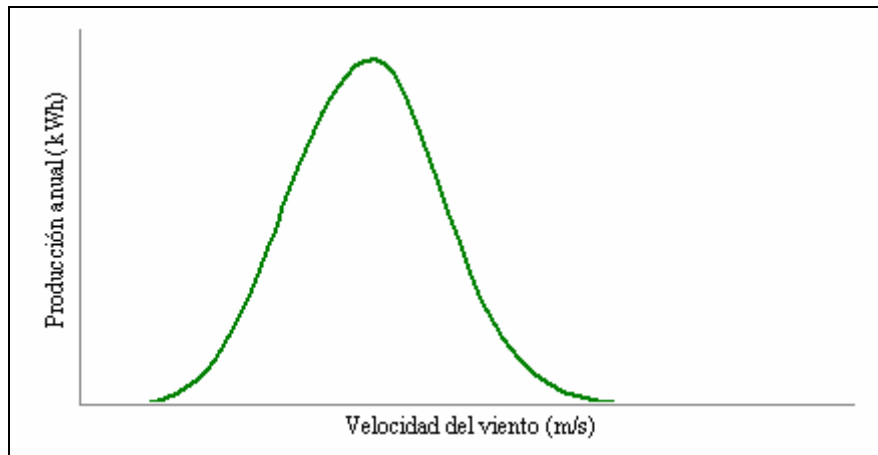


Figura 4.17 Curva de producción de un aerogenerador⁹

Donde el área bajo la curva corresponde a la producción total de energía eléctrica estimada durante el periodo T . Para mejorar esta aproximación, se deben considerar ciertos factores que inciden en la producción eléctrica final en una planta eolieléctrica. Dichos factores son:

Corrección por densidad del aire

Se aplica a la curva de potencia dada por el fabricante del aerogenerador para condiciones estándar al nivel del mar. Principalmente, depende de la altura del sitio de instalación sobre el nivel del mar (presión atmosférica) y de la temperatura ambiente.

Factor de comportamiento (K_c)

Se aplica por el posible detrimento del comportamiento aerodinámico del rotor por causas como suciedad de las aspas, lluvia, hielo, etc.

Factor de arreglo (K_a)

Se aplica por las pérdidas del contenido energético del viento en un arreglo de aerogeneradores. Principalmente por *efecto estela*.

Factor de disponibilidad (K_d)

Se aplica por el tiempo en que los aerogeneradores no estarán en condiciones de producir electricidad por fallas y/o mantenimiento.

Factor de pérdidas (K_p)

Se aplica por pérdidas en la transmisión eléctrica desde la central hasta el punto de interconexión.

4.4 Aspectos técnicos del emplazamiento

Es indudable que la cantidad de energía que se puede ganar depende en gran medida del régimen de viento en el sitio. Sin embargo, otros factores que deben tomarse en cuenta son sin duda las características del terreno.

⁹ Figura elaborada por los tesisistas.

4.4.1 Distribución de aerogeneradores

El arreglo físico del proyecto consiste en la distribución de los aerogeneradores en el área destinada para la central. Generalmente se distribuyen a lo largo de líneas paralelas que forman un ángulo con la dirección de los vientos dominantes.

La separación entre las líneas de aerogeneradores y la separación entre cada aerogenerador depende del diámetro del rotor de cada unidad. Esto minimiza la interferencia entre turbinas y las pérdidas por arreglo cuando existen cambios en la dirección del viento.

Estudios teóricos y prácticos hacen evidente la complejidad en el diseño para lograr que la ubicación de aerogeneradores en un arreglo conduzca a la relación óptima entre el potencial de producción de electricidad y su costo de instalación.

Sin embargo, estudios específicos en el diseño de centrales eoloeléctricas en terrenos planos sin obstáculos indican que los efectos de estela dejan de ser significativos a distancias de 5 a 12 diámetros para aerogeneradores colocados en la dirección del viento dominante, y una separación de 2 a 5 diámetros en la dirección perpendicular al viento dominante prácticamente minimiza las pérdidas de energía en el arreglo por efectos de estela. Por supuesto, esto también depende de la contribución energética que puedan ofrecer los vientos no dominantes en un sitio específico (ver figura 4.18).

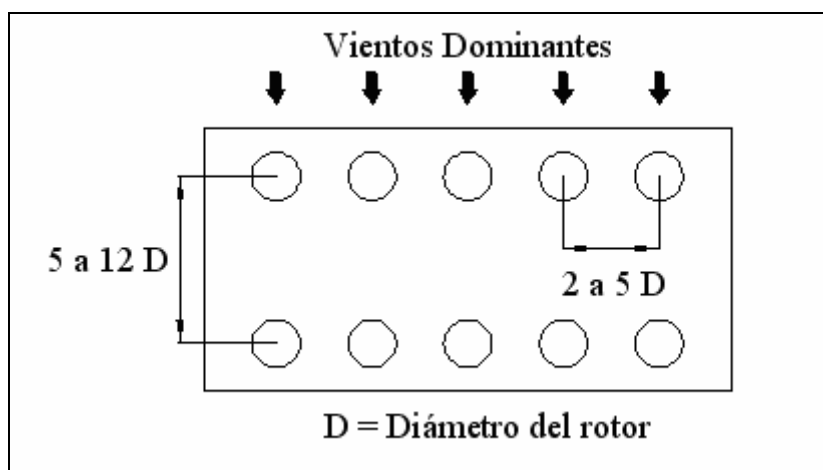


Figura 4.18 Distribución de aerogeneradores en un emplazamiento ⁹

En el ámbito comercial, hay quienes prefieren reducir las distancias entre turbinas para obtener un menor costo de inversión. Esto puede ser desfavorable ya que los efectos de fatiga por la turbulencia adicional, pueden manifestarse después de que haya caducado el período de garantía de las máquinas. Por otra parte, si los aerogeneradores se separan más de lo conveniente, los costos del resto de los elementos de la planta (líneas de distribución, caminos de acceso, líneas de comunicación de datos) se hacen mayores y también se incrementa el costo de la renta o compra del terreno. Además, se desaprovecha parte del recurso eólico disponible en un área determinada. En terrenos complejos, la distribución de aerogeneradores para construir centrales eoloeléctricas implica otro tipo de factores. El flujo eólico que pasa sobre un terreno complejo se modifica significativamente por la topografía de la zona. Mientras algunos sitios se ven favorecidos por la aceleración del viento, en otros sucede lo contrario.

Estos y otros factores más complejos, dieron origen al desarrollo de herramientas de diseño enfocadas a optimizar la distribución de aerogeneradores en centrales eolieléctricas. En la actualidad, en el ámbito comercial existen programas de cómputo que consideran las curvas de producción de potencia de diversos aerogeneradores, combinadas con los datos de velocidad y dirección del viento y sus distribuciones de frecuencia, así como los factores de pérdidas eléctricas, por turbulencia, por disponibilidad e inclusive las pérdidas por arreglo. Los resultados de las simulaciones muestran la distribución espacial de aerogeneradores, los volúmenes de energía así como el factor de planta con el que operará la central eolieléctrica.

4.4.2 Factores que provocan turbulencia

Se llama turbulencia a los disturbios o irregularidades repentinas en la velocidad y dirección del viento. Es importante determinar la turbulencia, ya que a altos niveles presentes en el sitio, se disminuye sustancialmente la potencia de salida de un aerogenerador, así también, se ocasiona el desgaste prematuro en los elementos mecánicos debido a las cargas y rozamientos producidos.

Efecto del parque o efecto de arreglo

Si las distancias entre aerogeneradores (tanto en la dirección del viento como en la dirección perpendicular) no son las adecuadas, los efectos del parque tienden a reducir significativamente la cantidad de energía producible.

Asimismo, la turbulencia que inducen los rotores puede incrementar las cargas dinámicas en las máquinas que están atrás de otras, con relación a la dirección del viento, y con ello, reducir su vida útil o aumentar la probabilidad de fallas.

Efecto de estela

Parte de la energía del viento que pasa a través de una turbina eólica es aprovechada por el aerogenerador para ser convertida en energía mecánica, por lo que el viento que abandona la turbina tiene un contenido energético menor que el que entra, y presenta un cambio en sus características de flujo al salir del rotor. De hecho, este efecto crea una estela tras la turbina, es decir, una larga cola de viento bastante turbulenta si se compara con el viento que llega a la turbina (Ver figura 4.19)



Figura 4.19 Efecto estela de un aerogenerador
(Fuente: www.windpower.dk)

Rugosidad del terreno

A una gran altura de la superficie del suelo, las características del terreno apenas ejercen influencia sobre el viento. Sin embargo, al disminuir la altura y acercarse al nivel del terreno, las velocidades del viento se ven afectadas por la fricción con la superficie terrestre. Este hecho provoca la existencia de una variación de la velocidad del viento en función de la altura. Para una determinada área la presencia de distintas rugosidades en el terreno, provoca turbulencias variables que dificultan el óptimo aprovechamiento del viento.

En general, cuanto más pronunciada sea la rugosidad del terreno mayor es la fricción contra el viento. Obviamente, los bosques y las grandes ciudades disminuyen mucho la velocidad del viento. La superficie de agua es muy lisa, por lo tanto, existe menos influencia sobre el viento, mientras que la hierba alta y los arbustos frenan el viento de forma considerable.

En la industria eólica suele referirse a clases de rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones eólicas de un sitio específico. Un alto valor de rugosidad es el de clase 3 o 4, esto quiere decir que se tiene un terreno con árboles o edificios muy cerca, mientras que a la superficie del agua le corresponde una rugosidad de clase 0.

Obstáculos

Los obstáculos del viento tales como edificios, árboles, formaciones rocosas, etc. pueden disminuir la velocidad del viento de forma significativa y a menudo crean turbulencias en torno a ellos. Como puede verse en la figura 4.20, en las corrientes típicas de viento alrededor de un obstáculo, la zona de turbulencias puede extenderse hasta una altura 2 veces superior a la altura del obstáculo. Como se observa en la figura, la turbulencia es mayor detrás del obstáculo que delante de él.

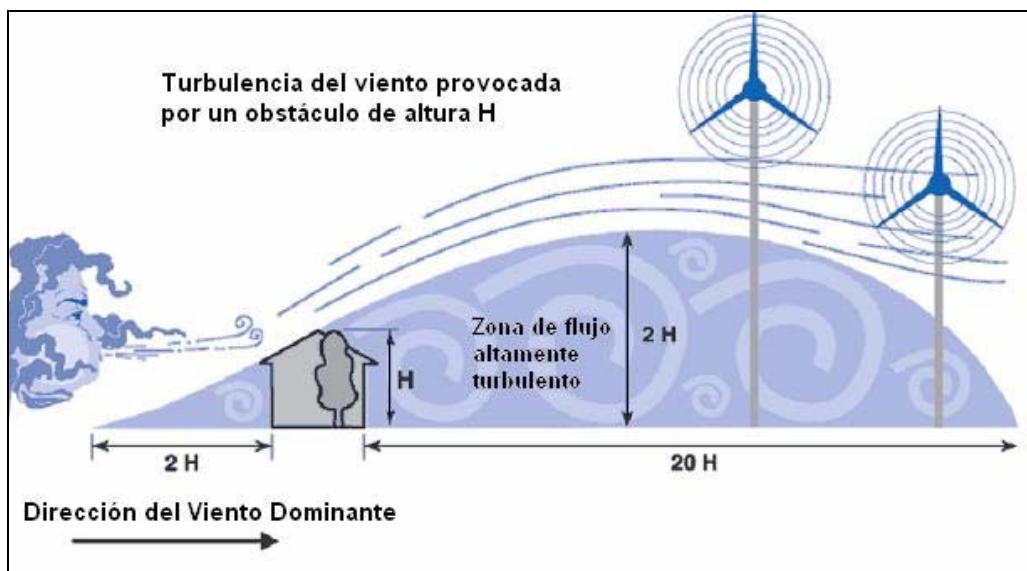


Figura 4.20 Turbulencia del viento debida a un obstáculo

(Fuente: www.windpower.dk)

Así pues, lo mejor es evitar grandes obstáculos cerca de las turbinas eólicas, y en particular si se encuentran en la parte donde sopla el viento dominante, es decir, "enfrente de la turbina".

4.5 Sistema eléctrico del parque eólico

El diseño en el sistema eléctrico de una planta eólica debe minimizar las condiciones de riesgo que se puedan presentar en la central, tanto para personas como para animales que puedan encontrarse en el emplazamiento eólico. Así también, el diseño debe ser seguro para la operación de los aerogeneradores tanto en condiciones normales como en condiciones extremas. Debe tomar en cuenta la naturaleza intermitente de la generación eoloeléctrica.

4.5.1 Configuración básica

La figura 4.21 muestra un ejemplo de la configuración de centrales eoloeléctricas en terrenos planos. En esta configuración, la energía eléctrica que produce cada aerogenerador se recolecta mediante una línea eléctrica que opera a voltajes de distribución (menores que 34.5 kV). Debido a que la producción de los aerogeneradores es en baja tensión (480V, 690 V), se utilizan transformadores para elevar el voltaje. Dependiendo de las capacidades de los aerogeneradores y de los transformadores, se utiliza un transformador para cada aerogenerador o para un grupo de ellos.

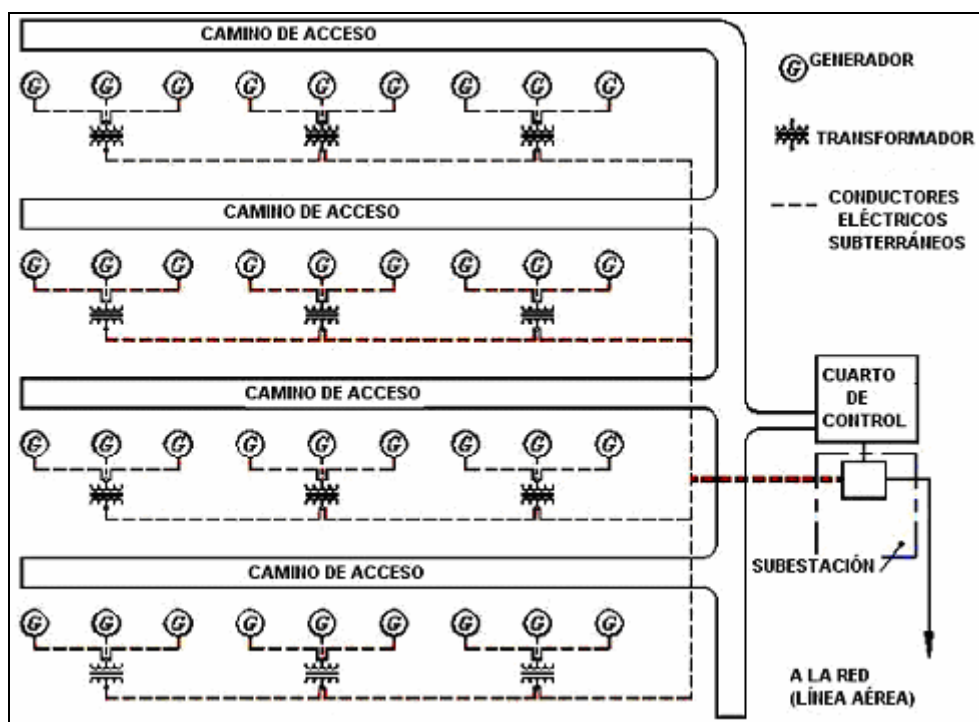


Figura 4.21 Configuración típica de una central eoloeléctrica en un terreno plano

(Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica, Borja)

Usualmente, se utilizan transformadores trifásicos del tipo pedestal en conexión estrella-delta, con neutro a tierra y con enfriamiento tipo OA (sumergidos en aceite con enfriamiento natural) a pie de transformador. En algunos casos los transformadores se instalan dentro de las torres tubulares.

4.5.2 Equipo de protección

El sistema eoloeléctrico debe contar con un sistema de protección adecuado que asegure la protección del sistema contra fallas provenientes de la central o del sistema eléctrico al que está conectada.

Equipo de desconexión

Se debe contar con equipo de desconexión de todas las fuentes de alimentación eléctrica, ya sea para mantenimiento o prueba de equipo. El sistema de desconexión debe ser flexible, de tal manera que permita el funcionamiento de la central en áreas donde no se estén efectuando pruebas o mantenimiento al equipo.

Sistema de protección contra descargas atmosféricas

En los últimos años, se ha reportado una cantidad significativa de impactos de rayos sobre aerogeneradores. En varias ocasiones esto ha ocasionado daños severos a componentes importantes. En particular, las aspas pueden sufrir daños catastróficos. Otras áreas de posible daño son los sistemas eléctricos, los sistemas de control y las líneas de comunicación de datos.

La probabilidad de ocurrencia de este tipo de problemas depende del nivel ceraúnico (Intensidad de rayos y tiempo de retorno de tormentas eléctricas) del sitio de instalación de la central. En mayor o menor medida, los aerogeneradores comerciales cuentan con medios de protección contra rayos, los cuales se refuerzan incorporando dispositivos supresores de transitorios. La figura 4.22 muestra los elementos de protección contra descargas atmosféricas en un aerogenerador.

El riesgo de daño mecánico y térmico a las aspas y al sistema eléctrico del aerogenerador debido a una descarga atmosférica se minimiza usando un esquema de protección coordinado, empleando dispositivos que cumplan con los lineamientos de las normas internacionales.

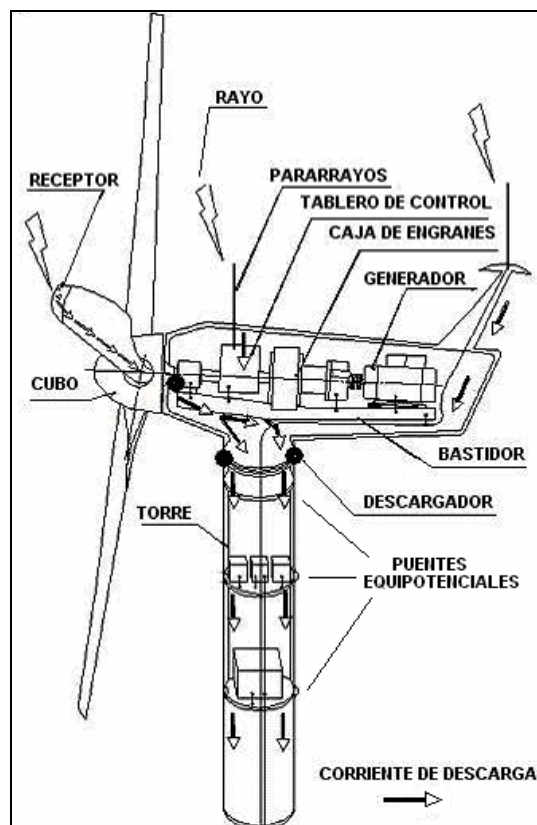


Figura 4.22 Elementos de protección contra descargas atmosféricas

(Fuente: Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica, Borja)

Sistema de tierras

El sistema de tierras está formado por conductores de cobre enterrados, varillas de tierra y conectores que forman un anillo alrededor de la cimentación de cada uno de los aerogeneradores. Todos los anillos están interconectados y se conectan a la red de tierras de la subestación principal. La trayectoria del sistema de tierras del parque es la misma que la de los cables del sistema de distribución.

La efectividad de los medios y elementos de protección depende en gran medida de la efectividad del sistema de tierras de la central. Por lo tanto, se hace necesario un excelente diseño al respecto, así como un control de calidad estricto durante su construcción. La figura 4.23 muestra un ejemplo de una red de tierra para una central eolieléctrica. En el ejemplo se muestra un arreglo de aerogeneradores para un terreno plano, donde cada aerogenerador cuenta con un anillo de tierra conformado por cable desnudo, en la base de la cimentación de las torres.

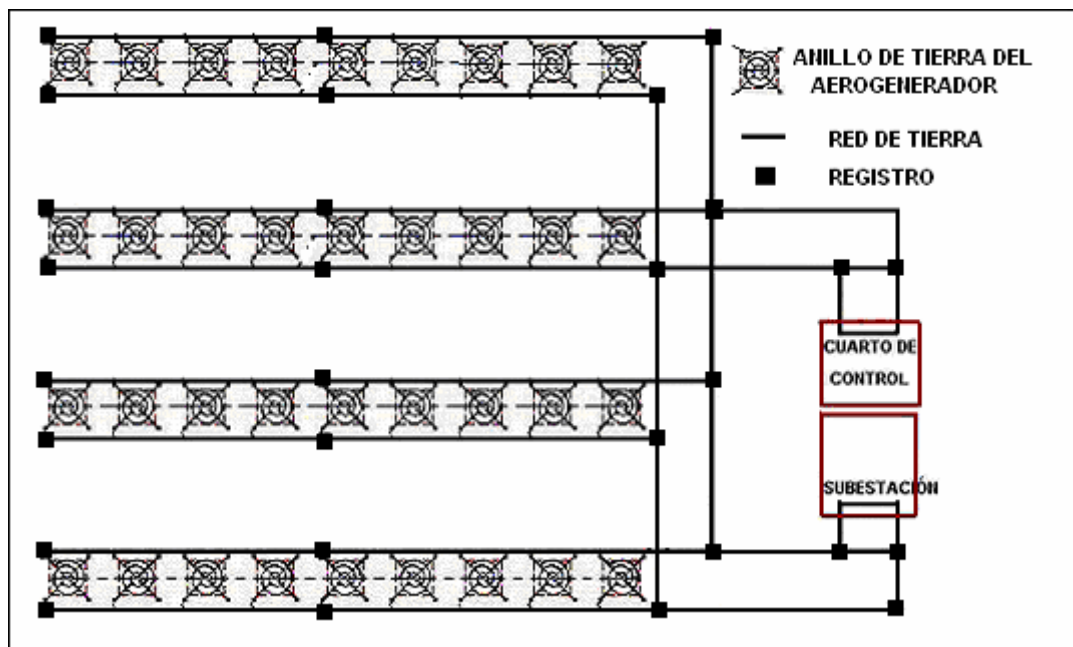


Figura 4.23 Ejemplo de un sistema de tierras para una central eolieléctrica

(Fuente: www.iiie.gob.mx)

Los objetivos principales de un sistema de tierras son:

1. Minimizar los peligros que representa una descarga eléctrica para el personal que labora en la central.
2. Establecer un camino de retorno para las corrientes de falla y prevenir daños en el sistema eléctrico.
3. Mejorar la confiabilidad y la consistencia en la detección de fallas a tierra para la operación óptima del sistema de relevadores de protección.
4. Mejorar la protección contra descargas atmosféricas.

Equipos que se conectan a la red de tierras:

- Torre del aerogenerador
- Carcasa y neutro del generador
- Caja de engranes
- Tanque y neutro del transformador de distribución
- Pantallas metálicas de los cables de energía
- Tableros de fuerza y control
- Sistema de protección contra sobretensiones (apartarrayos)
- Sistema de protección contra descargas atmosféricas (puntas pararrayos)

4.5.3 Cables de distribución

La configuración de la red de distribución de una central eoloelectrica se compone de circuitos radiales paralelos a la línea de aerogeneradores, con equipo eléctrico para seccionamiento y protección. Generalmente, los cables utilizados en el sistema de distribución de una central eoloelectrica son cables subterráneos de cobre, con aislamiento EPR o XLP, clase de aislamiento 15, 25 o 35 kV, nivel de aislamiento 100%.

El calibre de los cables se obtiene de acuerdo con los cálculos de capacidad de conducción de corriente, regulación de voltaje y corto circuito para cada circuito de distribución. La instalación de estos conductores se puede realizar enterrando directamente los cables o a través de ductos subterráneos.

4.5.4 Subestación principal de la central eoloelectrica

Dependiendo del tamaño de la central, ésta se puede conectar a líneas de distribución o de transmisión. En el segundo caso, el emplazamiento eoloelectrico deberá contar con una subestación eléctrica con capacidad disponible para evacuar la energía generada.

La subestación eleva el voltaje al nivel de transmisión (115 kV o mayor) y de ahí sale una línea aérea para su interconexión con el sistema eléctrico convencional. El diseño de esta subestación (capacidad, niveles de voltaje, tipo de arreglo, etc.) deberá realizarse con los procedimientos y normas de ingeniería aplicables y debe considerarse dentro del proyecto de la central.

Entre los aspectos más importantes que se deben tomar en cuenta para el diseño de una subestación están:

Datos de diseño

- Tensión nominal en kV en alta y baja tensión
- Tipo de conexión y capacidad de los transformadores de potencia
- Tipo de arreglo de las barras colectoras
- Corriente nominal
- Capacidad de corto circuito

Mapas, planos y diagramas

La utilización de diversas representaciones gráficas en el desarrollo de un proyecto, permiten efectuar las conexiones entre los elementos que integran toda la instalación, observar las disposiciones para su ubicación, fijar los niveles de tensión, establecer las distancias de seguridad consideradas, conocer las dimensiones del equipo y la disposición física del mismo, así como el dimensionar las diferentes partes de la subestación. Todo esto queda plasmado en representaciones gráficas como:

- Diagrama unifilar
- Esquema de protecciones
- Ruta de cables de medición
- Plano de la subestación
- Mapas topográficos

El diagrama unifilar es la representación simbólica de la conexión, en una sola fase, de todo el equipo mayor (generadores, transformadores de distribución, transformadores de potencia, cables subterráneos, línea de transmisión, etc.) que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos (ver figura 4.24).

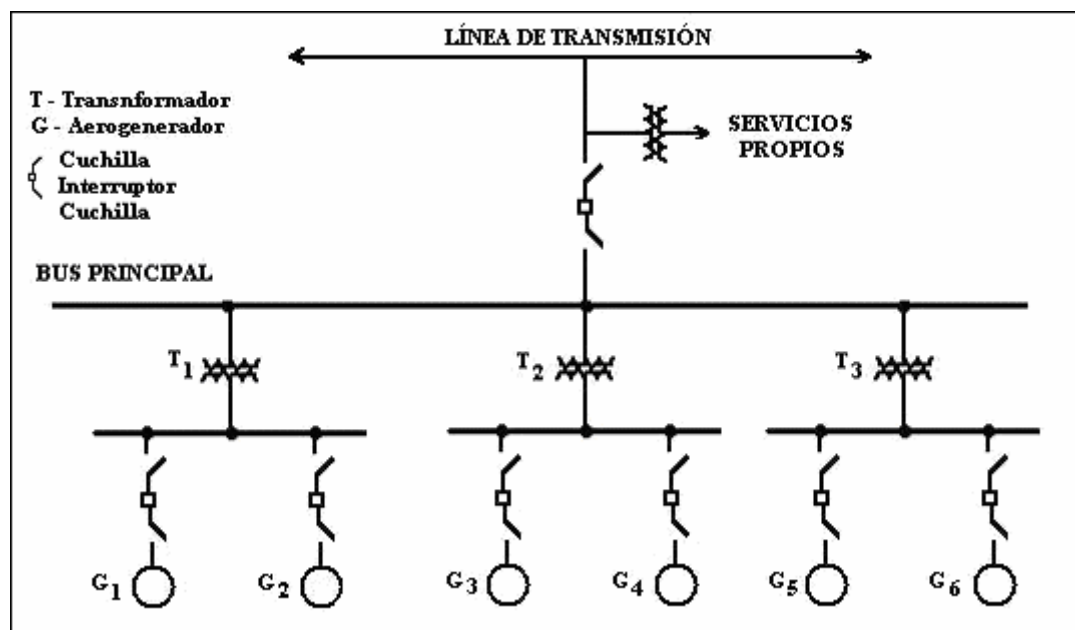


Figura 4.24 Diagrama unifilar de una central eolieléctrica¹⁰

Medición, control e instrumentación

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación. Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o embutidos en la superficie.

¹⁰ Figura elaborada por los tesisas

El control de variables de una subestación se realiza mediante una unidad de monitoreo que recibe información en forma continua la cual diagnostica cuando detecta una falla y manda una alarma, analiza variables, verifica los eslabones de comunicación, así como los elementos periféricos y envía señales para ejecutar órdenes. De la información recibida, se detecta y archiva fecha y hora en que la secuencia de eventos se origina, en forma de voltajes, corrientes, operación de relevadores, así como el tipo de falla, su duración y localización; en esta forma se puede obtener el reporte escrito, lo cual permite analizar en forma profunda todo el proceso de una falla.

- Transformadores de instrumentos (de corriente y potencial)
- Tableros
- Aparatos de medición (vármetros, wáttmetros, ampérmetros, vóltmetros etc.)
- Dispositivos de control (local, remoto)
- Cables

Protección

La protección es una de las diversas características del diseño de un sistema relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren fallas eléctricas en el, estas fallas pueden ser generadas a través de la tensión o la corriente. La función de la protección consiste en retirar rápidamente del servicio cualquier elemento de un sistema eléctrico cuando este sufre un corto circuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda causar daño o interfiera de otra manera en el funcionamiento eficaz del resto del sistema. El equipo de protección trabaja con interruptores que desconectan el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los indica. A continuación se listan algunos equipos utilizados en la protección de sistemas eléctricos y algunos temas relacionados con estos.

- | | |
|-----------------------------|-------------------------------|
| - Nivel de aislamiento | - Cuchillas |
| - Aisladores | - Maniobras |
| - Pararrayos | - Magnitud de fallas a tierra |
| - Apartarrayos | - Fusibles |
| - Hilos de guarda | - Relevadores |
| - Interruptores de potencia | - Tipos de protección |

Los relevadores son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, actuando en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño debido a la rápida desconexión el equipo que ha fallado. La figura 4.25 muestra un esquema de protección y medición en la conexión de un aerogenerador con una línea de transmisión.

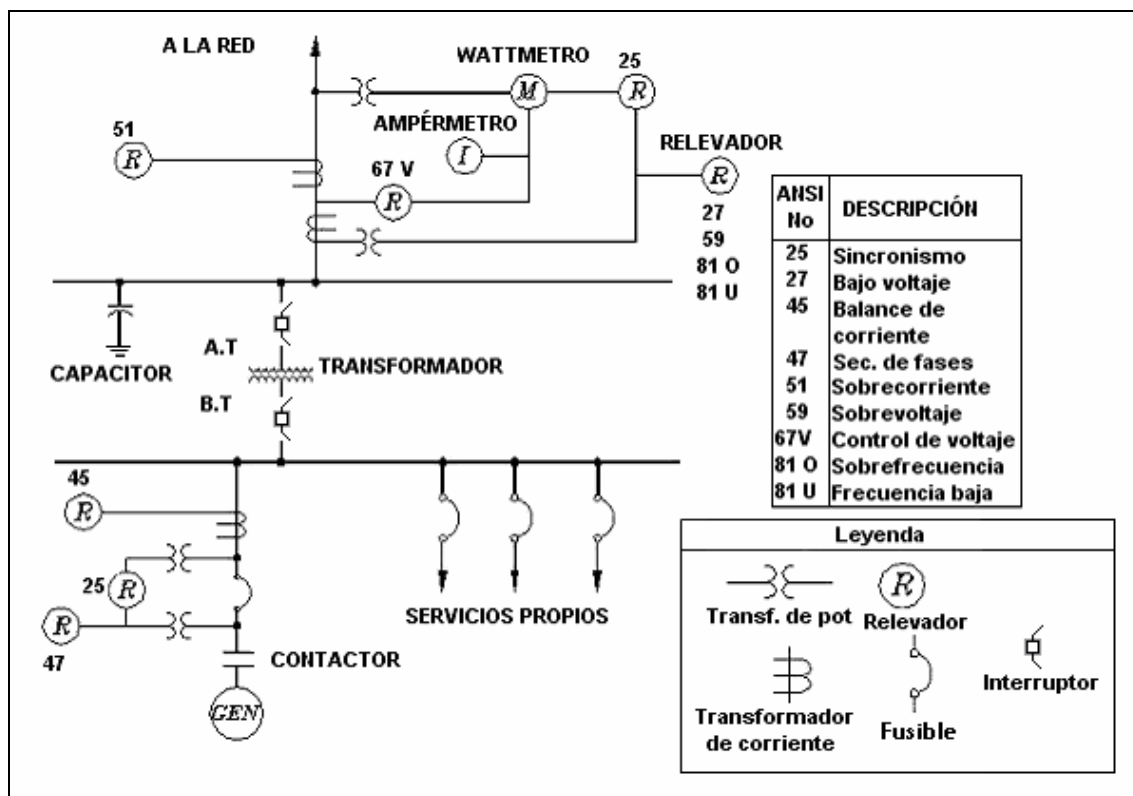


Figura 4.25 Esquema de protecciones y medición de una central eolieléctrica

(Fuente: Modificado de Estado del arte y tendencias sobre la tecnología eolieléctrica, Borja)

Sistema de tierras

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones, es el disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los cables de guarda, las estructuras metálicas y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra. Su objetivo principal es el limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.

Sistemas auxiliares

A continuación, se mencionan algunos de los equipos e instalaciones que conforman los servicios auxiliares.

- Alumbrado
- Sistema contra incendio
- Transformador de servicios
- Planta de emergencia
- Baterías

Líneas de transmisión

Los conductores de la línea aérea pueden ser de aluminio con alma de acero (ACSR) o de aluminio (AAC). El calibre de los conductores se determina de acuerdo con especificaciones de la CFE. Entre los factores que deben tomarse en cuenta para el cálculo de la línea de transmisión están:

- Número de circuitos y arreglo
- Calibre del conductor
- Número de conductores por fase
- Capacidad de corriente por fase

Interconexión a la red eléctrica

Es un hecho que en varios países ya se ha logrado de manera exitosa la integración de una cantidad importante de centrales eoloeléctricas a los sistemas de generación convencional. Sin embargo, las compañías eléctricas aún tienen preocupaciones al respecto, sobre todo, a medida que la penetración de la generación eoloeléctrica se incrementa en cuanto a su dimensión y cobertura.

Efectos a macro escala

Se teme que si la penetración de la generación eoloeléctrica en un sistema eléctrico mixto llegara a ser de magnitud considerable, la variabilidad de la potencia eoloeléctrica y su dificultad para controlarla podrían ocasionar problemas operacionales relacionados con variaciones importantes en la frecuencia y voltaje del sistema.

Aún no se sabe con certeza la magnitud de la penetración a la cual podrían empezar a ocurrir estos problemas. La probabilidad de que ocurran se reduce cuando el sistema eléctrico es robusto, la dispersión de la generación eoloeléctrica es mayor y existe una correlación favorable entre la generación de potencia eoloeléctrica y la demanda.

Efectos sobre las líneas de transmisión y distribución

a) En un ámbito local, las variaciones de potencia eoloeléctrica ocasionan fluctuaciones de voltaje con una magnitud que ocasiona el parpadeo de lámparas. Usualmente, esto se evita conectando las centrales eólicas a líneas de alto voltaje.

b) Las corrientes que demandan los generadores de inducción, en su inicio de operación, pueden ocasionar transitorios y caídas de voltaje. Esto puede evitarse con una programación adecuada del arranque de los aerogeneradores, es decir, permitiendo que entren en operación de manera secuencial y esperando un tiempo adecuado entre la puesta en operación de una cantidad conveniente de potencia nominal.

c) Los generadores de inducción demandan potencia reactiva. Las centrales eoloeléctricas con este tipo de máquinas incluyen bancos conmutables de capacitores para mejorar el factor de potencia.

d) Algunos modelos de acondicionadores electrónicos de potencia que se utilizan en aerogeneradores de velocidad variable, pueden ajustarse para que operen a cualquier factor de potencia (Incluyendo la posibilidad de producir potencia reactiva). No obstante, deben ser lo suficientemente adecuados para evitar distorsiones armónicas.

En términos generales, las centrales eoloeléctricas deben cumplir con los requisitos de calidad de potencia eléctrica, establecidos por la Comisión Electrotécnica Internacional (o por las normas locales). En este sentido, la norma IEC 61400-21 describe los procedimientos necesarios para determinar la calidad de los parámetros eléctricos en una central eoloeléctrica.

A continuación se describen brevemente los parámetros eléctricos que se deben considerar para el aspecto de interconexión a la red eléctrica, según la norma IEC 61400-21.

Valores de operación

Potencia nominal (P_n), es la potencia continua máxima de salida a la que está diseñado el aerogenerador para condiciones normales de operación.

Potencia reactiva (Q_n), es la potencia reactiva del aerogenerador cuando este opera a potencia, voltaje y frecuencia nominal.

Potencia aparente (S_n), es la potencia aparente del aerogenerador cuando este opera a potencia, voltaje y frecuencia nominal.

Corriente nominal (I_n), es la corriente del aerogenerador cuando opera a potencia, voltaje y frecuencia nominal.

Potencia máxima permitida (P_{mc})

Es la potencia promedio de salida que puede soportar un aerogenerador operando arriba de su potencia nominal, en un intervalo de 10 minutos.

Para aerogeneradores con controles activos de potencia (ángulo de paso de aspas) se tiene que $P_{mc} = P_n$

Para aerogeneradores con controles pasivos de potencia (desprendimiento de flujo) P_{mc} es por lo regular 20% mayor que P_n .

Potencia máxima medida

La potencia máxima medida, P_{60} , como valor promedio máximo de 60 segundos, y $P_{0.2}$, medido como valor promedio máximo en 0.2 segundos. Estos valores se utilizan en la calibración de relevadores de protección y se vuelven muy importantes para el análisis de aerogeneradores conectados a redes aisladas.

En general, para un aerogenerador de velocidad variable, $P_{0.2} = P_{60} = P_n$, mientras que para aerogeneradores de velocidad constante, $P_{0.2}$ será comúnmente mayor a P_n .

Potencia reactiva

La potencia reactiva de un aerogenerador se especifica en tablas, en función de valores promedio de 10 minutos de potencias al 10%,....., 90% y 100% de la potencia nominal.

Las turbinas eólicas que utilizan generadores de inducción conectados directamente a la red consumen reactivos como función de la potencia real de salida. Este consumo se compensa mediante capacitores. Los aerogeneradores que utilizan convertidores de frecuencia son capaces de llevar la potencia reactiva a cero o controlar su suministro o consumo dependiendo de las necesidades, aunque este control se limita al tamaño del convertidor.

Coefficiente de variación de voltaje

La variación de potencia durante la operación de los aerogeneradores ocasiona que se presenten variaciones en el voltaje en la red. La amplitud de las variaciones de voltaje no solo depende de la robustez de la red, sino también del ángulo de fase de su impedancia y el factor de potencia del aerogenerador.

Las variaciones en el voltaje pueden ocasionar variaciones en la iluminación de lámparas que pueden medirse de acuerdo a lo establecido en la norma IEC 61000-4-15. El coeficiente de parpadeo es una medida normalizada del máximo valor obtenido de un aerogenerador durante su operación y se determina por medio de la siguiente expresión:

$$C = P_{st} \frac{S_K}{S_n}$$

Donde

P_{st} es el valor de la variación de voltaje del aerogenerador

S_n es la potencia aparente nominal del aerogenerador

S_K es la potencia de cortocircuito de la red

Por lo general, los aerogeneradores de velocidad variable proporcionan bajos coeficientes de variación de voltaje, mientras que los valores de variación de voltaje para aerogeneradores de velocidad constante son altos.

Número máximo de operaciones de switcheo de aerogeneradores

Los siguientes casos de operaciones de *switcheo*.¹¹ son importantes debido a que ocasionan variaciones significativas en el voltaje:

- Arranque en la operación del aerogenerador a velocidad V_i ;
- Arranque en la operación del aerogenerador a velocidad nominal V_n ;
- Switcheo entre aerogeneradores. Representa el caso más crítico, se da cuando el aerogenerador consta de más de un generador o se tiene un generador de devanados múltiples.

La tolerancia en las operaciones de switcheo no solo depende de su impacto en el voltaje de la red, sino también depende de que tan seguido se presenten. Por lo tanto, se debe establecer un número máximo de operaciones de switcheo, para los casos anteriores, durante un periodo de 10 minutos (N_{10}), y uno de dos horas (N_{120}).

Factor de variación de voltaje por switcheo

Es una medición normalizada del valor de flicker de un aerogenerador debido a una operación sencilla de switcheo:

$$K_f = \frac{1}{130} \frac{S_K}{S_n} P_{ST} T_P^{0.31}$$

¹¹ *switcheo* Es la transición de arranque-paro de un aerogenerador

Donde:

T_P Es la duración de la variación del voltaje debida a la operación de switcheo;

P_{ST} Es el valor de la variación de voltaje del aerogenerador;

S_n Es la potencia aparente del aerogenerador a operación nominal;

S_K Es la potencia de corto circuito de la red

Este factor se obtiene de valores específicos del ángulo de fase de la impedancia de la red (30°, 50°, 70° y 85°) y por operaciones específicas de switcheo. Los aerogeneradores de velocidad variable por lo regular presentan un factor bajo, mientras que para los de velocidad constante, este valor se encuentra entre el promedio para aerogeneradores con control por ángulo de paso y valores altos para aquellos que utilizan control por desprendimiento de flujo.

Factor de cambio de voltaje

El factor de cambio de voltaje es una medición normalizada de cambio de voltaje debido a una operación sencilla de switcheo en un aerogenerador:

$$K_U = \sqrt{3} \frac{U_{MAX} - U_{MIN}}{U_n} \frac{S_K}{S_n}$$

Donde:

U_{MAX}, U_{MIN} Son los voltajes máximo y mínimo [de fase a neutro (RMS)] debidos al switcheo;

U_n Es el voltaje nominal entre fases;

S_n Es la potencia aparente del aerogenerador a operación nominal;

S_K Es la potencia de corto circuito de la red

El factor de cambio de voltaje se obtiene de valores específicos del ángulo de fase de la impedancia de la red (30°, 50°, 70° y 85°) y por operaciones específicas de switcheo.

El factor de cambio de voltaje (K_U) es similar al factor de corriente de arranque, al ser la relación entre la corriente máxima de arranque y la corriente de operación, aunque K_u está en función del ángulo de fase de la impedancia de la red. El valor más alto de K_U será numéricamente cercano a K_i .

Los aerogeneradores de velocidad variable por lo regular presentan un factor de cambio de voltaje bajo, mientras que para los de velocidad constante, este valor se encuentra entre el promedio para aerogeneradores con control por ángulo de paso y valores altos para aquellos que utilizan control por de desprendimiento de flujo.

Corrientes armónicas

Se tienen que establecer los valores de corrientes armónicas durante la operación de aerogeneradores con convertidores electrónicos. Las corrientes armónicas individuales se obtienen como dato promedio de 10 minutos, obteniendo la corriente individual máxima por armónicas y también la distorsión total por corrientes armónicas.

CAPÍTULO 5. PLANTA DE HIDRÓGENO

“Creo que el agua será algún día utilizada como combustible, que el hidrógeno y el oxígeno que la constituyen -utilizándolos juntos o por separado- proporcionarán una fuente inagotable de calor y luz de una intensidad que no tiene el carbón”.

Julio Verne, *“La isla misteriosa”*

5.1 Propiedades del hidrógeno en estado gaseoso (H_2)

El hidrógeno es más ligero que el aire y se disipa rápidamente (3.8 veces más rápido que el gas natural) aproximadamente a 20m/s. Sin embargo, es recomendable que las instalaciones donde se maneje tengan cuartos ventilados y techos a dos aguas para disipar posibles fugas.

Es inodoro, incoloro e insípido, los sentidos humanos no pueden detectar una fuga de hidrógeno. En la práctica industrial y durante 40 años de uso, se han empleado sensores electrónicos que actúan mucho más rápido y de mejor manera ante una fuga. Las flamas que llega a producir son de poca intensidad luminosa, casi invisibles al ojo humano, su combustión solo produce calor en bajos niveles y agua, solo la flama esta caliente no su alrededor, por lo que el riesgo de producir fuegos secundarios es menor.

Explosión

Para que una explosión por hidrógeno se presente, se debe encontrar en presencia de un oxidante como el oxígeno puro en concentraciones de al menos 10 %, o 41% de aire. El hidrógeno es explosivo en concentraciones de 18.3-59% mientras que el riesgo de explosión de la gasolina se da en concentraciones mucho más pequeñas 1.1 - 3.3%. El H_2 requiere de una temperatura mayor que la requerida por combustibles comunes para su ignición.

Toxicidad

El hidrógeno no es tóxico ni venenoso no contamina el agua, los mantos freáticos, ni el aire. Bajo condiciones atmosféricas estándar (20 °C y 1 atm), se presenta en estado gaseoso. (Sin embargo, las condiciones normales son llamadas NTP y se consideran a 0°C y 1 atmósfera).

Propagación

Se debe realizar una distinción entre velocidad de empuje y velocidad de dispersión de un gas. El empuje responde a la velocidad de una nube de gas que permanece cohesionada. La dispersión describe la velocidad a la cual las moléculas individuales penetran en el volumen de otro gas. Ambos parámetros son necesarios para explicar la velocidad con la que la nube de hidrogeno se dispersa en el aire.

Velocidad de dispersión en el aire a NTP: la velocidad a la cual un combustible gaseoso se dispersa en el aire.

Velocidad ascensional en el aire NTP: la velocidad a la cual el combustible gaseoso se eleva en el aire por las fuerzas de empuje.

Energía térmica radiada: energía emitida por radiación desde la zona de combustión hacia sus proximidades.

Distancia de inducción a la detonación a NTP: la distancia necesaria para que una deflagración ¹ se convierta en una detonación, en una mezcla aire/hidrógeno.

Limitación de oxígeno: concentración mínima de oxígeno necesaria para la propagación de la llama en una mezcla con concentraciones desconocidas de combustible, aire y nitrógeno. Si esta mezcla contiene menos de un 5% en volumen de oxígeno la llama no podrá propagarse.

Máxima distancia experimental de seguridad (MESG) en el aire a NTP: la combustión depende en gran medida de que el proceso ocurra en una zona total o parcialmente confinada, o bien en espacios abiertos dado que la sobrepresión puede provocar una situación de accidente.

5.1.1 Contenido energético

Todo combustible es capaz de liberar una cantidad determinada de energía cuando reacciona con el oxígeno. La tabla muestra valores comparativos entre distintos combustibles. El valor calorífico representa la cantidad de energía disponible de cada combustible por unidad de masa.

Combustible	Valor Calorífico Máximo (kJ/g)	Valor Calorífico Mínimo (kJ/g)
Hidrógeno	141.86	119.93
Metano	55.53	50.02
Gasolina	47.5	44.5
Diesel	44.8	42.5

Tabla 5.1 Contenido energético por unidad de masa para diversos combustibles

(Fuente: Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, 2001)

Aunque los términos valor calorífico máximo y mínimo solo se aplican a combustibles, es interesante mencionar que el contenido energético por unidad de masa de una batería ácida es aproximadamente 0.108 kJ/g. Otra medida para cuantificar el contenido energético de los combustibles es la densidad de energía, que representa la cantidad de energía existente (en

¹ Deflagrar: Arder repentinamente con llama y sin explosión.

Joules o BTU's) para un volumen dado de combustible. Así, la densidad de energía es producto del valor calorífico por la densidad del combustible respectivo.

Combustible	Densidad de energía (kJ/m ³)
Hidrógeno	10,050 ; gas a 1 atm y 15 °C
	1,825,000 ; gas a 3,000 psig y 15 °C
	4,500,000 ; gas a 10,000 psig y 15 °C
	8,491,000 ; líquido
Metano	32,560 ; gas a 1 atm y 15 °C
	6,860,300 ; gas a 3,000 psig y 15 °C
	20,920,400 ; líquido
Gasolina	31,150,000 ; líquido
Diesel	31,435,800 ; líquido

Tabla 5.2 Valores comparativos de densidad de energía de distintos combustibles

(Fuente: Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, 2001)

La densidad de energía del hidrógeno es baja, lo que implica que para almacenar grandes volúmenes de hidrógeno se necesitan tanques de mayor tamaño en comparación con los que necesitan otros combustibles para almacenar la misma energía. Sin embargo, su contenido energético por unidad de masa es mucho mayor que cualquier otro combustible ya que es muy ligero, es por esta razón que se utiliza como combustible para vuelos espaciales. Como dato complementario, se tiene que las baterías ácidas poseen una densidad de energía de 324,000 kJ/m³. A continuación, se muestra una tabla de propiedades físicas y químicas del H₂ en estado gaseoso.

Temperatura de autoignición	858 K	Energía de explosión	2 kg TNT/m ³
Mínima energía para la ignición	0.02 mJ	Velocidad ascensional NTP	1.2 – 9 cm/s
Límites de inflamabilidad en el aire	4.1 – 75 (vol. %)	Velocidad de difusión en el aire a NTP	≈ 2 cm/s
Límites de detonabilidad en el aire	18.3 – 59 (vol. %)	Coefficiente de difusión a NTP	0.61 cm ² /s
Temperatura de la llama	2318 K	Flujo de calor emitido	1.53 x 10 ⁻² kJ/cm ² ·s
Velocidad de detonación	1.48 – 2.15 km/s	Limitación de oxígeno	5 vol. %
Sobrepresión de la detonación	1470 kPa	Viscosidad del gas a NTP	8.9 x 10 ⁻⁵ g/cm·s
Calor de combustión inferior	120 kJ/g	Densidad del gas	0.0838 kg/m ³
Calor de combustión superior	142 kJ/g	Peso Molecular	2.02 g/mol
Velocidad de combustión a NTP	265 – 325 cm/s	Punto de ebullición	20.3 K
Porcentaje de energía térmica radiada	≈ 21 %	Toxicidad	No es tóxico

Tabla 5.3 Propiedades del hidrógeno gaseoso

(Fuente: Hydrogen Fuel Cell Engines and Related Technologies, 2001)

5.2 Hidrógeno líquido (H₂L)

Cualquier líquido criogénico (el hidrógeno se licua por debajo de los -252 °C) puede causar graves quemaduras si entra en contacto con la piel. Por tal motivo, el manejo de hidrógeno criogénico requiere el uso de tanques extra-reforzados y perfectamente aislados de doble pared, donde en situaciones de fuga, la primera reacción que sufre el hidrógeno es gasificarse, lo cual disminuye, en cierta medida, las lesiones por contacto. En la práctica se utilizan sistemas redundantes de seguridad con el fin de evitar el contacto con el ser humano.

5.3 Normas para el manejo del hidrógeno

En México no se han desarrollado normas en materia de hidrógeno y no se ha oficializado el uso de ninguna norma internacional, sin embargo en la práctica, las empresas que manejan hidrógeno en México utilizan normas internacionales.

Las normas dictan los lineamientos a seguir para el diseño y construcción de instalaciones seguras. Actualmente, el Comité de Hidrógeno de ISO trabaja con el fin de desarrollar normas referentes a sistemas y dispositivos de producción, almacenaje, transporte, medida y manejo del hidrógeno. Este comité es reconocido mundialmente como una entidad responsable del desarrollo de normas, códigos y guías generales en el campo de las tecnologías del hidrógeno.

ISO/DIS 13985.3	Hidrógeno líquido. Tanques para vehículos terrestres.
ISO/CD 13986	Tanques de transporte multimodal para hidrógeno líquido.
ISO/DIS 17268	Hidrógeno gaseoso. Conectores para carga de combustible para vehículos terrestres.
ISO/DIS 15869. 1/2/3/4/5	Hidrógeno gaseoso y mezclas. Tanques de combustible para vehículos terrestres.
ISO/WD 20012	Hidrógeno gaseoso. Estaciones de abastecimiento.
ISO/CD 16110.1/2	Generadores de hidrógeno usando tecnologías de procesamiento de combustible.
ISO/CD 22734	Generadores de hidrógeno que emplean procesos de electrólisis del agua.
ISO/WD 16111	Dispositivos transportables para almacenamientos de gas. Absorción reversible de hidrógeno en hidruros metálicos.
ISO/14687:1999/ AWI Amd.1	Hidrógeno combustible. Especificación del producto.

5.4 Seguridad

Desde hace 40 años la industria ha utilizado hidrógeno en grandes cantidades, desde materia prima para proceso químicos industriales hasta su uso como combustible para la exploración espacial. En todo este tiempo, la industria ha desarrollado la infraestructura para producir, almacenar, transportar y utilizar el hidrógeno de manera segura.

El hidrógeno no es más o menos peligroso que otros combustibles inflamables como la gasolina o el gas natural, de hecho posee algunas características que lo hacen más seguro comparado con estos.

Sin embargo, el diseño y construcción de instalaciones fiables y seguras requiere del conocimiento de sus propiedades, así como de su comportamiento frente a riesgos intrínsecos que posee cualquier instalación de combustibles.

El gas LP y la gasolina son más pesados que el aire, por lo que tienden a permanecer a nivel del suelo ya que se dispersan lentamente, la dispersión rápida del hidrógeno representa una potencial ventaja en este aspecto.

Conocer los principios generales de seguridad en el manejo de hidrógeno y los riesgos que implica el diseño de instalaciones y proyectos es muy importante, sobre todo en lo referente a los nuevos usos del hidrógeno. El conocimiento de las variables relacionadas a la contribución de posibles contingencias potenciales es el punto de partida en la seguridad, en el manejo y uso del hidrógeno en cualquier instalación.

5.4.1 Pruebas de seguridad

A continuación se muestra y se describe una prueba de seguridad, extraída de un artículo de divulgación científica ², realizada para comparar las propiedades de ignición entre el hidrógeno y la gasolina convencional.



Auto a hidrógeno (izq), Auto a gasolina (der). Foto de un video que compara el fuego provocado intencionalmente en un auto a hidrógeno y uno a gasolina. Se produjo una fuga a sus tanques de combustible y se les expuso a una flama.

Figura 5.1 Comparación real entre hidrógeno y gasolina

(Fuente: Photo/Text: Dr.Swain, University of Miami. ²)

Sesenta segundos después de la ignición (fotografía), la flama de hidrógeno comenzó a disminuir, mientras que el fuego debido a la gasolina se intensificó. Después de 100 segundos, la flama de hidrógeno desapareció sin dañar el interior del auto. (La temperatura máxima en la parte interior del parabrisas posterior fue solo de 19.4 °C). El auto de gasolina continuó incendiándose por varios minutos y fue completamente destruido.

5.5 Producción

5.5.1 Electrólisis

En general, se entiende por electrólisis la fragmentación o descomposición de un electrolito que se encuentra en la solución conductora mediante una corriente eléctrica, suministrada por medio de una fuente externa, a través de electrodos llamados cátodo y ánodo.

² H Facts. Hydrogen safety. Fact Sheet Series 1.008 www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/

En el caso de la electrólisis del agua, el electrolito, que es generalmente una sal iónica, no se descompone sino que lo hace el solvente, o sea el agua. En el caso de electrolitos alcalinos, la reacción bruta, se puede representar por:



Para realizar el proceso de electrólisis, es necesaria una celda electrolítica que tiene como función mantener confinada y controlada a la reacción química. Los electrodos se conectan a una corriente eléctrica continua y están sumergidos en una solución acuosa, contenida dentro de la celda electrolítica. Para que el proceso se produzca a concentración constante de electrolito, se debe bombear constantemente electrolito nuevo a la celda. El cátodo y el ánodo se encuentran separados por un diafragma que es permeable a los iones, pero impermeable a los gases. Los gases que se producen se conducen para su purificación y almacenamiento fuera del espacio de los electrodos (ver figura 5.2).

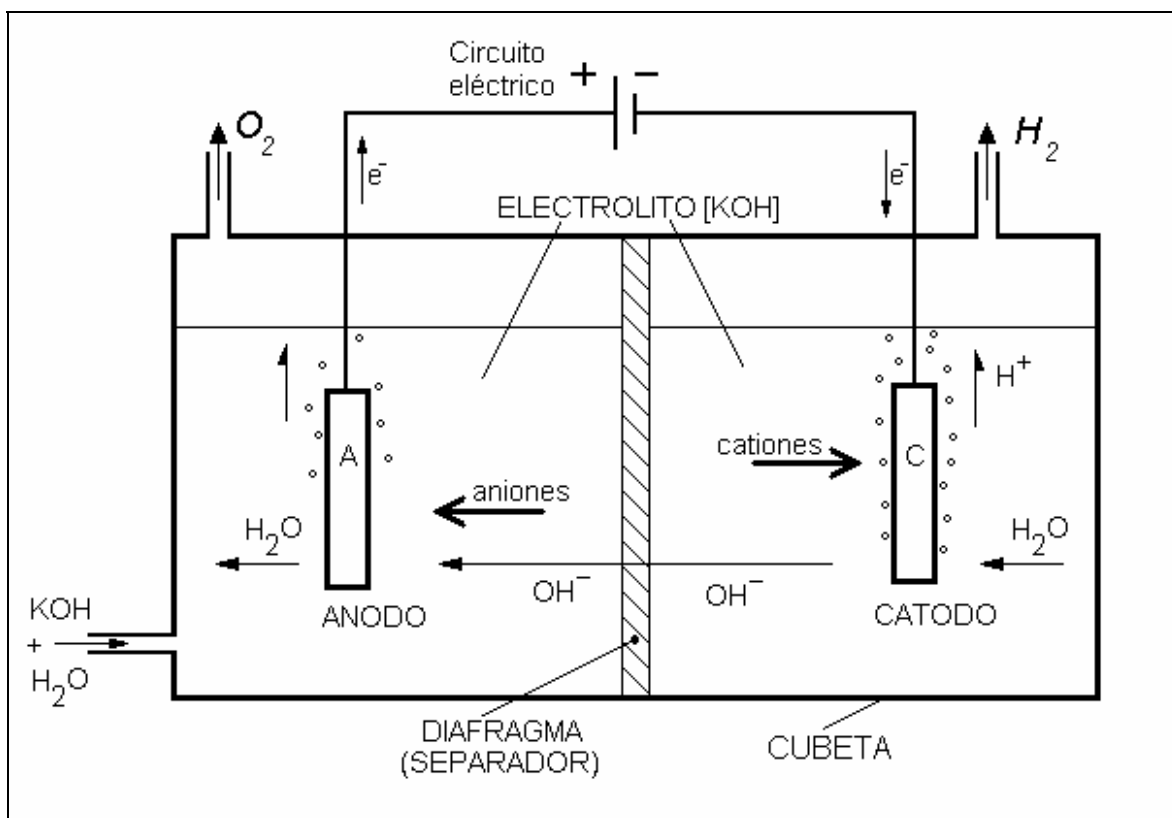


Figura 5.2 Esquema de una celda electrolítica

(Fuente: Modificado, Hidrógeno Solar, W. Justí, 2000)

5.5.2 Electrolizadores industriales

Un electrolizador es un arreglo de celdas electrolíticas técnicamente optimizadas e interconectadas para obtener hidrógeno gaseoso y oxígeno a partir del agua (H_2O) por el fenómeno de electrólisis. Los productos de salida son gases y calor, sin ningún residuo contaminante. Estos dispositivos son capaces de utilizar cualquier fuente de energía eléctrica (solar, viento, red eléctrica) para producir hidrógeno y oxígeno.

Una instalación electrolítica para la producción industrial de hidrógeno consta principalmente de:

- Una instalación rectificadora de corriente alterna para la obtención de corriente continua (1.6 a 2.2 Volts y una densidad de corriente de 1.75 a 2.1 kA m^{-2})
- Un bloque de celdas electrolíticas interconectadas.
- Instalaciones para purificar el agua.
- Instalaciones para preparar y bombear constantemente el electrolito.
- Instalaciones para la refrigeración y el lavado de los gases.
- Los catalizadores para purificar el H_2 y el O_2
- Las instalaciones de secado y almacenamiento.

Muchos de los fabricantes de electrolizadores consideran todos estos requerimientos técnicos y los colocan en sus productos finales, ofreciendo de este modo, sistemas completos de producción de hidrógeno (Electrolizadores) en el mercado.

Actualmente se emplean tres tipos de electrolizadores industriales. Dos de los cuales requieren el uso de una solución acuosa, de dióxido de potasio (KOH), que se emplea por su alta conductividad. Este tipo de electrolizadores se conoce como electrolizadores alcalinos. Estos pueden ser monopolares o bipolares.

El electrolizador monopolar presenta una estructura parecida a la de un tanque, cuenta con varias celdas cuyos electrodos se conectan en paralelo. Se coloca una membrana entre el ánodo y el cátodo que separa al hidrógeno y al oxígeno como gases de producto pero permite el paso de los iones formados.

En el diseño bipolar las celdas se conectan en serie, de este modo el hidrógeno se produce en un extremo de la celda y el oxígeno en el extremo opuesto, también es necesaria una membrana que separe los electrodos (ver figura 5.3).

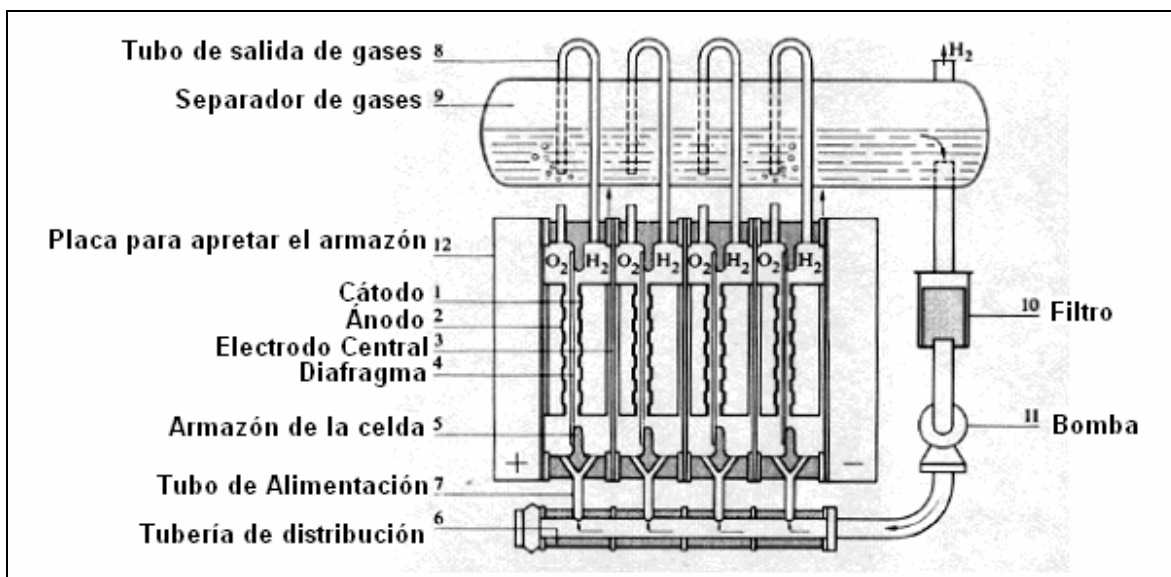


Figura 5.3 Electrolizador bipolar

(Fuente: Modificado, Hidrógeno Solar, W. Justi, 2000)

El tercer tipo de electrolizador es del tipo (Solid Polymer Electrolyte-SPE), o también conocido como Membrana de Intercambio Protónico (PEM), del inglés Proton Exchange Membrane. En esta unidad, el electrolito es una membrana sólida conductora de iones, a diferencia del medio acuoso que usan los electrolizadores alcalinos. La membrana sólida también permite la transferencia de iones H⁺ desde el ánodo hacia el cátodo que es donde se obtiene el hidrógeno, también separa a los gases de hidrógeno y oxígeno formados para poder almacenarlos por separado externamente. La electrólisis alcalina del agua es la tecnología más utilizada en la producción de grandes cantidades de hidrógeno. En un electrolizador alcalino, el hidrógeno producido tiene una pureza de casi 100% a bajas presiones. Pero si aún contiene humedad u oxígeno mezclados, estos deben ser removidos antes de almacenarlo.

5.5.3 Equipo de seguridad

Es importante mencionar también la necesidad de sistemas auxiliares que garanticen la seguridad de la planta electrolizadora, entre ellos cabe destacar los siguientes sistemas:

- Sistema de detección de H₂
- Sistema contra incendios
- Sistema de alarmas remotas
- Señalizaciones de advertencia
- Sistemas de detección de fuego

5.5.4 Sistemas auxiliares

Abastecimiento de Agua.

No está de más mencionar que, no importando la tecnología utilizada por el electrolizador, resulta necesario un tanque de almacenamiento de agua, de manera que se asegure que el proceso no se interrumpa inesperadamente a causa de la falta de suministro de agua.

El agua empleada para el proceso de la electrólisis, debe ser destilada y desionizada; es decir, el agua que se utiliza para este fin debe ser previamente tratada antes de entrar a la celda electrolítica.

Para lograr dichos requerimientos, se debe recurrir a los procesos de filtrado y purificación pertinentes, lo cual significa que, inclusive se puede utilizar agua de mar y aguas tratadas, (que resultan más recomendadas para este proceso debido a la problemática actual que representa la escasez de agua potable a nivel mundial) para producir hidrógeno. De modo que, se debe introducir a la celda electrolítica, agua pura necesaria para llevar a cabo la electrólisis, así como para que los electrodos tengan una mayor vida útil, al igual que la celda electrolítica.

Instalaciones eléctricas

Las instalaciones deben clasificarse en áreas de riesgo de acuerdo a estándares reconocidos, los dispositivos a instalar deben ser aprobados para trabajar en ambientes explosivos y con certificación de seguridad. Para las instalaciones, se deben seguir los lineamientos de códigos y normas correspondientes (NEC, IEC, IEE, etc).

Sistema de enfriamiento.

El sistema electrolítico produce una gran disipación de calor, por lo que los sistemas requieren de un sistema de enfriamiento, el cual debe proveer de agua a una presión que se encuentre entre 1 y 7 bares. En este rubro se recomienda un sistema cerrado para el agua de enfriamiento.

Monitoreo Remoto.

Consta de una interfase visual que le brinda al operador la opción de monitorear todos y cada uno de los procesos de los sistemas y subsistemas de los que consta la planta electrolizadora. La conexión remota debe ser compatible con los sistemas de interconexión y redes más comunes que existen en el mercado, así como con protocolos actuales de acceso seguro y confidencial a Internet.

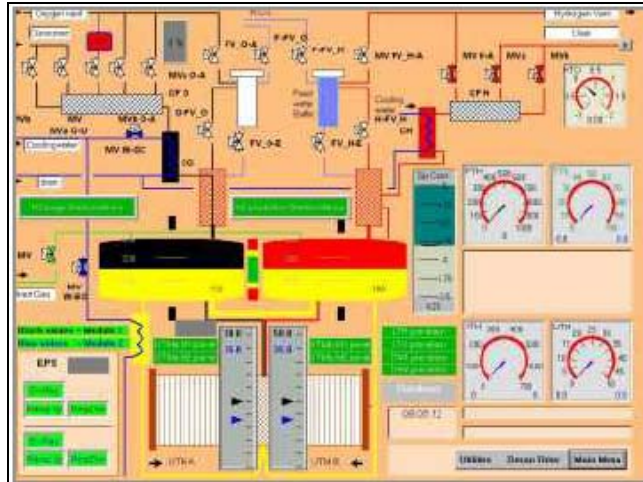


Figura 5.4 Monitoreo remoto de una planta electrolítica
(Fuente: Stuart Energy, 2005)

5.5.5 Análisis técnico

En un proceso ideal, el consumo de energía que se requeriría para producir hidrógeno con un 100% de eficiencia es aproximadamente de 40 kWh/kg; sin embargo, en la práctica este consumo es muy cercano a 60 kWh/kg. Uno de los retos actuales en la producción de hidrógeno vía electrólisis es lograr que las eficiencias totales de los procesos se acerquen a un 80%, incluyendo la compresión del gas hasta al menos 6000 psig con consumos promedio de 50 kWh/kg.

El electrolizador más grande disponible actualmente en el mercado, produce únicamente 380,000 kgH₂/año (la industria química mundial utiliza 0.2 billones kgH₂/año), esta limitante en cuanto a capacidad de producción está ligada a la escasa demanda de hidrógeno que existe hoy en día (comparada con los combustibles fósiles), por lo que resulta necesario elevar al menos en 100 veces los limitados niveles de producción actuales por este medio, si se desea lograr una diversificación energética encaminada a la utilización de energías sustentables que permita aprovechar los recursos renovables.



Figura 5.5 Módulo blindado de generación de hidrógeno. Hydrogenics
(Fuente: Stuart Energy, 2005)

5.6 Almacenamiento

5.6.1 Prevención de fugas y contención

La prevención de fugas es una consideración muy importante en cuestiones de diseño, ya que por la naturaleza del hidrógeno es posible que se presenten fugas en soldaduras de unión debido a la corrosión de los elementos y desgaste en válvulas, diafragmas, empaques.

El H_2 se filtra a través de los elementos sólidos más rápido que otros gases combustibles, en flujos tan pequeños que no implican riesgos de seguridad. Sin embargo, con el tiempo estos flujos pueden deteriorar las propiedades mecánicas de los elementos expuestos.

5.6.2 Opciones de almacenamiento

Las principales opciones para almacenar H_2 son: como gas comprimido y en estado líquido. Cada alternativa tiene sus ventajas y desventajas, por ejemplo, en almacenamiento líquido se tiene mayor capacidad de almacenaje en cuanto a densidad de energía, pero requiere contenedores muy robustos e implica también una gran inversión energética en el proceso de licuefacción.

Almacenamiento de hidrógeno líquido (H_2L)

El mayor reto del almacenamiento líquido es evitar el calentamiento, ya que el hidrógeno líquido debe estar a temperaturas criogénicas y cualquier calentamiento mínimo puede provocar su evaporación. Debido a esto, se debe prestar particular atención a las fuentes de calor a las que pueda quedar expuesto, que van desde procesos mecánicos hasta el propio medio ambiente.

Almacenamiento en estado gaseoso (H_2G)

El gas comprimido es la solución más simple de almacenamiento, ya que solo se requiere de un compresor y contenedores a presión. Su desventaja es la baja densidad de energía en su almacenamiento si no se cuenta con contenedores a alta presión. A mayores presiones mayor densidad de energía almacenada, lo cual implica sistemas más robustos y mayores costos de operación.

Torres de aerogeneradores como tanque de almacenamiento.

La torre de un moderno aerogenerador de 1.5 MW tiene una altura que va de 65 a 85 metros y un diámetro de 5 a 3 metros (en la base y la parte más alta respectivamente), con paredes metálicas cuyo grosor va de 25 hasta 36 milímetros. Por lo tanto, estas torres tienen la capacidad de confinar, un volumen de 663.7 a 867.9 m^3 .

Asumiendo que solo es posible utilizar dos terceras partes de este volumen, de manera que quede disponible la base y la parte alta de la torre para seguir colocando los equipos eléctricos y electrónicos propios del aerogenerador, tendríamos entonces, 442.5 a 578.6 m^3 de volumen que podrían perfectamente ser utilizados como tanque para almacenar hidrógeno. Como lo muestra la figura 5.6.

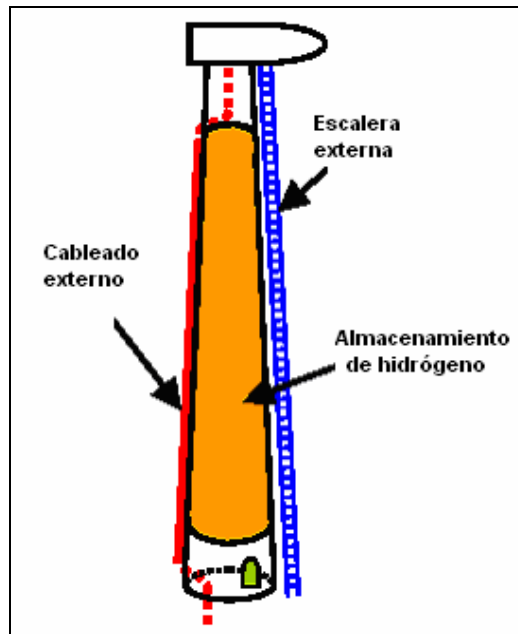


Figura 5.6 Almacenamiento de hidrógeno en torres de aerogeneradores

(Fuente: NREL, 2004)

Dicho tanque podría, sin realizar modificaciones sustanciales a las tecnologías actuales de fabricación de torres para aerogeneradores, soportar hasta 10 atmósferas de presión, (únicamente sería necesario el uso de un revestimiento especial a la pared de la torre o la utilización de aleaciones menos sensibles a la corrosión por hidrógeno) permitiendo que la capacidad de almacenamiento de hidrógeno en una torre sea aproximadamente de 4,425 hasta 5,786 Nm^3 ($\text{Nm}^3 = 1 \text{ m}^3$ a presión atmosférica y 15 °C).

Asumiendo que 11.1 Nm^3 de H_2 son iguales a 1 kg de H_2 , como se dijo, en condiciones de presión y temperatura normalizadas, se pueden tener de 399 hasta 521 kg de hidrógeno almacenado en una torre.

El valor calorífico mínimo del H_2 es de aproximadamente 119.93 kJ/g ó 33.3 kWh/kg. Así, una torre de aerogenerador de 1.5 MW podría almacenar energía en forma de hidrógeno desde valores de 13.3 MWh hasta 17.3 MWh.

Si el electrolizador tiene una eficiencia de 80%, se requieren 49.25 kWh de la electricidad producida por el aerogenerador para convertirla en 1 kg de hidrógeno. Así que, una torre podría almacenar el equivalente de 13.1 hasta 17.1 horas de operación del aerogenerador a potencia nominal, lo cual es una gran cantidad de energía almacenada sin necesidad de invertir en otro tipo de almacenamiento para el hidrógeno.

5.6.3 Selección del tipo de almacenamiento

La selección de método de almacenamiento depende de varios factores como son:

- La aplicación (Estado físico y presión requeridos)
- La densidad de energía requerida.
- La cantidad a producir.
- Periodo de almacenamiento

- Disponibilidad de energía para el proceso.
- Geología del área.
- Necesidades futuras de expansión.
- Requerimientos de Mantenimiento.
- Costos de Capital.

La densidad de energía del H_2 es una consideración importante en este aspecto. Por ejemplo, si el hidrógeno debe entregarse lejos de la fuente de producción (hasta 100 km), su estado líquido sería tal vez la mejor opción. La mayor densidad de energía como líquido implica el uso de un solo trailer en lugar de 20 llevando gas comprimido.

5.6.4 Capacidad de almacenamiento

La cantidad a ser almacenada es la consideración más importante puesto que los costos de operación por kg de H_2 son generalmente menores para una mayor cantidad de unidades de almacenamiento. Para HL, los niveles de evaporación por calentamiento son inversamente proporcionales al tamaño del tanque de almacenaje, por lo que los tanques mayores tendrán menores niveles de evaporación. Ver figura 5.7.

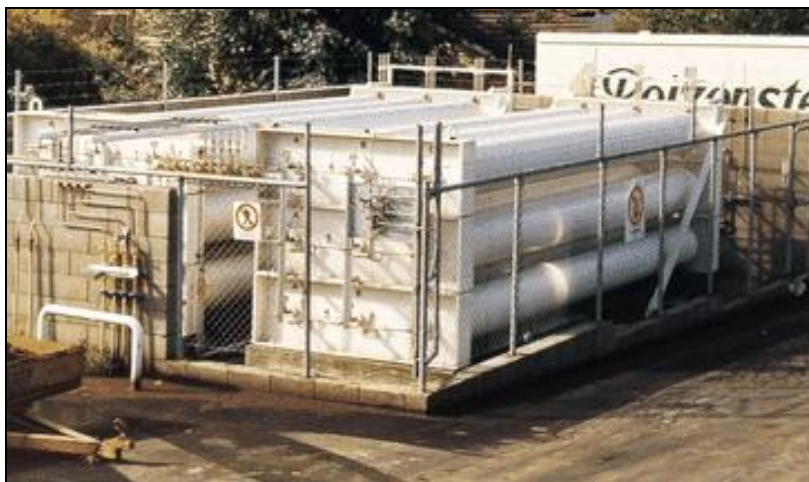


Figura 5.7 Almacenamiento de H_2 a gran escala

Para pequeñas cantidades de almacenamiento es recomendable usar gas comprimido.

5.6.5 Periodo de almacenamiento

No es recomendable el empleo de HL ni HG por largos periodos de almacenamiento debido a las pérdidas y costos de operación, previamente señalados, en los que se incurre. Es recomendable utilizar el H_2 generado, lo más rápidamente posible, reduciendo al máximo la necesidad de almacenarlo. En el peor de los casos, es mejor no producirlo.

5.6.6 Compresión

Al comprimir un gas, este reduce su volumen de acuerdo al recipiente de almacenamiento, de este modo es posible almacenar una mayor cantidad de energía por unidad de volumen. Es decir, el proceso de compresión permite utilizar eficientemente los volúmenes de almacenaje con que se cuenta, lo cual representa una ventaja, ya que se

reduce el espacio necesario para el almacenamiento, aumentando a su vez la propiedad del gas en cuanto a su contenido energético lo cual da un valor agregado al producto y reduce costos de operación.

Existen compresores tipo estándar axial, radial y de pistón recíprocante, los empaques son el elemento más delicado debido a la fricción a la que son sometidos y a las propiedades ya mencionadas de dispersión del H_2 .

Los compresores de pistón recíprocante pueden ser de capacidades mayores a 11,200 kW (15,000 hp) y pueden manipular flujos de 890 kg/h a presiones arriba de 25 MPa (3,600 psig). Son adecuados también para flujos variables ver figura 5.8.

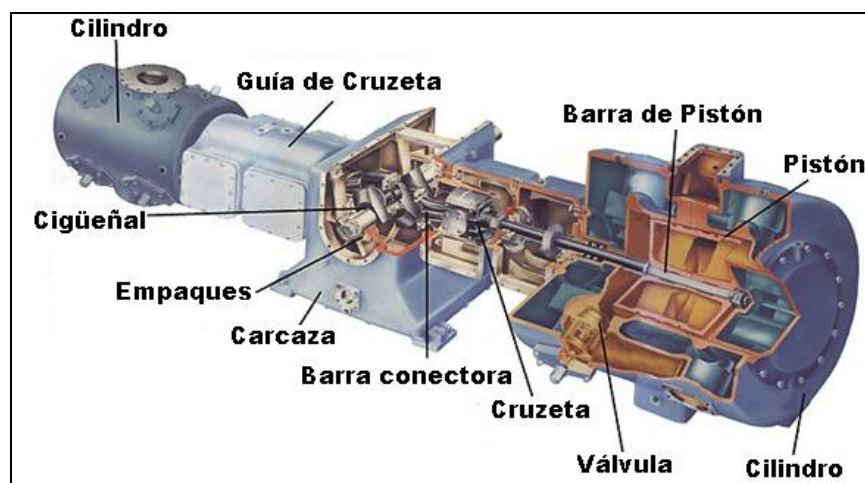


Figura 5.8 Ilustración de un compresor de pistón recíprocante
(Fuente: Modificado NORWALK, 2005)

Los compresores radiales se utilizan para flujos de 160- 22,000 kg/h.

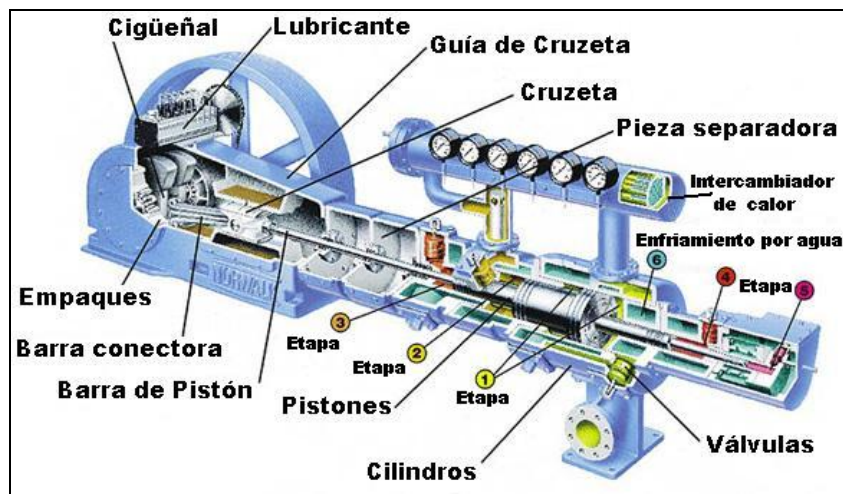


Figura 5.9 Ilustración de un compresor radial
(Fuente: Modificado NORWALK, 2005)

Los compresores axiales se utilizan para 6,400-89,000 kg/h. Una ventaja de estos es que se pueden acoplar en una sola flecha mecánica, pero tienen eficiencias solo hasta del 50%.

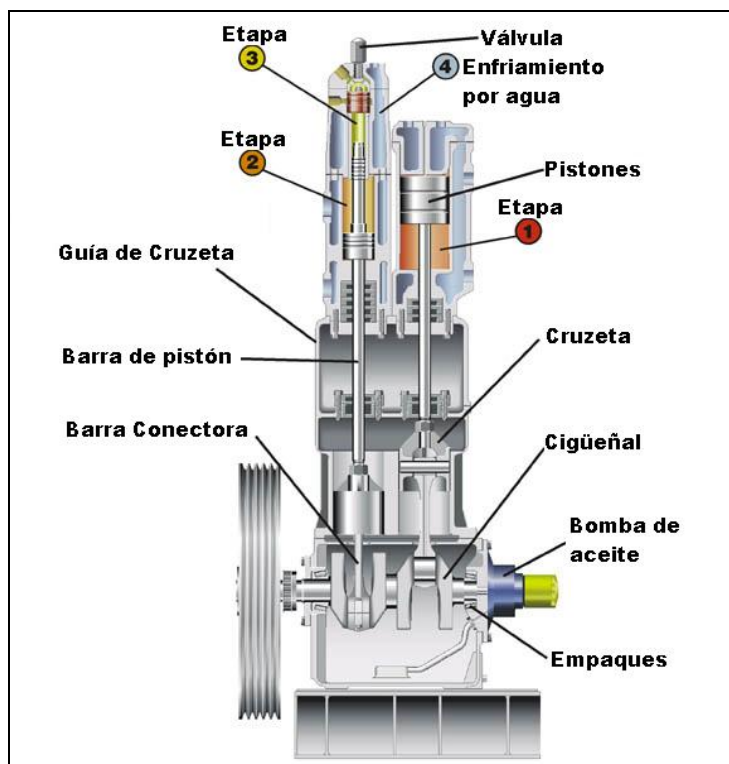


Figura 5.10 Ilustración de un compresor axial

(Fuente: Modificado NORWALK, 2005)

El almacenamiento de gas comprimido presenta dos riesgos intrínsecos. Primero, cualquier sustancia almacenada a altas presiones implica un riesgo, no importa si se trata de un gas inerte o hidrógeno. Segundo, si un tanque de presión presenta una fuga, el hidrógeno se esparcirá rápidamente en gran cantidad, sin embargo, la posibilidad de que se concentre en cantidad suficiente para ser peligroso es menor.

5.7 Transporte

Se puede transportar H_2 como gas comprimido o como líquido criogénico. El método más barato de transporte depende de la cantidad que se entregue y la distancia requerida. Así, los métodos más usados para transportación son: trailer, tren, barco y tubería.

5.7.1 Transporte de gas comprimido

El gas comprimido se puede transportar usando cilindros de alta presión, trailers con tanque o tuberías. Si se requiere transportar hidrógeno como gas, se debe comprimir a grandes presiones para maximizar las capacidades de los tanques de transporte. Los cilindros para gas a altas presiones son del orden de 40 MPa (5,800 psig) y pueden llevar 38 kg de hidrógeno cada uno. Sin embargo, la utilización de estos cilindros resulta cara y de difícil manejo.

Los trailers o remolques para tanques cuentan con varios cilindros de acero montados en una estructura, los cuales pueden transportar desde 63 hasta 460 kg de hidrógeno, dependiendo de su capacidad. Las presiones de operación para este caso son: 20-60 MPa (2,900-8,700 psig). Ver figura 5.11.



Figura 5.11 Transporte de H₂ por medio de trailers o remolques
(Fuente: WWEA, 2006)

5.8 Mercado final del producto

El hidrógeno, tanto en estado gaseoso como en estado líquido (cada uno de acuerdo a sus características), representa una fuente de energía que se puede aprovechar en diferentes aplicaciones como en motores de combustión interna, lo cual representa un mercado de gran potencial a explotar, representado por la industria del transporte, también se le puede destinar para uso como combustible industrial, ya sea para generación de potencia para requerimientos de electricidad o como fuente de calor a través de celdas de combustible, como combustible de aeronaves y vehículos espaciales. En este sentido, el aspecto que resulta importante para poder desarrollar una diversificación energética importante a través del hidrógeno, es el desarrollo de la infraestructura necesaria a través de implementación tecnológica que permita crear una economía basada en el hidrógeno.

5.9 Celdas de Combustible

5.9.1 Definición

Una celda de combustible es un sistema generador de electricidad. Dicha generación se realiza a partir de una reacción química en el interior de la misma celda. La corriente eléctrica que se genera en la celda de combustible es directa, o sea que es una corriente similar a la de las baterías. No obstante esta similitud, su funcionamiento es absolutamente distinto; las baterías tienen un tiempo limitado de vida, una vez cumplido dicho plazo, las baterías son desechadas, no así las celdas de combustible, ya que una celda de combustible

puede funcionar por mucho más tiempo en tanto no se le agote el combustible, este combustible es hidrógeno.

5.9.2 Funcionamiento

Una celda de combustible está compuesta por dos electrodos separados por un electrolito. El hidrógeno pasa por uno de los electrodos, es ionizado, y es entonces que este pierde un electrón, por el otro electrodo pasa el Oxígeno, que puede provenir del aire mismo. A partir de ahora, el protón y el electrón del hidrógeno se dirigen hacia el otro electrodo, pero por caminos distintos. El protón es admitido por el electrolito y es conducido al otro lado del mismo. Por su parte, el electrón que se separó del protón se dirige hacia el otro electrodo a través de un conductor eléctrico, el cual es parte de un circuito (este es el camino de la corriente eléctrica). Finalmente, el regreso del circuito llega al otro lado del electrolito, el lugar donde se reunirá el electrón con el protón que atravesó al electrolito, y con el oxígeno que proviene del segundo electrodo, completando el ciclo.

Como es de esperarse, al completarse el ciclo, además de producirse la corriente eléctrica que corre a lo largo del circuito, el producto de la reacción final es agua pura. En todas las celdas de combustible se produce calor, sin embargo, la intensidad del calor producido está relacionada directamente con el tipo de electrolito que se usa para llevar a cabo la reacción. Así por ejemplo, el calor producido por una celda de Carbonatos Fundidos será muy superior al producido por una celda tipo PEM.

Es importante mencionar que algunas celdas como las de carbonatos fundidos producen una cantidad considerable de calor, sin embargo dicho calor puede ser aprovechado, dependiendo de la aplicación que se le quiera dar y sobre todo, de la habilidad de los diseñadores de los sistemas.

5.9.3 Aplicaciones

En la actualidad, esta tecnología tiene muchas aplicaciones, ya que las celdas de combustible pueden utilizarse en cualquier situación en la que se requiera de una fuente eléctrica (la naturaleza de la corriente producida por las celdas de combustible, no representa dificultad, ya que puede utilizarse la electrónica de potencia para convertir la corriente directa en corriente alterna), independientemente de la escala de la aplicación.

Así, por ejemplo, tenemos celdas de combustible que pueden abastecer sistemas eléctricos de gran demanda como edificios y casa habitación, hasta aparatos electrónicos portátiles como teléfonos celulares y laptops.

Sin embargo, las celdas de combustible tienen un espectro de aplicación mucho más amplio, que abarca incluso las áreas de consumo energético clásicamente dominadas por energéticos diferentes al hidrógeno. El más claro ejemplo es el de la industria automotriz.

Si bien se ha demostrado que un motor a gasolina puede ser fácilmente convertido a hidrógeno, los motores a explosión continúan siendo muy poco eficientes. De manera que si el motor a gasolina es sustituido por un motor eléctrico, abastecido de electricidad por

una celda de combustible, la eficiencia de dicho sistema resulta ser tres veces el valor de la un motor a gasolina, por lo menos. Actualmente esta aplicación está siendo utilizada tanto para autos compactos, como para autobuses de pasajeros en múltiples lugares del mundo.

Por último mencionaremos que la tecnología del hidrógeno aplicada a las celdas de combustible ha llegado para darle un nuevo impulso a la renovada industria de la energía alterna. Esto debido a que el gran problema de dicha industria era la intermitencia del sol o del viento, problema que pretendió resolverse mediante el uso de bancos de baterías para su carga y recarga, solución que por razones obvias resulta inviable a gran escala, no así la producción de hidrógeno, que combinado con la tecnología de las celdas de combustible resulta ser la solución para los problemas de intermitencia de los sistemas de gran escala.

5.9.4 Ventajas

Las características que brindan a la celda de combustible la ventaja sobre otros sistemas son: Muy silenciosa, eficiente y limpia. La celda de combustible no cuenta con partes móviles, de manera que no existe fricción entre sus piezas, por lo tanto es casi completamente silenciosa, característica que en estos días ha resultado revalorada en su importancia.

Como ya se señaló, le eficiencia de una celda de combustible resulta muy superior a la de otros sistemas generadores, actualmente dicha eficiencia en modelos comerciales es del 50% (aunque día con día aparecen nuevos modelos experimentales que presentan eficiencias cada vez más elevadas), cuando la de un motor a gasolina oscila entre el 12% y el 15%.

Lo mejor de todo es que los únicos subproductos, resultantes de la generación de electricidad a partir de hidrógeno y oxígeno en una celda de combustible resultan ser únicamente agua pura y calor.

5.9.5 Tipos

A continuación un breve análisis de cada tipo de Celdas de Combustible en la actualidad.

- **Ácido Fosfórico:** Este es el tipo comercialmente más desarrollado, actualmente es usado para abastecer inmuebles como hoteles, hospitales, oficinas y todo tipo de edificios. Este tipo de celdas pueden ser utilizadas al transporte para sistemas masivos como autobuses o locomotoras. Trabaja a una temperatura promedio de 204° C. Maneja una eficiencia del 40%, pero debido a las temperaturas que maneja, si es utilizado este calor en un arreglo de ciclo combinado, puede alcanzar eficiencias del 85%.
- **Membrana de Intercambio Protónico (PEM):** Manejan una temperatura promedio de 93° C. Tienen una densidad de potencia alta y su principal característica es la de su velocidad de respuesta ante la demanda de grandes cantidades de energía, por lo que se perfilan como la mejor opción para ser utilizadas en automóviles y para aparatos electrónicos portátiles.

- Carbonatos Fundidos: Las celdas de Carbonatos Fundidos trabajan a una temperatura promedio de 648°C . Con una alta eficiencia, su principal característica es que puede consumir combustibles a base de carbón, por ejemplo: Gas Natural.
- Óxidos Sólidos: Este sistema generalmente utiliza un material duro cerámico en lugar de un electrolito, por lo que sus temperaturas de operación están alrededor de 981°C . Con una eficiencia de 60%, este tipo de celdas es la ideal para aplicaciones de muy alta potencia como generación a gran escala o industrial, así como transportes masivos de alta capacidad como trenes.
- Alcalinas: Estas son el tipo de celdas de combustible que han sido usadas por la NASA desde hace muchos años para sus misiones espaciales. Utilizan como electrolítico al Hidróxido de Potasio (KOH). Tienen una eficiencia promedio del 70%. Por su alto nivel de eficiencia, siempre han sido muy costosas, sin embargo, a ultimas fechas muchas compañías están tratando de reducir sus costos para introducirlas al mercado.

CAPÍTULO 6. PROYECTO ESPECÍFICO

“Muchas cosas de difícil diseño, resultan ser fáciles de llevar a cabo.”

Samuel Johnson

6.1 Localización del proyecto

El proyecto de caracterización del recurso eólico consistió en la instalación de cuatro estaciones de medición anemométrica por parte de la Universidad Autónoma de Tamaulipas (UAT) campus Reynosa Rhode, la cual contempla llevar a cabo un proyecto de colocación y puesta en servicio de aerogeneradores para satisfacer la carga de sus propias instalaciones. Cabe señalar que la UAT brindó las facilidades necesarias para participar en el proceso de instalación de las torres anemométricas mencionadas.

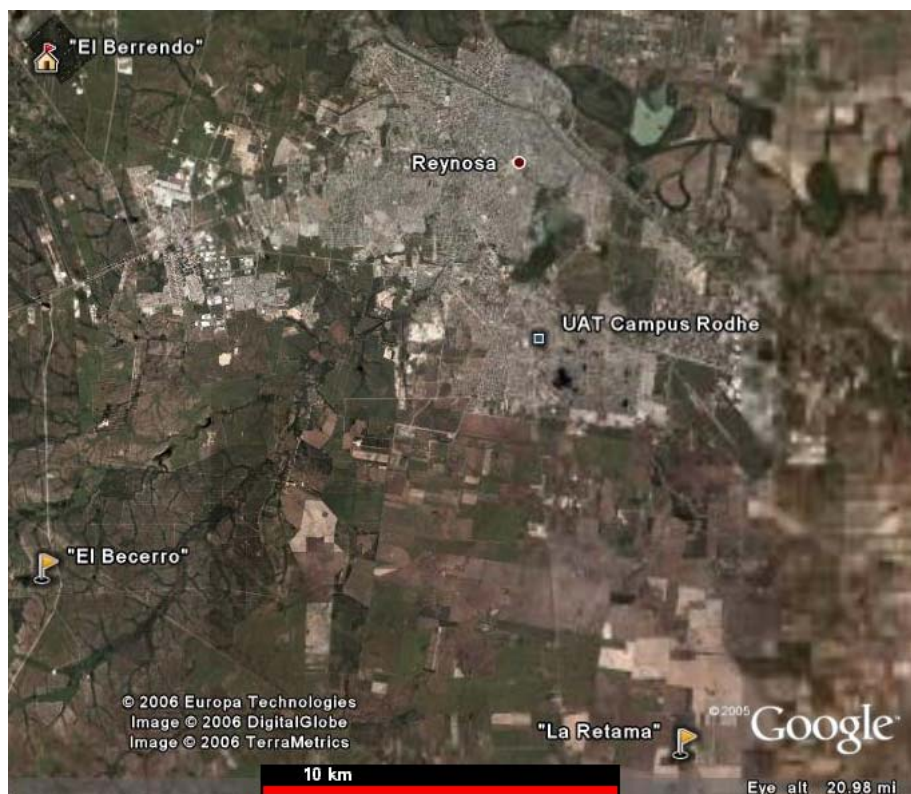


Figura 6.1 Distribución de las estaciones de medición (Fuente: Google maps)

Para la selección de los cuatro emplazamientos donde se instalaron las torres de medición, se realizó un estudio previo mediante datos anemométricos obtenidos de los aeropuertos de la ciudad de Reynosa y Matamoros de los que se obtuvo información acerca de los vientos dominantes de la zona, también se tomaron en cuenta las referencias de los pobladores de los lugares seleccionados. Ver figura 6.1.

De acuerdo a las mediciones obtenidas durante un año, periodo constituido del 1 de Febrero de 2005 al 31 de Enero de 2006 (correspondiente a 51840 datos promedio obtenidos cada 10 minutos de cada variable medida: velocidad, dirección y temperatura), se obtuvieron los parámetros de caracterización del recurso eólico correspondientes, que determinaron el sitio específico para la localización del proyecto.

Sitio	Densidad de potencia anual [W/m ²]	Velocidad promedio anual [m/seg]	Turbulencia	Factor de forma K	Factor de escala C	Velocidad máxima [m/seg]
001	245	6.09	0.123	7.31	2.5536	20
002	255	6.14	0.109	7.26	2.5368	19
003	260	6.24	0.10	7.37	2.5215	21

Tabla 6.1 Comparación de las características eólicas de los emplazamientos

De la tabla 6.1 se observa que el sitio 003 presenta las mejores características eólicas respecto a los otros dos.

Estación	003
Latitud	26° 5' 53'' Norte
Longitud	98° 24' 58'' Oeste
Altura (msnm)	85
Alturas de medición (m)	20, 35 y 50
Equipo de Medición	NRG System
Fecha de inicio de operación	Febrero 1, 2005
Lugar	Rancho el berrendo
Municipio	Reynosa
Estado	Tamaulipas
Propietario de la estación	Universidad Autónoma de Tamaulipas

Tabla 6.2 Datos específicos de la estación 003

El sitio se localiza 16 Km al Noroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas, sobre el camino “el berrendo” en el rancho del Sr. Jaime Arredondo. Figura 6.2 y tabla 6.2.



Figura 6.2 Vista satelital del sitio 003 (Fuente: Google maps)

La figura 6.3 muestra el tendido de la torre de medición anemométrica para su instalación en el sitio seleccionado.



Figura 6.3 Instalación de la torre anemométrica en el sitio

La torre tiene una altura de 50 metros, se colocaron sensores a diferentes alturas, resultando la distribución de estos de la siguiente manera, ver tabla 6.3.

Sensor	Altura [m]	Dirección
Termómetro	3	-
Anemómetro 1	20	Sur
Anemómetro 2	35	Este
Veleta 1	35	Norte
Anemómetro 3	50	Sur
Anemómetro 4	50	Este
Veleta 2	50	Norte
Data logger	3	-

Tabla 6.3 Distribución de sensores en las torres de medición anemométrica.

6.2 Análisis de resultados del recurso eólico

La distribución de frecuencia correspondiente a un año es la mostrada en la figura 6.4.

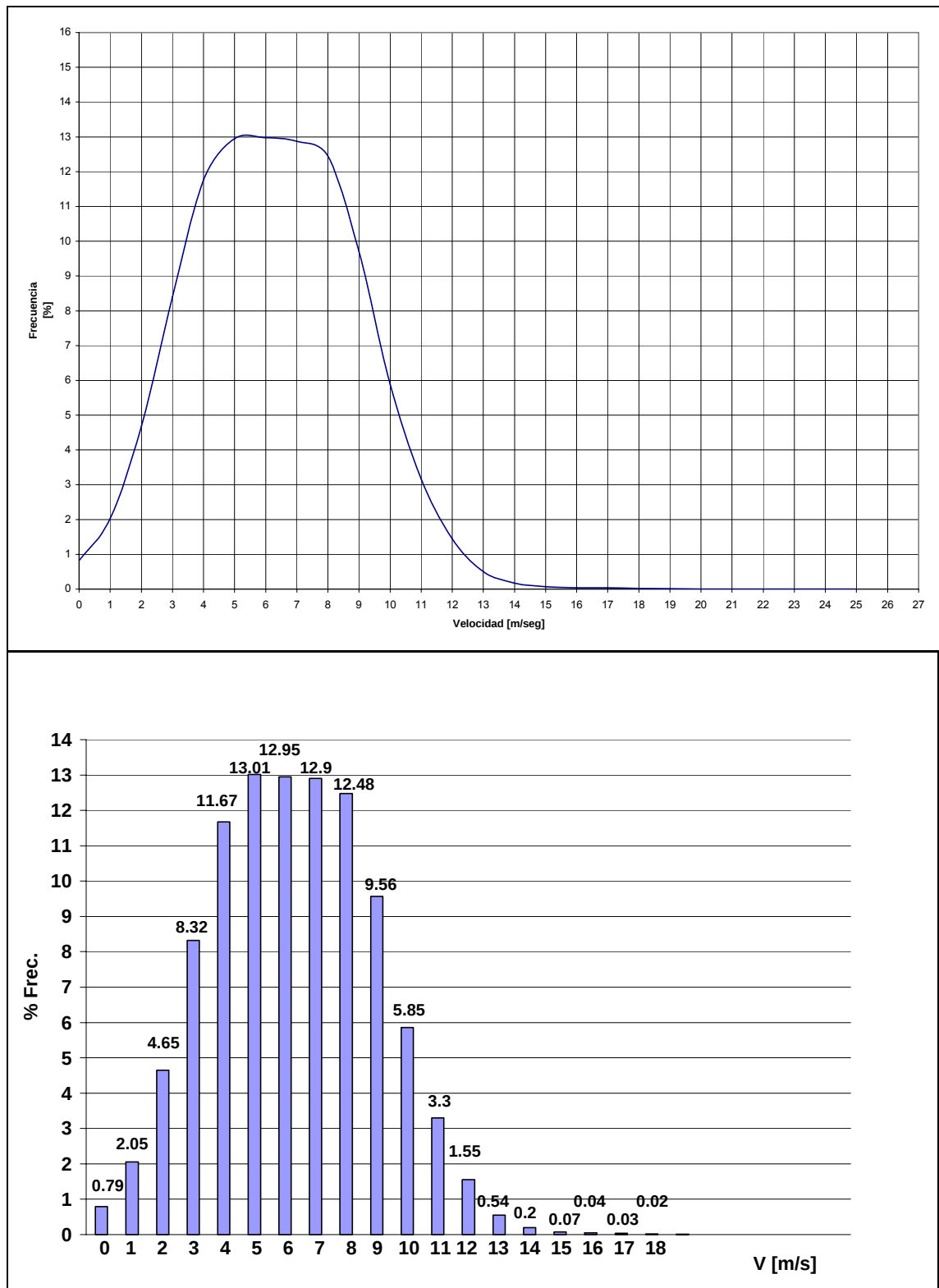


Figura 6.4 Distribución de frecuencia encontrada

El patrón diario de velocidad que se obtuvo de acuerdo a los periodos estacionales correspondientes a un año es el mostrado en la figura 6.5.

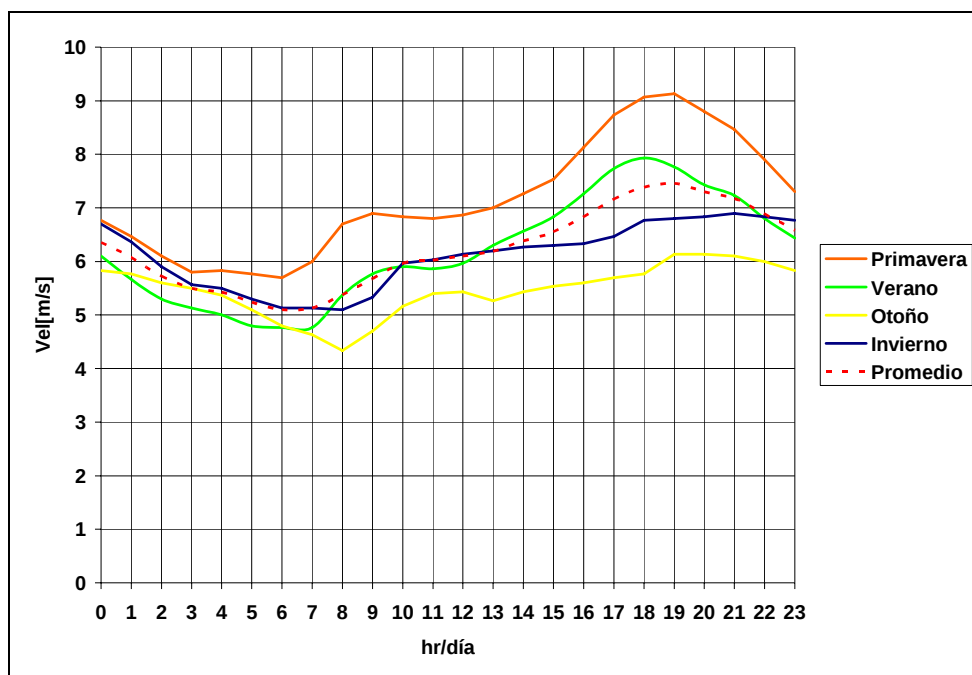


Figura 6.5 Patrón diario estacional

De la figura 6.5 se puede apreciar que durante la primavera, el recurso eólico es mayor respecto a las otras estaciones del año.

La rosa de los vientos obtenida indica que la dirección del viento predominante y la mayor cantidad de potencial energético se obtienen de la dirección sureste. Figura 6.6.

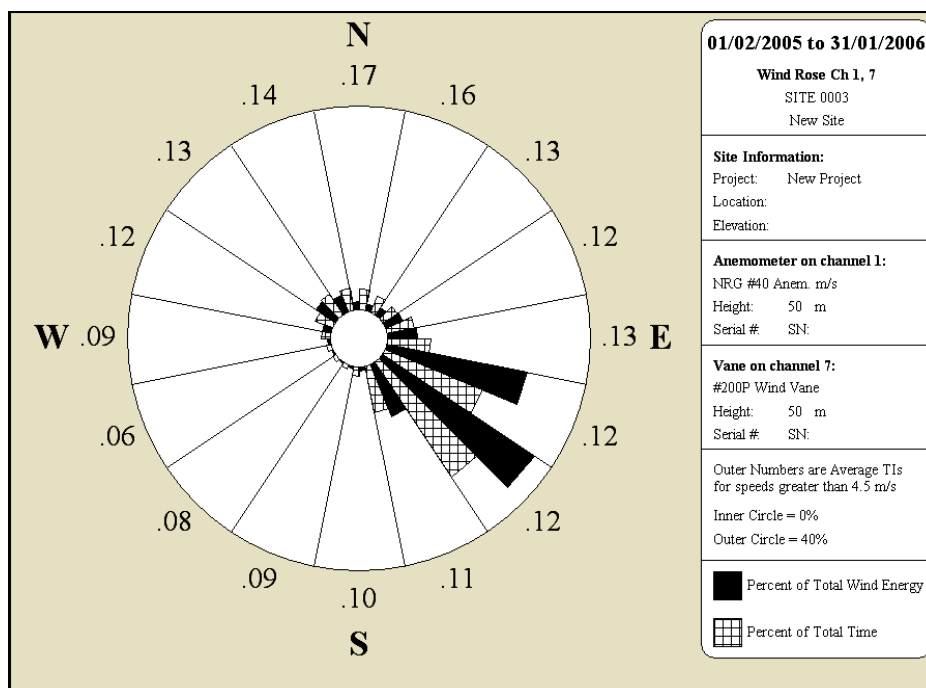


Figura 6.6 Rosa de los vientos obtenida con el programa “Symphonie Data Retreiver de NRG Systems”

6.2.1 Selección de la turbina

Después de obtener la caracterización del recurso eólico del sitio, se puede observar que, de acuerdo a la norma IEC 61400-1 (ver tabla 4.1), las características del emplazamiento corresponden a un aerogenerador clase 4 en lo referente a esfuerzos mecánicos.

Con los resultados estadísticos obtenidos, se realizó la comparación de las turbinas de los tres fabricantes más importantes de aerogeneradores que se encuentran actualmente en el mercado, el estudio comprende un rango de capacidades de 660 a 850 kW. Ver tabla 6.4.

Modelo	Fabricante	Potencia nominal [kW]	Diámetro del rotor [m]	Velocidad nominal [m/seg]	Clasificación IEC
V-47	Vestas	660	47	15	I
V-52	Vestas	850	52	16	I
G-47	Gamesa	660	47	16	S
G-52	Gamesa	850	52	16	I
G-58	Gamesa	850	58	16	III
E-48	Enercon	800	48	13	-

Tabla 6.4 Aerogeneradores sometidos a estudio comparativo

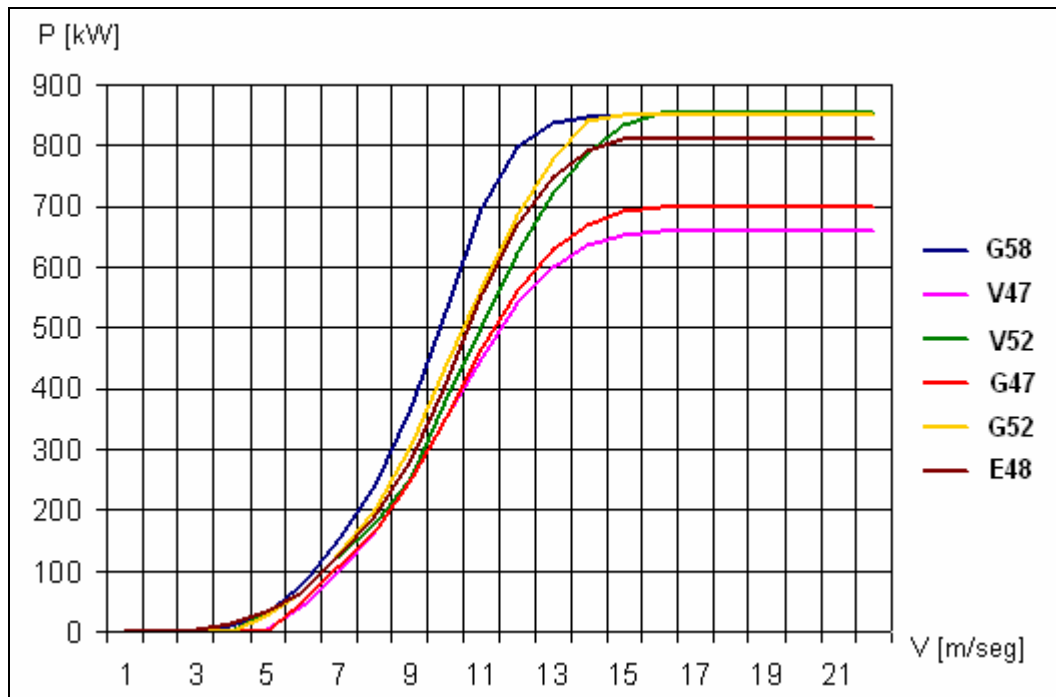


Figura 6.7 Curvas de potencia de aerogeneradores a comparar

En la figura 6.7 se observa claramente que la curva de potencia del generador G58 genera la mayor cantidad de energía comparado con los otros aerogeneradores. Por ejemplo, para 10 m/seg el modelo G58 genera 600 kW mientras que los modelos E48, G52 y V52 generan alrededor de 500 kW.

6.2.2 Estimación general de producción eléctrica

En un análisis entre la relación distribución de frecuencia del sitio y curva de potencia del aerogenerador se obtuvieron los siguientes resultados. Ver figura 6.8.

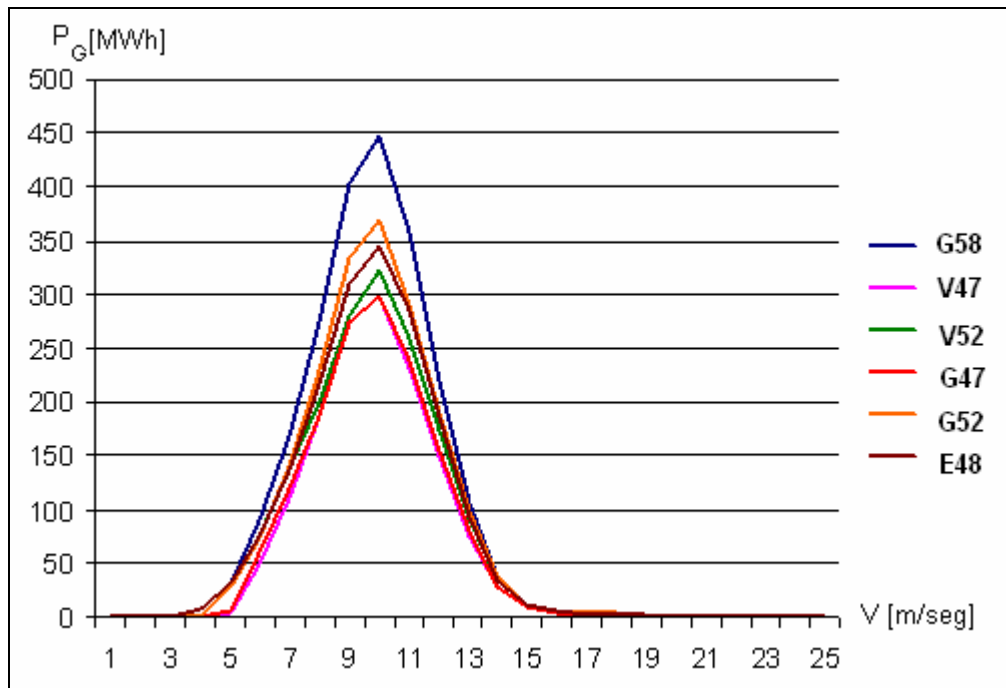


Figura 6.8 Electricidad estimada por cada aerogenerador

Se aprecia que el área bajo la curva del modelo G58 es mayor que la curva del resto de los modelos, lo que significa que se tiene una mayor generación de electricidad con este modelo.

Del estudio realizado a cada aerogenerador de acuerdo a las características del sitio, se encontraron los siguientes resultados, mostrados en la tabla 6.5.

Modelo	Potencia nominal [kW]	Producción promedio anual estimada por aerogenerador [MWh]	Producción anual estimada del parque [MWh]	Factor de planta estimado [%]
V-47	660	1 284.48	30 827.52	24.69
V-52	850	1 465.2	35 164.8	21.74
G-47	660	1 323.18	31 756.32	23.98
G-52	850	1 637.01	39 288.24	24.43
G-58	850	1 950.48	46 811.52	29.11
E-48	800	1 574.91	37 797.84	24.66

Tabla 6.5 Producción de electricidad estimada al año por aerogenerador

De los resultados obtenidos, se concluye que el aerogenerador Gamesa G58 se adapta mejor a las características eólicas del sitio.

6.2.3 Configuración del parque

El terreno seleccionado para llevar a cabo el proyecto se caracteriza por ser una vasta zona de planicie. Como ya se mencionó anteriormente, esto influye directamente en la configuración del parque eólico. Debido a que el terreno propuesto para el proyecto no presenta zonas montañosas ni cambios de altitud a lo largo del emplazamiento, la configuración que se seleccionó para el parque eólico es un polígono rectangular cuyo arreglo en la distribución de aerogeneradores es el mostrado en la figura 6.9.

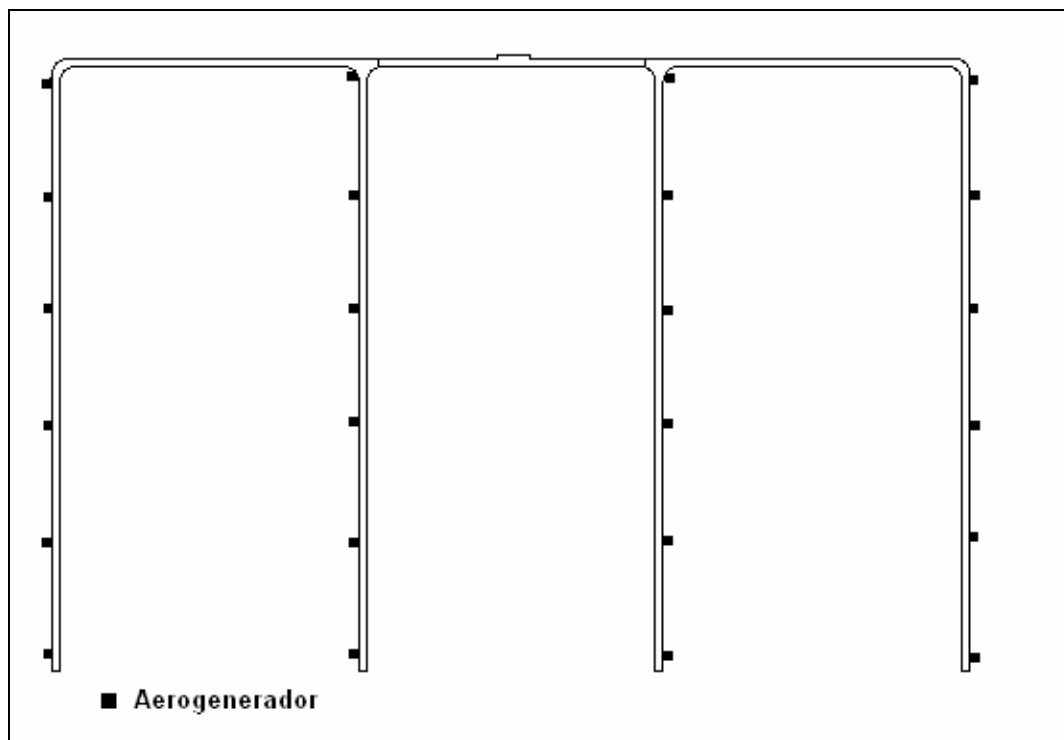


Figura 6.9 Configuración del parque eólico

Para determinar las distancias de separación entre aerogeneradores que permitan maximizar la producción eléctrica del parque, se utilizó el software especializado Wind Pro.

6.2.4 Utilización del programa Wind Pro para la evaluación del proyecto

En la actualidad se tiene en el mercado diversos programas de software, como Wind Pro, que permiten llevar a cabo una evaluación más precisa de proyectos eolieléctricos. Como ya se mostró, ya se tiene una evaluación general de las características eólicas del terreno y la producción eléctrica del parque. Sin embargo, es necesario contar con la mayor precisión posible en la evaluación de los recursos con los que realmente se cuenta.

Para esto, se solicitó el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad a través de la subgerencia de proyectos de energía renovable, perteneciente a la Gerencia de proyectos Geotermoeleéctricos localizada en la ciudad de Morelia, Mich., donde se obtuvo una respuesta favorable para realizar la simulación de este proyecto, utilizando el software para la caracterización de recursos y evaluación de proyectos eólicos Wind Pro, con el que cuenta el Departamento de Ingeniería Básica.

De esta forma, se llevó a cabo la simulación, siendo necesarios para efectuar la evaluación: los datos anemométricos obtenidos durante un año de mediciones, las especificaciones técnicas del aerogenerador seleccionado, obtenidas del fabricante, las características geográficas y topográficas del terreno seleccionado, la utilización de mapas de curvas de nivel, mapas de uso de suelo, etc.

Es importante señalar que para la evaluación realizada con el programa Wind Pro (Ver Apéndice A), se tomaron en cuenta los datos que se encuentran dentro del rango de generación de la curva de potencia del aerogenerador G58/50m/850 kW, esto es, iguales o mayores a 3 m/s, consideración realizada con fines de cálculo del esfuerzo cortante del perfil del viento (wind shear), realizando también una extrapolación para la velocidad del viento a 55 m. de altura que es la altura real del aerogenerador, ya que las mediciones se tomaron a 50 m. de altura.

Con la finalidad de obtener las distancias óptimas de separación entre aerogeneradores, en el análisis realizado con Wind Pro se realizó la simulación del parque a diferentes distancias, mediante incrementos de 0.5 diámetros, siendo el rango de análisis de la distancia entre aerogeneradores colocados perpendicularmente a la dirección del viento dominante de 2 a 5 diámetros, y una variación de 2 a 9 diámetros para la distancia entre aerogeneradores alineados en la dirección del viento dominante.

La configuración y la discriminación de datos de la serie histórica de viento fueron realizadas por el personal que maneja el programa de simulación en base a su experiencia, obteniendo principalmente los siguientes resultados.

Producción óptima anual esperada del parque: 47 522.5 MWh

Factor de planta: 29.5%

Distancia lateral entre aerogeneradores: 3.5 Diámetros = 3.5 (58 m) = 203 m

Distancia frontal entre aerogeneradores: 8.5 Diámetros = 8.5 (58 m) = 493 m

También se incluye un análisis de emisiones de ruido, se tomó en consideración que cada generador emite 105 dB(A)¹ de acuerdo a especificaciones del fabricante.

¹ dB(A) es la unidad de nivel sonoro medido con un filtro previo que quita parte de las bajas y las muy altas frecuencias.

6.3 Diseño eléctrico

6.3.1 Generalidades

La planta eoloelectrica cuenta con 20.4 MW de capacidad instalada, resultado de la operación de 24 aerogeneradores de 850 kW, cuya tensión en las terminales de salida es de 690 Volts. La configuración de la central eoloelectrica es la mostrada en la figura 6.10 y consta de un arreglo rectangular de cuatro filas con seis aerogeneradores cada una.



Figura 6.10 Vista preliminar del parque eólico en el emplazamiento real

(Fuente Google maps y Tesis)

Debido a que la generación de electricidad se realiza en baja tensión, es necesario elevar a un voltaje de media tensión, en este caso 13.8 kV, al que operará el sistema subterráneo de distribución. Esta elevación de voltaje se realiza con transformadores de distribución tipo pedestal de 1MVA de capacidad, los cuales se localizarán a pie de cada aerogenerador.

Como se aprecia en la figura 6.11, debido a la configuración del parque, el sistema de distribución llega a la subestación elevadora con cuatro alimentadores de 5.1 MVA cada uno, rematando en el bus de 13.8 kV, de donde se alimentará a la planta de hidrógeno.

Para elevar la tensión a 138 kV, que es la tensión a la que se encuentra la línea de transmisión donde se realizará la interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional, se utilizan dos transformadores de potencia de 12 MVA cada uno.

A continuación se muestra el diagrama unifilar que corresponde a la instalación eléctrica del sistema

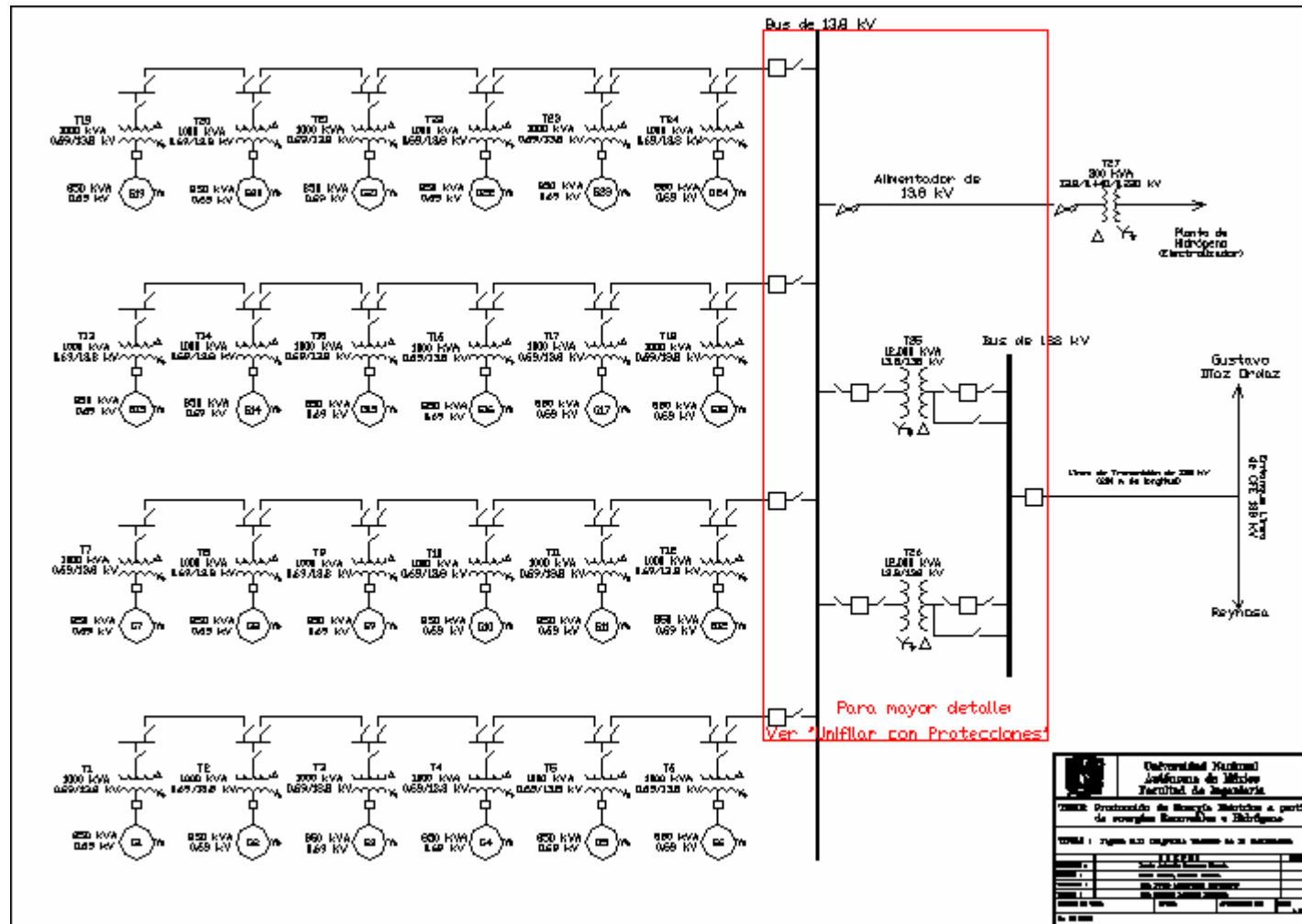


Figura 6.11 Diagrama unifilar de la instalación

6.3.2 Resultados del análisis de corto circuito

Para realizar el análisis de corto circuito, se utilizó el sistema por unidad, siendo las bases a las que se refirieron las reactancias del sistema de 13.8 kV para la tensión y 1 MVA para la potencia. Las reactancias de los cables se obtuvieron del fabricante VIAKON (Conductores Monterrey), así como las reactancias de los aerogeneradores se obtuvieron de las hojas de especificaciones del fabricante GAMESA EÓLICA, correspondientes al generador modelo G-58. Para el caso de los transformadores, sus impedancias se tomaron de acuerdo con lo especificado en las normas NMX-J-284-1998-ANCE, NMX-J-116-1996-ANCE. Ver tabla 6.6.

Datos de diseño

Capacidad instalada: 20.4 MW

Tensión de generación: 690 V

Tensión de distribución: 13.8 kV

Tensión de transmisión: 138 kV

Arreglo: Barra sencilla

Aerogeneradores						
Equipo	V [kV]	S [MVA]	X'' _d [Ω]	X ₀ [Ω]	No. de unidades	
Aeros.	0.69	0.944	0.0566	0.064	24	
Transformadores						
Tipo	V _T [kV]	S [MVA]	X'' _d [%]	X ₀ [%]	No. de unidades	
Pedestal	13.8 / 0.69	1	6	6	24	
Pedestal	13.8 / 0.48	0.3	4	4	1	
Potencia	13.8 / 138	12	9	9	2	
Cable de baja tensión						
Calibre [KCM]	V [kV]	R ₁ [Ω / Km]	X ₁ [Ω / Km]	R ₀ [Ω / Km]	X ₀ [Ω / Km]	Long. [Km]
500 2 circuitos	1	0.09348	0.1082	0.4208	0.3502	0.065
Cables de distribución						
Calibre	Aislamiento [kV]	R ₁ [Ω / Km]	X ₁ [Ω / Km]	R ₀ [Ω / Km]	X ₀ [Ω / Km]	Long. [Km]
2 AWG	15	0.6675	0.3276	1.4962	1.7265	0.21
1/0	15	0.4194	0.3059	1.0631	1.2703	0.21
2/0	15	0.3330	0.2974	0.8690	1.0939	0.3 0.8
Línea de transmisión						
Calibre [KCM]	Material	R ₁ [Ω / Km]	X ₁ [Ω / Km]	R ₀ [Ω / Km]	X ₀ [Ω / Km]	Long. [Km]
477	ACSR	0.1342449	0.469226	0.2844488	1.945538	0.7

Tabla 6.6 Datos eléctricos de la instalación

Cambio de base utilizando sistema pu

Para el cálculo de corto circuito se eligieron las siguientes bases para el sistema:

$$V_B = 13.8 \text{ kV};$$

$$S_B = 1 \text{ MVA}.$$

De tal forma que, cambiando a las bases del sistema se obtienen las reactancias en por unidad como se muestra a continuación, quedando en el sistema como se aprecia en las figuras 6.13 y 6.14.

Generadores

$$Z_B = \frac{(0.69 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} = 0.4761 \Omega$$

$$X_{\pm} = \frac{0.0566 \Omega}{0.4761 \Omega} = j0.1188826 \text{ pu}$$

$$X_0 = \frac{0.064 \Omega}{0.4761 \Omega} = j0.1344255 \text{ pu}$$

Transformadores: 1 MVA

$$X_{\pm} = X_0 = \left(\frac{1 \text{ MVA}}{1 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{13.8 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)^2 = j0.06 \text{ pu}$$

Transformadores: 12 MVA

$$X_{\pm} = X_0 = \left(\frac{1 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{13.8 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)^2 = j0.0075 \text{ pu}$$

Transformador: 300 KVA

$$X_{\pm} = X_0 = \left(\frac{1 \text{ MVA}}{0.30 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{13.8 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \right)^2 = j0.1333 \text{ pu}$$

Cable: 500 KCM @ 1 kV (Doble circuito)

$$Z_B = \frac{(0.69 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} = 0.4761 \Omega$$

$$Z_{Eq\pm} = \frac{(3.0381 + j3.5165) \times 10^{-3} \Omega}{0.4761 \Omega} = (6.38122 + j7.3861) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_{Eq0} = \frac{0.013676 + j0.0113815 \Omega}{0.4761 \Omega} = 0.0287251 + j0.023906 \text{ pu}$$

Cable: 2 AWG

$$Z_B = \frac{(13.8 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} = 190.44 \Omega$$

$$Z_{\pm} = \frac{0.140175 + j0.068796 \Omega}{190.44 \Omega} = (0.736059 + j0.361248) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_0 = \frac{0.314202 + j0.362565 \Omega}{190.44 \Omega} = (1.649874 + j1.903828) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

Cable: 1/0 AWG

$$Z_{\pm} = \frac{0.088074 + j0.064239 \Omega}{190.44 \Omega} = (0.4624764 + j0.337319) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_0 = \frac{0.223251 + j0.266763 \Omega}{190.44 \Omega} = (1.17229 + j1.400772) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

Cable: 2/0 AWG (300 m)

$$Z_{\pm} = \frac{0.0999 + j0.08922 \Omega}{190.44 \Omega} = (0.524575 + j0.468494) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_0 = \frac{0.2607 + j0.32817 \Omega}{190.44 \Omega} = (1.368935 + j1.72322) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

Cable: 2/0 AWG (800 m)

$$Z_{\pm} = \frac{0.2664 + j0.23792 \Omega}{190.44 \Omega} = (1.398866 + j1.24932) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

$$Z_0 = \frac{0.6952 + j0.87512 \Omega}{190.44 \Omega} = (3.604936 + j4.595253) \times 10^{-3} \text{ pu}$$

Línea de transmisión

$$Z_B = \frac{(138 \text{ kV})^2}{1 \text{ MVA}} = 19044 \Omega$$

$$Z_{\pm} = \frac{0.09397143 + j0.1892915 \Omega}{19044 \Omega} = (4.9344 + j9.9396912) \times 10^{-5} \text{ pu}$$

$$Z_0 = \frac{0.19911 + j1.361877 \Omega}{19044 \Omega} = (1.045548 + j7.151211) \times 10^{-5} \text{ pu}$$

115

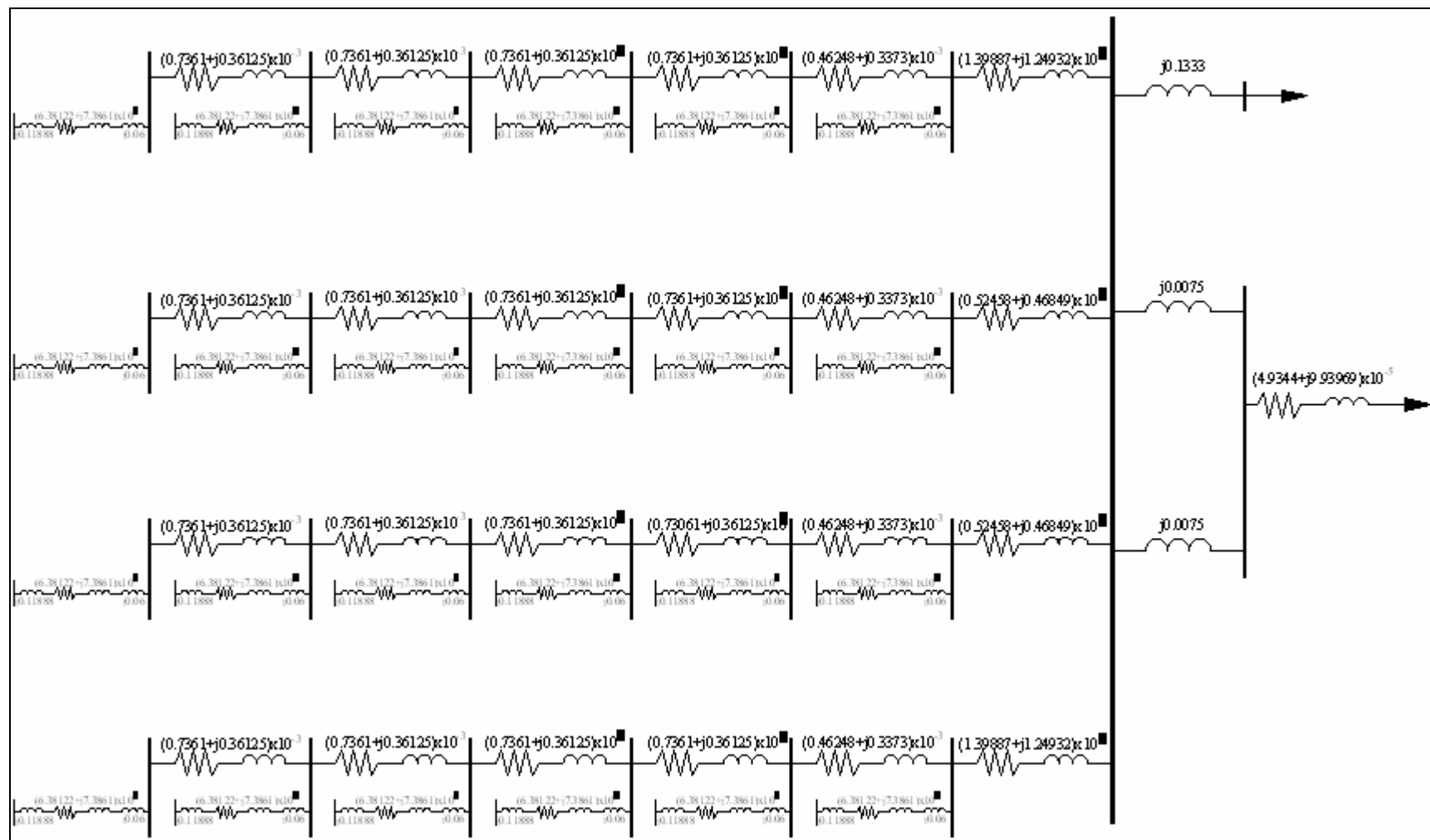


Figura 6.13 Diagrama de secuencia positiva y negativa

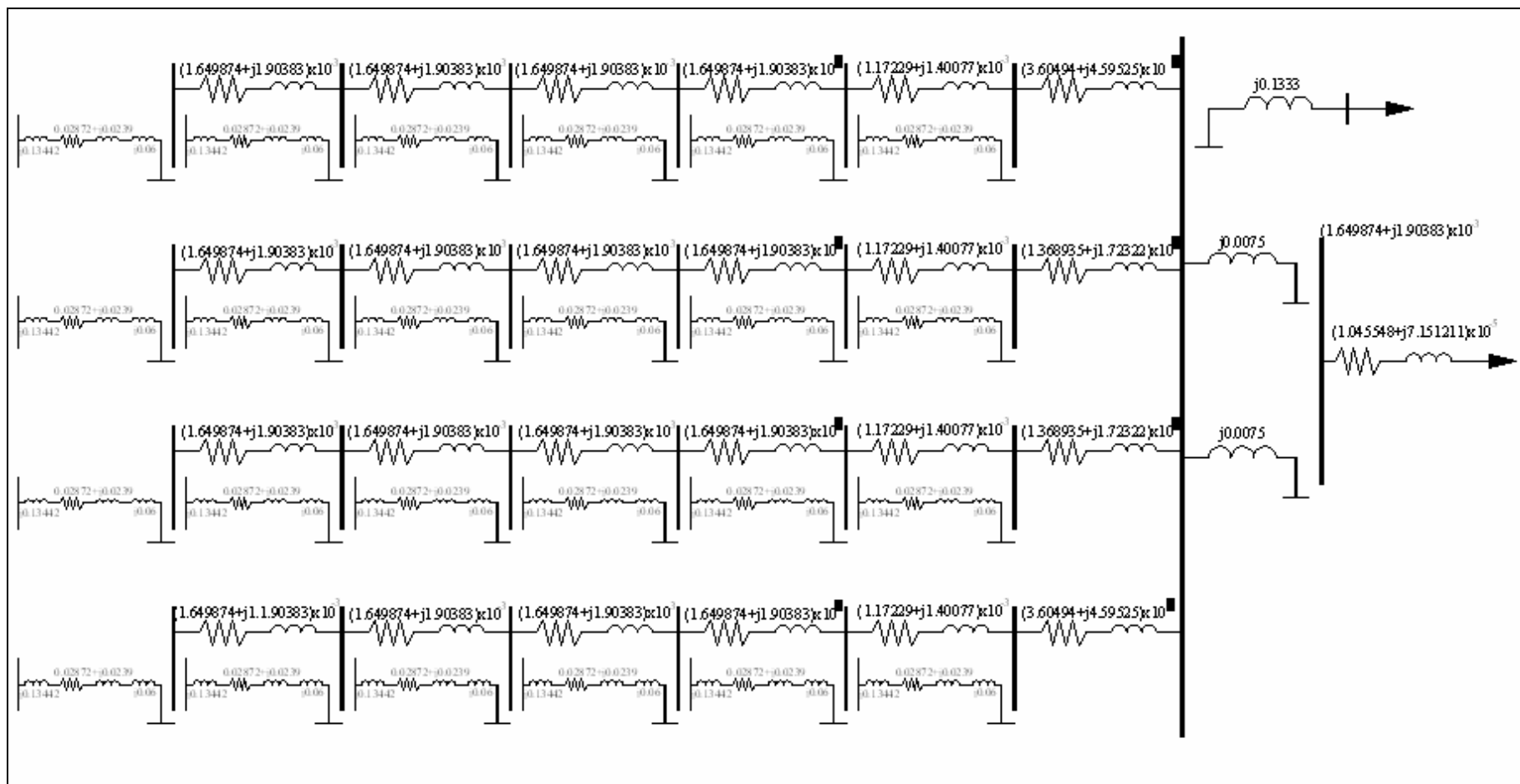


Figura 6.14 Diagrama de secuencia cero

El cálculo del corto circuito se realizó por el método de componentes simétricas y se comprobó mediante el software de análisis y diseño de sistemas eléctricos, EDSA. Obteniendo los resultados que se muestran en las tablas 6.7 y 6.8.

Punto de falla	V [V] Prefalla	I_{CC} [A] LLL	MVA_{CC} 3θ	I_{CC} [A] LT	MVA_{CC} 1θ	Z_{$\pm$ eq} (pu)	Z_{o eq} (pu)
1	13800	6191.68	147.995	3668.416	103.53	0.006757	0.0207
2	13800	6885.66	164.583	4135.19	116.61	0.006076	0.0182
3	13800	7690.5	183.821	4721.976	133	0.00544	0.0157
4	13800	8625.25	206.163	5456.749	154.09	0.004851	0.0133
5	13800	9701.92	231.898	6461.484	182.06	0.004312	0.0108
6	13800	10661.3	254.83	7405.482	209.35	0.003924	0.0091
7	13800	7087.18	169.4	4341.98	120.07	0.005903	0.0171
8	13800	8008.17	191.414	5010.702	137.95	0.005224	0.0146
9	13800	9107.73	217.696	5896.093	161.34	0.004594	0.0121
10	13800	10414.6	248.933	7077.301	191.82	0.004017	0.0097
11	13800	11924.7	285.028	8766.652	236.07	0.003508	0.0073
12	13800	13302.8	317.968	10556.05	277.53	0.003145	0.0056
13	13800	7087.18	169.4	4341.98	120.07	0.005903	0.0171
14	13800	8008.17	191.414	5010.702	137.95	0.005224	0.0146
15	13800	9107.73	217.696	5896.093	161.34	0.004594	0.0121
16	13800	10414.6	248.933	7077.301	191.82	0.004017	0.0097
17	13800	11924.7	285.028	8766.652	236.07	0.003508	0.0073
18	13800	13302.8	317.968	10556.05	277.53	0.003145	0.0056
19	13800	6191.68	147.995	3668.416	103.53	0.006757	0.0207
20	13800	6885.66	164.583	4135.19	116.61	0.006076	0.0182
21	13800	7690.5	183.821	4721.976	133	0.00544	0.0157
22	13800	8625.25	206.163	5456.749	154.09	0.004851	0.0133
23	13800	9701.92	231.898	6461.484	182.06	0.004312	0.0108
24	13800	10661.3	254.83	7405.482	209.35	0.003924	0.0091
25	13800	15410.9	368.356	13747.8	329.48	0.002715	0.0037
26	138000	13511.1	3229.46	12313.47	2943.55	0.00031	0.0004
27	480	8841.28	7.3505	8901.149	7.4	0.136045	0.1333

Tabla 6.7 Valores de corto circuito obtenidos (ver figura 6.12)

Punto de falla	V [V] Prefalla	I_{cc} [A] LLL	I_{CC} [A] LL	I_{CC} [A] LT	I_{CC} [A] LLT	Z⁺_{eq} (pu)	Z_{0Eq} (pu)
G1	690	18361	15791.5	17247.7	16324.34	0.045572	0.05414
G2	690	18436.1	15855	17293.8	16344.07	0.045386	0.05414
G3	690	18509.9	15916.9	17338.6	16363.35	0.045205	0.05414
G4	690	18581.7	15976.6	17381.6	16382	0.04503	0.05414
G5	690	18650.7	16033.4	17422.7	16399.83	0.044864	0.05414
G6	690	18706.8	16079	17455	16414.26	0.044729	0.05414
G7	690	18481	15887.5	17315.3	16355.81	0.045276	0.05414
G8	690	18556.6	15951.5	17361.6	16375.49	0.045091	0.05414
G9	690	18630.8	16013.8	17406.6	16394.7	0.044912	0.05414
G10	690	18702.9	16073.6	17449.9	16413.26	0.044738	0.05414
G11	690	18771.9	16130.5	17491	16430.92	0.044574	0.05414
G12	690	18828.8	16176.6	17523.8	16445.42	0.044439	0.05414
G13	690	18481	15887.5	17315.3	16355.81	0.045276	0.05414
G14	690	18556.6	15951.5	17361.6	16375.49	0.045091	0.05414
G15	690	18630.8	16013.8	17406.6	16394.7	0.044912	0.05414
G16	690	18702.9	16073.6	17449.9	16413.26	0.044738	0.05414
G17	690	18771.9	16130.5	17491	16430.92	0.044574	0.05414
G18	690	18828.8	16176.6	17523.8	16445.42	0.044439	0.05414
G19	690	18361	15791.5	17247.7	16324.34	0.045572	0.05414
G20	690	18436.1	15855	17293.8	16344.07	0.045386	0.05414
G21	690	18509.9	15916.9	17338.6	16363.35	0.045205	0.05414
G22	690	18581.7	15976.6	17381.6	16382	0.04503	0.05414
G23	690	18650.7	16033.4	17422.7	16399.83	0.044864	0.05414
G24	690	18706.8	16079	17455	16414.26	0.045572	0.05414

Tabla 6.8 Valores de corto circuito obtenidos en las terminales de cada generador (ver figura 6.12)

6.3.3 Secuencia de operación de protecciones

Cualquier equipo eléctrico debe estar protegido con dispositivos de interrupción para evitar que se dañen cuando se presentan condiciones de falla en cualquier elemento del sistema. Las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas a tierra, las fallas fase a fase son peligrosas tanto para los equipos como para el personal, por ello deben ser libradas rápidamente.

Los generadores de la central eólica, así como los transformadores poseen dispositivos de interrupción que deben ser calibrados para operar cuando se presenten las corrientes de corto circuito ya calculadas con anterioridad.

A continuación, se listan los relevadores contemplados en el sistema de protección de la central.

- 50. Relevador Instantáneo de Sobre corriente
- 51. Relevador de Sobre corriente C.A. de tiempo inverso o definido
- 50N. Relevador Instantáneo de Sobre corriente conectado al neutro
- 51N. Relevador de Sobre corriente C.A. de tiempo inverso o definido conectado al neutro
- 49. Relevador Térmico para transformador
- 26. Temperatura de Aceite
- 63B. Relevador de Bucholz
- 63P. Relevador de Presión (de líquido o gas)
- 67N. Relevador Direccional de Sobre corriente C.A.
- 21F. Relevador de Distancia
- 21N. Relevador de Distancia conectado al neutro
- 79. Relevador de Recierre de C.A
- 86. Relevador de Bloqueo definitivo
- 87. Relevador de Protección Diferencial

Los voltajes y corrientes manejadas en los sistemas eléctricos son de valores elevados en comparación a los voltajes y corrientes que manejan los relevadores que actualmente son microprocesados y realizan diversas funciones, es por esto que son necesarios transformadores de corriente y transformadores de potencial, los cuales se encargan de medir las variables eléctricas del sistema a través de relaciones de transformación que reducen los valores de potencial y corriente a valores manejables por los relevadores, de modo que estos puedan operar y enviar señales de acción a los interruptores del sistema y de este modo liberar las fallas.

A continuación, la figura 6.15 muestra el diagrama unifilar con protecciones de la subestación eléctrica del proyecto.

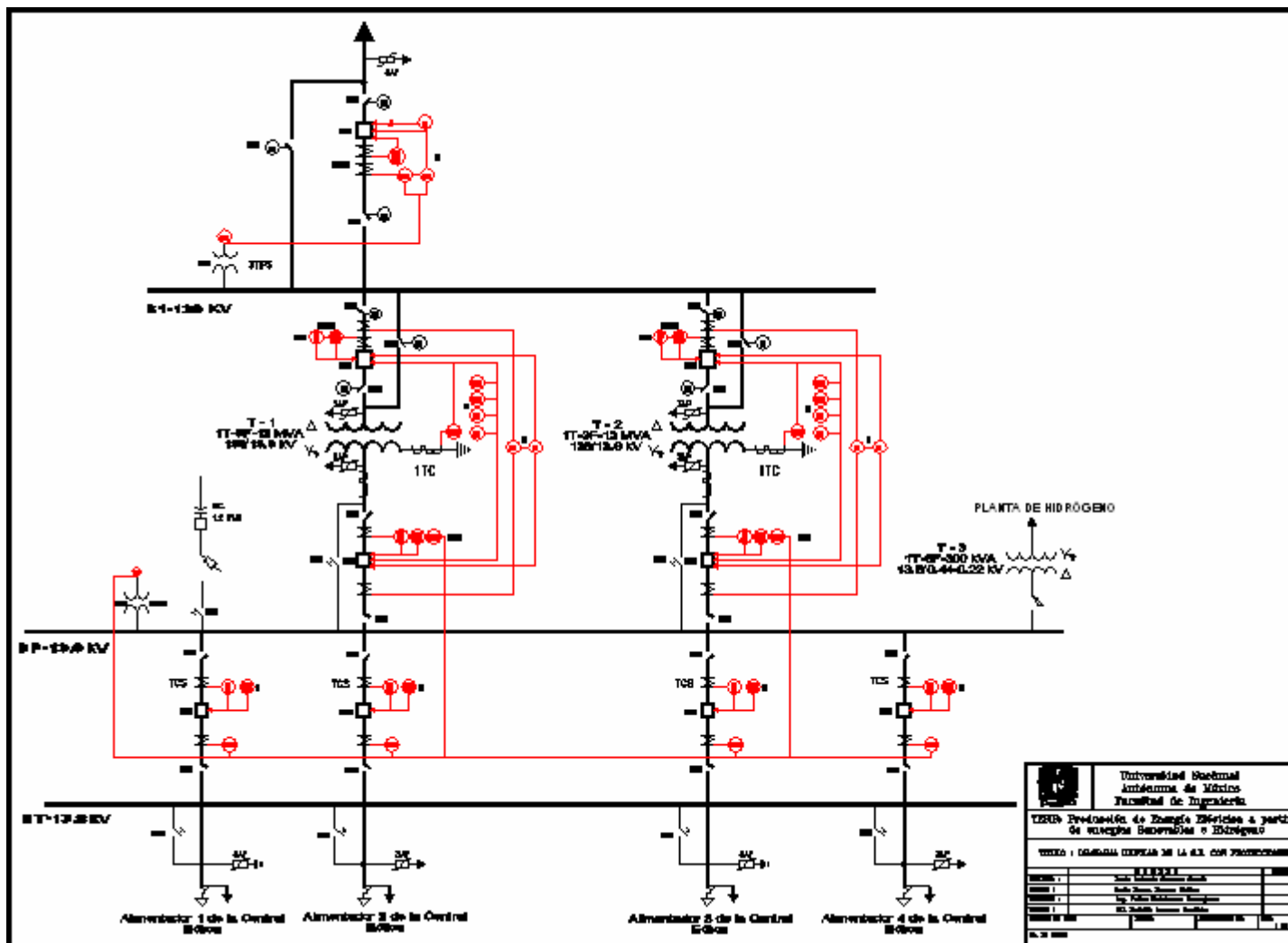


Figura 6.15 Diagrama unifilar con protecciones

A continuación se presenta la secuencia de operación de protecciones, de acuerdo a los puntos donde se presente la falla en el sistema.

Alimentador subterráneo proveniente de la central eólica

Todos los cables del sistema de distribución subterráneo de la central eólica utilizan nivel de aislamiento de 100 %, ya que la instalación tiene puesta a tierra.

En caso de presentarse una falla en alguno de estos alimentadores subterráneos, proveniente de la central eólica, dicha falla hará que se presente una sobrecorriente que será detectada por el primer grupo de relevadores 50 y 51 (1,2,3,4) que mandarán una señal o disparo a los interruptores (1113,1213,1313,1413) respectivos, de modo que se librerá la falla, no se colocará recierre en ninguno de estos alimentadores pues al tratarse de un sistema subterráneo las fallas que se presenten debe considerarse como permanentes y no energizar hasta verificar la ausencia de la falla.

Bus principal de 13.8 kV

Al presentarse una falla en el bus de 13.8 kV, los relevadores 50 y 51 (1,2,3,4,5,6) reconocen una sobre corriente y todos disparan sus interruptores correspondientes, de modo que liberan la falla.

En caso de no operar esta primera protección, el relevador 51 conectado al neutro del transformador detecta la sobre corriente y libera la falla al disparar los interruptores correspondientes.

Terminales del transformador de 12 MVA

Si se presenta una falla monofásica en las terminales de baja tensión del transformador, primeramente se presenta la sobrecorriente en el neutro del transformador que dispara los interruptores, si esto no ocurre, la protección diferencial 87 envía el disparo a los interruptores a través del relevador 86, liberando así la falla en las terminales.

Bus de 138 kV

Al presentarse una sobrecorriente en el bus de 138 kV ésta será detectada por el grupo de relevadores 50 y 51 (7 y 8) disparando sus interruptores respectivos y liberando la falla si es interna de la subestación, de no ser interna y se presenta en la línea de transmisión, el relevador 67 de dirección detecta la falla y dispara el interruptor de la línea liberándola. Se presenta un recierre después de 10 segundos y si la falla persiste vuelve a operar el esquema, ya no habría recierre.

Falla exterior en el Sistema Eléctrico Nacional

Al presentarse una falla externa, en el sistema eléctrico, operarán los relevadores de distancia 21 disparando el interruptor de la línea y no permitirán la conexión, opera un recierre después de 10 segundos y si la falla persiste vuelve a operar el esquema sin que exista recierre.

Planta de Hidrógeno

La protección del transformador de 300 kVA que alimenta a la planta de hidrógeno en el lado de alta tensión es decir, en 13.8 kV, es a través de un fusible, no tiene relevadores. Al igual que el banco de capacitores.

6.3.4 Sistema de generación en baja tensión

La tabla 6.9 enlista algunos de los parámetros eléctricos más representativos del aerogenerador G58, que deben tomarse en cuenta para el diseño de la instalación subterránea en media tensión.

- Tensión nominal: 690V
- Frecuencia: 60Hz
- Potencia nominal: 850kW
- Corriente nominal en 690V: 790.25 A

Rotor		Torre tubular		
Diámetro	58 m	Tipo modular	Altura [m]	Peso [Ton]
Área de barrido	2642 m ²			
Velocidad de giro	14.6-30.8 rpm Variable	2 secciones	44	40
Sentido de giro	Manecillas de reloj	2/3 secciones	55	57
Peso (incluye cubo)	12 Ton	3 secciones	65	73
Peso chasis	23 Ton	3 secciones	71	90
Aspas		Generador		
Número	3	Tipo	Asíncrono (doblemente alimentado)	
Longitud	28.3			
Material	Fibra de vidrio pre-impregnada de resina epoxy	Potencia nominal		850 kW
		Tensión		690 V AC
		Frecuencia		60 Hz
Peso aspa completa	2.5 Ton	Clase de protección		IP 54
Caja de engranes		Número de polos		4
Relación de engranes	1 : 74.5 (60Hz)	Velocidad de giro		900 : 1900 rpm
Refrigeración	Bomba de aceite con radiador de aceite	Velocidad de giro nominal		1620 rpm
		Corriente en estator		670 A
		Voltaje en estator		690 V
Calentamiento aceite	1.5 kW	Factor de potencia		1.0 (-)

Tabla 6.9 Especificaciones técnicas del aerogenerador G-58

(Fuente: Gamesa eólica)

6.3.5 Sistema de distribución en media tensión

El sistema de distribución es de tipo radial, su tensión de operación es de 13.8 kV mediante transformadores tipo pedestal con conexión en anillo, la conexión del transformador es en estrella en el secundario de baja tensión con neutro sólido a tierra y en delta para el lado de alta tensión. Los transformadores de distribución se encuentran colocados a pie de cada aerogenerador, y su capacidad es de 1 MVA.

El sistema de distribución subterráneo se diseñó de acuerdo con la NOM-001 SEDE-1999, clase de aislamiento a 15 kV, 100% de nivel de aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), en ductos con configuración plana. De la figura 6.16 se puede observar que el sistema de distribución consta de cuatro alimentadores que llegan a la subestación.

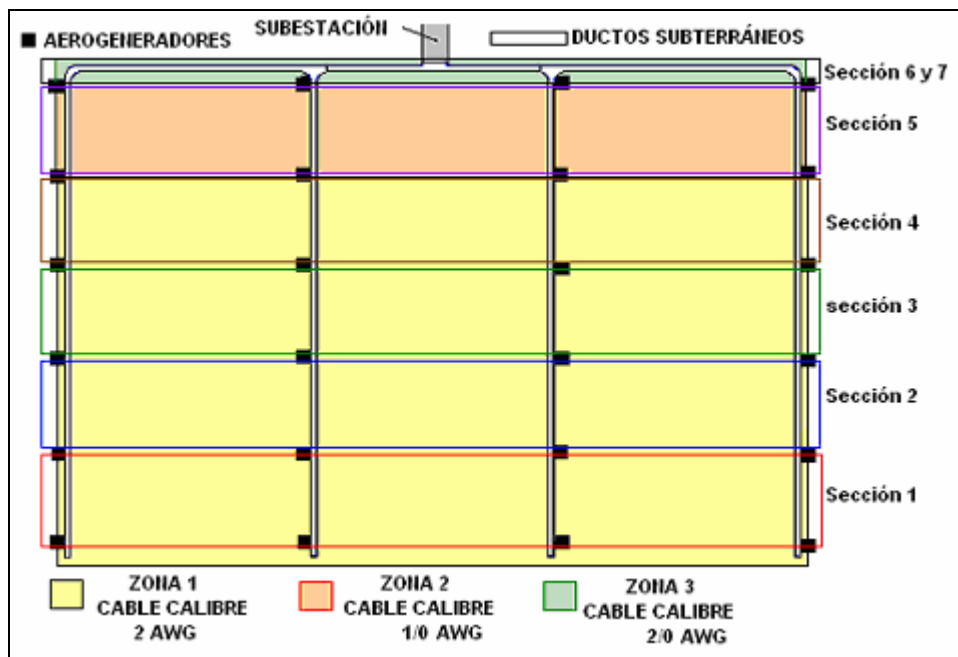


Figura 6.16 Sistema de distribución del parque eólico

Selección de los cables para las terminales del generador y el sistema de distribución

Para la selección de los cables para las terminales del generador y los cables que constituyen el sistema de distribución, se tomó en cuenta su capacidad de conducción de corriente, corriente máxima de corto circuito y su regulación de voltaje. El calibre mínimo a utilizar para el cable en el sistema de media tensión corresponde a lo establecido en la NOM-001 SEDE-1999, tabla 310-5 (Tamaño nominal mínimo para conductores subterráneos), y a la especificación CFE E0000-16. El calibre mínimo para tensiones nominales de 8001 a 15000 V corresponde a 2 AWG (33.62 mm²).

Cable de las terminales del aerogenerador

Paso 1. Selección del cable por capacidad de conducción de corriente

Correspondiente al cable que va de las terminales del aerogenerador al transformador de 1 MVA, como se mencionó anteriormente, el calibre mínimo que se puede utilizar en la instalación es cable calibre 2 AWG. Calculando la corriente que conduce cuando el aerogenerador opera a su capacidad nominal se tiene que:

$$I_n = \frac{850 \text{ kW}}{\sqrt{3} (0.9) (0.69 \text{ kV})} = 790.25 \angle -25.84^\circ \text{ A}$$

Donde

I_n – Corriente nominal

Por lo que, de acuerdo a la capacidad de conducción y a la tensión de operación a la que se somete el cable, se determina que el calibre a utilizar es el siguiente:

Datos técnicos del cable

Calibre: 500 KCM @ 1 kV (Doble circuito)

Capacidad de conducción: 860 A

Longitud: 65 m

$Z = (6.0762 + j 7.033) \times 10^{-3} \Omega$

Corriente de corto circuito máx.: 18 829 A

Área del conductor: 253.4 mm²

De los datos técnicos del cable, se puede ver que se cumple con el requerimiento en cuanto a capacidad de conducción de corriente en condiciones nominales de operación.

Paso 2. Determinación del área mínima del cable para soportar la corriente de corto circuito

A continuación se determina el área mínima necesaria que debe tener el cable para soportar el corto circuito calculado, que corresponde al valor máximo de corto circuito trifásico en las terminales del generador, para este caso, el corto circuito máximo se presenta en las terminales de los generadores 12 y 18.

$$\left(\frac{I_{cc}}{A} \right)^2 t = 0.0297 \text{ Log} \left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right)$$

Donde:

A – Área del conductor en KCM

T_1 – Temperatura del conductor en operación normal

T_2 – Temperatura del conductor en corto circuito

t - Duración de la falla sin daño al cable

De las especificaciones del fabricante:

$$t = 0.1333 \text{ Seg (8ciclos)}$$

$$T_1 = 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_2 = 250 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Por lo tanto, al sustituir en la ecuación anterior los datos técnicos proporcionados por el fabricante, se tiene que el área mínima necesaria para que el cable soporte la corriente de corto circuito indicada anteriormente es de:

$$\left(\frac{I_{cc}}{A}\right) = \sqrt{\left(\frac{0.0297}{0.1333}\right) \text{Log}\left(\frac{250 + 234}{90 + 234}\right)} = 0.197042$$

$$A = \frac{I_{cc}[\text{kA}]}{0.197042} = \frac{18.829}{0.197042} = 95.56 \text{ KCM} = 48.432 \text{ mm}^2$$

Como se aprecia, el cable seleccionado cuenta con un área mucho mayor que el área determinada a partir del cálculo.

Paso 3. Cálculo de la regulación de voltaje del cable

El siguiente paso consiste en calcular la regulación de voltaje del cable para determinar si cumple con los requerimientos necesarios para ser utilizado. El fabricante recomienda que la regulación de voltaje no exceda del 5 %, de manera que las pérdidas de energía en el cable sean mínimas.

$$\% \text{ Reg.} = \frac{\Delta V}{V_R} \times 100 \quad ; \quad \Delta V = Z I_n$$

$$Z I_n = (4.65 \times 10^{-3} \angle 49.2^{\circ}) (790.25 \angle -25.8^{\circ}) = 3.6747 \angle 23.4^{\circ} \text{ V} = 3.3724 + j 1.4594 \text{ V}$$

$$V_R = V_G - \Delta V = \frac{690}{\sqrt{3}} - 3.3724 - j 1.4594 = 394.99 - j 1.4594 = 395 \angle -0.2^{\circ} \text{ V}$$

$$\% \text{ Reg.} = \frac{3.6747}{395} \times 100 = 0.93 \%$$

Del resultado obtenido para la regulación de voltaje del cable (menor a 5%), así como de los resultados de capacidad de conducción de corriente y determinación del área del cable para el corto circuito dado, se concluye que el cable seleccionado cumple con los requerimientos técnicos necesarios.

El análisis para los demás cables se hace de la misma manera, por lo que, se sigue la misma secuencia de análisis que en el caso anterior.

Cables de la zona 1 del sistema de distribución

Como se aprecia en la figura 6.16, los cables de la zona 1 corresponden a cables calibre 2 AWG. Para el análisis de los cables en esta zona, se realizó el análisis de los cables de las cuatro secciones que la componen, siendo la sección 4 la más representativa, ya que estos cables son los que conducen los valores máximos de corriente cuando los aerogeneradores operan a capacidad nominal en este calibre (2 AWG), siendo también esta cuarta sección la que presenta el valor máximo de corriente de corto circuito trifásico de la zona 1, es por esto que los cables de esta sección son los más representativos para determinar si se cumplen con las especificaciones técnicas necesarias para ser utilizados, por lo que se convierten en la referencia con respecto a los cables del mismo calibre de las otras secciones que conforman la zona 1.

De esta manera, la capacidad de conducción de corriente a la que son sometidos los cables en la sección 4 cuando los aerogeneradores operan a su capacidad nominal, está dada por:

$$I_n = \frac{3400 \text{ kW}}{\sqrt{3} (0.9) (13.8 \text{ kV})} = 158.05 \angle -25.84^\circ \text{ A}$$

De acuerdo a la capacidad de conducción y a la tensión de operación a la que se somete el cable, se determina que el calibre a utilizar es el siguiente:

Datos técnicos del cable:

Calibre: 2 AWG

Capacidad de conducción: 180 A

Longitud: 210 m

$Z = 0.140175 + j 0.068796 \Omega$

Corriente de corto circuito: 10 415 A

I_{CC} del fabricante (para 8 ciclos): 13 050 A

Área del conductor: 33.6 mm²

Paso 1.

La capacidad de conducción del cable (180 A), es mayor que la corriente a la que operará en condiciones nominales (158 A), por lo que se cumple con la capacidad de conducción del cable.

Paso 2.

Determinando el área mínima del cable para soportar 10.415 kA, correspondientes al corto circuito trifásico máximo que se presenta en la sección 4.

$$A = \frac{I_{cc}[\text{kA}]}{0.197042} = \frac{10.415}{0.197042} = 52.85 \text{ KCM} = 26.79 \text{ mm}^2$$

Del área del cable especificada por el fabricante para calibre 2 AWG (33.6 mm²) y el área obtenida en el cálculo anterior (26.79 mm²), se concluye que se cumple con el área mínima necesaria para soportar el corto circuito.

Paso 3.

Calculando la regulación de voltaje del cable:

$$\Delta V = (0.156147 \angle 26.1^\circ)(158.05 \angle -25.8^\circ) = 24.68 \angle 0.3^\circ \text{ V} = 24.67 + j0.1292 \text{ V}$$

$$V_R = V_G - \Delta V = \frac{13800}{\sqrt{3}} - 24.67 - j0.1292 = 7942.76 - j0.12922 = 7942.76 \angle -0.0009^\circ$$

$$\% \text{ Reg.} = \frac{24.68}{7942.76} \times 100 = 0.31 \%$$

De los resultados obtenidos, se concluye que el cable calibre 2 AWG cumple los requerimientos técnicos para ser utilizado en las cuatro secciones que componen la zona 1 del sistema de distribución (Ver figura 6.16).

Cables de la zona 2 del sistema de distribución

La capacidad de conducción de corriente a la que son sometidos los cables en la zona 2 (Ver figura 6.16) cuando los aerogeneradores operan a su capacidad nominal, está dada por:

$$I_n = \frac{4250 \text{ kW}}{\sqrt{3} (0.9) (13.8 \text{ kV})} = 197.6 \angle -25.84^\circ \text{ A}$$

De acuerdo a la capacidad de conducción y a la tensión de operación a la que se somete el cable, se determina que el calibre a utilizar es el siguiente:

Datos técnicos del cable:

Calibre 1/0 AWG

Capacidad de conducción: 233 A

Longitud: 210 m

$Z = 0.088074 + j0.064239 \Omega$

Corriente de corto circuito: 11 925 A

I_{CC} del fabricante (para 8 ciclos): 20 800 A

Área del conductor: 53.5 mm²

Paso 1.

La capacidad de conducción del cable (233 A), es mayor que la corriente a la que operará en condiciones nominales (197.6 A), por lo que se cumple con la capacidad de conducción del cable.

Paso 2.

Determinando el área mínima del cable para soportar 11.925 kA, correspondientes al corto circuito trifásico máximo que se presenta en la zona 2 del sistema de distribución.

$$A = \frac{I_{CC}[\text{kA}]}{0.197042} = \frac{11.925}{0.197042} = 60.52 \text{ KCM} = 30.67 \text{ mm}^2$$

Del área del cable especificada por el fabricante para calibre 1/0 AWG (53.3 mm²) y el área obtenida en el cálculo anterior (30.67 mm²), se concluye que se cumple con el área mínima necesaria para soportar el corto circuito.

Paso 3.

Calculando la regulación de voltaje:

$$\Delta V = (0.10901 \angle 36.1^\circ) (197.6 \angle -25.8^\circ) = 21.54 \angle 10.3^\circ \text{ V} = 21.194 + j 3.852 \text{ V}$$

$$V_R = V_G - \Delta V = \frac{13800}{\sqrt{3}} - 21.194 - j 3.852 = 7946.24 - j 3.852 = 7946.24 \angle -0.028^\circ$$

$$\% \text{ Reg.} = \frac{21.54}{7946.24} \times 100 = 0.27 \%$$

De los resultados obtenidos, se concluye que el cable calibre 1/0 AWG cumple los requerimientos técnicos para ser utilizado en la zona 2 del sistema de distribución. (Ver figura 6.16).

Cables de la zona 3 del sistema de distribución

Corresponden a cables calibre 2/0 AWG, la capacidad de conducción de corriente a la que son sometidos en la zona 3 (Ver figura 6.16) cuando los aerogeneradores operan a su capacidad nominal, está dada por:

$$I_n = \frac{5100 \text{ kW}}{\sqrt{3} (0.9) (13.8 \text{ kV})} = 237.1 \angle -25.84^\circ \text{ A}$$

De acuerdo a la capacidad de conducción y a la tensión de operación a la que se somete el cable, se determina que el calibre a utilizar es el siguiente:

Datos técnicos del cable

Calibre 2/0 AWG

Capacidad de conducción: 266 A

Longitud: 300 m

$Z = 0.0999 + j 0.08922 \Omega$

Corriente de corto circuito: 13 303 A

I_{CC} del fabricante (para 8 ciclos): 26 200 A

Área del conductor: 67.4 mm²

Paso 1.

La capacidad de conducción del cable (266 A), es mayor que la corriente a la que operará en condiciones nominales (237.1 A), por lo que se cumple con la capacidad de conducción del cable.

Paso 2.

Determinando el área mínima del cable para soportar 13.303 kA, correspondientes al corto circuito trifásico máximo que se presenta en la zona 3 del sistema de distribución.

$$A = \frac{I_{cc}}{0.197042} = \frac{13\,302.8}{0.197042} = 67.51 \text{ KCM} = 34.22 \text{ mm}^2$$

Del área del cable especificada por el fabricante para calibre 2/0 AWG (67.4 mm^2) y el área obtenida en el cálculo anterior (34.22 mm^2), se concluye que se cumple con el área mínima necesaria para soportar el corto circuito

Paso 3.

Calculando la regulación de voltaje:

$$\Delta V = Z I_n = (0.13394 \angle 41.8^\circ) (237.1 \angle -25.8^\circ) = 31.76 \angle 16^\circ \text{ V} = 30.53 + j 8.75 \text{ V}$$

$$V_R = V_G - \Delta V = \frac{13800}{\sqrt{3}} - 30.53 - j 8.75 = 7936.91 - j 8.75 = 7936.91 \angle -0.063^\circ$$

$$\% \text{ Reg.} = \frac{31.76}{7936.91} \times 100 = 0.4 \%$$

De los resultados obtenidos, se concluye que el cable calibre 2/0 AWG cumple los requerimientos técnicos para ser utilizado en la zona 3 del sistema de distribución.

Ductos subterráneos del sistema eléctrico de distribución

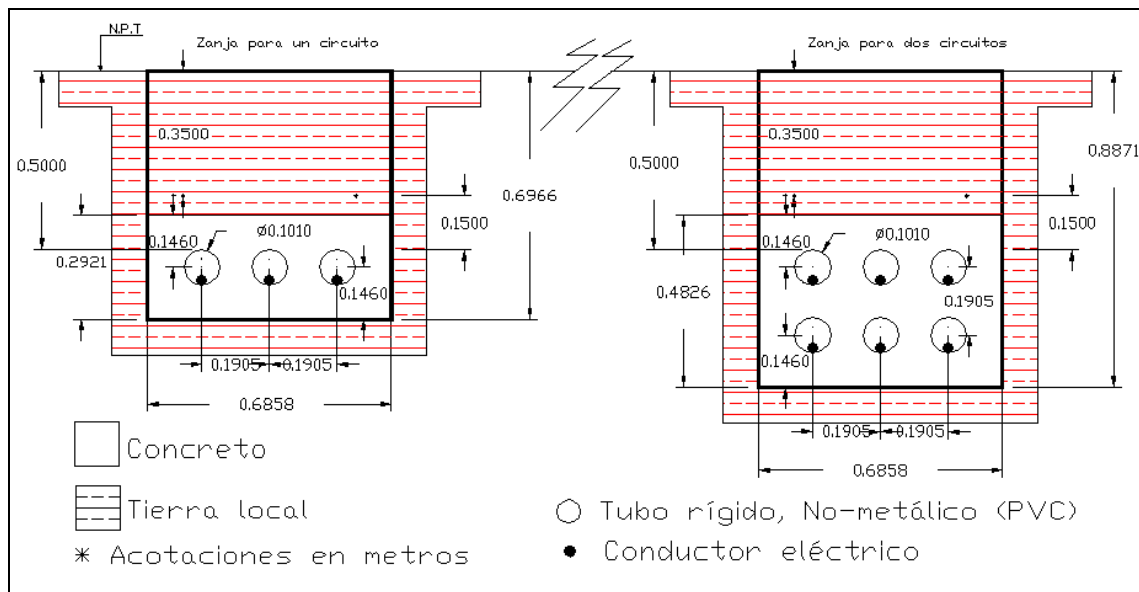
El sistema de media tensión se distribuirá mediante ductos subterráneos de acuerdo con lo establecido en la NOM-001-SEDE-1999, artículo 347. Tubo conduit rígido no metálico PVC. La profundidad de enterrado se determinó de acuerdo con lo establecido en tabla 710-4 (b), (Profundidad mínima de enterrado para tensiones eléctricas del sistema de 600 V a 22 kV para tubo no metálico). Sin embargo, la tabla 923-11. Profundidad mínima de los ductos o bancos de ductos establece que en lugares transitados por vehículos (caso en cuestión), la profundidad mínima es de 50 cm.

Los arreglos para la configuración de los cables subterráneos del sistema de distribución, corresponden a lo mostrado en la figura 6.17, seleccionados de acuerdo a la NOM-001-SEDE-1999, referente a la instalación de cables en ductos.



Figura 6.17 Arreglos seleccionados para la colocación de los ductos subterráneos

A continuación, la figura 6.18 ilustra el dimensionamiento de los ductos subterráneos que serán utilizados en el sistema de distribución del parque eólico.



**Figura 6.18 Dimensiones de los dos tipos de ductos a utilizar
(Circuito sencillo y doble circuito)**

Los ductos con configuración de doble circuito se utilizan para la llegada de los alimentadores a la subestación. Para determinar el diámetro del tubo no metálico se considera el calibre más grande del conductor utilizado en el sistema de distribución, que corresponde al calibre 2/0 AWG, aislamiento XLP cuyo diámetro total es de 28.8 mm. El diámetro nominal del tubo no-metálico que puede contener el cable corresponde a 101 mm, cumpliendo con el 20% de porcentaje de ocupación del tubo como lo permite la NOM-001-SEDE-1999 (ver figura 6.18).

Se utiliza el mismo ducto para colocar las canalizaciones por los que pasarán los cables de control y comunicación de la planta, de acuerdo al artículo 923-3 sección 2 y la tabla 923-3(f)-(1) (separación mínima entre cables eléctricos y de comunicación dentro de un mismo pozo), cuyo tubo no metálico es de 27 mm de diámetro, como se ilustra en la figura anterior.

El cable de tierra de la central eólica se distribuye de forma paralela a los cables de distribución, utilizando el mismo ducto, a una profundidad de 35 cm del nivel de la superficie del suelo.

En la figura 6.19 se muestran las distancias contempladas para el sistema de distribución del parque, así como las secciones donde se utilizan ductos para un solo circuito y la zona correspondiente a la configuración de doble circuito.

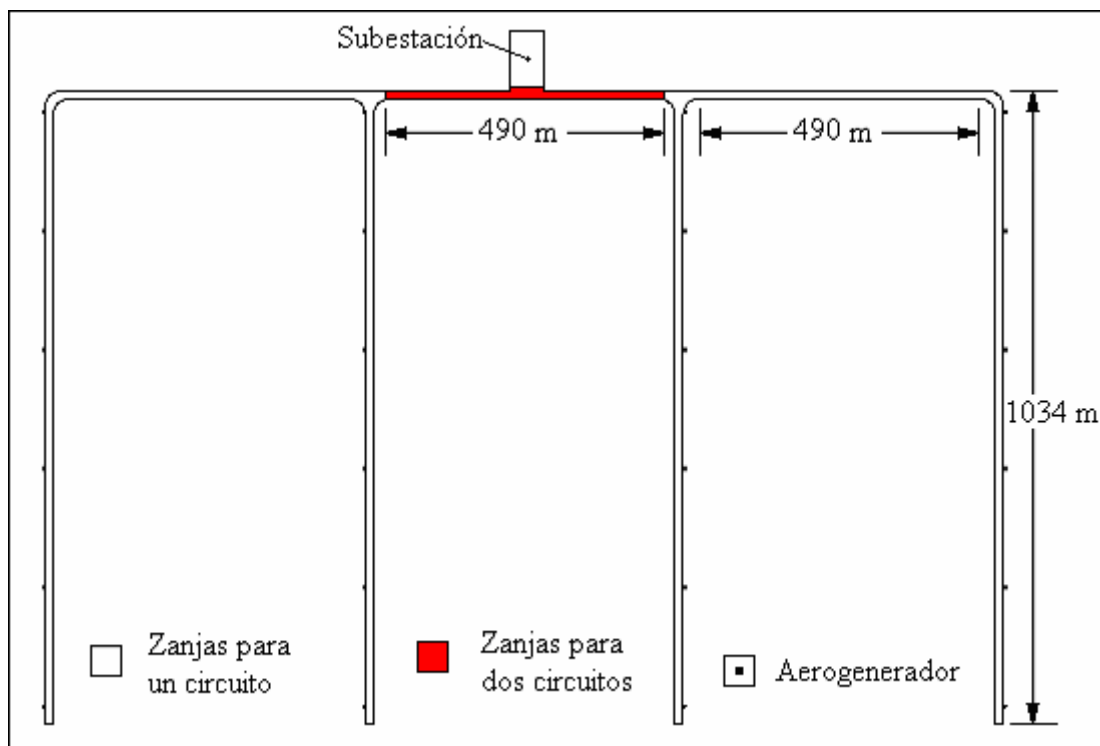


Figura 6.19 Configuración del sistema de distribución del parque eólico

Tensión de jalado para cables de distribución

En el proceso de tendido del cable de media tensión, el conductor debe jalarsse a través de los ductos subterráneos del sistema de distribución. Debido a esto, es necesario calcular la máxima tensión mecánica que el conductor puede soportar.

La tabla 6.10 contiene los valores de tensión máxima de jalado especificados por el fabricante (VIKON), que los conductores seleccionados para conformar el sistema de distribución pueden soportar.

Secciones	Calibre AWG	Peso [kg/km]	Tensión máx. de jalado [kg]	Longitud de diseño [km]
1 a 4	2	785	241	0.21
5	1/0	1,010	383	0.21
6	2/0	1,170	483	0.30
7	2/0	1,170	483	0.80

Tabla 6.10 Tensión de jalado para cable VIKON tipo DS 15 kV – 100% N.A. Conductor de cobre. Aislamiento de XLPE, pantalla metálica de alambres de cobre – cubierta de PVC

La tensión de jalado está directamente relacionada con la máxima distancia que puede ser cubierta por un conductor para ser jalado a través de los ductos subterráneos, sin necesidad de un empalme o un registro. Por lo que la longitud máxima que deben tener los conductores para evitar el uso de registros, se obtiene de la siguiente manera:

Longitud máxima de los conductores

Para determinar la longitud máxima de los conductores de manera que no se necesiten registros, se utiliza la siguiente ecuación:

$$L_m = \frac{T_m}{(\omega)(f)(W)}$$

Donde:

L_m - Longitud máxima de los conductores para el jalado en [km]

T_m - Tensión máxima de jalado para el cable en [kg]

ω - Factor de corrección por peso. Para líneas subterráneas ($\omega = 1$)

f - Coeficiente de fricción ($f = 0.5$)

W - Peso del cable en [kg/km]

De los datos del fabricante correspondientes a los cables seleccionados para el sistema de distribución (ver tabla 6.10), se realiza el cálculo para obtener la longitud máxima (L_m) para el jalado.

$$L_{m(2AWG)} = \frac{241}{(1)(0.5)(785)} = 0.614 \text{ [km]}$$

$$L_{m(1/0)} = \frac{383}{(1)(0.5)(1010)} = 0.758 \text{ [km]}$$

$$L_{m(2/0)} = \frac{483}{(1)(0.5)(1170)} = 0.826 \text{ [km]}$$

De la tabla 6.10 se observa que las distancias máximas que tendrán los cables que conforman el sistema de distribución, son menores a las obtenidas en el cálculo anterior. Por lo tanto, no es necesario colocar registros ni empalmes intermedios en ninguna zona del parque eólico.

6.3.6 Subestación eléctrica

La subestación del parque eólico es una subestación elevadora cuyos voltajes de operación son 13.8 kV en el lado de baja tensión y 138 kV en el lado de alta. La subestación recibe del sistema de distribución, cuatro alimentadores de 5.1 MVA cada uno, los cuales llegan al bus de 13.8 kV. Su diseño se realizó en base a especificaciones de CFE.

Especificaciones CFE

A continuación, se muestran en la tabla 6.11 las especificaciones de CFE a considerar referentes al diseño de subestaciones eléctricas.

Clave CFE	Nombre
04400-42	GUÍA DE CRITERIOS BÁSICOS PARA SUBESTACIONES
52000-03	AISLADORES DE PORCELANA TIPO ALFILER
52000-57	AISLADORES DE PORCELANA TIPO POSTE
52200-02	AISLADORES DE SUSPENSION DE PORCELANA O VIDRIO TEMPLADO
52800-32	AISLADORES SOPORTE TIPO COLUMNA
L0000-06	COORDINACION DE AISLAMIENTO
L0000-41	GUÍA DE APLICACION DE LA ESPECIFICACION DE COORDINACION DE AISLAMIENTO
V4200-25	CUCHILLAS DESCONECTADORAS DE 15,5 A 123 kV
V4200-12	CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN AIRE DE ACCIONAMIENTO AUTOMATICO
V4200-50	CUCHILLAS DE OPERACION EN GRUPO PARA CIRCUITOS Y REDES DE DISTRIBUCION
V5000-01	INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 123 A 420 kV
V5000-15	INTERRUPTORES DE POTENCIA PARA DISTRIBUCION DE 15,5 A 123 kV
VA400-17	APARTARRAYOS TIPO ESTACION E INTERMEDIOS DE OXIDOS METALICOS PARA SISTEMAS DE 13,8 A 400 kV
VA400-43	APARTARRAYOS TIPO DISTRIBUCION DE OXIDOS METALICOS PARA SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA
V4100-03	CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE DISTRIBUCIÓN
V4100-28	CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE POTENCIA DE 15.5 A 115 KV PARA SUBESTACIONES
G0000-06	INSTRUMENTACION MISCELANEA
VE000-13	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 123 A 420 kV
VE000-14	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 123 A 420 kV
VE000-29	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 6,9 A 85 kV
VE100-49	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 0,6 A 115 kV
E0000-16	CABLES DE POTENCIA MONOPOLARES DE 5 A 35 kV CON AISLAMIENTO DE ETILENO PROPILENO (EP) O POLIETILENO DE CADENA CRUZADA (XLP)
C0000-13	EDIFICIOS Y CASSETAS PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

Tabla 6.11 Lista de especificaciones CFE

Transformadores de potencia

Se utilizan dos transformadores de potencia de 12 MVA de capacidad, cuya relación de transformador es 13.8 kV- 138 kV, con conexión en estrella con neutro solidamente aterrizado por el lado de baja tensión y conexión en delta para el lado de alta.

Sistema de tierras de la subestación

El sistema de tierras de la subestación está diseñado de acuerdo al procedimiento establecido en la norma NRF-011-CFE-2004.

Para el diseño del sistema de tierras se realizó un diseño preliminar. La norma NRF-011-CFE-2004 indica que para una subestación típica, el espaciamiento D tiene un rango de 15 a 3m. Se recomienda comenzar el diseño preliminar con una separación de 15 metros.

Paso 1. Parámetros considerados para el diseño de la red de tierras

$$A = 50 \text{ m} \times 80 \text{ m} = 4000 \text{ m}^2$$

$$\rho = 50 \text{ } \Omega \cdot \text{m}$$

D = Deberá ser determinado [m]

Donde

ρ - Resistividad del terreno.

D – Espaciamiento entre conductores paralelos en m

NOTA. El valor ρ mostrado es una aproximación del valor real, obtenida de la tabla 1 CFE 00J00-01 de acuerdo con el tipo de suelo presente en el terreno seleccionado para el proyecto.

Paso 2. Determinación del calibre del conductor

Para determinar el calibre del conductor que se utilizará en el sistema de tierras de la subestación, los cálculos se realizan conforme a lo establecido en la norma NRF-011-CFE. De esta forma se tiene que:

$$A = 1.97352 \text{ I} \sqrt{\frac{\frac{t_c \alpha_r \rho_r \times 10^4}{\text{TCAP}}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}}$$

Donde:

A – Calibre del conductor en KCM

I – Corriente rcm máxima obtenida en el bus de 13.8 kV, en kA

T_m – Máxima temperatura permisible en °C

T_a – Temperatura ambiente en °C

α_r – Coeficiente térmico de resistividad a 20°C

ρ_r - Resistividad del conductor en $\mu\Omega - \text{cm}$

$K_0 = 1/\alpha_r$

t_c – Tiempo de circulación de la corriente I, en seg.

TCAP – Factor de capacidad térmica

De acuerdo con lo establecido para las constantes de cable de cobre duro se tiene:

$$T_m = 250 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_a = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\alpha_r = 0.00381$$

$$\rho_r = 1.7774 \text{ } \mu\Omega - \text{cm}$$

$$K_0 = 242$$

$$t_c = 0.5 \text{ seg}$$

$$\text{TCAP} = 3.422 \text{ J/cm}^3/\text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$A = 1.97352 \text{ I} \sqrt{\frac{(0.5)(0.00381)(1.7774) \times 10^4}{3.422 \ln \left[1 + \left(\frac{250 - 40}{242 + 40} \right) \right]}}$$

$$A = 8.3211 \text{ I}$$

$$A = 8.3211 (13.748)$$

$$A = 113.2 \text{ KCM (calibre 2/0 AWG)}$$

Paso 3. Potenciales tolerables por el cuerpo humano

De acuerdo con lo establecido en la NRF-011-CFE, los potenciales tolerables en el cuerpo humano se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$E_{\text{Paso}} = (1000 + 6 C_S \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{\text{Contacto}} = (1000 + 1.5 C_S \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde:

C_S - Factor de reducción debido a la utilización de algún material que aumente la resistencia de contacto con la superficie del terreno.

ρ_s - Resistividad del material utilizado en la superficie $\Omega - \text{m}$. (Su valor es unitario cuando no se utiliza dicha superficie y $\rho_s = \rho$).

t_s - Duración de la corriente de choque en seg.

Para este caso se tomará en cuenta una superficie de grava de 0.1m de espesor.

$$\rho_s = 3000 \text{ } \Omega \text{ m}$$

$$t_s = 0.5 \text{ seg.}$$

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2 h_s + 0.09} = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{50}{3000} \right)}{2 (0.1) + 0.09} = 0.695$$

$$E_{\text{Paso}} = (1000 + 6 (0.695) (3000)) \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 3000 \text{ V}$$

$$E_{\text{Contacto}} = (1000 + 1.5 (0.695) (3000)) \frac{0.157}{\sqrt{0.5}} = 916.44 \text{ V}$$

Paso 4. Diseño preliminar de la malla

Para el diseño preliminar de la malla se contempló iniciar con un espaciamiento entre conductores de $D = 15 \text{ m}$, dicha distancia no cumplió con los requerimientos de seguridad necesarios, por lo que se agregó un conductor paralelo más, quedando la siguiente distancia de 12.5 metros, con la que se cumplieron los requerimientos de seguridad establecidos por la norma, de esta manera, para lograr obtener cuadrículas con esta distancia, el área total de la malla queda de la siguiente forma:

$$A = 50 \times 87.5 \text{ m} = 4375 \text{ m}^2$$

$$D = 12.5 \text{ m}$$

$$h = 0.5 \text{ m}$$

Paso 5. Resistencia de la malla

$$R_m = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

ρ - Resistividad del terreno en $\Omega \text{ m}$

L - Longitud de la malla en m

h - Profundidad de la malla en m

A - Área de la malla en m^2

$$R_m = 50 \left[\frac{1}{950} + \frac{1}{\sqrt{20 (4375)}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5 \sqrt{\frac{20}{4375}}} \right) \right] = 0.3852 \Omega$$

Paso 6. Determinación de la corriente máxima I_G

De datos de la CFE para la zona contemplada del emplazamiento, se tiene que:

$$I_G = 8770 \text{ A}$$

Paso 7. Elevación de la tensión de la red (Ground Potential Rise)

$$\text{GPR} = I_G R_m = (8770) (0.3852) = 3\,378 \text{ V}$$

$$3\,378 \text{ V} \gg 916.44 \text{ V}$$

Como el valor obtenido es mayor que la tensión de contacto tolerable por el cuerpo humano, es necesario determinar las tensiones de malla y de paso para el sistema de tierra propuesto.

Paso 8. Cálculo de la tensión de malla (Em)

$$E_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_m}$$

Donde:

K_i – Factor para la geometría de la malla

K_m – Factor de irregularidad

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

n – Conductores paralelos en la malla

$$n = (n_a)(n_b)(n_c)(n_d)$$

$$n_a = \frac{2(L_c)}{L_p} = \frac{2(950)}{275} = 6.9091$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} = \sqrt{\frac{275}{4\sqrt{4375}}} = 1.01951$$

$n_c = n_d = 1$; para mallas cuadradas y rectangulares.

Donde:

L_p – Longitud de los conductores en el perímetro de la malla, en metros.

L_c – Longitud total de los conductores horizontales en la malla, en metros.

$$n = (6.9091)(1.01951) = 7.043893$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 (7.043893) = 1.686496$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left(\frac{8}{\pi(2n - 1)} \right) \right]$$

d – Diámetro del conductor en m

K_{ii}, K_h – factores de corrección por peso

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} = \frac{1}{2(7.043893)^{\frac{2}{7.0439}}} = 0.471851$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} = \sqrt{1 + 0.5} = 1.225$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{(12.5)^2}{16(0.5)(0.010516)} + \frac{(12.5 + 2(0.5))^2}{8(12.5)(0.010516)} - \frac{0.5}{4(0.010516)} \right) + \frac{0.471851}{1.225} \ln \left(\frac{12.5}{\pi(2(7.0439) - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 1.11083$$

$$E_m = \frac{(50)(8770)(1.11083)(1.686496)}{950} = 865.32 \text{ V}$$

$$865.32 \text{ V} < 916.44 \text{ V}$$

Se cumple con el valor de la tensión de malla, ya que se encuentra por debajo del valor obtenido para la tensión de contacto, por lo que se procede a calcular el valor de la tensión de paso.

Paso 9. Cálculo de la tensión de paso (E_s)

$$E_s = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L_s}$$

Donde:

K_s – Factor de espaciamiento para el voltaje de paso

L_s – Longitud efectiva, para mallas con o sin varillas de tierra.

$$L_s = 0.75 L_C + 0.85 L_R$$

L_R = Longitud total de los electrodos (varillas) de la malla. (Para este caso $L_R=0$).

$$L_s = 0.75 (950) = 712.5 \text{ m}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{12.5+0.5} + \frac{1}{12.5} (1 - 0.5^{7.0439-2}) \right]$$

$$K_s = 0.367488$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 n$$

$$K_i = 0.644 + 0.148 (7.043893) = 1.6865$$

$$E_s = \frac{(50)(8770)(0.367488)(1.6865)}{712.5} = 381.43 \text{ V}$$

$$381.43 \text{ V} < 3000 \text{ V}$$

Por lo tanto, la red de tierra de la subestación cumple con los requerimientos de seguridad necesarios en el diseño, ya que la tensión de malla y paso se encuentran por debajo de las tensiones tolerables por el cuerpo humano.

La configuración de la malla de tierra está dada como lo muestra la figura 6.20.

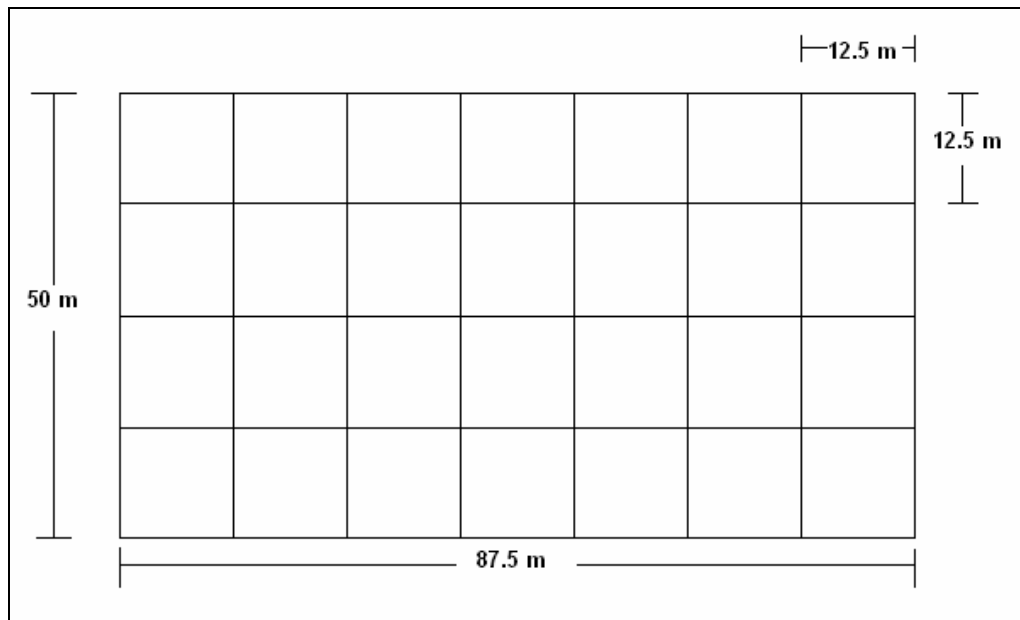


Figura 6.20 Configuración de la malla de tierra de la subestación

Calibre del conductor de tierra del sistema de distribución

Para determinar el calibre del conductor que se utilizará en el sistema de tierras del sistema de distribución, de acuerdo con lo establecido para las constantes de cable de cobre duro se tiene:

A – Calibre del conductor en KCM

$I = 13.748 \text{ kA}$ Corriente LT máxima en 13.8 kV.

$T_m = 250^\circ\text{C}$ Máxima temperatura permisible.

$T_a = 40^\circ\text{C}$ Temperatura ambiente.

$\alpha_r = 0.00381$ Coeficiente térmico de resistividad.

$\rho_r = 1.7774$ Resistividad del conductor.

$K_0 = 1/\alpha_r = 242$

$t_c = 0.2667 \text{ s}$ (16 ciclos) Tiempo de circulación de la corriente I.

$\text{TCAP} = 3.422 \text{ J/cm}^3/^\circ\text{C}$ Factor de capacidad térmica.

$$A = 1.97352 I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \rho_r \times 10^4}{\text{TCAP}}} = 1.97352 I \sqrt{\frac{(0.2667)(0.00381)(1.7774) \times 10^4}{3.422}}$$

$$\sqrt{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_o + T_a} \right) \right]} = \sqrt{\ln \left[1 + \left(\frac{250 - 40}{242 + 40} \right) \right]}$$

$A = 6.0769 I = 6.0769 (13.748) = 83.545 \text{ KCM} = 42.333 \text{ mm}^2$, por lo que el calibre del cable a utilizar es 1/0 AWG = 53.48 mm². Debido a los esfuerzos mecánicos a los que estará sometido el conductor, el calibre a utilizar es 2/0 AWG = 67.4 mm².

Sobretensiones y coordinación de aislamiento

Distancias dieléctricas

El cálculo de las distancias dieléctricas de la subestación está basado en la especificación CFE L0000-06. De acuerdo con la tabla 6.12, los niveles de aislamiento normalizados para las tensiones de operación de la SE son:

Tensión nominal del sistema Vn[kV]	Tensión máxima de diseño del equipo Vm[kV]	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo NBAI [kV]
13.8	15.5	110
138	145	650

Tabla 6.12 Niveles de aislamiento correspondientes a la subestación

Para determinar la distancia dieléctrica de fase a tierra se tiene que:

$$d_{f-t} = \frac{\text{TFC}}{K}$$

Donde (para este caso):

d_{f-t} – Distancia mínima de fase a tierra

TFC – Tensión crítica de flameo

K – Gradiente de voltaje (K= 550 kV/m)

$$\text{TFC} = \frac{(\text{NBAI})(K_h)}{0.961(\delta)}$$

NBAI – Nivel básico de aislamiento al impulso

K_h – Coeficiente de humedad ($K_h = 1$)

δ - Factor de corrección por densidad de aire ($\delta = 0.988$)

Por lo tanto, se tiene que:

$$d_{f-t} = \frac{(\text{NBAI})(K_h)}{(0.961)(\delta)(K)} = \frac{(110)(1)}{(0.961)(0.988)(550)} = 21.1 \text{ cm (para 13.8 kV)}$$

$$d_{f-t} = \frac{(NBAI)(K_h)}{(0.961)(\delta)(K)} = \frac{(650)(1)}{(0.961)(0.988)(550)} = 1.245 \text{ m (para 138 kV)}$$

Para la distancia mínima entre fases se tiene que:

$$d_{f-f} = \frac{(NBAI)(K_h)}{(0.961)(\delta)(K)}$$

Donde:

$$K = 520.29 \text{ kV/m}$$

$$d_{f-f} = \frac{(110)(1)}{(0.961)(0.988)(520.29)} = 22.3 \text{ cm (para 13.8 kV)}$$

$$d_{f-f} = \frac{(650)(1)}{(0.961)(0.988)(520.29)} = 1.316 \text{ m (para 138 kV)}$$

Del diseño de la subestación, para las cadenas de aisladores se tiene contemplado utilizar el aislador 27SPC111 (Figura 2 CFE 52200-02).

$$\text{No. aisladores} = \frac{\text{Distancia mín. f - t}}{\text{altura del aislador}}$$

En 13.8 kV

$$\text{No. aisladores} = \frac{211 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} = 1.45 \approx 2 \text{ aisladores}$$

El diseño en 13.8 kV consta de 3 aisladores, por lo tanto se cumple con la distancia dieléctrica mínima necesaria.

En 138 kV

$$\text{No. aisladores} = \frac{1245 \text{ mm}}{146 \text{ mm}} = 8.5 \approx 9 \text{ aisladores}$$

El diseño para 138 kV cuenta con 10 aisladores, por lo tanto se cumple con la distancia dieléctrica mínima necesaria.

Para el aislamiento de los tubos de cobre que constituyen el bus de 13.8 kV, el diseño contempla el uso de aisladores tipo columna C-8-125 (especificación CFE 52800-32, tabla 1), cuya altura corresponde a 305 mm. Por lo que se cumple con la distancia mínima de fase a tierra calculada anteriormente.

La figura 6.21 muestra los planos de la subestación con las distancias reales de diseño. Se puede apreciar que se cumple con las distancias mínimas entre fases.



ESTA PÁGINA SE DEJO EN BLANCO INTENCIONALMENTE

Selección de apartarrayos

A continuación se calcula el margen de protección de apartarrayos para los transformadores de potencia de la subestación:

Para el lado de 13.8 kV se tiene que:

$$Z_1 = 4.7145 \times 10^{-4} + j 2.67374 \times 10^{-3}$$

$$Z_0 = 1.386 \times 10^{-3} + j 3.4306 \times 10^{-3}$$

$$\frac{R_1}{X_1} = 0.17633$$

$$\frac{R_0}{X_1} = 0.5184$$

$$\frac{X_0}{X_1} = 1.283$$

De acuerdo con la norma IEEE Std C62.22 figura B.2 y con nuestros resultados anteriores, se obtiene un coeficiente de aterrizamiento de 63.5 %.

Para 13.8 kV se tiene que:

$$V_m = 15.5 \text{ kV}$$

$$NBAI = 110 \text{ kV (onda de sobretensión esperada para el transformador)}$$

Voltaje máximo de diseño a tierra (V_{mt})

$$V_{mt} = \frac{15.5}{\sqrt{3}} = 8.949 \text{ kV}$$

Calculando el sobrevoltaje temporal de apartarrayos se tiene que:

$$MCOV = (15.5) (0.635) = 9.8425 \text{ kV}$$

Por lo que se requiere un apartarrayos de 12 kV con MCOV = 10.2 kV.

De la tabla 8 de la norma IEEE Std C62.22, para un valor de corriente de apartarrayos de 10 kA para 8/20 μ s, se tiene que el voltaje de descarga del apartarrayos es de 44 kV.

$$\text{Margen de protección} = \left(\frac{NBAI}{V_{\text{Descarga}}} - 1 \right) \times 100 = \left(\frac{110}{44} - 1 \right) \times 100 = 150 \%$$

Por lo que se debe seleccionar un apartarrayos con estas características.

Para el lado de 138 kV se tiene que:

$$Z_1 = 4.86 \times 10^{-3} + j 37.13 \times 10^{-3}$$

$$Z_0 = 3.63 \times 10^{-3} + j 65.9 \times 10^{-3}$$

$$\frac{R_1}{X_1} = 0.1309$$

$$\frac{R_0}{X_1} = 0.0978$$

$$\frac{X_0}{X_1} = 1.775$$

De la norma IEEE Std C62.22, figura B.2, y las relaciones anteriores, se tiene un coeficiente de aterrizamiento del 72.2%.

Para 138 kV se tiene que:

$$V_m = 145 \text{ kV}$$

$$NBAI = 650 \text{ kV (onda de sobretensión esperada para el transformador)}$$

Voltaje máximo de diseño a tierra (V_{mt})

$$V_{mt} = \frac{145}{\sqrt{3}} = 93.72 \text{ kV}$$

Calculando el sobrevoltaje temporal de apartarrayos se tiene que:

$$MCOV = (145) (0.722) = 104.69 \text{ kV}$$

Por lo que se requiere un apartarrayos de 161 kV, con MCOV = 106 kV.

De las especificaciones CFE, para un valor de corriente de apartarrayos de 10 kA para 8/20 μ s, se tiene que el voltaje de descarga del apartarrayos es de 330 kV.

$$\text{Margen de protección} = \left(\frac{NBAI}{V_{\text{Descarga}}} - 1 \right) \times 100 = \left(\frac{650}{330} - 1 \right) \times 100 = 96.9 \%$$

De acuerdo con la norma IEEE std C62.22, se considera un 80% como margen mínimo de protección.

Parámetros eléctricos de la línea de transmisión

De acuerdo con el catálogo CFE para torres de transmisión, el calibre correspondiente a una línea de transmisión de 138 kV es 477 KCM para conductor ACSR, siendo la configuración del circuito y sus distancias en metros las mostradas en la figura 6.22.

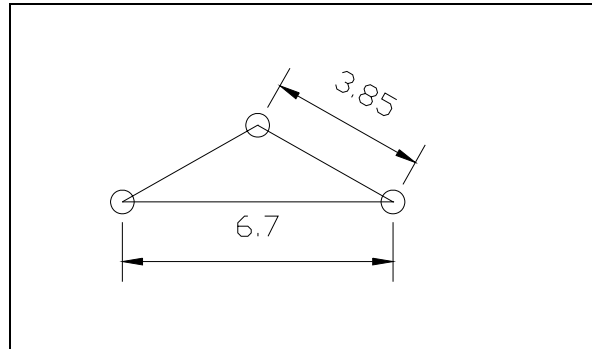


Figura 6.22 Configuración de la línea de transmisión

Por lo tanto, para ACSR, 477 KCM se tiene:

$$R = 0.216 \, \Omega / \text{Mi}$$

$$X_L = 0.1213 \, \text{Ln} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right)$$

DMG – Distancia media geométrica

RMG – Radio medio geométrico

$$\text{DMG} = \sqrt[3]{(3.85)^2 (6.7)} = 4.631 \, \text{m}$$

$$\text{RMG} = 0.0301 \, \text{ft} = 0.0091745 \, \text{m}$$

$$X_L = 0.1213 \, \text{Ln} \left(\frac{4.631}{0.0091745} \right) = 0.754984 \, \Omega / \text{Mi}$$

$$Z = 0.216 + j \, 0.754984 \, \Omega / \text{Mi}$$

$$L = 700 \, \text{m} = 0.4351 \, \text{Mi}; \text{ (línea corta)}$$

$$Z = 0.0939816 + j \, 0.3284935 \, \Omega$$

$$I = \frac{24000 [\text{kVA}]}{\sqrt{3} (138 \, \text{kV})} = 100.4 \angle -25.8^\circ [\text{A}]$$

Regulación de voltaje:

$$\frac{\Delta V}{V_R} \times 100 = \frac{ZI}{V_G - ZI} \times 100 = \frac{(0.34167 \angle 74^\circ)(100.4 \angle -25.8^\circ)}{79674.3 - 21.64 - j \, 24.2} = \frac{34.3 \angle 48.2^\circ}{79652.66 \angle -0.017^\circ} \times 100$$

$$\% \text{ Reg.} = 0.043 \, \%$$

Caseta de monitoreo de la subestación

De acuerdo con la especificación CFE C0000-13 (Edificios y casetas para subestaciones) la caseta de la subestación del proyecto corresponde, en cuanto a disposición y medidas en metros a la mostrada en la figura 6.23.

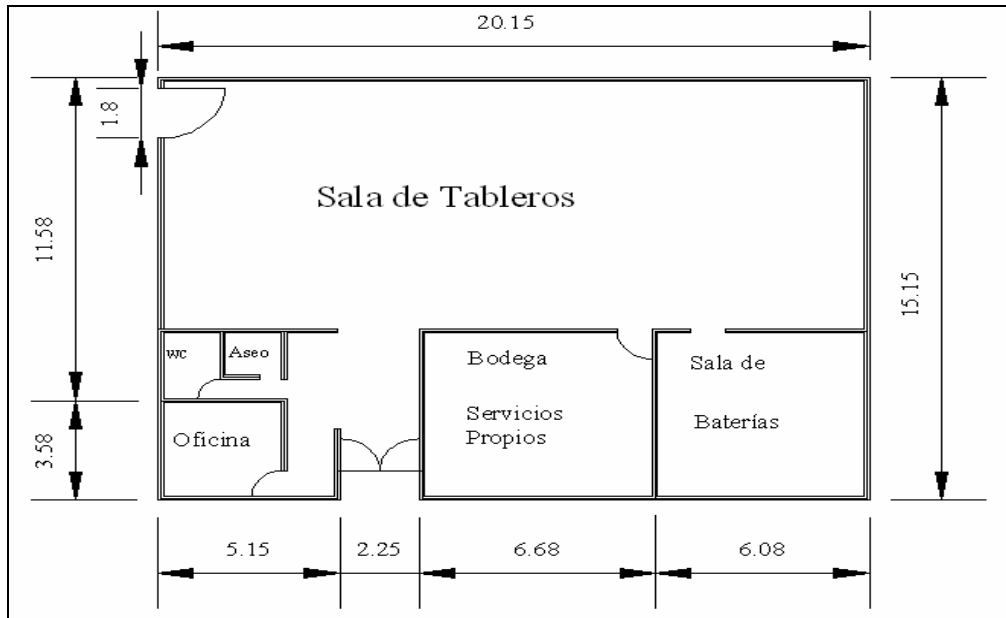


Figura 6.23 Disposición física y medidas de la caseta para la subestación

6.4 Estación de llenado con generación de hidrógeno

6.4.1 Generalidades

En diversas partes del mundo se han presentado avances respecto a las tecnologías aplicables al hidrógeno. En muchos países desarrollados ya se fomenta el uso del hidrógeno como combustible para auto transporte, desafortunadamente eso no sucede aún en México, donde existen diversas empresas e instituciones relacionadas con el tema, ya sea en el área de producción, investigación y difusión; sin embargo, el uso del hidrógeno en México solo se limita en procesos industriales, no como combustible. En este sentido, diversas instituciones trabajan para promover el uso del hidrógeno más allá de los procesos industriales, entre ellas se encuentran:

Sociedad Mexicana del Hidrógeno (SMH₂)

Asociación civil que realiza cursos, promueve conferencias, etc, orientadas a la sociedad como a diversas instituciones.

Red Nacional del Hidrógeno (RNH₂)

Fundada en Mayo de 2005 como una propuesta de la Facultad de Ingeniería para reunir a los organismos que podrían beneficiarse y trabajar con el hidrógeno, organismos como:

- | | |
|------------|--------------------|
| - UNAM-F I | - IMP |
| - SENER | - CIE |
| - PEMEX | - Daimler Chrysler |
| - IIE | - ADO |

Las reuniones de la RNH₂ tienen como finalidad plantear las acciones y estrategias a seguir para lograr que el hidrógeno tenga una participación importante en el mercado energético de México. Se promueve a su vez el desarrollo de proyectos de investigación en colaboración con la academia, a fin de desarrollar tecnologías propias.

De esta manera, se dan las primeras iniciativas en la utilización del hidrógeno como combustible alternativo en el país. El fin de estos esfuerzos es poder estar a la altura de los grandes cambios que se vienen gestando a nivel mundial referentes a la utilización de combustibles fósiles, al plantear la posibilidad de introducir el hidrógeno como combustible alternativo.

Procesos de la planta de hidrógeno

A continuación se realiza una descripción de los procesos involucrados en la planta de hidrógeno, así como de las capacidades de producción, almacenamiento y capacidad de entrega que se proponen para el proyecto.

6.4.2 Suministro de agua

El método utilizado para la producción de hidrógeno es la electrólisis del agua. Se tiene contemplado que el agua a utilizar en el proceso se obtenga en parte del Sistema de Aguas Nacionales y otra parte se tomará (en la medida que sea posible) de un sistema de captación de lluvia. Para el almacenamiento de agua se tiene contemplado un contenedor con capacidad de 18 000 litros de almacenamiento.

Antes de suministrar el agua al electrolizador, esta debe pasar por un sistema de purificación, ya que uno de los requerimientos de la celda es que el agua utilizada en el proceso se encuentre libre de sales minerales y residuos orgánicos, en teoría debe presentar las características del agua destilada. Se debe tener un control adecuado en este aspecto para dimensionar el sistema de purificación, y así garantizar la calidad del agua.

Del estudio realizado respecto a la operación diaria promedio de la planta electrolítica y de su capacidad de producción, se determinó que la cantidad promedio de agua al día necesaria para operar la planta y producir hidrógeno es de $60 \text{ l/h} \times 22 \text{ hrs} = 1320 \text{ litros de agua al día}$. ($481.8 \text{ m}^3/\text{año}$).

De acuerdo con datos de la Comisión Nacional del agua², la cantidad de aguas superficiales utilizadas en Tamaulipas para generación de electricidad es de 2,181,276,000 $\text{m}^3/\text{año}$ por lo que la cantidad de agua requerida por la planta representa una mínima participación en esta cifra, sin considerar que cierta porción de agua provendrá un sistema de captación de lluvia.

6.4.3 Suministro eléctrico

El suministro eléctrico para la planta se realiza por medio de cables subterráneos a través de un transformador tipo pedestal de 300 kVA que recibe la energía que la planta eoloelectrónica produce a través del bus de 13.8 kV, siendo la tensión de la instalación eléctrica de planta de 480/220 V.

Para esta sección se debe tomar como referencia lo establecido en la NOM-001-SEDE-1999 en lo referente a instalaciones eléctricas industriales.

² Información al 31 de Marzo de 2006. <http://www.cna.gob.mx/REPDA/TablasEdos/TAM.pdf>

En cuanto a la cantidad de energía eléctrica necesaria para la operación de la planta, se estima que el promedio de consumo de la planta al año sea aproximadamente de 2400 MWh al año, lo que equivale al 5 % de la producción anual esperada de la central eólica.

Clasificación de áreas

Se deben cubrir diversos requisitos de seguridad en lo referente a equipo eléctrico, electrónico y alambrado para todas las áreas donde pueda existir peligro de incendio o explosión debido a gases o vapores inflamables dispersos en el aire. Además, se debe considerar individualmente cada cuarto, sección o área para determinar su clasificación.

La distribución espacial de los equipos se realizó de acuerdo a lo establecido por el artículo 500 de la NOM SEDE 001-1999 y lo especificado en la NFPA 50A (National Fire Protection Association) en cuanto a los aspectos de seguridad necesarios en instalaciones donde se maneja hidrógeno gaseoso en centros de despacho, tomando también en consideración el diseño de las instalaciones eléctricas de la planta.

Los bloques en los que se divide la planta se clasifican de acuerdo a los procesos que se llevan a cabo en la producción de hidrógeno, quedando clasificados de la siguiente manera: producción, compresión, almacenamiento y despacho. Estos bloques se clasifican, en lo referente a instalaciones eléctricas, como una instalación Clase I, Grupo B, correspondiente a atmósferas que pueden contener hasta 30% de concentraciones de H_2 (NFPA 70).

De acuerdo con lo anterior, las instalaciones de la planta están clasificadas dentro de la Clase I. División 2, grupos B, C y D correspondiente a lugares donde se manejan gases inflamables normalmente confinados en sistemas cerrados, donde la exposición del hidrógeno al ambiente es resultado de alguna fuga, ruptura o avería accidental de los contenedores u operación incorrecta del equipo.

De modo que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 501 de la Norma Oficial Mexicana 001-2005, las distancias (en metros) de la instalación y el área total de la planta de hidrógeno queda clasificada como se muestra en la figura 6.24.

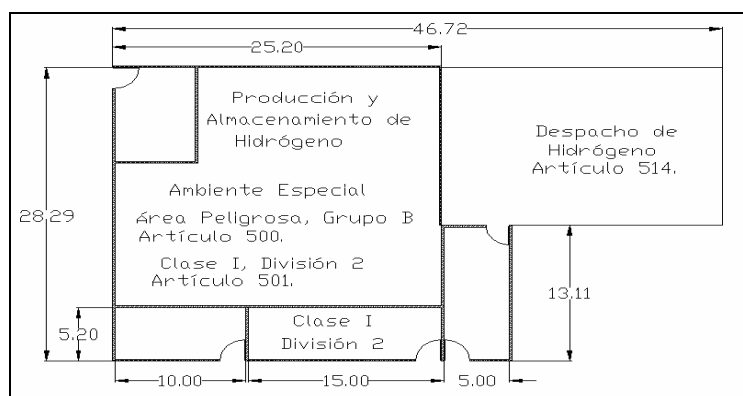
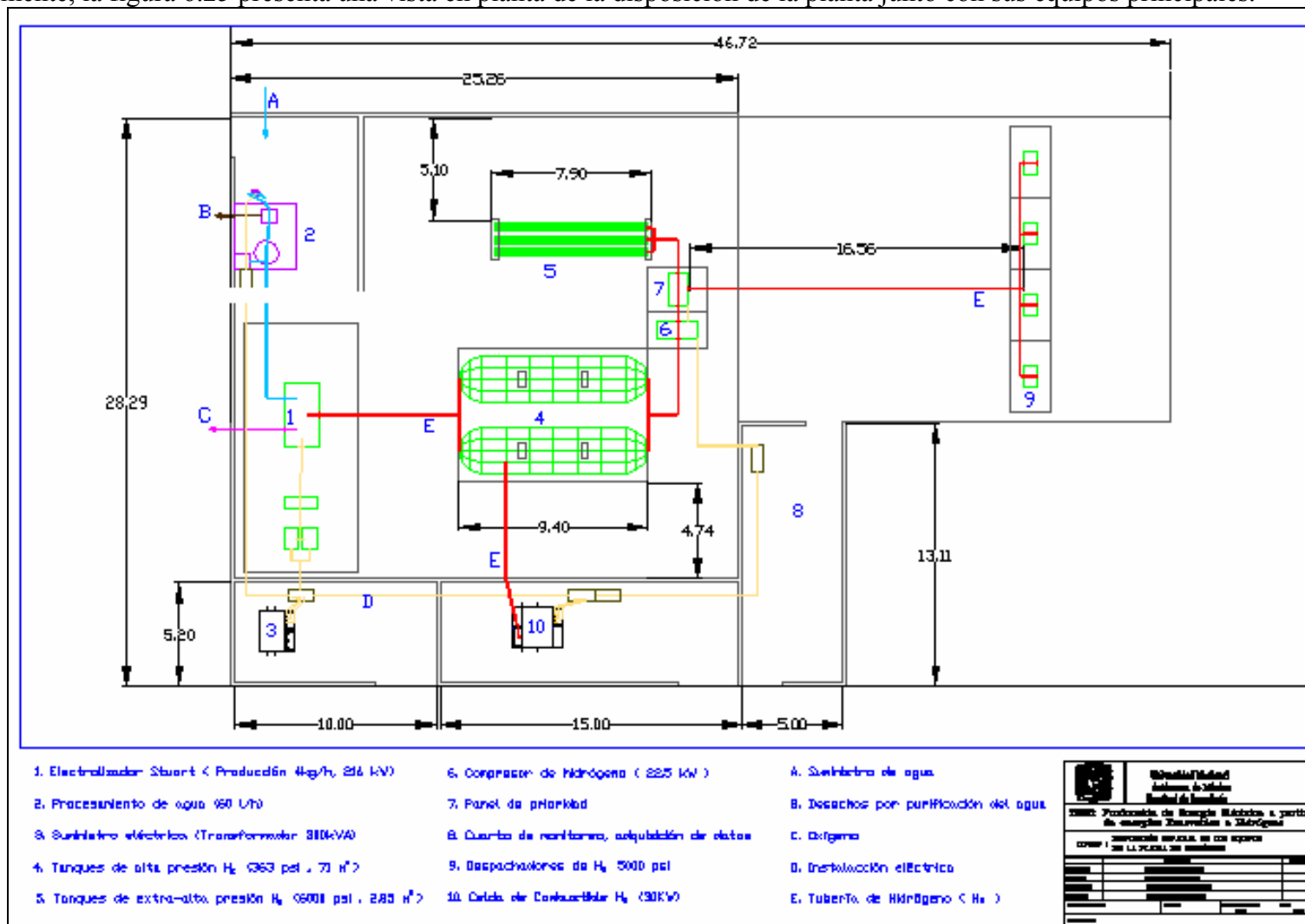


Figura 6.24 Distribución espacial y clasificación de áreas (planta H_2)

Finalmente, la figura 6.25 presenta una vista en planta de la disposición de la planta junto con sus equipos principales.



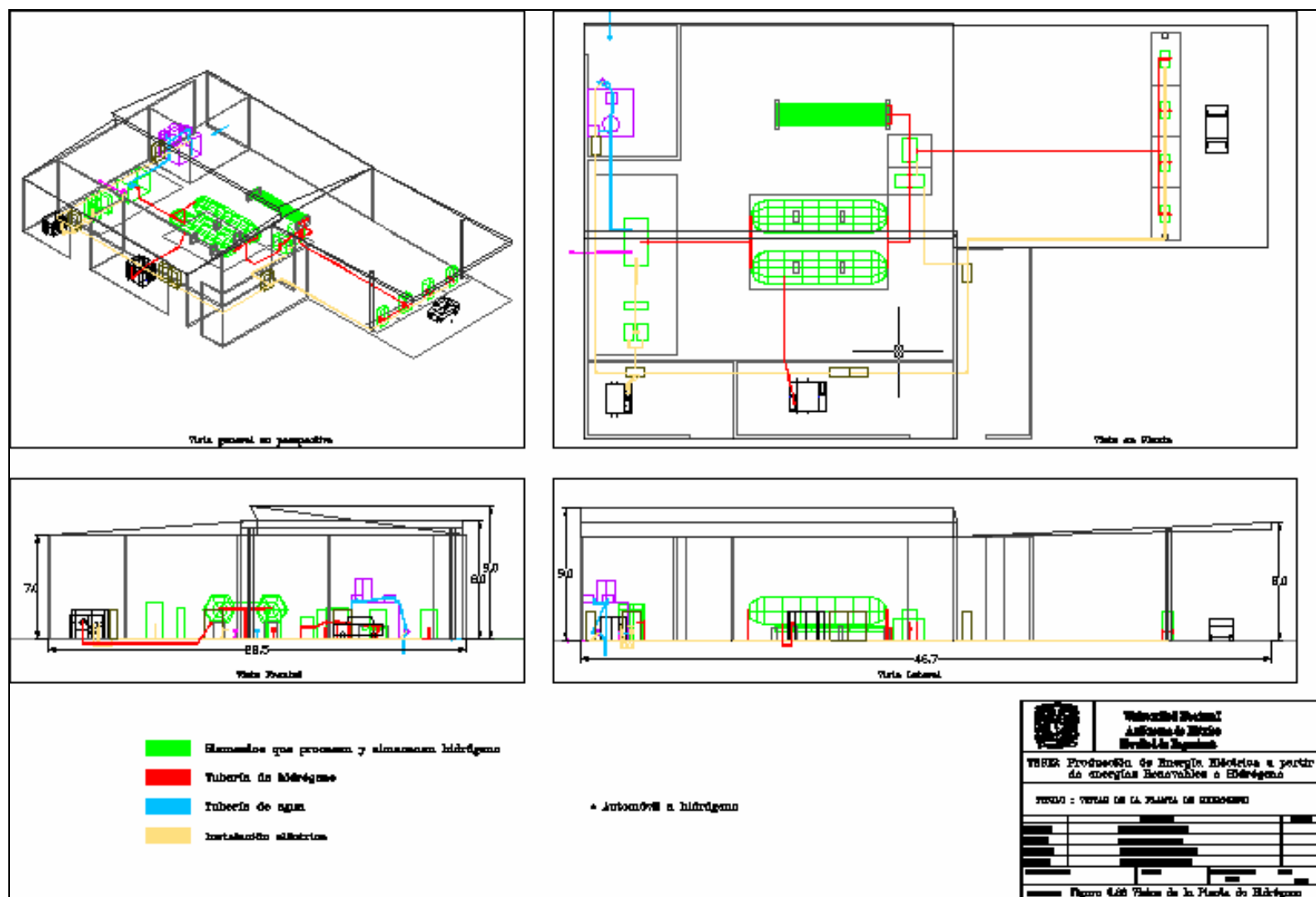


Figura 6.26 Vistas de la Planta de Hidrógeno

ESTA PÁGINA SE DEJO EN BLANCO INTENCIONALMENTE

6.4.4 Producción de hidrógeno

El objetivo principal de la producción de hidrógeno de la planta es venderlo como combustible para vehículos a través de un centro de despacho. Así también, el hidrógeno producido tiene una segunda función, que es la de su aprovechamiento como energético para producir electricidad para autoconsumo en situaciones de contingencia, es decir, un sistema de generación eléctrica de emergencia a través de una celda de combustible local de 30 kW que alimente los equipos de control y monitoreo de la instalación. (Back Up).

Para tener un estimado de la producción del hidrógeno, se realizó un estudio basado en el comportamiento del viento en el emplazamiento, de esta manera se determinó que la producción de hidrógeno comienza a partir del inicio de operación de los aerogeneradores, ya que, a esta velocidad, la planta eoloelectrica genera la energía necesaria para que la planta de hidrógeno empiece su operación.

Para los casos en que no se presenten los vientos necesarios para la generación de electricidad, se ha contemplado un sobredimensionamiento en el sistema de almacenamiento de la planta de hidrógeno, basado en los periodos de calma esperados, de manera que se permita satisfacer el despacho que se tiene contemplado, sin afectar la capacidad de respuesta del sistema de recuperación en caso de contingencias. Por lo que este sistema permite, durante un periodo determinado de tiempo, que la operación de despacho se lleve a cabo sin necesidad que al mismo tiempo se produzca hidrógeno.

Electrolizador

Para la producción de hidrógeno se tiene contemplado utilizar el electrolizador alcalino marca Stuart, modelo IMET 1000 de tres celdas. El sistema tiene un rango de operación de 380–600 VAC. Cuenta con módulos integrados para rectificar el voltaje a 2 VDC, voltaje necesario para la disociación del agua en el proceso de electrólisis, siendo la presión del hidrógeno a la salida del electrolizador es de 360 psi.

Producción de H ₂				Presión de salida		Producción de oxígeno		Flujo de agua	Electricidad Necesaria ³		Consumo eléctrico	Flujo de H ₂	
[Nm ³]		[Kg/hr]		[psi]		[Nm ³ /hr]		[lts/hr]	[kWh/Nm ³]	[kWh/kg]	[kW]	[scfh]	
Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max					Max	Min
31	45	2.8	4	145	363	15.5	22.5	60	4.8	53.4	216	1178	1710

Tabla 6.13 Rangos de operación del electrolizador Stuart IMET 1000

A continuación, la tabla 6.14 indica las medidas (en metros), del electrolizador Stuart IMET 1000.

Módulo de generación	Cantidad 1	Gabinete de control	Cantidad 1	Módulo energía eléctrica	Cantidad 2
Largo	1.7	Largo	1.6	Largo	0.7
Ancho	3.2	Ancho	0.5	Ancho	1.1
Altura	2.45	Altura	2.1	Altura	2.45

Tabla 6.14 Medidas del electrolizador Stuart IMET 1000

³ Energía eléctrica necesaria solo para el electrolizador.

Producción estimada de hidrógeno

Para la producción de hidrógeno se tiene contemplado utilizar parte de la energía eléctrica que produce el parque, de esta forma, la producción de hidrógeno se realizará de manera intermitente.

Se tiene contemplado que la planta de hidrógeno comience a operar a la velocidad de operación de la planta eólica (3 m/s), ya que es justo a esta velocidad cuando se cuenta con la generación mínima necesaria para empezar a operar la planta de hidrógeno y que esta trabaje a su capacidad nominal.

De esta forma, de la caracterización del viento, obtenida y de las características de los equipos, se realizó un análisis para estimar la producción anual de hidrógeno obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 6.15.

Estación	No. datos	Días	Horas	Datos [0-3) m/s	% [0-3) m/s	Horas [0-3) m/s	Hrs/día Prom. [0-3) m/s	Horas/día Producción de H ₂	Producción/día Promedio [Kg]	Producción/ estación [kg]	MWh Necesarios
Primavera	13104	91	2184	785	5.991	130.833	1.438	22.562	90.2491	8212.667	615.950
Verano	13248	92	2208	1379	10.409	227.335	2.471	21.529	86.1159	7922.659	594.199
Otoño	13248	92	2208	1998	15.082	329.380	3.580	20.420	81.6791	7514.478	563.586
Invierno	12960	90	2160	1696	13.086	285.807	3.176	20.824	83.2974	7496.770	562.258
Año	52560	365	8760	5858	11.142	973.356	2.666	21.334	85.3354	31146.575	2335.993

Tabla 6.15 Producción de hidrógeno de acuerdo al periodo estacional

Pureza del Hidrógeno

El hidrógeno a la salida del electrolizador presenta una pureza del 99.5 %, de acuerdo a lo especificado por el fabricante, sin embargo, su utilización como combustible requiere de un grado mayor de pureza, del orden del 99.999%.

En estos generadores se obtienen impurezas en el hidrogeno de H₂O y O₂. Para lograr el nivel de pureza mencionado, se utilizan baterías de secado para eliminar el H₂O y sistemas de deoxo para la eliminación de O₂, los cuales ya forman parte de los generadores de H₂ estándar.

6.4.5 Sistema de almacenamiento a alta presión

Las presiones utilizadas actualmente para almacenamiento de hidrógeno, varían de acuerdo a la aplicación que se le de. El proyecto plantea almacenar el hidrógeno a una presión de 6000 psi, y despacharlo como combustible a 5000 psi, esto con la finalidad de obtener una mayor densidad energética del producto. Sin embargo, esto resulta ser algo ambicioso, ya que estos rangos de presión se manejan recientemente en los países más avanzados en esta materia.

En lo que respecta a México, las presiones más altas de compresión que se manejan para la producción de hidrógeno por medio de electrólisis son del orden de 1 800 a 2 100 psi. Las presiones mayores a 150 psi se consideran altas, de modo que a un sistema a 5000 psi de presión se considera de extra alta presión.

Se tiene contemplado contar con dos etapas de almacenamiento, la primera a la presión de salida del electrolizador (363 psi), y la segunda por encima de la presión de despacho. Es de suma importancia que durante las diferentes etapas que componen el proceso (Producción, almacenamiento y compresión), las características de los elementos que componen cada proceso deben estar coordinadas para que exista un flujo adecuado de hidrógeno a través del proceso. De acuerdo con las características de flujo del electrolizador y su capacidad producción, el dimensionamiento de la primera etapa almacenamiento (363 psi) queda dado de la siguiente manera:

$$V_1 P_1 = V_2 P_2$$

$$PE = 4 \text{ kg/h} = 45 \text{ Nm}^3/\text{h} = 1710 \text{ scfh}$$

$$PTE = 96 \text{ kg} = 1,080 \text{ Nm}^3 = 41,040 \text{ scf}$$

$$PR = 48 \text{ kg} = 540 \text{ Nm}^3 = 20,520 \text{ scf}$$

$$PT = 144 \text{ kg} = 1,620 \text{ Nm}^3 = 61,560 \text{ scf}$$

Donde:

PE - Flujo de H₂ del electrolizador

PTE - Producción diaria de H₂

PR - Sobredimensionamiento para reserva

PT - Capacidad de almacenamiento a 363 psi (PT = PTE + PR)

$\text{Nm}^3 = 1\text{m}^3$ a 1 atm. y 0°C Metro cúbico Normalizado

$1\text{ scf} = 1\text{ pie}^3$ a 1 atm y 20°C Pie Cúbico Estándar, o sea (Standar Cubic Feet).

Volumen a almacenar:

$$PT = 61560\text{scf} \left(\frac{1\text{m}}{3.2808\text{f}} \right)^3 = 1,743.24\text{m}^3 \quad \text{a } 1\text{ atm.}$$

$$V_2 = \frac{V_1 P_1}{P_2} = \frac{1743.24\text{m}^3 (14.7\text{psi})}{363\text{psi}} = 70.59\text{m}^3 \quad \text{a } 363\text{ psi}$$

Se plantea almacenar el total de la producción en dos tanques a 363 psi.

$$S_A = \frac{70.59\text{m}^3}{2} = 35.29\text{m}^3$$

Donde:

S_A – Capacidad de almacenamiento de cada tanque a 363 psi.

Así, cada tanque de almacenamiento tiene una capacidad aproximada de 40 m^3 .

Medidas de los tanques de alta presión

Para obtener las medidas de los tanques, que serán como se muestra a continuación:

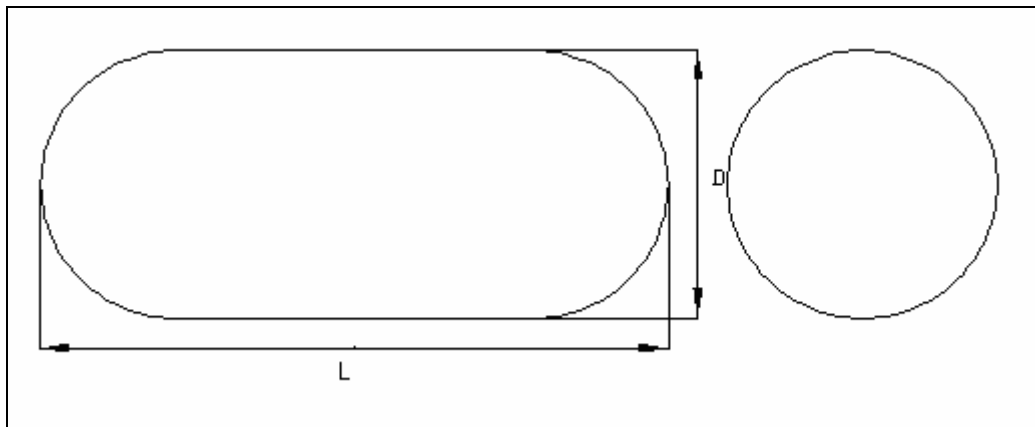


Figura 6.27 Dimensionamiento de los tanques de alta presión

Cuyo volumen se calcula a partir de:

$$V = \frac{4}{3}\Pi \frac{D^3}{8} + \Pi \frac{D^2}{4}(L - D)$$

A partir del valor estandarizado del diámetro del tanque.

$$D = 2.28 \text{ m} \approx 2.5 \text{ m}$$

$$L = \frac{V + \frac{1}{12} \pi D^3}{\frac{1}{4} \pi D^2} = \frac{35.29 + \frac{1}{12} \pi D^3}{\frac{1}{4} \pi D^2} = 9.4 \text{ m} \approx 10 \text{ m}$$

6.4.6 Compresión a extra alta presión

La siguiente etapa al almacenamiento a 363 psi consiste en la compresión del hidrógeno a 6000 psi. El compresor contemplado para la planta, es un compresor reciprocante, cuyas características técnicas son: 30 HP (22.4 kW), 1710 scfh. Este sistema permite un flujo constante o de paros programados del gas, esto es necesario debido a la crítica operación a altas presiones y grandes volúmenes del compresor. Es muy común que se manejen también compresores de diafragma⁴. Otra opción es manejar compresores de tornillo, con excelentes resultados, sobre todo para altas presiones⁵.

6.4.7 Sistema de almacenamiento a extra alta presión

El sistema de almacenamiento a extra alta presión consta de tres tanques interconectados en una configuración de cascada, la cual consiste en un sistema que a través de un panel de prioridad determina que tanque puede recibir el gas para llenarlo hasta que la presión se equilibra, una vez llenado un tanque el otro comienza su llenado y así sucesivamente.

Para entregar el hidrógeno bajo esta configuración, se entrega el gas gradualmente hasta llegar a cierta presión límite en cada tanque y entonces entra en operación el siguiente tanque y así sucesivamente, este proceso permite un llenado rápido de los autos que utilicen el hidrógeno.

Medidas de los tanques de extra alta presión

Solo se almacenará lo que el electrolizador produzca en 24 horas, de este modo podría inclusive despachar a la tasa previamente determinada diaria, de autos por un día aunque no haya producción de H₂:

$$V_3 = 41040 \text{ scf} \left(\frac{1}{3.2808 \text{ f}} \right)^3 = 1162.165 \text{ m}^3$$

$$V_3 = \frac{V_1 P_1}{P_3} = \frac{1162.165 \text{ m}^3 (14.7 \text{ psi})}{6000 \text{ psi}} = 2.847 \text{ m}^3$$

⁴ www.burtoncorblin.com/comp.htm
www.pdcmachines.com/fuel_cell.htm

⁵ www.mycompcpc.com

El almacenamiento total se divide en tres tanques para posteriormente hacer descargas en cascada que permitan disminuir el tiempo de despacho.

$$V_3 \text{ de cada tanque} = 0.949 \text{ m}^3 \approx 0.95 \text{ m}^3.$$

El volumen de cada tanque de extra alta presión está dado por:

$$V = \frac{4}{3} \Pi \frac{D^3}{8} + \Pi \frac{D^2}{4} (L - D)$$

El valor correspondiente a D, de acuerdo a medidas normalizadas es: D=0.4 m

Por lo tanto se obtiene que el largo de los tanques de almacenamiento: L= 7.60 m

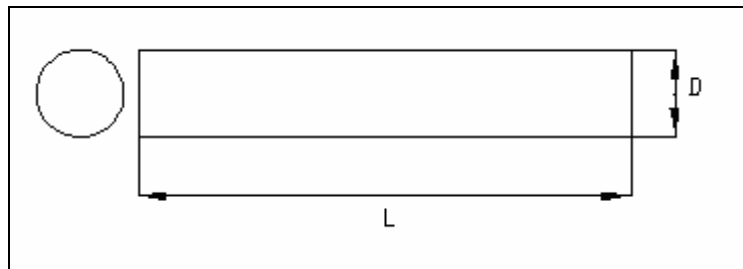


Figura 6.28 Dimensionamiento de tanques de extra alta presión

Para conocer los tamaños y capacidades estándar de los cilindros que se manejan en la industria a diferentes rangos de presiones, se sugiere consultar la página: www.weldship.com.

6.4.8 Despacho de H₂

Para estaciones de llenado, se puede utilizar 2 tipos de llenado de vehículos. El rápido por medio de despachadores y compresión. El lento, para llenado durante toda la noche, tomando el hidrógeno desde el almacenamiento y sin utilizar compresores. Esto implica ahorro de energía y es ideal para flotillas de reparto. Pueden combinarse ambos métodos.

El despacho final del hidrógeno producido y procesado en la planta se realiza a una presión de 5000 psi, esto con la finalidad de contar con una mayor densidad energética, así como para mejorar los tiempos de despacho.

Se contempla el empleo de 4 despachadores de hidrógeno para despachar una demanda de hasta 1080 Nm³, equivalente a 96 kg al día, es decir, 24 kg al día por despachador. Si se considera el rendimiento promedio de un automóvil a hidrógeno, se tiene que este requiere en promedio de 4 kg de H₂ para lograr alcanzar una autonomía de hasta 400 km, por lo tanto, la estación de despacho tiene capacidad de suministrar combustible para un promedio de 24 automóviles al día, lo cual resulta aceptable actual para este tipo de aplicaciones y tecnologías del hidrógeno.



Figura 6.29 Despachador de hidrógeno (Fuente: WWEA, 2006)

Otro de los aspectos importantes en este bloque de la planta es la capacidad para satisfacer una demanda dada, ya que el despacho de hidrógeno está limitado por la capacidad de producción y flujo de la planta, de esta forma, se debe encontrar un patrón de demanda determinado para satisfacerlo.

Una de las posibles propuestas para satisfacer esta demanda es mediante el establecimiento de un contrato para el abastecimiento de los vehículos de alguna empresa de servicios. Esto permitiría realizar el despacho de hidrógeno de una manera ordenada, de acuerdo a horarios preestablecidos, de manera que se logre un despacho eficiente.

A continuación, la figura 6.31 muestra este hipotético caso donde se plantean tres horarios de despacho, cada uno con capacidad de satisfacer la demanda de ocho vehículos que permiten el llenado de ocho vehículos cada uno, se observa que durante el día se presentan alrededor de tres horas de calma, de acuerdo con los datos eólicos encontrados, en las que el despacho de hidrógeno no se ve afectado debido a la reserva con la que se cuenta, sin embargo, si se ve limitado en cuanto a la capacidad de despacho para una cantidad de automóviles dada.

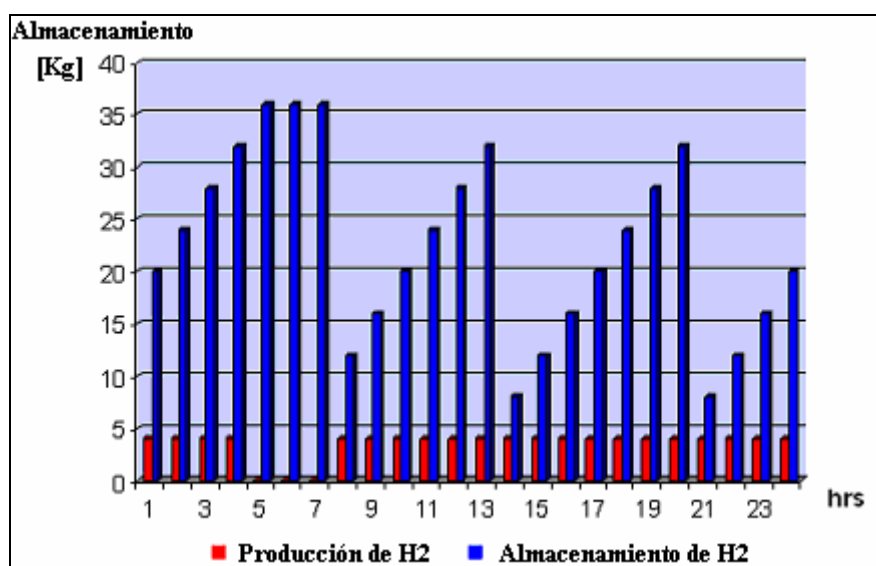


Figura 6.30 Patrón de demanda de H₂ preestablecido

6.4.9 Tratamiento del Oxígeno

Como resultado de la electrólisis del agua, otro de los productos que se obtienen a la salida del electrolizador es oxígeno gaseoso, dicho oxígeno también tiene aplicaciones y utilidad industrial después de ser sometido a procesos semejantes a los del hidrógeno.

Sin embargo, para el planteamiento de este proyecto no se considera la posibilidad de procesarlo y utilizarlo, debido a la consideración del equilibrio de entropía en el ambiente, ya que una vez que el hidrógeno es utilizado como combustible en vehículos, este necesita tomar oxígeno del ambiente para dar como producto, a través de celdas de combustible, la corriente eléctrica para generar trabajo útil y producir vapor de agua como subproducto de esta reacción. De modo que, si se procesa el oxígeno, obviamente en una escala mucho mayor, se tendería a ocasionar una descompensación al medio ambiente como la que se presenta actualmente, lo cual traería como consecuencia un desequilibrio ambiental a largo plazo, regresando al punto de partida de donde esta tesis está planteada y tiene su razón de ser.

Por otro lado, el riesgo que implica comprimir O_2 , es mucho mayor que el comprimir H_2 . Por esa razón las compañías que producen H_2 por electrólisis en México, ventean el O_2 .

6.4.10 Celda de Combustible

Se plantea una celda de combustible a hidrógeno, de forma tal que se cuente con un respaldo de energía eléctrica para los equipos de monitoreo y control, en caso de presentarse una contingencia en los servicios propios. El dimensionamiento de la planta, está diseñado para que la celda se alimente por un periodo de tiempo suficiente en el que se permita el restablecimiento de los servicios propios.

La razón de colocar una celda de combustible como respaldo a los servicios propios se debe principalmente a dos razones, la primera es que ya se cuenta con un combustible que reúne las características necesarias para este fin, el cual se produce en la instalación, lo cual implica una ventaja, la segunda pero no menos importante, es la del planteamiento de autosustentabilidad que este proyecto plantea, al utilizar y aprovechar al máximo los recursos renovables con los que se cuentan.



Figura 6.31 Celda de combustible a hidrógeno
(Fuente: WWEA, 2006)

6.4.11 Sistema de monitoreo automatizado

Todos los equipos que integran toda la instalación poseen sensores e instrumentos de medición que monitorean las variables físicas importantes:

- Corriente y tensiones del transformador de la Planta de H₂
- Corriente y Tensiones eléctricas del electrolizador
- Flujos de Agua, hidrógeno y oxígeno del electrolizador
- Apertura y cierre de válvulas del electrolizador
- Presiones de salida de los gases del electrolizador
- Presiones de entrada, válvulas y flujos de los tanques de almacenamiento de alta y extra alta tensión
- Capacidades de llenado de los tanques
- Potencia del compresor, flujos en el compresor, válvulas
- Variables eléctricas y de flujo del panel de prioridad
- Flujos y presiones de salida de los tanques de almacenamiento
- Presiones y flujos del sistema de despacho de H₂
- Condiciones de los sistemas de emergencia
- Flujos de H₂, electricidad y calor de la Celda de Combustible
- Operación de los tableros eléctricos para condiciones normales y de emergencia
- Etc, etc.

En aplicaciones industriales, es común manejar un sistema DCS (Distributed Control System) o sistema de control distribuido. Normalmente se utiliza un DCS para enlazar mas de dos PLC's (Programable logic controllers) o Controladores lógicos programables. Es común que cada componente de la estación, como el generador de H₂, los compresores, el panel de prioridad, etc, ya sean vendidos con sus pequeños PLC's, cableados y probados. Para esta estación, un PLC master puede ser suficiente para enlazar a los demás PLC's pequeños.

A pesar de un altísimo grado de automatización, siempre será necesario contar con personal de operación, para llevar a cabo actividades de monitoreo, solución de problemas o arranques o paros del sistema. Es necesario que algunas actividades sean llevadas a cabo por personal, sobre todo desde el punto de vista seguridad.

6.4.12 Sistemas de seguridad

En una instalación que maneja gases explosivos debe existir uno o varios sistemas de emergencia. En cada elemento del sistema del proyecto, existe un sistema de seguridad, la subestación cuenta con sistema contra incendios principalmente en los transformadores y en la caseta, además de cada transformador para evacuar el aceite en caso de posibles fugas.

La norma NFPA 50 A establece que la distancia mínima que debe existir entre instalaciones que contienen hidrógeno hacia instalaciones eléctricas es de 15 m. Sin embargo esta distancia puede reducirse hasta 2 m. si de por medio es colocada un muro de concreto. También recomienda cumplir con ciertas distancias de lugares en donde se almacenen otros combustibles, oxígeno, papel, madera y cartón, tomas de aire acondicionado, etc.

La planta de hidrógeno está a una distancia de 34 m respecto a un alimentador aéreo de 13.8 kV y 84 m respecto a la barda que confina nuestra subestación de potencia; mientras que el transformador de 300 kVA que alimenta la planta de hidrógeno está confinado en un cuarto con muros de concreto por lo que está a 2 m de la planta inclusive se puede decir que está dentro de la planta de hidrógeno, la figura 6.33 representa lo mencionado anteriormente.

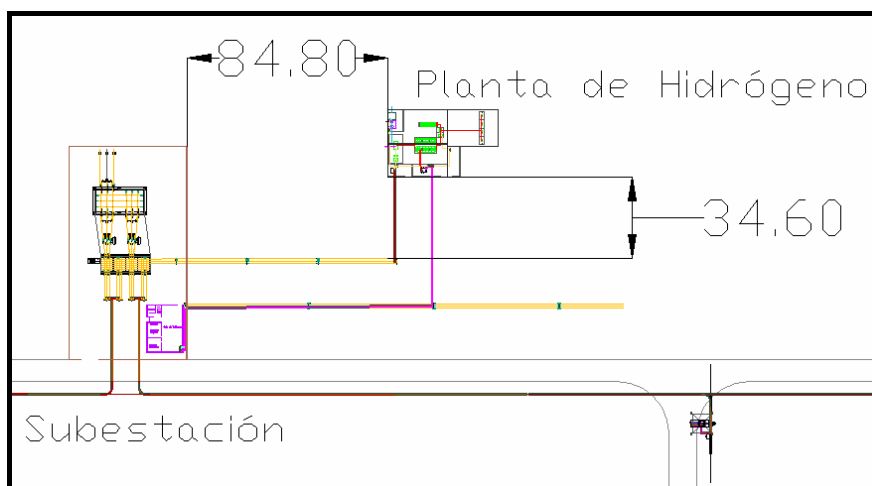


Figura 6.32 Distancias de los elementos de la instalación

Para el caso del hidrógeno, se debe contar con sistemas de monitoreo de gases para la prevención de accidentes, sin embargo, se debe contar también con un suministro de agua de enfriamiento para evitar el calentamiento al que los equipos están expuestos, es indispensable contar con tanques que contengan nitrógeno (N_2), el cual resulta efectivo para controlar incendios ocasionados por hidrógeno y realizar los purgados del sistema antes y después de paros debidos a mantenimiento.

El sistema de detectores de hidrógeno debe estar conectado al sistema de control de la estación, ya sea al PLC o al DCS, con la idea de poder provocar paros totales del sistema, por detección de H_2 . Los detectores deben ser específicamente para H_2 . Es común instalar en las estaciones de llenado sistemas de rociadores contra incendio, básicamente para enfriamiento de equipo. La NFPA 15, da recomendaciones relacionadas con el diseño, instalación, pruebas y mantenimiento de estos sistemas.

El diseño de la planta de hidrógeno obedece a estándares de seguridad dictados por NFPA, el diseño del techo de la instalación debe hacerse de tal manera que cualquier fuga sea venteada y no se produzcan concentraciones peligrosas de H_2 , ya que podría existir riesgo de explosión, de modo que los techos de la planta deben ser a “dos aguas”.

Se debe contar con ventilación adecuada en la instalación, ya sea a través de ventilación lateral en las paredes y mediante la utilización de materiales que faciliten la ventilación del lugar como malla ciclónica o enrejado en la entrada principal de la planta. Los venteos de hidrógeno deberán de diseñarse a cuando menos 7 metros de altura, desde el nivel 0 del piso, con dirección a los vientos dominantes de la región y con una conexión fija de nitrógeno, para permitir el paso del N_2 , a través de una válvula manual y poder extinguir los incendios originados por el venteo del H_2 .

Los materiales que están en contacto con las áreas clasificadas como peligrosas deben ser a prueba de incendio y el equipo eléctrico a prueba de explosión, con sistemas de sellos y sellador, reduciendo así los posibles daños en caso de contingencias.

En caso de incendios con hidrógeno en una planta industrial, lo que debe hacerse es lo siguiente:

1. Llamar a los grupos de emergencia locales, bomberos. Desafortunadamente, no siempre estos grupos saben que hacer para atacar un siniestro con H_2 .
2. Debe darse aviso al supervisor o gerente de la estación y aplicar algún plan de ataque de siniestros. El personal de la planta debe actuar (previa capacitación) para poder eliminar alguno o todos los elementos del “Triangulo de fuego”: fuente de calor, combustible, comburente.
3. Deben tenerse extinguidores de N_2 , CO_2 o polvo seco como ultima alternativa, que impidan el contacto con el oxígeno del aire, evitando que el fuego se sostenga.
4. Se debe proceder a eliminar el hidrógeno lenta y gradualmente del ambiente.
5. Antes de eliminar el suministro de combustible es necesario garantizar presión positiva, de modo que no exista el riesgo de una implosión al interior de los elementos, para esto, es necesario eliminar paulatinamente el hidrógeno del ambiente.
6. Un paro de emergencia total “PET”, puede funcionar como ultima alternativa. Accionándolo, eliminamos el suministro de corriente eléctrica a la estación, inmediatamente.
7. Solo el personal autorizado para combatir efectivamente el incendio debe estar presente en las maniobras.
8. Nunca subestimar las señales de advertencia. El señalar y restringir áreas, para permitir el acceso solamente a personal autorizado, puede ayudar mucho a evitar situaciones de riesgo.

6.5 Posibles escenarios durante la operación de la instalación

El modo de operación de todo el sistema en conjunto y de cada elemento del sistema se determina a partir de los siguientes escenarios posibles:

Donde:

V_V - Velocidad del viento.

V_i - Velocidad de arranque de los aerogeneradores.

V_o - Velocidad de corte de los Aerogeneradores.

1.- $V_v < (V_i < 3 \text{ m/s})$ de los aerogeneradores.

- La central eólica no genera electricidad, sus sistemas electrónicos están latentes.
- Los servicios propios de la subestación y sus sistemas de control son alimentados por la acometida de CFE.
- La subestación opera sin generación de manera normal.
- La planta de hidrógeno no produce hidrógeno, sus sistemas de control están en estado latente.

2.- $V_v > (V_i = 3 \text{ m/s})$

- La central eólica genera electricidad suficiente solo para producir hidrógeno.
- La subestación opera para evitar la conexión a la red.
- Esta electricidad es tomada íntegramente por la planta de hidrógeno, sus equipos e instrumentos, produciendo a capacidad nominal. Mientras se mantenga al menos esta velocidad del viento, el sistema de hidrógeno puede producirlo y almacenarlo hasta llegar a su tope por un día. Es posible el despacho de hidrógeno combustible para autos a una tasa previamente establecida que no debe ser excedida por la demanda.

3.- $V_v > (V_i > 3 \text{ m/s})$

- La central eólica genera suficiente electricidad para generar hidrógeno y también para conectarse a la red a través de la subestación que opera normalmente.
- La planta de hidrógeno sigue produciéndolo y almacenándolo. Sigue siendo posible el despacho de hidrógeno combustible.

4.- $V_v > (V_i > 25 \text{ m/s})$

- La central eólica no genera electricidad, la planta de hidrógeno no lo produce pero cuenta con algo almacenado.
- Podría despacharse combustible.
- La acometida de CFE para los servicios de la subestación los mantiene alimentados.

5.- $V_v > V_i$

- Falla la acometida de CFE.
- El cuarto de control de la subestación toma parte de la energía eléctrica generada por la central eólica a través de los tableros eléctricos de la planta de hidrógeno.
- La planta de hidrógeno funciona a valor menor que el nominal. Pero produce hidrógeno, es posible despacharlo.

6.- $V_v < V_i$

- Falla la acometida de CFE.
- El cuarto de control de la subestación toma parte de la energía eléctrica generada por la celda de combustible alimentada por el hidrógeno previamente almacenado, puede mantenerse este modo de operación hasta por dos días enteros consecutivos.
- La planta de hidrógeno no opera, no produce hidrógeno, pero es posible despacharlo.
- Para que todo el sistema eléctrico de nuestras instalaciones funcione en este modo, al igual que en modo 5, será necesario realizar transferencias de carga por medio de dispositivos especializados llamados “transfer”.
- Las transferencias de carga se realizarán en bajo voltaje es decir en 480 y 220 volts ya que estos equipos son más económicos y de fácil operación.

De modo que, en base a los escenarios planteados, es necesario programar los equipos para que puedan operar conforme a lo establecido, concentrando las variables de las instalaciones a través de sensores y tarjetas de adquisición de datos a PLC's que procesan la información para que el sistema central pueda tomar decisiones garantizando el correcto funcionamiento de cada equipo.

Bajo este esquema de operación, ilustrado en el siguiente diagrama de bloques, es posible garantizar la continuidad del suministro eléctrico para los equipos y servicios más importantes del proyecto, aún en casos extremos, los cuales ya han sido previstos. El diseño en la operación de los equipos debe permitir que estén en servicio la mayor cantidad de tiempo, alterando en la menor medida posible las funciones del sistema, de manera que, cuando la instalación no se encuentre en funcionamiento debido a las condiciones de bajo potencial eólico, el sistema se encuentre en condiciones óptimas para reiniciar su operación.

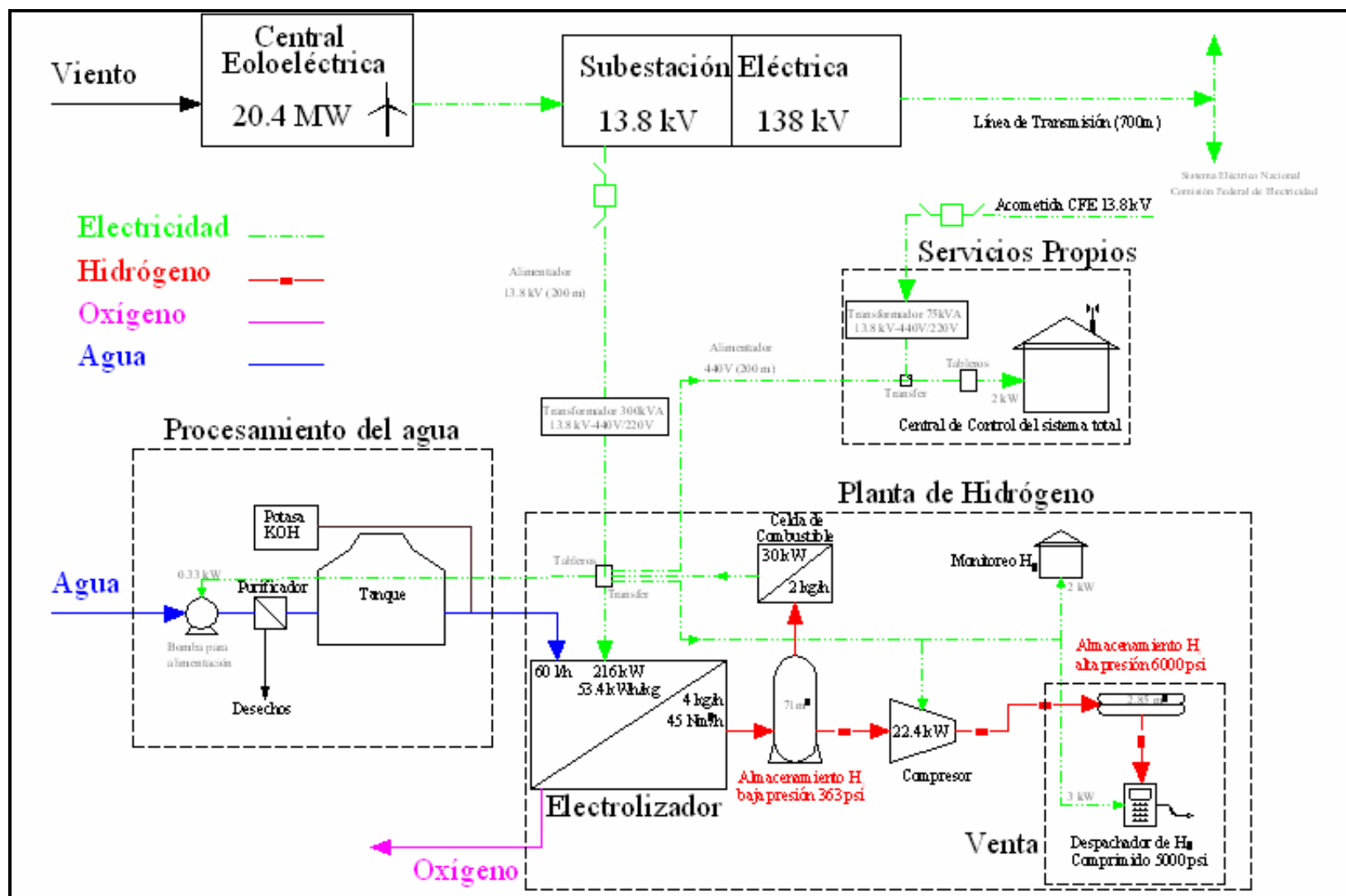


Figura 6.33 Diagrama de bloques de la instalación

Finalmente se presenta una ilustración de la apariencia definitiva que tendría todo nuestro proyecto en conjunto, es decir La Central Eoloeléctrica, interconectada a la subestación y que alimentan a una Planta de Hidrógeno, esta imagen final es muy ilustrativa para visualizar el resumen de nuestro trabajo, los cálculos para llegar a esta imagen mostrada son los que se realizaron en toda la tesis.

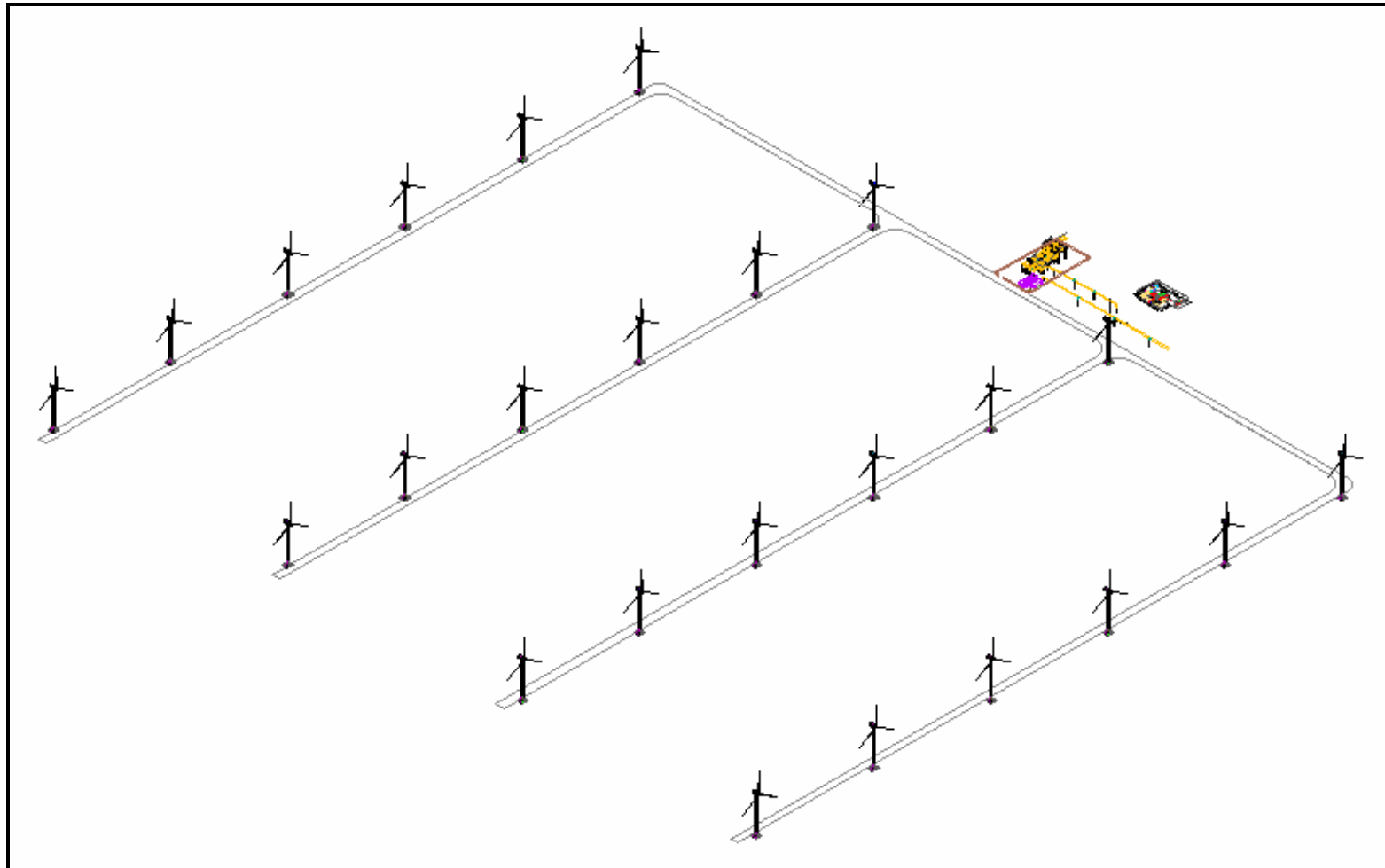


Figura 6.34 Vista preliminar de la instalación

CAPÍTULO 7. COSTOS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO

**El camino hacia la riqueza depende fundamentalmente de dos palabras: Trabajo y Ahorro.
Benjamín Franklin**

7.1 Definición de proyecto

Un proyecto implica, desde el punto de vista económico, proponer la producción de un bien o la prestación de un servicio mediante el empleo de cierta técnica para obtener un determinado resultado o beneficio económico o social. Es toda la unidad de actividades que permiten materializar un plan de desarrollo.

7.2 Estudio de factibilidad de un proyecto

El estudio de factibilidad o viabilidad de un proyecto de inversión está integrado por varios estudios específicos: el estudio de mercado, el estudio técnico y la evaluación económica y financiera del proyecto. El objetivo de esta etapa es evaluar la conveniencia de realizar el proyecto, y en su desarrollo tiene particular importancia el análisis de los costos y beneficios asociados al proyecto.

7.2.1 Estudio técnico

Se ocupa de determinar aspectos como: tamaño, proceso, localización, tipo y dimensiones de las obras físicas, necesidades y disponibilidad de bienes y servicios para la ejecución del proyecto y su ubicación, organización para la producción, programa para la realización del proyecto, las estimaciones de costos, y todos aquellos aspectos de índole tecnológica relacionados con el proyecto, deberá considerar las posibles mejoras que puedan implantarse en virtud del avance técnico actual y del esperado a futuro.

7.2.2 Estudio de mercado

Se definen las características de la demanda de la oferta del bien o servicio que se vaya a producir o proporcionar mediante el proyecto, se analizan los precios vigentes en el mercado, y se estudia la competencia interna y externa, incluyendo el comportamiento de bienes o servicios complementarios y sustitutos.

7.2.3 Evaluación económica

En este estudio se deben tratar los factores relacionados con el comportamiento de los costos y beneficios que se espera obtener, así como revisar la interrelación del proyecto y lo que lo rodea, contemplando la evaluación de los impactos económicos y ambientales, incluidos los efectos sobre los recursos naturales y la sociedad.

7.2.4 Análisis financiero

Se ocupa de analizar las posibles fuentes de los recursos necesarios para realizar el proyecto y la forma en que se aplicarán dentro del mismo, esto es, se analiza el origen y destino del financiamiento. Se revisa la capacidad de pago del proyecto y se estudia la relación del proyecto y los recursos disponibles, con la capacidad de pago y las condiciones financieras del individuo, empresa o institución que realizará el proyecto de inversión.

7.3 Costos asociados a la realización de un proyecto

7.3.1 Inversión Inicial

Es el dinero necesario para llevar a cabo el proyecto, Es el gasto por concepto de financiamiento, que se cubrirá a lo largo del periodo de operación del proyecto. Es un factor que determina el tiempo que tardará en amortizarse la inversión inicial, y que porcentaje de ella debe ser tomada en cuenta para cuestiones de contabilidad y flujo de efectivo. Dentro de la inversión inicial, generalmente encontramos los siguientes motivos de erogación:

- Terreno: El sitio donde el proyecto y sus instalaciones estarán localizadas.
- Construcción: Las instalaciones propiamente, que serán establecidas en el terreno.
- Equipo y Maquinaria: Las máquinas, herramientas y demás instrumentos necesarios para la construcción y operación del proyecto.
- Tecnología: Este costo aplica en el caso de pago de regalías y/o licencias de uso.
- Capital de trabajo: Es todo costo relacionado con la contratación eventual o de planta de empleados (sueldos, impuestos, IMSS, ISSSTE, capacitación, etc.).

7.3.2 Costo de capital

Es la tasa de interés que los inversionistas, tanto propietarios como acreedores, desean que se les pague para poder conservar e incrementar sus inversiones en la empresa. La importancia del costo de capital radica en que, a través de su conocimiento se pueden trazar estrategias de crecimiento, arrendamiento y políticas de capital de trabajo.

Es vital entender que un proyecto de inversión es recomendable si su tasa interna de rendimiento supera el costo ponderado del capital utilizado para emprenderlo. Lo más importante es evaluar el costo de cada una de las opciones de financiamiento y saber cual es la más apropiada de acuerdo a los alcances del proyecto.

7.3.3 Costo de producción

El costo de producción es el costo asociado a la producción del bien o servicio que se está ofertando, este debe ser analizado con el fin de realizar los ajustes correspondientes para que la empresa se mantenga en un estado económico aceptable. Para ello se deben tomar en cuenta las condiciones físicas, el precio de los recursos y la eficiencia de producción.

En general, el análisis debe tomar en cuenta los costos de oportunidad, los costos fijos, los costos variables y los costos marginales o incrementales.

- a) **Costos de oportunidad.** Son los costos derivados de hacer una cosa en lugar de otra; las oportunidades que se han perdido al dedicarse a una actividad y prescindir de otra.
- b) **Costos fijos.** Los costos fijos, son el grupo de gastos que se tienen que realizar aunque la empresa no produzca nada se les puede distinguir porque son independientes de la producción.
- c) **Costos variables.** Estos son el grupo de costos que varían en relación al nivel de actividades operacionales y están directamente relacionados con la producción.
- d) **Costo marginal o incremental.** Son los costos por concepto de aumento en la producción que comúnmente se presentan cuando se pasa de un nivel de producción a otro por necesidad o por estrategia.

7.4 Índices de Rentabilidad

Dentro de los parámetros básicos más conocidos que sirven como indicadores de la rentabilidad de un proyecto, utilizando el criterio de hacer una comparación costo beneficio, se encuentran los siguientes:

-Valor Presente Neto

-Tasa Interna de Retorno

7.4.1 Valor Presente Neto

El valor presente neto (VPN) o simplemente valor presente (VP) es la diferencia entre los beneficios actualizados con una tasa de descuento a una fecha dada y los costos actualizados con la misma tasa de descuento y en la misma fecha. O bien, es el valor monetario del flujo descontado de ingresos menos egresos.

$$VPN = I - \sum_{t=1}^n \frac{(B_t - C_t)}{(1 + i)^t}$$

Donde:

I = Inversión inicial en el año cero

B_t = Beneficio en el año t

C_t = Costo en el año t

i = tasa de descuento

t = tiempo en años

Si $VPN < 0$ Los costos son menores a los beneficios y no es rentable.

$VPN = 0$ Ni se pierde ni se gana.

$VPN > 0$ El proyecto es rentable.

7.4.2 Tasa Interna de Rendimiento

La tasa interna de rendimiento (TIR), también llamada tasa interna de retorno o tasa de recuperación, es uno de los parámetros de evaluación más utilizados. La TIR es la tasa de descuento que hace que los beneficios y los costos actualizados a una misma fecha, sean equivalentes. Según lo anterior, para la TIR la relación beneficio/costo vale uno y el valor presente neto vale cero. La TIR es un indicador de la rentabilidad de un proyecto dado como tasa de descuento.

Tasa Interna de Retorno (TIR). Es la tasa de descuentos a la cual el VPN es igual a cero

$$TIR = I + \sum_{t=1}^n \frac{(Bt - Ct)}{(1+i)^t} = 0$$

Y se encuentra después de un proceso de iteraciones que cumplan la ecuación anterior.

Si $TIR < TMAR$, el proyecto no es rentable
TIR = TMAR, ni se pierde ni se gana.
TIR > TMAR, el proyecto es rentable.

Donde:

TMAR – Tasa Mínima Atractiva de Rentabilidad.

Para calcular la tasa interna de retorno, comúnmente se usan un criterio pesimista o un criterio optimista en las consideraciones costo beneficio.

7.5 Costos y evaluación del proyecto

7.5.1 Análisis de mercado

Para el caso particular del proyecto se tienen dos productos, la energía eléctrica generada y el hidrógeno que se produce. Se plantea vender la energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad. Para este escenario, es necesario conocer que porcentaje representan los 20.4 MW eólicos de la central, respecto a la oferta de energía eléctrica que tiene CFE en la zona de Reynosa Tamaulipas.

Desde el punto de vista económico, es recomendable que el porcentaje que un proyecto de generación eléctrica, aporte menos del 10% respecto al total de la capacidad instalada en la zona de implementación, debido a que, por políticas de la CFE, muy difícilmente se otorgaría el permiso para la realización del proyecto, ya que se estaría saliendo de las prospectivas proyectadas por la CFE.

La siguiente tabla muestra la generación eléctrica total en el estado de Tamaulipas, así como el volumen de las ventas por concepto de energía eléctrica en el municipio de Reynosa, donde se presenta un comparativo de la capacidad de la central eólica respecto al total de la capacidad instalada en el estado de Tamaulipas, y un comparativo con el volumen de ventas de energía eléctrica en Reynosa.

Centrales generadoras	Unidades generadoras	Capacidad efectiva [MW]	Electricidad Producida [GWh/año]	Energía Eléctrica Entregada [GWh/año]	Electricidad vendida en Reynosa [MWh/año]
7	15	2,544.22	5,509.95	5,385.56	1,812.47

Tabla 7.1 Generación y venta de energía eléctrica en Tamaulipas¹

	Centrales generadoras	Unidades generadoras	Capacidad efectiva (MW)	Electricidad Producida (GWh)	Energía Eléctrica Entregada (GWh)
C.E. ² Tesis Hidrógeno Eólico FI	1	24	20.4	47.5225	45.186507
Porcentaje de la capacidad instalada de la C.E. con respecto a la generación total de energía eléctrica del estado de Tamaulipas.					0.80%
Porcentaje de las ventas de energía eléctrica de la C.E., respecto al volumen de ventas de electricidad en Tamaulipas por parte de la CFE.					0.82%
Porcentaje que representan nuestras ventas de energía eléctrica, respecto al volumen de las ventas de electricidad en Reynosa de CFE.					2.49%

Tabla 7.2 Comparación de la generación y ventas de energía eléctrica en Reynosa Tamaulipas con los 20.4 MW de la central eólica

Los porcentajes que representan las ventas de la energía eléctrica de la central planteada, son del orden de 0.82% y 2.49% del volumen de ventas de electricidad de CFE respecto al estado de Tamaulipas y el municipio de Reynosa respectivamente. Se observa que en ambos rubros, estos porcentajes son menores al 10%, de tal forma que existe viabilidad para llevar a cabo el proyecto, sin que las políticas económicas antes mencionadas sean un factor para que este sea rechazado.

Por otro lado, siendo el hidrógeno un producto orientado para su consumo como combustible en vehículos, es necesario hacer notar que en este momento no existe un desarrollo regional que permita la utilización de vehículos a hidrógeno, por lo que no existe un cliente o mercado real en este momento, sin embargo, el proyecto aquí desarrollado plantea la posibilidad de satisfacer una naciente demanda de hidrógeno como combustible.

7.6 Fuentes de financiamiento

Para obtener los recursos económicos necesarios para la realización física de cualquier proyecto, es necesario recurrir a diversas fuentes de financiamiento. En el mundo existen diversas instituciones crediticias que brindan financiamiento a proyectos de diversa índole, por lo que una opción viable, es recurrir a instituciones nacionales o internacionales que apoyen el desarrollo de proyectos sustentables tales como:

¹ Datos al 31 de diciembre de 2003

Fuente: <http://www.queretaro.gob.mx/sedesu/deseeco/esteco/perfeco/anuest/PDF/Capitulos/Cap17.pdf>

² Central Eoloeléctrica

Instituciones de Financiamiento Nacionales:

- Gobiernos Estatales y Gobierno Federal
- SEMARNAP
- CFE

Instituciones de Financiamiento Internacionales:

- Banco Mundial
- PNUD de la ONU
- GEF Global Environmental Facilities
- NADBANK
- Gobiernos extranjeros

Existen también instituciones bancarias que pueden otorgar financiamiento a diversos proyectos de carácter privado, sin que la naturaleza o el fin de estos sea un factor determinante para obtener el préstamo, tal como:

- Nacional Financiera (NAFIN), a través de las instituciones bancarias que la conforman.

Al llevar a cabo estas funciones, se debe buscar la cooperación, según sea apropiado, de instituciones nacionales e internacionales, así como con fuentes públicas y privadas, que aporten capital de inversión. Se debe lograr que el proyecto cuente con suficiente capital social, subsidios u otro apoyo financiero proporcionado por otras fuentes públicas y/o privadas para asegurar el pago de la deuda.

El financiamiento puede obtenerse mediante diversos participantes ya sean públicos o privados, nacionales o internacionales, según sea el enfoque del proyecto. Existen instituciones bancarias (NADBANK), las cuales promueven e influyen para adicionar la participación de otras fuentes financieras, incluyendo instituciones bilaterales, multilaterales, públicas y privadas, en el financiamiento de proyectos.

7.7 Clasificación del proyecto

Un proyecto se distingue por su carácter, naturaleza, categoría y tipo; es de carácter fundamentalmente económico si la decisión sobre su realización se hace con la suposición de la existencia de una demanda capaz de pagar el precio del bien o del servicio; es de carácter social si el precio, o al menos una parte de él, será pagado por la comunidad a través de impuestos o subsidios. Los proyectos privados en general, son de carácter económico; dependiendo de las políticas de cada país, así, los proyectos públicos son de carácter social.

7.7.1 Proyecto social

Bajo esta modalidad se podría plantear que el fin sea la venta del proyecto para que sea realizado con recursos de alguna institución gubernamental (como el gobierno del estado de Tamaulipas, CFE), que podría aportar parte de los recursos económicos y también solicitar un financiamiento a alguna institución externa. Evidentemente, esta modalidad no es con fines de lucro, sino que su realización se lleva a cabo para proveer de algún beneficio social.

7.7.2 Proyecto privado

Este enfoque del proyecto consiste en la generación y venta de energía eléctrica como productor independiente, de tal forma que los recursos económicos se obtendrán de capital privado. La deuda contraída debe amortizarse mediante las ganancias obtenidas por concepto de la venta de electricidad e hidrógeno (para este caso) en un periodo razonablemente menor a la vida útil del proyecto para que este sea rentable.

Un área de oportunidad para este proyecto, es la que ofrece el gobierno mexicano a través de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica que desde 1993 permite la generación de energía para el servicio público a particulares bajo diversas modalidades y condiciones, de acuerdo a la capacidad de generación eléctrica del proyecto, este se clasifica como Pequeña Producción de Energía Eléctrica, ya que no se excede una capacidad total instalada de 30 MW.³

Cabe destacar que en la actualidad, en México no existen las bases legales, normativas y reguladoras para llevar a cabo un proyecto de esta modalidad, bajo el esquema de generación renovable. Sin embargo, debido a la visible apertura del sector eléctrico nacional hacia las energías renovables y a la inevitable reforma al Servicio Público de Energía Eléctrica que se viene gestando a este respecto, esta modalidad no debe ser descartada a primera vista. En el capítulo dos se presentó el trabajo realizado en materia legal respecto a la utilización de energías renovables en el país.

Por otro lado, a manera de ejemplo, bajo la modalidad de Pequeña Producción de Energía Eléctrica, sería posible recurrir a una fuente de financiamiento como el NADBANK, cuyo sistema de financiamiento otorga hasta el 50% del costo total del proyecto.

Es posible recurrir a gobiernos extranjeros y organizaciones internacionales que promuevan el financiamiento a proyectos de energías renovables, financiamiento extranjero por Bonos Verdes, financiamiento del proveedor de la tecnología, etc. Así como a otras instituciones bancarias, pertenecientes por ejemplo a NAFIN, para obtener el resto del financiamiento.

³ Artículo 36, Sección IV, Inciso b) de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El planteamiento anterior muestra los posibles escenarios bajo los cuales puede desarrollarse el proyecto, a modo de presentar algunas de las opciones existentes. El análisis realizado en este trabajo de tesis contempla el desarrollo del proyecto bajo el esquema de pequeña producción independiente, en la que se pretende vender la energía eléctrica generada a la CFE y el hidrógeno generado como combustible para vehículos.

7.8 Determinación del precio de venta de los productos

Los precios de venta de la electricidad en México para usuarios finales, es determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y publicados en el Diario Oficial de la Federación. El precio al que CFE compra a los productores independientes de energía eléctrica es determinado por diversas componentes que cada productor independiente debe determinar para su caso particular a través de un cálculo que realiza la Comisión Reguladora de Energía. Para esto, es necesario seguir las metodologías que aparecen en el Contrato vigente de Interconexión para fuente de energía renovable (RESOLUCION Núm. RES/140/2001) que CFE celebra con el productor independiente, para determinar el precio real de venta de nuestra electricidad a CFE.

Los precios del hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua, se determinan principalmente por el costo de la electricidad requerida para el proceso y el costo de los equipos principales de la planta electrolítica, principalmente el compresor, que para este gas, resulta en ocasiones mucho más caro que el electrolizador.

7.8.1 Lista de Precios de los equipos de la central eólica y de la planta de hidrógeno

La lista de precios para realizar el estudio económico y el flujo de efectivo que se presenta a continuación, son el resultado de una consulta directa con varios de los proveedores de los equipos que seleccionados dentro del análisis técnico del proyecto.

Cabe aclarar que estos precios no son comprometedores para los distribuidores, ya que, en el momento de realizar la transacción, algunas características de realización como pueden ser embarque, transporte, desembarque, seguros, colocación e incluso las características físicas del emplazamiento, pueden ser factores que alteren el precio final de venta, sin embargo, estas variaciones fluctuaran en un rango no mayor de $\pm 5\%$ de los precios tomados en cuenta.

Aunado a lo anterior, en más de una ocasión fue necesario recurrir a especialistas del área eléctrica y a cotizaciones fijadas por CFE, para determinar algunos costos de materiales y trabajos de instalación. En cuanto al equipo electrolizador, los medios de contención y distribución de gas hidrógeno, también fue vital la consulta a especialistas de la Industria del Hidrógeno en el país, así como a organismos internacionales como NREL, para determinar que equipo se adecuaba más a los requerimientos del proyecto, conocer sus precios y determinar el tamaño de la inversión necesaria para cubrir ese rubro dentro del análisis económico.

CONCEPTO	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO		
Terreno	20.4	MW	\$2,232.00	US\$/MW/año	\$45,532.80
Aerogeneradores	24	Pieza	\$840,000.00	US\$	\$20,160,000.00
Transformadores de pedestal 1 MVA	24	Pieza	\$27,612.65	US\$	\$662,703.60
Subestación eléctrica	1	Pieza	\$4,205,088.65	US\$	\$4,205,088.65
Transformador de servicios propios 75 kVA	1	Pieza	\$2,508.45	US\$	\$2,508.45
Líneas subterráneas 2 AWG	3.25	Kilómetros	\$99,997.78	US\$	\$324,992.79
Líneas Subterráneas 1/0 AWG	0.812	Kilómetros	\$102,989.17	US\$	\$83,627.21
Líneas Subterráneas 2/0 AWG	2.07	Kilómetros	\$107,497.33	US\$	\$222,519.47
Fibra óptica para comunicaciones	7528	metros	\$23.98	US\$	\$180,521.44
Sistema de tierras del parque.	8685.4	kilogramos	\$2.64	US\$	\$22,929.46 14.211 km
Sistema de tierras de subestación y planta H2.	1857.8	kilogramos	\$2.64	US\$	\$4,904.59 2.41 km
Varillas para sistema de tierras	106	Pieza	\$11.27	US\$	\$1,194.62
Acometida aérea trifásica	1	Pieza	\$540.24	US\$	\$540.24
Conexión a la línea de alta tensión	1	Pieza	\$756.86	US\$	\$756.86
Línea de alta tensión	1	Pieza	\$146,546.70	US\$	\$146,546.70
Costo por conexión con una línea	1	Servicio	\$756.00	US\$	\$756.00
Equipo central de control y monitoreo de parque y planta H2	1	Sistema	\$20,000.00	US\$	\$20,000.00
Diseño del proyecto	1	Servicio	\$100,000.00	US\$	\$100,000.00
			Sistema Eólico	SUBTOTAL	\$26,185,122.87
Electrolizador	1	Sistema	\$420,000.00	US\$	\$420,000.00
Sistema de almacenamiento de alta presión	1	Sistema	\$35,000.00	US\$	\$35,000.00
Sistema de almacenamiento de extra alta Presión	1	Sistema	\$167,700.00	US\$	\$167,700.00
Sistema de compresión para H2	1	Sistema	\$80,000.00	US\$	\$80,000.00
Sistema purificador de H2	1	Sistema	\$112,000.00	US\$	\$112,000.00
Despachador de H2	4	Pieza	\$6,000.00	US\$	\$24,000.00
Alimentación aérea para planta H2	104.23	metros	\$1,500.00	US\$	\$156,345.00
Alimentación subterránea para planta H2	38.7	metros	\$2,000.00	US\$	\$77,400.00
Transformador para planta H2, 300 kVA	1	Pieza	\$11,560.29	US\$	\$11,560.29
Bomba hidráulica para electrolizador	1	Pieza	\$100.00	US\$	\$100.00
Tanque de abastecimiento para electrolizador	1	Pieza	\$200.00	US\$	\$200.00
Celda de combustible a hidrógeno de 30 kW	1	Pieza	\$90,000.00	US\$	\$90,000.00
Alimentador de emergencia a baja tensión	183	metros	\$700.00	US\$	\$128,100.00
Obra civil, eléctrica e hidráulica para planta H2	1	obra	\$120,000.00	US\$	\$120,000.00
Otros	1	diversos	\$100,000.00	US\$	\$100,000.00
			Hidrógeno	SUBTOTAL	\$1,522,405.29
				TOTAL	\$27,707,528.16

Tabla 7.3 Lista de precios de los elementos del proyecto

7.8.2 Costos estimados de la energía producida

En el capítulo 2 se han mostrado las acciones realizadas por otros países para promover el uso de energías renovables, particularmente la eólica, siendo necesario para lograr este fin, que los gobiernos ofrezcan incentivos para este tipo de proyectos. Desafortunadamente, en México no se han tomado decisiones políticas que modifiquen las bases legales y normativas para la regulación en la producción y suministro de energía eléctrica renovable al sistema eléctrico nacional, de modo que estas tecnologías resulten económicamente competitivas con las formas de generación convencional.

Para el hidrógeno utilizado como combustible sucede algo semejante, específicamente para el que está orientado a la industria automotriz, ya que tampoco hay apoyos económicos vigentes y actuales para este tipo de tecnologías. Es por eso que, para el estudio que se presenta a continuación, se han realizado diversas suposiciones que se sustentan en datos reales establecidos de acuerdo a las tendencias establecidas por el mercado eólico y del hidrógeno en la actualidad (costos de producción, operación, mantenimiento, costo de la energía producida, etc.), tomando a su vez en consideración las necesidades requeridas (incentivos fiscales, apoyo gubernamental, créditos, depreciación acelerada, etc.) para llevar a buen fin un proyecto de esta naturaleza. Así también, las consideraciones económicas y de financiamiento aquí realizadas (tipo de cambio, tasa de inflación, préstamos, tasa fija de interés, etc.) se basan en datos reales obtenidos de las instituciones antes mencionadas.

Para el estudio de amortización del proyecto se tomaron en consideración diversos factores técnicos:

- Desgaste de equipos
- Mantenimientos
- Puesta fuera de servicio
- Variación de producción eléctrica anual por variaciones climáticas

Del análisis de económico realizado para determinar el costo de puesta en operación de la planta se obtuvieron los siguientes resultados:

- \$1 275.632 USD / kWh para la planta eoloeléctrica.
- \$1 522, 405.29 USD para la planta de hidrógeno.

El precio de la energía eléctrica contemplado es de 5 centavos de dólar, de acuerdo a los precios actuales del mercado eoloeléctrico para los primeros 5 años de operación de la planta., disminuyendo anualmente a una razón del 1% anual.

Para determinar el costo del m^3 de hidrógeno se tomaron principalmente en consideración los costos por concepto de equipo y el costo de la electricidad necesaria para la producción, determinando un costo de \$ 0.91316 USD/ $\text{Nm}^3 \text{H}_2$.

En lo que respecta a incentivos fiscales, se consideró un incentivo de \$0.0017 USD por concepto del número de kWh generados, manteniéndose constante durante los primeros 5 años y disminuyendo a 0.015 para el año 10 de operación.

El pago por concepto de arrendamiento del terreno se considera proporcional a la energía generada y se destina para ello el 2% de las ganancias obtenidas de la venta de electricidad.

La tasa fija de interés de la institución financiera corresponde al 7.16% a pagar en 15 años. Siendo el tipo de cambio de \$10.95 a Mayo de 2006, y una inflación esperada del 6% para los próximos 10 años.

Los precios utilizados para este estudio incluyen el Impuesto al Valor Agregado (IVA). Sin embargo, es importante aclarar que para el estudio realizado, no se han considerado diversos factores que sin lugar a dudas deben tomarse en cuenta para este estudio, como lo son: el impuesto por concepto de importación de equipos, el Impuesto Sobre la Renta (ISR) y la depreciación de los equipos. Es importante destacar que, pese a que estos puntos no han sido tomados en consideración para el análisis, no se puede hablar de factibilidad económica en este proyecto, si se consideran los porcentajes de impuestos que se manejan para la generación de energía eléctrica de manera convencional, de igual forma, se deben tener consideraciones especiales en lo que respecta a la depreciación de los equipos destinados a la generación por métodos renovables

7.9 Análisis de factibilidad y amortización

En la siguiente sección, se presenta un tabla elaborada en Microsoft Excel que representan el “flujo de caja” de la operación del proyecto, es decir, el desglose de los ingresos y los egresos económicos que se presentarían durante los 20 años de vida útil esperada de los equipos, con este flujo de caja es posible determinar la Tasa Interna de Retorno del proyecto para así poder determinar su factibilidad y el tiempo de amortización de la deuda con la institución que otorgó el financiamiento para llevar a cabo el proyecto.

Finalmente, cabe destacar que la finalidad de este trabajo de tesis en lo que respecta al estudio económico y financiero, es el de hacer un análisis sencillo, pero que sea representativo en cuanto a la viabilidad del proyecto, se recomienda llevar a cabo un estudio más riguroso en este aspecto, si se pretende llevar a cabo el proyecto real.

	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8
Producción Eléctrica Entregada a CFE (KWh/año)	0.00	45,186,160.00	44,710,938.40	49,938,376.00	45,661,381.60	49,463,154.40	43,746,639.63	43,276,170.25	46,098,986.55
IIIGRESOS									
Financiamiento	\$27,707,528.16	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Venta electricidad	\$0.00	\$2,259,308.00	\$2,235,546.92	\$2,496,918.80	\$2,283,069.08	\$2,473,157.72	\$2,187,331.98	\$2,163,808.51	\$2,281,899.83
Venta hidrógeno	\$0.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$311,470.00	\$308,355.30
Incentivos	\$0.00	\$768,164.72	\$760,085.95	\$848,952.39	\$776,243.49	\$840,873.62	\$726,194.22	\$701,073.96	\$728,363.99
Subtotal I	\$27,707,528.16	\$3,338,942.72	\$3,307,102.87	\$3,657,341.19	\$3,370,782.57	\$3,625,501.34	\$3,224,996.20	\$3,176,352.47	\$3,318,619.12
EGRESOS									
Terreno	\$45,532.80	\$45,186.16	\$44,710.94	\$49,938.38	\$45,661.38	\$49,463.15	\$43,746.64	\$43,276.17	\$45,638.00
Mantenimiento	\$0.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,000.00	\$50,100.00	\$50,100.00	\$50,100.00
Costo agua	\$0.00	\$219.00	\$227.76	\$236.87	\$246.35	\$256.20	\$266.45	\$277.10	\$288.19
Salarios	\$100,000.00	\$51,545.55	\$52,061.01	\$52,576.46	\$53,091.92	\$53,607.37	\$54,122.83	\$54,638.28	\$55,153.74
Construcción	\$27,561,995.36	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Subtotal E	\$27,707,528.16	\$146,950.71	\$146,999.70	\$152,751.71	\$148,999.64	\$153,326.73	\$148,235.91	\$148,291.56	\$151,179.92
Total	\$0.00	\$3,191,992.01	\$3,160,103.17	\$3,504,589.48	\$3,221,782.92	\$3,472,174.62	\$3,076,760.29	\$3,028,060.91	\$3,167,439.20
Comportamiento del Financiamiento									
Pago de Capital	\$0.00	\$1,091,140.98	\$1,169,266.68	\$1,252,986.17	\$1,342,699.98	\$1,438,837.30	\$1,541,858.05	\$1,652,255.09	\$1,770,556.55
Intereses	\$0.00	\$1,983,859.02	\$1,905,733.32	\$1,822,013.83	\$1,732,300.02	\$1,636,162.70	\$1,533,141.95	\$1,422,744.91	\$1,304,443.45
Monto de pago	\$0.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00
Saldo Capital	\$27,707,528.16	\$26,616,387.18	\$25,447,120.50	\$24,194,134.33	\$22,851,434.34	\$21,412,597.04	\$19,870,738.99	\$18,218,483.90	\$16,447,927.35
Comportamiento de los recursos económicos del proyecto									
Excedentes	\$0.00	\$116,992.01	\$85,103.17	\$429,589.48	\$146,782.92	\$397,174.62	\$1,760.29	-\$46,939.09	\$92,439.20
Acumulado	\$0.00	\$116,992.01	\$202,095.18	\$631,684.66	\$778,467.59	\$1,175,642.21	\$1,177,402.49	\$1,130,463.40	\$1,222,902.60
Los cálculos del pago del financiamiento se realizaron considerando una Tasa de Interés de 7.16 %									
Fuente: NADBANK									

Tabla 7.4 Análisis Económico-Financiero del proyecto

	año 9	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15	año 16
Producción Eléctrica Entregada a CFE (KWh/año)	44,687,578.40	43,723,279.63	46,517,582.64	46,051,865.47	46,051,865.47	40,463,259.46	44,163,060.15	42,319,200.34
INGRESOS								
Financiamiento	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Venta electricidad	\$2,189,691.34	\$2,120,579.06	\$2,232,843.97	\$2,187,463.61	\$2,164,437.68	\$1,881,541.56	\$2,031,500.77	\$1,925,523.62
Venta hidrógeno	\$305,240.60	\$302,125.90	\$299,011.20	\$295,896.50	\$292,781.80	\$289,667.10	\$286,552.40	\$283,437.70
Incentivos	\$688,188.71	\$655,849.19	\$697,763.74	\$690,777.98	\$690,777.98	\$606,948.89	\$662,445.90	\$0.00
Subtotal I	\$3,183,120.65	\$3,078,554.16	\$3,229,618.91	\$3,174,138.09	\$3,147,997.46	\$2,778,157.56	\$2,980,499.07	\$2,208,961.32
EGRESOS								
Terreno	\$43,793.83	\$42,411.58	\$44,656.88	\$43,749.27	\$43,288.75	\$37,630.83	\$40,630.02	\$38,510.47
Mantenimiento	\$50,100.00	\$50,100.00	\$50,300.00	\$50,300.00	\$50,300.00	\$50,300.00	\$50,300.00	\$50,300.00
Costo agua	\$299.72	\$311.71	\$324.17	\$337.14	\$350.63	\$364.65	\$379.24	\$394.41
Salarios	\$55,669.19	\$56,184.65	\$56,700.11	\$57,215.56	\$57,731.02	\$58,246.47	\$58,761.93	\$59,277.38
Construcción	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Subtotal E	\$149,862.74	\$149,007.94	\$151,981.16	\$151,601.97	\$151,670.40	\$146,541.95	\$150,071.18	\$148,482.26
Total	\$3,033,257.91	\$2,929,546.22	\$3,077,637.75	\$3,022,536.12	\$2,996,327.06	\$2,631,615.60	\$2,830,427.89	\$2,060,479.05
Comportamiento del Financiamiento								
Pago de Capital	\$1,897,328.40	\$2,033,177.12	\$2,178,752.60	\$2,334,751.28	\$2,501,919.47	\$2,681,056.91	\$2,820,941.57	\$0.00
Intereses	\$1,177,671.60	\$1,041,822.88	\$896,247.40	\$740,248.72	\$573,080.53	\$393,943.09	\$201,979.42	\$0.00
Monto de pago	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,075,000.00	\$3,022,920.99	\$0.00
Saldo Capital	\$14,550,598.95	\$12,517,421.83	\$10,338,669.24	\$8,003,917.95	\$5,501,998.48	\$2,820,941.57	-\$0.00	\$0.00
Comportamiento de los recursos económicos del proyecto								
Excedentes	-\$41,742.09	-\$145,453.78	\$2,637.75	-\$52,463.88	-\$78,672.94	-\$443,384.40	-\$192,493.10	\$2,060,479.05
Acumulado	\$1,181,160.51	\$1,035,706.73	\$1,038,344.48	\$985,880.60	\$907,207.66	\$463,823.27	\$271,330.17	\$2,331,809.22

Tabla 7.4 (Continuación) Análisis Económico-Financiero del proyecto

[illegible]

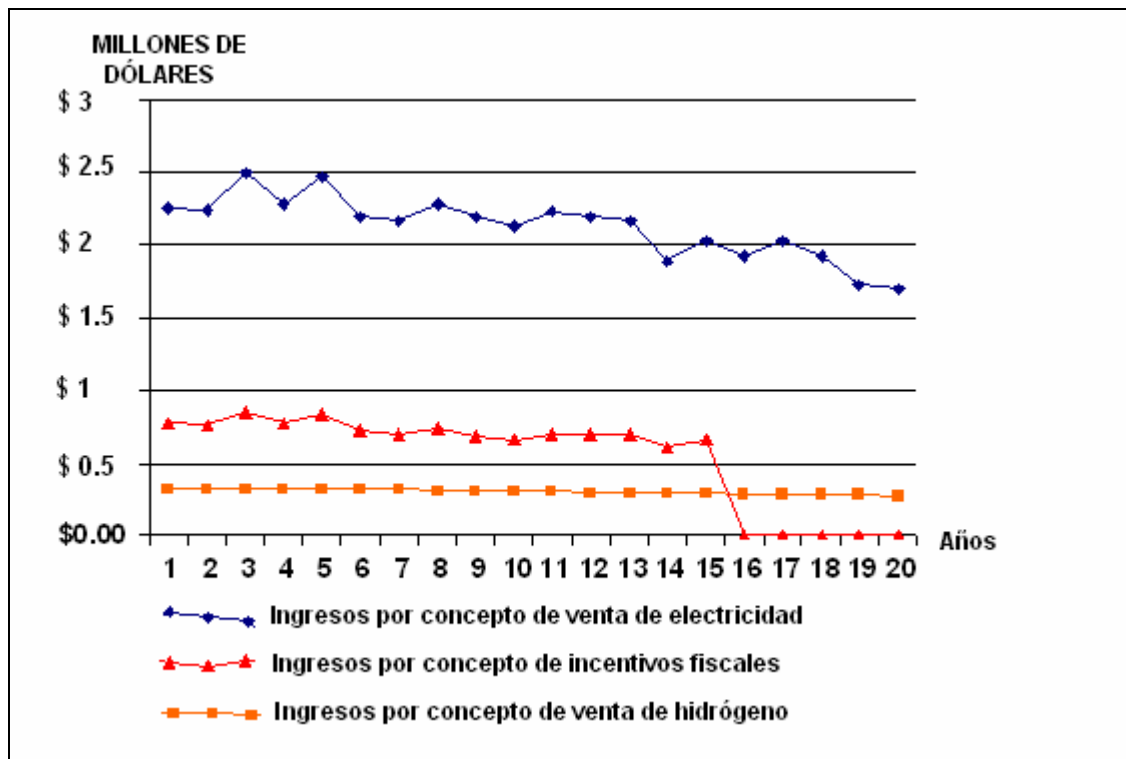


Figura 7.1 Ingresos estimados durante la vida útil de la planta

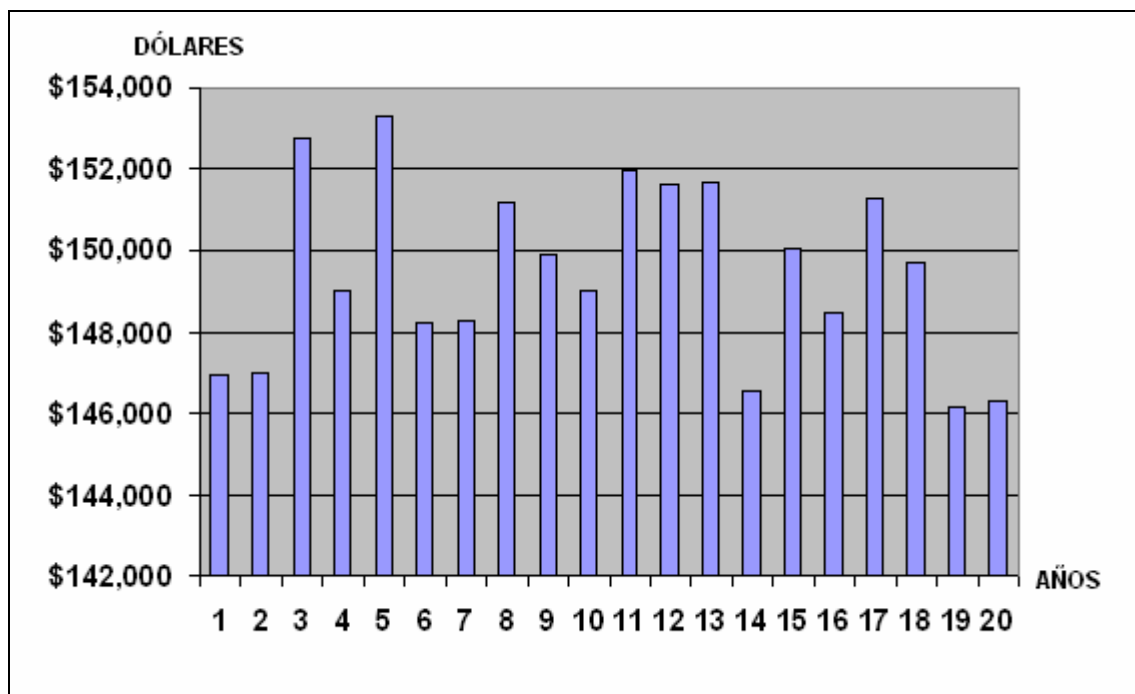


Figura 7.2 Costos por concepto de operación y mantenimiento considerados durante la vida útil de la planta

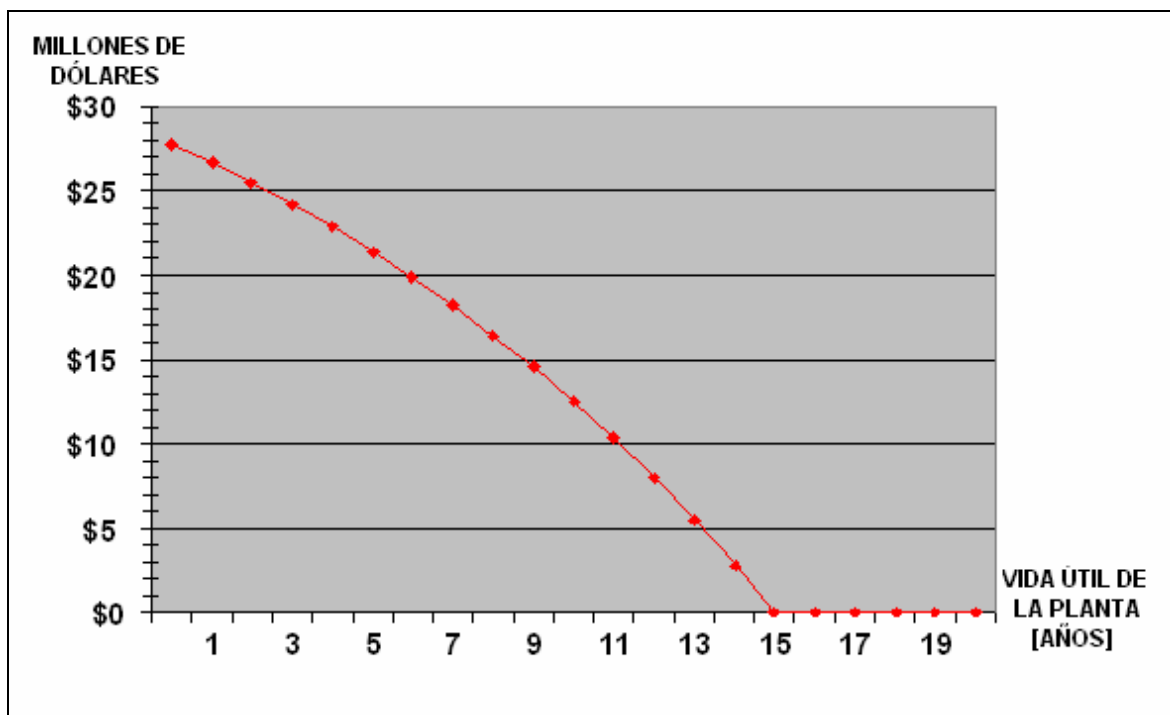


Figura 7.3 Curva de amortización de la inversión del proyecto ⁴

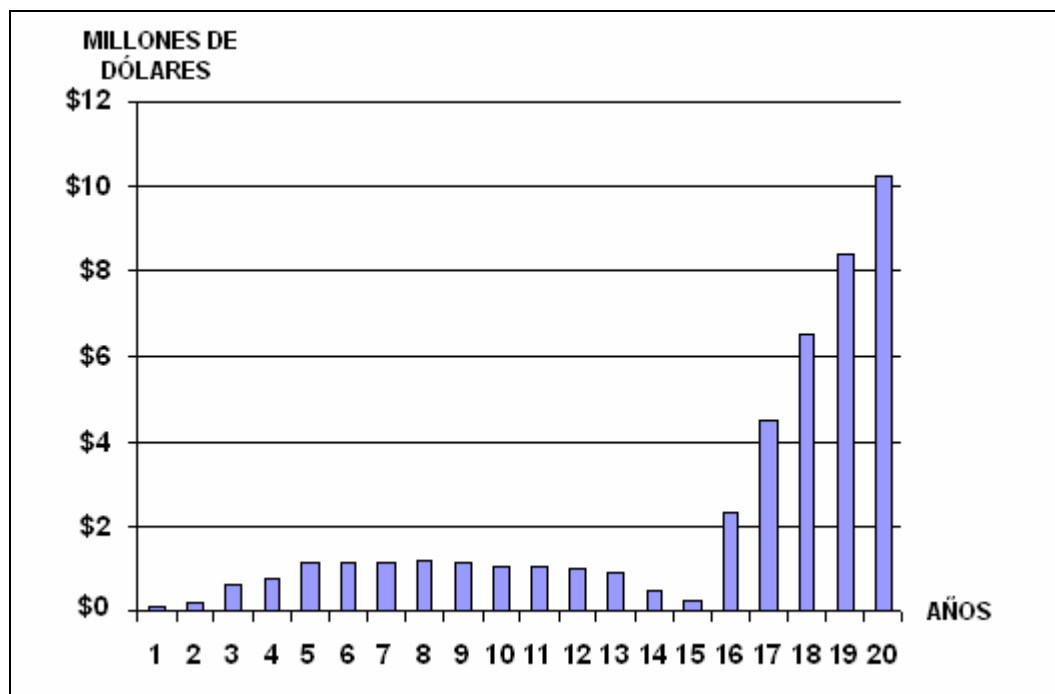


Figura 7.4 Estimación del ingreso acumulado durante la vida útil de la planta

⁴ Se considera el pago del interés por concepto del financiamiento.

CONCLUSIONES

Al igual que en el resto del mundo, en México se reconoce la necesidad de emprender acciones para el desarrollo sustentable que propicien el bienestar de la presente generación, sin comprometer la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras.

Dentro de este contexto, el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía ofrece un potencial importante, mismo que día a día llama más la atención tanto de las autoridades públicas como de la iniciativa privada y del público en general, en la medida en que las tecnologías tienden a alcanzar su madurez técnica y económica.

En cuanto al recurso eoloenergético, los estudios realizados hasta ahora sugieren que México posee un potencial importante cuyo aprovechamiento podría satisfacer, por lo menos, 4.5 % de las necesidades de electricidad esperadas para el año 2010 (Considerando una tasa de crecimiento promedio de 5% para la demanda de electricidad y 5,000 MW eoloeléctricos operando a un factor de planta promedio de 25 %).

El proyecto de una central eoloeléctrica requiere la instalación de una red de estaciones anemométricas. En vista de la situación actual de México en cuanto a la evaluación de los recursos eólicos del país, se observa la necesidad de hacer una reevaluación general respecto de este estudio, colocando modernas torres de medición de viento diseñadas para evaluar específicamente el potencial eólico, con el fin de poder aprovechar el verdadero potencial energético que el viento puede ofrecernos en el país, ya que las instituciones de financiamiento para estos proyectos, solicitan mediciones anemométricas del sitio donde se pretende establecer una central eoloeléctrica, como parte del análisis de factibilidad del proyecto.

En lo referente al hidrógeno, existe una enorme experiencia de casi 100 años en la industria mundial para el manejo y producción de hidrógeno, sin embargo, las nuevas aplicaciones exigen nuevos desafíos, ya que se han desarrollado nuevos diseños y equipo más confiable en cuanto a producción y manejo del hidrógeno.

En suma, el hidrógeno puede ser manipulado de forma segura mientras se cumplan con los procedimientos de seguridad establecidos. Como cualquier combustible, su grado de utilización, en cuanto a procesos industriales, de generación eléctrica, transporte o en actividades cotidianas en general, es tan elevado como el de los combustibles fósiles convencionales. Y su manipulación no menos peligrosa que la manipulación de combustibles convencionales.

Resulta muy importante que se empiece a emprender acciones encaminadas a lograr una diversificación energética orientada hacia el uso de energías renovables. Es por esto que el esfuerzo para lograrlo debe ser conjunto, ya que la experiencia en este aspecto ha demostrado que los esfuerzos individuales y aislados no conducen a resultados positivos en el corto plazo.

Es el trabajo en equipo y la sinergia lo que puede permitir la eliminación de barreras para lograr un desarrollo sustentable en el país, mediante la participación de las diferentes instituciones involucradas en el tema.

Gobierno Federal:

- Formulación y planeación de estrategias encaminadas a alcanzar metas a corto, mediano y largo plazo en materia de diversificación energética.
- Programas de apoyo para el desarrollo de las energías renovables.
- Crear un marco regulador específico que permita el desarrollo de las fuentes renovables de energía, específicamente reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Promover el uso de energías renovables.
- Fomentar ahorro y uso eficiente de la energía.
- Estudios en conjunto por parte de las instituciones gubernamentales correspondientes para la determinación de los potenciales renovables explotables que tiene el país.

Gobiernos estatales

- Participación conjunta con el gobierno federal.
- Estudios de factibilidad para la aplicación de energías renovables en zonas rurales marginadas.
- Aprovechar, en la medida que los recursos lo permitan, el potencial renovable con que se cuenta en la región.
- Promover el desarrollo microindustrial regional, a través de la implementación de fuentes renovables de energía.

Industria

- Participación conjunta con el sector público para el desarrollo de una industria renovable propia.
- Apoyo a programas de investigación.
- Utilización de energías renovables para autoabastecimiento industrial, en la medida que el recurso lo permita.
- Fabricación de equipos propios (dispositivos, sistemas de generación, piezas, accesorios, componentes, refacciones, etc.).

Academia

- Programas continuos de investigación y desarrollo de energía renovable. Cabe señalar que en este aspecto la UNAM, a través del Macroproyecto “La Ciudad Universitaria y la Energía”, realiza acciones concretas para promover el aprovechamiento de las energías renovables.
- Participación conjunta con el sector industrial.
- Formación de recursos humanos.

Sociedad

- Conocimiento de la importancia respecto al ahorro y uso adecuado de la energía eléctrica y los combustibles.
- Apertura al uso de nuevas fuentes renovables de energía.
- Conocimiento del impacto ambiental por parte de las energías convencionales.

Del análisis realizado en esta tesis, así como también de las experiencias observadas en otros países, podemos afirmar que existe factibilidad técnica para utilizar sistemas de producción de hidrógeno y electricidad a partir de la energía del viento. Sin embargo, para lograr el mejor aprovechamiento de recursos, específicamente para este proyecto, se concluye a este respecto que se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Caracterización adecuada del recurso eólico en la zona contemplada para desarrollar el proyecto.
- Selección adecuada del aerogenerador a utilizar en la instalación, de acuerdo con las características eólicas encontradas.
- Dimensionamiento adecuado de la planta eoloeléctrica de acuerdo con el potencial eólico y distribución espacial del terreno con el que se cuente en la zona.
- Determinación de la cantidad de energía anual generada por la planta, tomando en consideración los diversos factores que se ven involucrados en la producción real de electricidad (arreglo del parque, desgaste de equipos, mantenimientos, salidas de operación, etc.), y proyectarlos de manera que se cuente con un estimado durante la vida útil del proyecto.
- Dimensionamiento adecuado de la planta de hidrógeno para la selección de las capacidades del equipo a utilizar.
- Estimación de la cantidad de hidrógeno producido al año, de acuerdo al recurso eólico con el que se cuenta.

Lo anterior resulta de vital importancia para lograr que este tipo de proyectos sea viable, ya que la producción neta generada está directamente relacionada con los ingresos por concepto de venta de electricidad y de hidrógeno como combustible, siendo estos la mayor parte del ingreso total que se obtiene por la operación de la planta. Por lo tanto, de lo anterior podemos encontrar que otro factor determinante para que el proyecto resulte rentable, es su factibilidad económica.

También hemos comprobado que es posible utilizar sistemas para producir hidrógeno y electricidad a partir de la energía del viento. La clave fundamental en la producción de hidrógeno a partir de cualquier fuente de electricidad es la selección del equipo adecuado, de manera que se obtenga un proceso con la eficiencia más alta posible.

El utilizar un porcentaje de la energía eléctrica producida, para producir hidrógeno nos da un valor agregado a dicha electricidad, que se traduce en ganancias económicas, de modo que, resulta conveniente integrar este tipo de sistemas, sin embargo serán necesarios, estudios más especializados en eficiencias para determinar si dichos sistemas deben integrarse, como el nuestro en un solo emplazamiento o colocarse de manera distribuida, ya que de este modo podrían ser más apropiados al estilo de vida y costumbres sociales actuales.

Sabemos que actualmente en el país no se cuenta con las bases sólidas necesarias para llevar a cabo un proyecto de esta índole, sin embargo, de los resultados obtenidos en este trabajo de tesis, así como de la experiencia en países desarrollados e incluso países en vías de desarrollo, se concluye que para lograr que exista factibilidad económica para la realización de proyectos que involucren energías renovables, es necesario un marco regulatorio que permita el desarrollo sustentable a través de mecanismos como:

- Incentivos fiscales tanto estatales como federales de acuerdo a la cantidad de energía generada.
- Incentivos legales y reglamentarios
- Contratos de largo plazo para la compra - venta de energía a partir de fuentes renovables.
- Exoneración en el pago de impuestos de importación para equipos de energías renovables y sus componentes o refacciones.
- Exoneración del impuesto sobre la renta e impuestos municipales, al menos durante los primeros cinco años de operación de la central.
- Que las nuevas plantas de generación convencional cuenten con un porcentaje proveniente de energías renovables en la medida que sea posible.
- Garantizar tarifas para la energía renovable.
- Que se establezcan reglas y procedimientos claros para la obtención de permisos y aprobaciones, requerimientos de créditos verdes y la prioridad a proyectos limpios.
- En relación sobre el uso del suelo, se permita la ejecución de arrendamientos a largo plazo, 20 años o más.

No podemos negar que en este momento nos encontramos en el punto exacto en que el rumbo del país se divide en dos caminos a seguir en cuanto a materia energética se refiere, el primer panorama sugiere tomar las medidas necesarias para comenzar una diversificación energética paulatina, hasta alcanzar una penetración importante de las fuentes no convencionales de energía (sistemas fotovoltaicos, eólicos, fototérmicos, biomasa, maremotrices, geotérmicos, etc.) en el sector energético del país. El segundo panorama consiste en continuar con la dependencia casi total que se tiene de los recursos no renovables hasta que estos se agoten, asumiendo las consecuencias que esto ocasionaría.

Nuestro objetivo no es sacar conclusiones definitivas (incluso los expertos mundiales no se ponen de acuerdo), sino arrojar algo de luz sobre el debate. Llamémoslo un contacto con la realidad sobre el hidrógeno y las energías renovables.

Nadie puede negar que un cambio a una economía de Hidrógeno limpio, es decir aquel obtenido por insumos de carácter renovable, no será fácil. Pero la pregunta que debemos responder es: ¿Podremos superar los retos de cualquier índole para efectuar una transición, si tenemos que hacerlo?

Absolutamente. “Si tenemos que hacerlo”. Debemos cambiar. El petróleo no es un recurso que podamos cultivar o producir. Va a desaparecer. Algunos científicos dicen que tardará unos 40 o 50 años; nadie lo sabe con precisión. Si de cualquier modo tendremos que hacer algo, deberíamos empezar a hacerlo ahora. Deberíamos avanzar en esa dirección mientras aún tenemos suficiente petróleo para hacer una transición suave a una economía del Hidrógeno (H₂) y energías renovables.

Para recibir con mayor facilidad estas ideas, podríamos concebir a nuestra sociedad actual con sus tecnologías y relaciones humanas establecidas, soportada por los combustibles fósiles como “Los Padres” de una nueva forma de organización social y aprovechamiento energético que podríamos heredar a generaciones futuras.

Todos los análisis que se hacen para lo relativo al hidrógeno y las energías renovables se centran en determinar que tan caro es introducir estas tecnologías con respecto a los métodos convencionales ya establecidos y masificados, como van las fuentes alternas a reemplazar las demandas actuales, este análisis es in equitativo y poco empático. Se deben replantear las condiciones para evaluar la viabilidad de este tipo de proyectos analizando muy a detalle, los beneficios ambientales, sociales y hasta políticos.

Es importante mencionar que para hacer más atractivo, desde el punto de vista económico, este tipo de proyectos, es recomendable plantearlo de forma modular, es decir, si bien la meta puede ser toda la instalación planteada, en el desarrollo se puede ir construyendo modularmente, y poco a poco obtener ingresos para reinvertirse en la construcción y no necesitar de este modo la gran inversión inicial planteada.

Bajo este contexto, hemos propuesto un proyecto específico, que no es la panacea de las crisis energéticas mundiales, sino un ejemplo de cómo pueden integrarse los sistemas energéticos para aprovechar los recursos de manera más racional.

Bibliografía

Capítulo 1

- 1.- “La economía del Hidrógeno. Cuando se agote el petróleo.”
Jeremy Rifkin;
Editorial PAIDOS. México.
- 2.- “*Beyond Oil*”
J.Gever,
University Press of Colorado, 1991, pág. 172.
- 3.- “El Mundo del Petróleo”
Entrevista con el Director General de CFE Alfredo Elías Ayub. Revista Año 2, Tomo 11,
Agosto-Septiembre, pág.59.
- 4.- “Survey of the Economics of Hydrogen Technologies”,
C.E.G. Padro & V. Putsche,
Informe técnico, Golden, CO, NREL, septiembre de 1999
- 5.- “Survey of Hydrogen Production and Utilization Methods”
Institute of Gas technology, 1975.
- 6.- “Hydrogen Power Theoretical and Engineering Solutions”
Editors. M.Marini & G.Spazzafumo
Ed. SGE Padova

INTERNET:

- 7.- Comisión Federal de Electricidad
<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/generacionelectricidad/>
- 8.- La Secretaría de Energía da a conocer la prospectiva del sector eléctrico 2004-2013,
Boletín No.040
http://www.energia.gob.mx/wb2/Sener/Sene_1714_boletin_no_040
- 9.- Economía de las tecnologías de hidrógeno
http://www.semarnat.gob.mx/estadisticas_2000/informe_2000/img/res/cap5_res.pdf

Capítulo 2

- 1.- “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México.”
SENER 2006.

Capítulo 3

- 1.- “Wind Assessment Handbook”,
NREL

Capítulo 4

- 1.- “Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloelectrónica”
Ing. Marco Antonio Borja Díaz

2.- “Diseño de subestaciones eléctricas”

Ing. José Raull Martin

Facultad de Ingeniería

3.- “International Standard IEC 61400-1, Wind turbine generator systems”

Part 1: Safety requirements, International Electrotechnical Commission

Part 12: Wind turbine performance testing, International Electrotechnical Commission

4.- “Wind Power in Power Systems”

Editor: Thomas Ackermann

Editorial Wiley 2005

INTERNET:

5.- Página de energía eólica

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

Capítulo 5

1.-“Optimized Hydrogen and Electricity Generation from Wind”

L.J. Fingersh. June 2003 • NREL/TP-500-34364

2.-“Life Cycle Assessment of Renewable Hydrogen Production via Wind/Electrolysis”

Pamela L. Spath, Margaret K. Mann Milestone Completion Report. February 2004 • NREL/MP-560-35404

3.-“Summary of Electrolytic Hydrogen Production”

Milestone Completion Report, Johanna Ivy .September 2004 • NREL/MP-560-36734

4.-“Hydrogen Storage in Wind Turbine Towers”

R. Kottenstette. *Summer intern from Santa Clara University*, J. Cotrell. *National Renewable Energy Laboratory*

September 2003 • NREL/TP-500-34656

5.-“Solar and Wind Technologies For Hydrogen Production”

Report to Congress (*ESECS EE-3060*), December 2005

6.- “Hidrógeno Solar Energía para el futuro”

DR. Phil Eduard W. Justi.

Editorial MArcombo

Barcelona-Mexico 1985

INTERNET:

7.- Tecnologías de hidrógeno

<http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/education/safety.html>

<http://www.fuelcellstandards.com/>

8.- Fuel Cell Handbook, Solar and Wind Technologies for Hydrogen Production Report to Congress.

<http://search.nrel.gov/query.html?col=eren&qc=eren&style=eere&qm=1&si=0&ht=517965421&ct=1528798371>

9.- Publicaciones técnicas de hidrógeno. NREL

http://www.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/hydrogen_publications.html#h2_production

Capítulo 6

1.- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999. Instalaciones Eléctricas (Utilización)
Secretaría de Energía

2.- “Normas de Distribución. Construcción. Líneas Subterráneas”
Comisión Federal de Electricidad.
Subdirección de Distribución 1997.

3.- “Wind and Solar Power Systems”
Mukund R. Patel, Ph.D., P.E.
Ed. CRC Press 1999

Capítulo 7

1.- “Primer Documento del Proyecto Eoloeléctrico del Corredor del Istmo de Tehuantepec.”
Marco A. Borja Díaz, Oscar A. Jaramillo Salgado, Fernando Mimiaga Sosa.
Ed. IIE, PNUD, GEF, Gobierno de Oaxaca

2.- “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión”
Generación 2005
Comisión Federal de Electricidad
Subdirección de Programación. Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones

3.- “Elementos para la evaluación de proyectos de inversión”
Héctor Bolívar Villagomez
Facultad de Ingeniería UNAM

INTERNET:

4. Página del National Renewable Energies Laboratory
<http://www.nrel.gov/homer/>

APÉNDICE A

RESULTADOS OBTENIDOS DEL PROGRAMA WINDPRO

METEO 1

METEO 2

METEO 3

PARK -A- ARREGLO OPTIMIZADO

PARK -B- ARREGLO OPTIMIZADO

DECIBEL -A- ARREGLO OPTIMIZADO

DECIBEL -B- ARREGLO OPTIMIZADO

METEO 1

WindPRO version 2.4.0.62 Apr 2004

Project: Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Description:
Data from file(s)
D:\Carlos V\Tamaulipas-UNAM\Datos\Mediciones anemométricas.txt

Project/Type:
22/03/2006 04:44 p.m. / 1
User/Email:
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Volta No. 655
MX-58290 Morelia, Michoacan
(4) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Cálculo:
22/03/2006 04:43 p.m./

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteo object: Estación Anemométrica El Berrendo

Data from: 01/02/2005 12:00 a.m. Data to: 31/01/2006 11:50 p.m. Observations: 52560 Observations per day: 144 Recovery rate: 100%

day	02/05	03/05	04/05	05/05	06/05	07/05	08/05	09/05	10/05	11/05	12/05	01/06	02/06
1	(50)	144	(137)	(134)	144	144	(126)	(133)	(108)	(132)	(114)	(123)	
2	(139)	(129)	(113)	144	144	144	144	(99)	(130)	(69)	(78)	(100)	
3	(136)	(107)	144	(141)	144	144	144	(15)	(89)	144	144	(123)	
4	(96)	(124)	144	(143)	144	144	144	(105)	(103)	(142)	(143)	(114)	
5	(87)	144	144	144	144	144	(127)	(92)	(100)	144	(143)	144	
6	(124)	144	(128)	144	144	(143)	(99)	(88)	(121)	144	(128)	(140)	
7	(83)	(132)	(140)	144	144	144	144	(98)	144	(131)	(80)	(142)	
8	144	(136)	(96)	(143)	144	144	144	(117)	(123)	144	144	144	
9	(103)	(96)	144	(141)	(140)	(141)	144	(49)	(123)	144	(100)	144	
10	(129)	(116)	(140)	144	144	(112)	144	(119)	(111)	(130)	(100)	(122)	
11	(103)	(119)	(140)	144	144	(130)	144	144	(137)	(113)	(103)	(123)	
12	(95)	144	(127)	144	144	144	144	144	(69)	144	(71)	144	
13	(134)	(139)	144	144	144	(141)	144	144	(117)	(143)	(90)	(127)	
14	(71)	(141)	144	(123)	144	144	144	144	(134)	(143)	(141)	(110)	
15	144	(76)	144	(118)	(110)	144	144	144	(80)	(143)	(140)	144	
16	144	(141)	144	(128)	144	(103)	(137)	144	(134)	144	(85)	(141)	
17	144	(95)	144	(130)	144	(143)	(136)	144	(49)	(142)	144	(140)	
18	(138)	144	144	144	144	144	144	144	(107)	(132)	(139)	144	
19	(70)	144	(142)	144	144	(134)	144	(134)	144	(104)	(142)	144	
20	144	(99)	144	(133)	(119)	144	144	(114)	144	144	(115)	(136)	
21	144	(139)	144	(117)	(119)	(142)	(126)	(79)	(73)	(136)	(142)	(121)	
22	144	(133)	(119)	144	(101)	(107)	(103)	(124)	(114)	(134)	(128)	(137)	
23	(143)	(138)	(120)	144	(99)	(106)	144	(136)	(110)	(126)	(138)	(137)	
24	(138)	(133)	(118)	144	(102)	(98)	144	(119)	144	(139)	144	(122)	
25	(133)	(137)	(124)	144	(102)	(122)	144	(143)	(84)	144	(113)	(119)	
26	(131)	(83)	(118)	(143)	(140)	144	(141)	(143)	(124)	(98)	144	(97)	
27	(108)	(124)	144	(132)	(136)	144	(102)	(128)	144	144	(121)	144	
28	(117)	(131)	144	(137)	(120)	144	(102)	(119)	(131)	(132)	(118)	(126)	
29	144	(138)	(134)	(131)	144	(130)	(108)	(142)	(89)	(124)	(108)		
30	(138)	(134)	(102)	144	(139)	(127)	(82)	(136)	(140)	(72)	(128)		
31	(101)	144			(118)	144				(91)	(121)		
%	(83)	(88)	(94)	(95)	(93)	(94)	(94)	(81)	(81)	(92)	(92)	(90)	(0)

Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

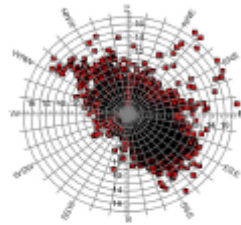
Client:
Data from file(s)
C:\Carlos
VIT\tamulipas-UNAM\Datos\Mediciones
anemométricas.txt

Start date:
22/03/2006 04:44 p.m. / 2

Location:
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Vela No. 685
MEX-50260 Mineria, Michoacan
(4) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
End date:
22/03/2006 04:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteorological object: Estación Anemométrica El Berrendo



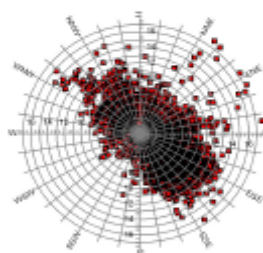
Project Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.	Location Data from file(s) C:\Carlos VITamulipas-UNAM\Datos\Mediciones anemom\Wicas.txt	Project file 22/03/2006 04:44 p.m. / 3 Licensee Comisión Federal de Electricidad Alejandro Volta No. 665 MX-56260 Morelia, Michoacan (41) 322 700 Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable Created 22/03/2006 04:43 p.m. / 1
--	--	---

Meteo data report, height: 50.0 m

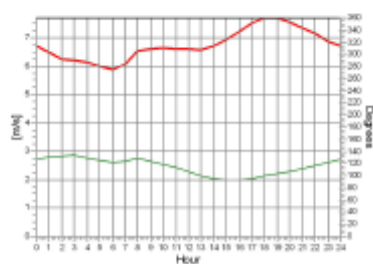
Name of meteo object: Estación Anemomérica El Berrendo

Monthly mean values of wind speed in m/s

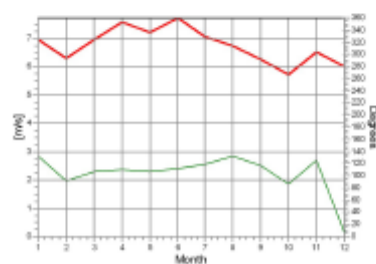
Month	2005	2006	mean	mean of records
Jan		7.0	7.0	7.0
Feb	6.3	6.3	6.3	6.3
Mar	6.9	6.9	6.9	6.9
Apr	7.8	7.8	7.8	7.8
May	7.2	7.2	7.2	7.2
Jun	7.7	7.7	7.7	7.7
Jul	7.1	7.1	7.1	7.1
Aug	6.7	6.7	6.7	6.7
Sep	6.2	6.2	6.2	6.2
Oct	5.7	5.7	5.7	5.7
Nov	6.5	6.5	6.5	6.5
Dec	6.0	6.0	6.0	6.0
mean, all data	6.8	7.0	6.8	
mean of months	6.7	7.0		6.7



Wind speed [m/s]



Wind speed Height 50.0 m Wind direction Height 50.0 m

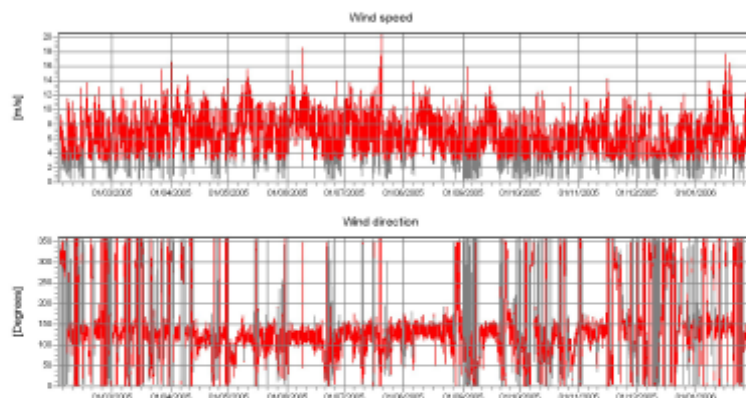


Wind speed Height 50.0 m Wind direction Height 50.0 m

Project	Location	Reporting
Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.	Data from file(s)	22/02/2005 04:44 p.m. / 4
	D:\Carlos	Location
	V:\Tamaulipas\UNAM\Datos\Mediciones	Comisión Federal de Electricidad
	acw@unam.mx	Alejandro Vela No. 655
		MX-56280 Morelia, Michoacan
		(A) 322 700
		Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
		Caracas
		22/02/2005 04:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteo object: Estación Anemométrica El Berrendo



Project	Location	Report
Proyecto Edificio El Berendo, Tamaulipas.	Data from file(s)	22/03/2004 04:44 p.m. / 5
	Dr Carlos	Location
	VITamulipas-UNAM/OctavioMedeiros	Comisión Federal de Electricidad
	anemometrocatul	Alejandro Vela No. 855
		MX-56280 Monda, Michoacan
		(4) 322 700
		Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
		Carulla
		22/03/2004 04:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteorological station: Estación Anemométrica El Berendo

Frequency

Wind speed	Sum	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
0.00 - 0.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.50 - 1.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.50 - 2.49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.50 - 3.49	2,447	271	255	250	328	362	179	104	32	47	111	249	253
3.50 - 4.49	6,134	574	533	590	878	1,188	654	202	70	97	287	535	518
4.50 - 5.49	6,036	424	331	758	1,036	1,719	1,090	170	47	48	279	501	510
5.50 - 6.49	6,000	265	265	435	1,022	2,140	1,555	127	81	36	155	370	348
6.50 - 7.49	6,781	169	180	248	712	2,713	1,914	115	12	27	103	289	309
7.50 - 8.49	6,556	134	93	182	524	3,007	1,998	82	4	24	33	245	231
8.50 - 9.49	5,027	71	46	113	385	2,596	1,503	68	5	1	7	91	141
9.50 - 10.49	3,075	53	14	40	188	1,685	654	29	2	1	0	37	152
10.50 - 11.49	1,754	19	12	10	47	1,049	426	15	1	1	0	54	100
11.50 - 12.49	814	11	6	4	19	484	201	2	0	0	0	31	58
12.50 - 13.49	285	6	5	3	11	141	65	1	0	0	0	24	22
13.50 - 14.49	104	7	7	3	8	23	24	0	0	0	0	23	11
14.50 - 15.49	36	0	3	8	3	4	8	0	0	0	0	9	7
15.50 - 16.49	22	1	6	4	1	2	1	0	0	0	0	2	5
16.50 - 17.49	16	0	4	3	3	0	1	0	0	0	0	2	0
17.50 - 18.49	11	0	5	4	1	0	0	0	0	0	0	0	1
18.50 - 19.49	3	0	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
19.50 - 20.49	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20.50 - 21.49	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sum	46,697	2,000	1,894	2,620	5,115	17,086	10,533	915	242	265	675	2,479	2,785

0001

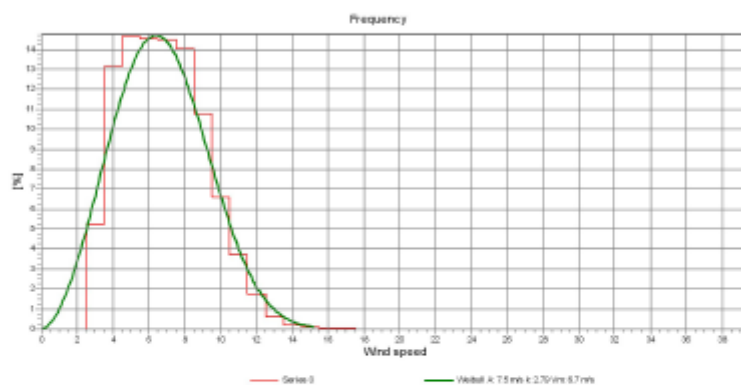
Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Client:
Data from file(s)
Dr Carlos
VITamaulipas-UNAM/OleoresMediciones
anemom@nrc.ca

Project:
22/02/2004 04:44 p.m. / 6
Location:
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Vela No. 855
MX-56280 Minatitlán, Michoacán
(4) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Created:
22/02/2004 04:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteorological object: Estación Anemométrica El Berrendo



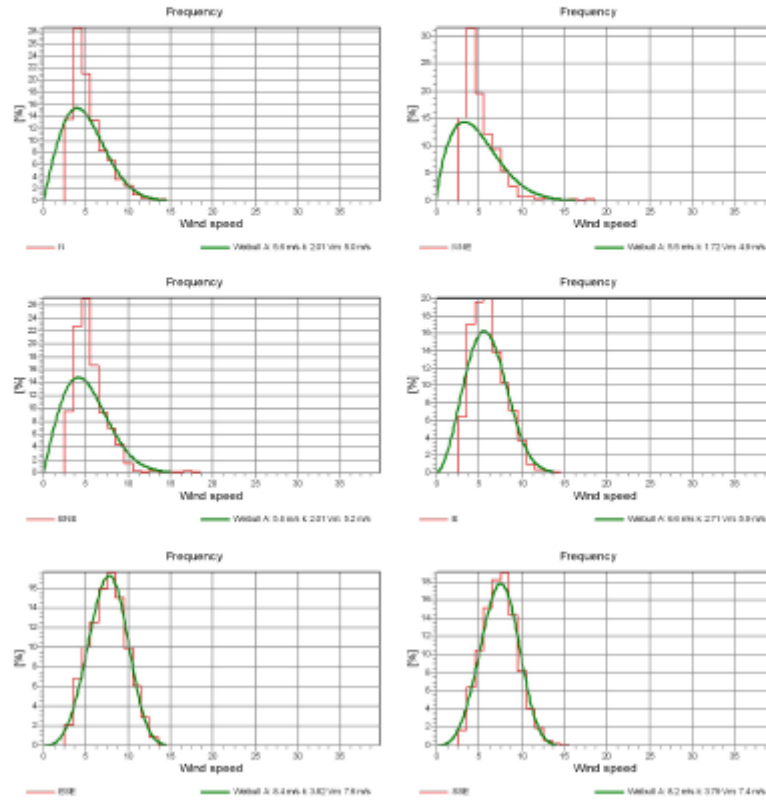
Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Client:
Data from file(s)
D:\Carlos
VITamaulipas-UNAM\Datos\Mediciones
anemomilica.txt

Project:
22/02/2004 04:44 p.m. / 7
Location:
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Volta No. 655
MX-58260 Minatitlán, Michoacán
(4) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Contact:
22/02/2004 04:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteo object: Estación Anemomilica El Berrendo



Project: Proyecto Edilio El Berrendo, Tamaulipas.

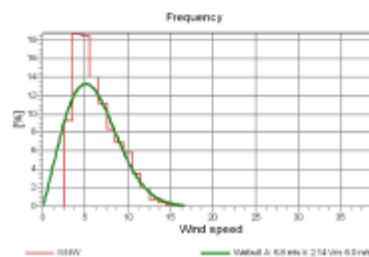
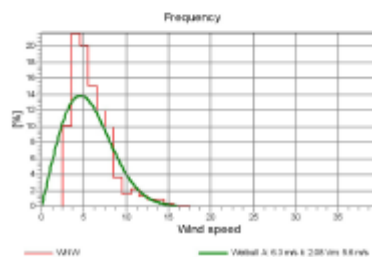
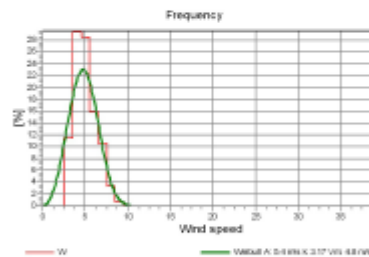
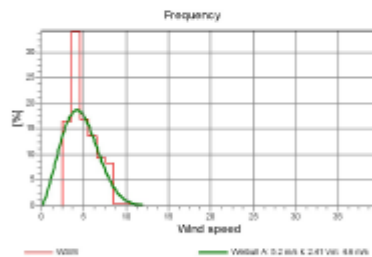
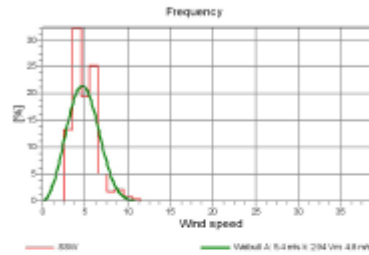
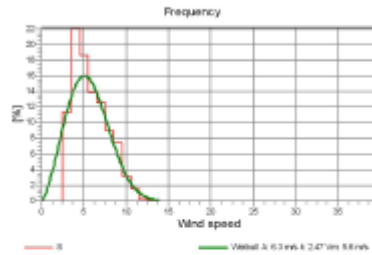
Location:
Data from file(s):
D:\Carlos
VITamulipas-UNAM\Datos\Mediciones
anemomilicas.txt

Report for:
22/03/2006 06:44 p.m. / 0

Location:
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Volta No. 665
MX-56360 Minatitlán, Michoacán
(4) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Caracas
22/03/2006 06:43 p.m. /

Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteo object: Estación Anemométrica El Berrendo



Project
Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Location
Data from file(s)
C:\Carlos
VITamulipas\UNAM\Datos\Mediciones
aeromexicanas.txt

Monitor
22/02/2004 04:44 p.m. / 9
Inventor
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Vela No. 665
MX-55280 Morelia, Michoacan
(41) 322 700
Subgerencia de Proyecto de Energía Renovable
Carretera
22/02/2004 04:43 p.m. /

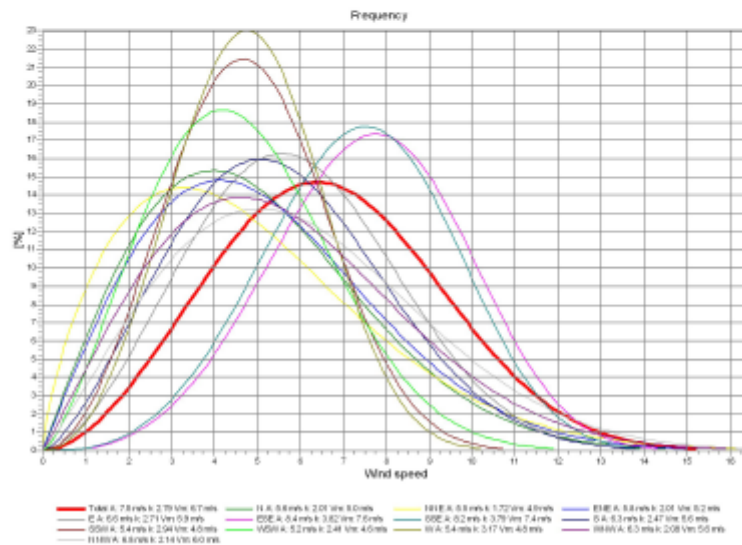
Meteo data report, height: 50.0 m

Name of meteo object: Estación Aeronomérica El Berrendo

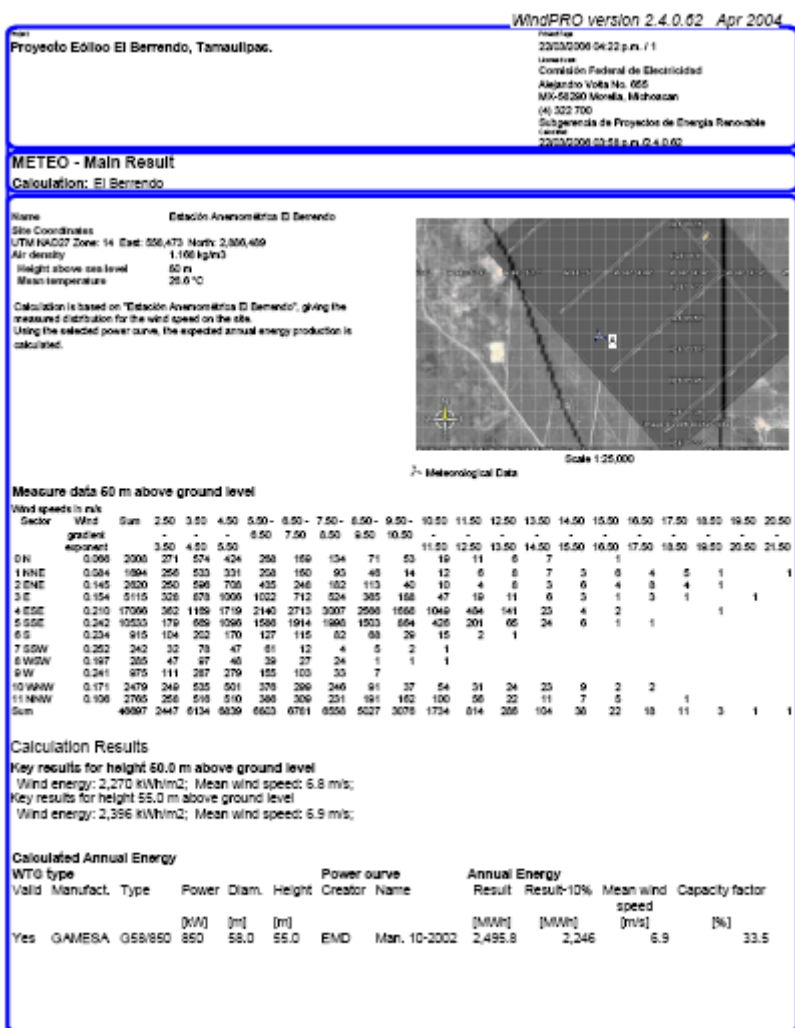
Weibull Data

k-parameter correction: 0.0060m

Sector	k-parameter [m/s]	Mean wind speed [m/s]	k-parameter	Frequency [%]	Frequency [%]	Wind shear
0-N	5.00	4.88	2.009	4.30	4.3	0.07
1-NNE	5.45	4.85	1.710	3.83	3.8	0.06
2-NNE	5.81	5.15	2.011	5.81	5.8	0.14
3-E	6.02	5.88	2.705	10.85	11.0	0.15
4-ESE	6.41	7.80	3.810	38.55	38.5	0.21
5-ESE	6.18	7.37	3.791	22.56	22.6	0.24
6-S	6.27	6.58	2.472	1.96	2.0	0.23
7-SSW	5.56	4.80	2.940	0.82	0.8	0.25
8-WNW	5.24	4.85	2.459	0.81	0.8	0.20
9-W	5.36	4.80	3.175	2.09	2.1	0.24
10-WNW	6.30	5.81	2.075	5.31	5.3	0.17
11-NNW	6.78	6.00	2.142	5.82	5.9	0.11
mean	7.50	6.88	2.786	100.00	100.0	0.18



METEO 2



METEO 3

WindPRO version 2.4.0.62 Apr 2004

Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

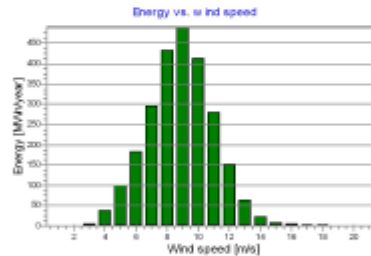
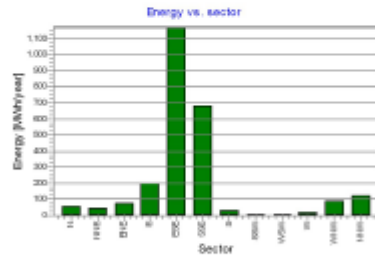
22/03/2004 04:25 p.m. / 1
 Location:
 Comisión Federal de Electricidad
 Alejandro Volta No. 665
 MX-56280 Minatitlán, Michoacán
 (A) 322 700
 Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
 Cerezo
 22/03/2004 03:58 p.m. 2.4.0.62

METEO - Production Analysis

Calculation: El Berrendo WTS: GAME&A G58/850 850 58.0 101 Hub height: 55.0 m, Air density: 1.168 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 NNE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy [MWh]	55.6	43.4	78.9	196.9	1,190.2	877.8	33.0	5.1	6.1	19.0	90.8	122.4	2,495.0
Resulting energy [MWh]	55.6	43.4	78.9	196.9	1,190.2	877.8	33.0	5.1	6.1	19.0	90.8	122.4	2,495.0
Specific energy [kWh/m ²]													945
Specific energy [kWh/m ²]													2,495
Directional Distribution [%]	2.2	1.7	3.1	7.9	49.3	35.1	1.3	0.2	0.2	0.8	3.6	4.9	100.0
Utilization [%]	39.5	32.0	38.6	40.0	39.0	40.3	41.6	41.3	41.7	41.9	38.3	37.7	39.5
Full Load Equivalent [hours/year]	85	51	90	232	1,374	767	34	8	7	23	157	144	2,636
Mean wind speed [m/s]	5.4	5.3	5.6	6.2	7.3	7.8	5.9	5.1	5.1	5.1	6.0	6.4	6.9
Power density [W/m ²]													274



PARK -A- ARREGLO OPTIMIZADO

WindPRO version 2.4.0.62 Apr 2004

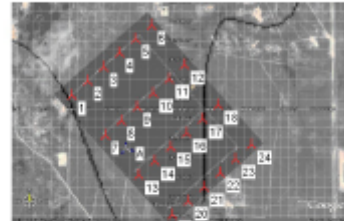
Project: Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Date: 09/05/2006 05:40 p.m. / 1
Location: Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Vela No. 655
MX-56280 Noria, Michoacán
(A) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Created: 09/05/2006 05:14 p.m. 2.4.0.62

PARK - Main Result

Calculation: El Berrendo (Arreglo Óptimo) MEASURED

Air density: 1.172 kg/m³
Height above sea level: 80 m
Mean temperature: 25.6 °C
Wake Decay Constant: 0.075



Key results for height 55.0 m above ground level

Terrain: UTM NAD83 Zone: 16
East: 558,473 North: 2,806,409 Station: Amecanística El Berrendo
Height: 55.0 m Type: MEASURED
Wind energy: 2,404 kWh/m² Mean wind speed: 6.9 m/s

Main Result for Windfarm Calculation

WTG combination: Windfarm energy: 52,602.7 MWh Windfarm energy - 10%: 47,532.5 MWh Windfarm efficiency: 87.8% Mean WTG energy: 2,200.1 MWh Capacity factor: 29.5%

Calculated Annual Energy for new WTG's

WTG type	Terrain	Valid	Manuscript	Type	Power [kW]	Dim. [m]	Height [m]	Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Result-10% [MWh]	Efficiency [%]	Mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,102.9	1,893	89.0	6.9
2 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,040.0	1,836	81.5	6.9
3 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,040.1	1,836	81.5	6.9
4 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,067.4	1,861	82.6	6.9
5 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,127.7	1,915	85.0	6.9
6 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,302.2	2,072	90.0	6.9
7 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,100.8	1,861	83.9	6.9
8 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,030.4	1,827	81.1	6.9
9 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,038.0	1,825	81.0	6.9
10 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,052.8	1,846	82.0	6.9
11 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,111.5	1,900	84.3	6.9
12 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,239.4	2,005	81.5	6.9
13 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,199.0	1,952	86.6	6.9
14 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,109.8	1,899	84.3	6.9
15 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,112.1	1,901	84.4	6.9
16 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,125.8	1,913	84.9	6.9
17 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,185.1	1,949	86.5	6.9
18 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,321.7	2,060	82.7	6.9
19 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,417.9	2,178	86.6	6.9
20 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,404.2	2,194	86.0	6.9
21 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,402.1	2,182	86.0	6.9
22 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,405.4	2,185	86.1	6.9
23 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,417.0	2,175	86.5	6.9
24 A	Yes	GAMESA	G58/650	650	50.0	55.0	DMO	Man.	10-2002	2,458.6	2,214	86.2	6.9

Proyecto Edilio El Berrendo, Tamaulipas.

Fecha: 06/02/2006 05:40 p.m. / 2
 Usuario: Comisión Federal de Electricidad
 Alejandro Vela No. 655
 MV-56260 Minilla, Michoacan
 (+) 522 700
 Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
 Versión: 06/02/2006 05:14 p.m. 2.4.0.62

PARK - Main Result

Calculation: El Berrendo (Arreglo Óptimo) MEASURED

WTO string

UTM NAD27 Zone: 14				
	East	North	Z	Row data/Description
	[m]			
1 New	557,857	2,837,001	00	-310.8°, 203.0 m
2 New	558,110	2,837,134	00	
3 New	558,283	2,837,280	00	
4 New	558,415	2,837,401	00	
5 New	558,559	2,837,534	00	
6 New	558,722	2,837,660	00	
7 New	558,873	2,838,825	00	-310.8°, 203.0 m
8 New	558,428	2,838,756	00	
9 New	558,579	2,838,889	00	
10 New	558,732	2,837,022	00	
11 New	558,885	2,837,159	00	
12 New	558,038	2,837,289	00	
13 New	558,568	2,838,244	00	-310.8°, 203.0 m
14 New	558,742	2,838,377	00	
15 New	558,696	2,838,511	00	
16 New	558,048	2,838,044	00	
17 New	558,201	2,838,777	00	
18 New	558,354	2,838,911	00	
19 New	558,905	2,835,896	00	-310.8°, 203.0 m
20 New	558,058	2,835,969	00	
21 New	558,211	2,836,132	00	
22 New	558,364	2,836,296	00	
23 New	558,517	2,836,369	00	
24 New	558,670	2,836,532	00	

PARK -B- ARREGLO OPTIMIZADO

WindPRO version 2.4.0.62 Apr 2004

Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

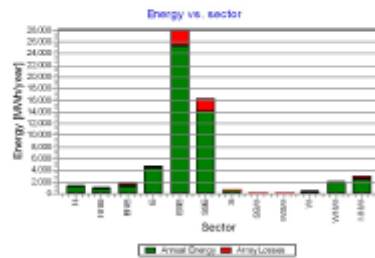
09/05/2006 05:40 p.m. / 1
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Volta No. 665
MX-56280 Minilla, Michoacan
(A) 322 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
09/05/2006 05:14 p.m. 2.4.0.62

PARK - Production Analysis

Calculation: El Berrendo (Arreglo Óptimo) MEASURED WTG's: All new WTG's, Air density: 1.172 kg/m3

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 NNE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Direction based energy [MWh]	1,336.1	1,044.4	1,850.3	4,741.6	20,120.4	18,312.3	195.3	122.2	140.0	477.7	2,135.7	2,948.3	60,062.4
-Decrease due to array losses [MWh]	132.5	164.7	570.5	367.6	2,831.9	2,356.9	77.3	22.7	50.8	48.0	245.5	413.6	7,276.6
Resulting energy [MWh]	1,203.6	879.7	1,279.8	4,374.2	25,288.5	13,955.4	718.0	99.5	89.2	429.7	1,890.2	2,534.7	52,785.8
Specific energy [kWh/m2]													833
Specific energy [kWh/m2]													2,550
Decrease due to array losses [%]	9.9	15.6	30.8	7.6	10.1	14.4	9.7	18.6	34.2	9.8	11.2	14.0	12.1
Utilization [%]	35.6	27.5	25.3	37.7	55.8	34.4	37.5	33.6	27.5	37.8	32.2	32.4	34.7
Full Load Equivalent [Hours/year]	59	43	83	214	1,240	664	36	5	5	21	95	124	2,590



DECIBEL -A- ARREGLO OPTIMIZADO

WindPRO version 2.4.0.62 Apr 2004

Proyecto Eólico El Berrendo, Tamaulipas.

Fecha: 09/05/2006 09:35 p.m. / 1
 Usuario:
 Comisión Federal de Electricidad
 Alejandro Viera Ns. 665
 MX-56280 Minatitlán, Michoacán
 (A) 322 700
 Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
 Versión: 09/05/2006 09:37 p.m. G.4.0.62

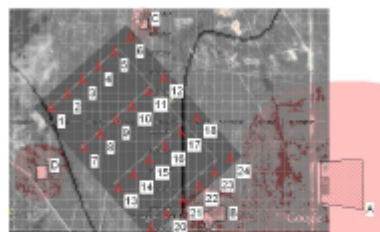
DECIBEL - Main Result

Calculation: El Berrendo (Arreglo Óptimo) ISO 9613-2

ISO 9613-2

The calculation is based on the international norm "ISO 9613-2 Acoustics -
 Attenuation of sound during propagation outdoors"

Wind speed in 10 m height: 8.0 m/s
 Meteorological correction factor, C0: 0.0 dB



A New WTG Noise sensitive area

WTGs

UTM NAD83 Zone: 14				WTG type		Noise data		L _{WA} ref		Pure tones		Octave data		
East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manufacturer	Type	Power [kW]	Diam. [m]	Height [m]	Creator	Name	[dB(A)]	Frequency	Octave data
[m]														
1	557,967	2,867,001	00 -310.8°, 200.0 m	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
2	558,110	2,867,134	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
3	558,263	2,867,260	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
4	558,416	2,867,401	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
5	558,569	2,867,534	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
6	558,722	2,867,660	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
7	558,875	2,867,793	00 -310.8°, 200.0 m	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
8	559,028	2,867,926	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
9	559,181	2,868,059	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
10	559,334	2,868,192	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
11	559,487	2,868,325	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
12	559,640	2,868,458	00 -310.8°, 200.0 m	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
13	559,793	2,868,591	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
14	559,946	2,868,724	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
15	560,099	2,868,857	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
16	560,252	2,868,990	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
17	560,405	2,869,123	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
18	560,558	2,869,256	00 -310.8°, 200.0 m	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
19	560,711	2,869,389	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
20	560,864	2,869,522	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
21	561,017	2,869,655	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
22	561,170	2,869,788	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
23	561,323	2,869,921	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No
24	561,476	2,870,054	00	Yes	GAMESA	G56/350	350	58.0	35.0	UGER	User Defined	105.0	No	No

Calculation Results

Sound Level

Noise sensitive area		UTM NAD83 Zone: 14		Demands		Sound Level		Demands fulfilled ?	
No.	Name	East	North	Z	Noise Distance	From WTGs	Noise Distance	All	
					[m]	[dB(A)]	[m]	[dB(A)]	
A	Noise Sensitive Area: 05 dB Dist: 750 m	558,532	2,868,907	120	85.0	750	40.0	Yes	Yes
B	Noise Sensitive Area: 05 dB Dist: 200 m	558,378	2,868,996	120	85.0	200	53.5	Yes	Yes
C	Noise Sensitive Area: 05 dB Dist: 100 m	558,618	2,867,752	120	85.0	100	55.3	Yes	Yes
D	Noise Sensitive Area: 05 dB Dist: 200 m	557,618	2,868,453	120	85.0	200	47.3	Yes	Yes

Project
Proyecto Edilio El Berrendo, Tamaulipas.

Position
09/05/2006 05:35 p.m. / 2
Location
Comisión Federal de Electricidad
Alejandro Vela No. 605
MX-56260 Minilla, Michoacan
(+52) 522 700
Subgerencia de Proyectos de Energía Renovable
Version
09/05/2006 05:27 p.m. 2.4.0.62

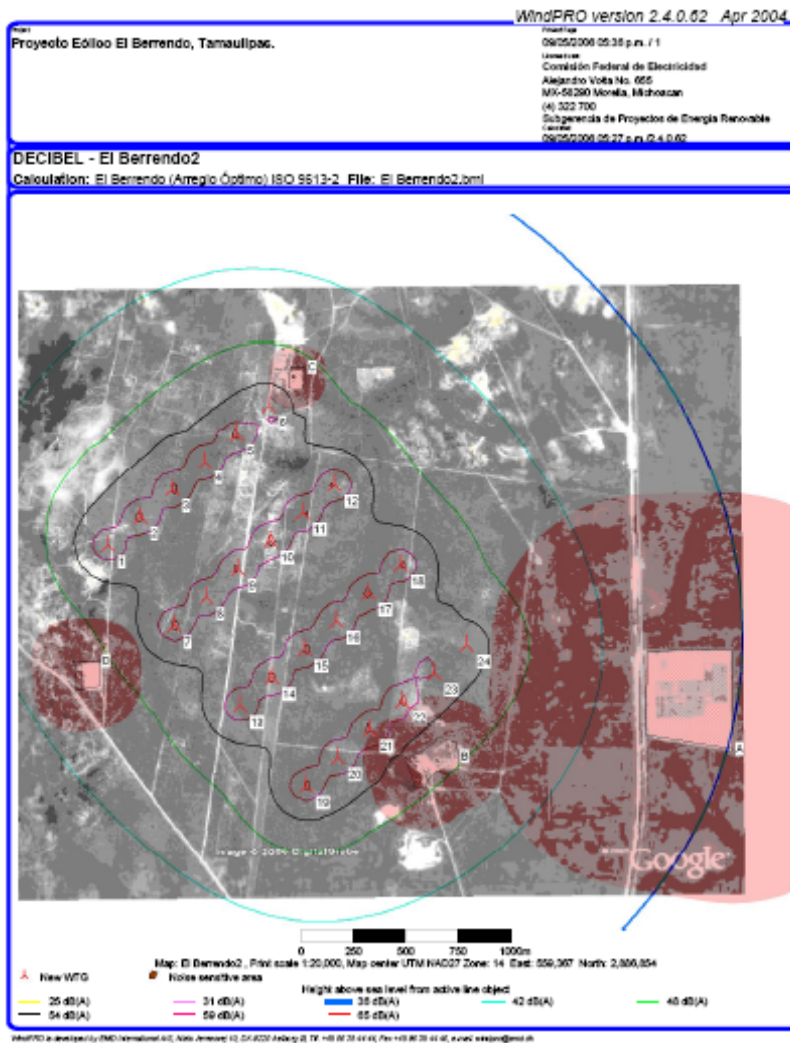
DECIBEL - Main Result

Calculation: El Berrendo (Arreglo Óptimo) ISO 9513-2

Distances (m)

Noise sensitive area				
WFO	A	B	C	D
1	2622	1737	1143	560
2	2502	1700	940	709
3	2343	1687	737	866
4	2297	1669	554	1072
5	2216	1734	331	1264
6	2150	1771	120	1456
7	2082	1287	1254	366
8	2121	1214	1071	594
9	1990	1194	890	794
10	1873	1259	735	966
11	1770	1245	559	1196
12	1666	1294	454	1400
13	1605	1254	325	160
14	1768	730	1374	627
15	1637	702	1234	961
16	1481	723	1114	1149
17	1358	781	1021	1326
18	1245	835	902	1510
19	1039	490	1879	1065
20	1471	313	1755	1191
21	1314	212	1947	1312
22	1184	243	1550	1451
23	1013	354	1491	1602
24	662	456	1450	1757

DECIBEL -B- ARREGLO OPTIMIZADO



APÉNDICE B

TEORÍA SIMPLIFICADA DEL VIENTO

El viento es un efecto directo de la incidencia de los rayos solares sobre nuestro planeta, su calentamiento, y por consecuencia variaciones de temperatura del aire atmosférico. Al calentarse las masas de aire por el sol, su expansión debida al aumento en la temperatura provoca diferencias de presión en diferentes puntos del planeta. Estas diferencias son compensadas por el movimiento en las capas del aire, esto es el viento. Las causas principales que originan el viento son:

- a) La radiación solar
- b) La rotación de la tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Vientos alisios.
- c) Las perturbaciones atmosféricas.
- d) Inversión térmica.

El ejemplo más claro de la creación de las corrientes de viento debidas a los cambios de temperatura son los “*vientos alisios*”. Al calentarse el aire en el Ecuador, este asciende hacia el norte, (o desciende hacia el sur). A estas masas de aire caliente que penetran en latitudes más frías, se les conoce como frentes cálidos.

De igual manera, el viento helado proveniente de los polos se desplaza hacia el ecuador, creándose con esto los frentes fríos. A este conjunto de sustitución de aire frío por caliente y viceversa se le conoce como “*Circulación de Hadley*”, la cual se vuelve inestable a los 30° latitud, provocando corrientes generales bastante intensas. Estas corrientes no ascienden (o descienden) en forma directa a los polos, la fuerza de Coriolis, la cual es provocada por el movimiento de rotación de la tierra, provoca a su vez que las masas de aire ascendente se desplacen de Oeste a Este en el hemisferio Norte, y de forma similar y simétrica en el hemisferio Sur.

El eje principal de este desplazamiento hacia el Este en el hemisferio Norte se localiza en la latitud 45°, aproximadamente a 10,000 metros de altura, a una presión de 300 mb. Esta corriente tiene un rango de velocidades que va desde 200 Km/h, hasta 500 Km/h. El desplazamiento de las masas de aire se efectúa desde las zonas en las que la presión de la atmósfera, es más elevada (anticiclones), hacia las zonas de presión más baja (depresiones ó ciclones). Las depresiones y los anticiclones están representados en las cartas meteorológicas por el trazado de las isobaras.

En el hemisferio norte existen dos ejes anticiclónicos, en el Ecuador y a los 60° N, así como un eje de depresión a los 30° N y un centro de depresión en el polo.

El viento contornea las zonas de anticiclones en sentido horario hacia las depresiones, y a estas las contornea en sentido contrario.

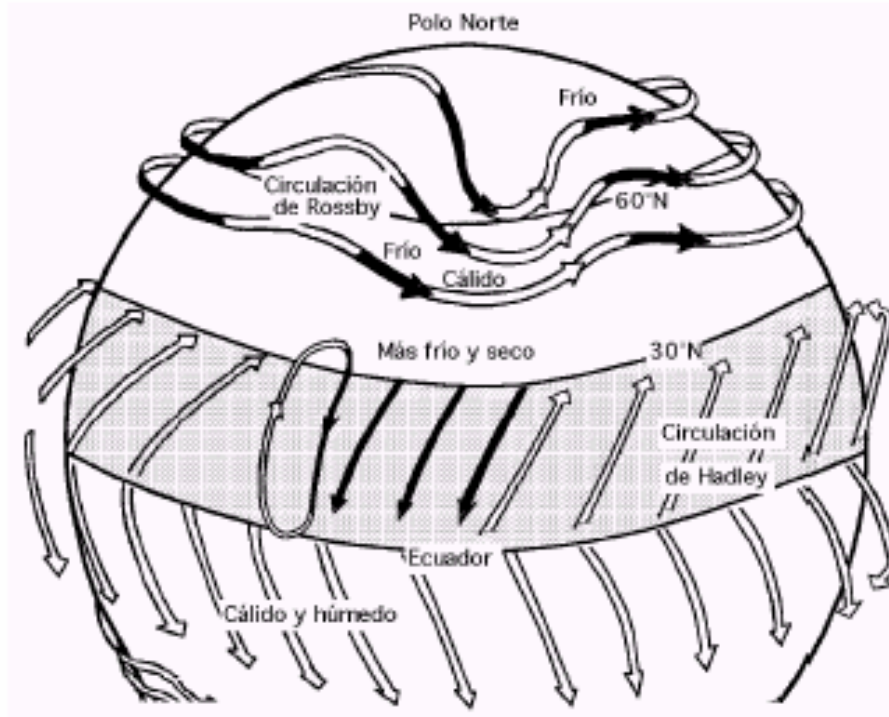


Figura B.1. Representación de los “vientos alisios” y “circulación de Hadley”.

No solo las condiciones atmosféricas inciden en el viento, también los accidentes orográficos. En este entendido, se sabe que la acción conjunta de todos estos factores, terminan por hacer que el viento se desplace a nivel local de forma horizontal, y no de forma vertical como sería más lógico suponer.

Las masas de aire frío y caliente, así como los ejes de depresión y anticiclónicos tienden a desplazarse según la estación del año. De esta manera, el aire y los ejes ascienden hacia el norte en el invierno, y descienden hacia el sur en verano, esto en el hemisferio Norte, en el hemisferio Sur sucede exactamente lo contrario.

Cuando un frente frío y uno caliente se encuentran ocurre una perturbación. El aire caliente es desplazado hacia arriba y se crea un frente ocluido. Cuando ocurren un conjunto de estas perturbaciones, ligadas a sistemas nubosos, se crean los diferentes tipos de viento.

Es un hecho que los vientos no circulan en el planeta con la misma intensidad. El ecuador es una zona de poca circulación de vientos, en las latitudes más bajas, y en la que superan al paralelo 40° se presentan las dos franjas de vientos alisios, esto para los hemisferios.

En general se pueden agrupar a los vientos en dos tipos, unos son debidos a las condiciones generales del planeta, y otros son de carácter local, generados por las condiciones geográficas. Es normal pensar que la rugosidad de la superficie aminorará la marcha del viento, pero a medida que la altura va aumentando el viento es afectado por situaciones como barrancas, valles, montañas, costas, cañones y bosques, entre otros.

Estas características locales provocan que el viento aumente o disminuya de una forma dramática a tal grado, que las características locales del viento sean contrarias a

lo que el flujo general en teoría esté planteando. A continuación clasificamos los tipos de viento más representativos.

BRISAS. Las brisas son fenómenos que se originan principalmente en las zonas de frontera tierra – agua., como las playas o las orillas de los lagos. Sucede que las masas de tierra se calientan más rápido que las de agua, en consecuencia también se calienta más rápido el aire que está sobre la tierra que el que está sobre el agua. Este gradiente de temperatura provoca que el aire sobre la tierra ascienda, esto provoca un gradiente de presión que arroja al aire que está sobre la masa de agua hacia la tierra. Esto es lo que conocemos como brisa marina. Por la noche sucede lo contrario; la masa de agua tarda mas en enfriarse que la masa de tierra, por lo que el aire sobre el agua asciende y la presión envía el aire sobre la tierra hacia la superficie del agua. Esto es la brisa terrestre.

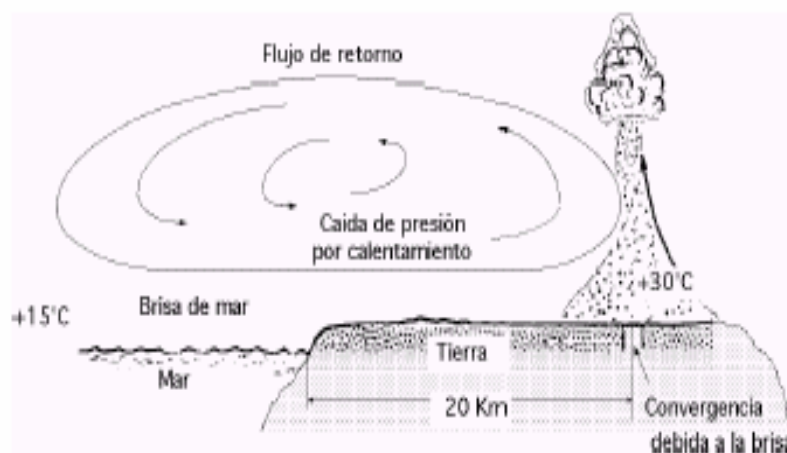


Figura B.2. Flujo de retorno y Convergencia de las Brisas.

Un fenómeno similar sucede en la frontera de las montañas y los valles. En este caso, el viento asciende de los valles hacia las cimas en las horas de sol, y desciende de las cimas hacia los valles por la noche.

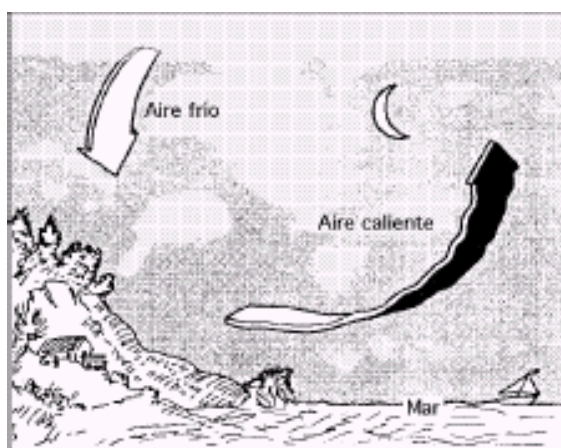


Figura B.3. Brisa Terrestre.

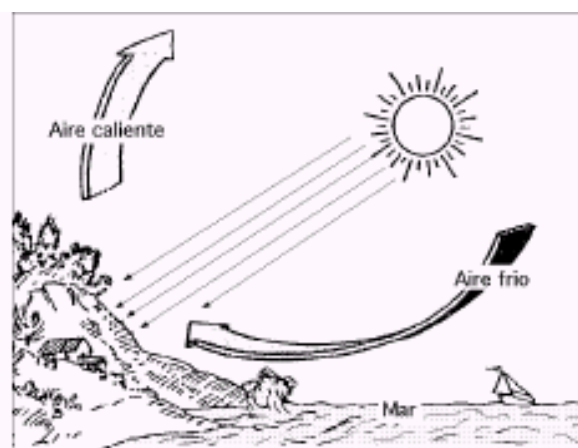


Figura B.4. Brisa Marina.

CATABÁTICO Y ANABÁTICO. Las brisas producidas en las fronteras montañas – valles, dan lugar a los vientos del tipo catabático y anabático.

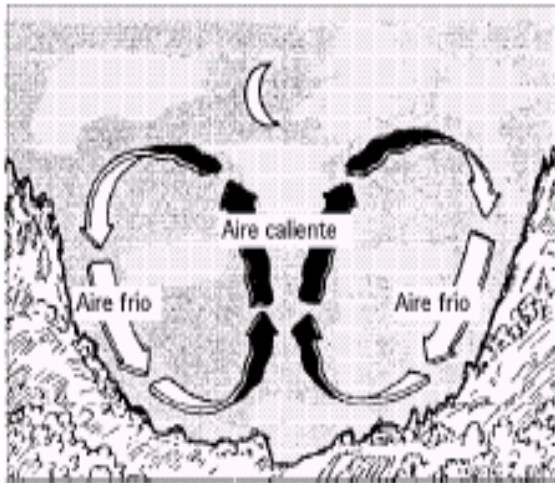


Figura B.5. Viento Catabático.

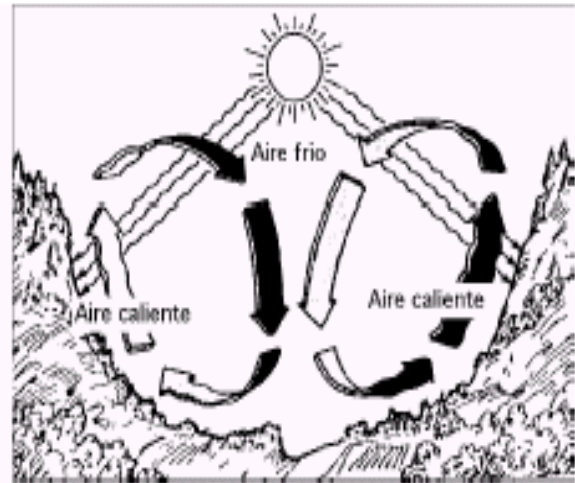


Figura B.6. Viento Anabático.

Estos vientos tienen su origen en los gradientes de temperatura, pero sus características de dirección y velocidad se las dan la pendiente, el relieve y la altura de las laderas que el viento desciende en el caso de los del tipo catabático y los que asciende en el caso del anabático. Todo lo anterior, absolutamente independiente de los gradientes de presión.

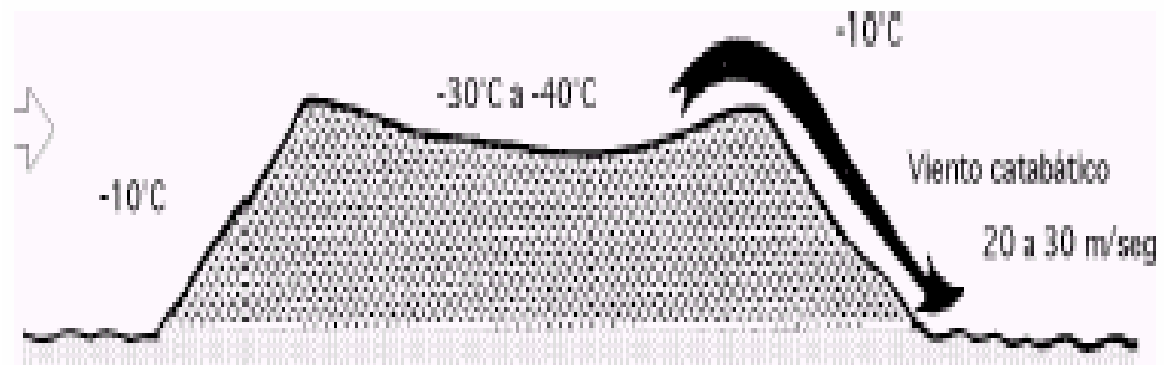


Figura B.7. Viento Catabático con efecto Föhn.

FOHN. El efecto Föhn, es aquel que tiene como consecuencia un viento seco y fuerte, generalmente cálido. Es provocado por los sistemas de baja presión, que al chocar con las montañas, condensan con sus bajas temperaturas en las cimas la humedad del viento provocando precipitaciones y secándolo. Algo más en relación al Föhn, es que presenta un excelente potencial eólico entre mas suave y libre de obstáculos se encuentre la superficie por la que baja el viento, va uniéndose flujos, y con esto aumentando su velocidad.

APÉNDICE C

TABLAS DE EQUIVALENCIA DE UNIDADES

LONGITUD							
Sistema inglés a métrico				Sistema métrico a inglés			
Pulgada	(in)	25.4	(mm)	Milímetros	(mm)	0.03937	(in)
Pulgada	(in)	2.54	(cm)	Milímetros	(mm)	0.00328	(ft)
Pie	(ft)	304.8	(mm)	Centímetros	(cm)	0.3937	(in)
Pie	(ft)	30.48	(cm)	Centímetros	(cm)	0.0328	(ft)
Pie	(ft)	0.3048	(m)	Metros	(m)	39.3701	(in)
Yardas	(yd)	0.9144	(m)	Metros	(m)	3.2808	(ft)
Milla	(mi)	1,609.3	(m)	Metros	(m)	1.0936	(yd)
Milla	(mi)	1.6093	(km)	Kilómetros	(km)	0.6214	(mi)

		Sistema inglés a métrico	
	Pulgada cuadrad a		6.4516 (cm) ²
	(in) ²		
	Pie cuadrad o		0.09290 (m) ²
	(ft) ²		
	Yardas Cuadra das		0.8361 (m) ²
	(yd) ²		
	Acres		0.00404 (km) ²
	(Ac)		
	Acres		0.4047 (ha)
	(Ac)		
	M illas Cuadra das		2.59 (km) ²
	(mi) ²		

Metro Cúbico Normalizado: Nm³ = 1m³ a 1 atm. y 0 °C

Pie Cúbico Estándar (Standard Cubil Feet): SCF = 1pie³ a 1 atm. y 20 °C

Sistema inglés a métrico		
Pulgada cúbicas		16.387 (ml) ³
(in) ³		
Pulgada cúbica		16.387 (cm) ³
(in) ³		
Pie cúbico		28,317 (cm) ³
(ft) ³		
Pie cúbico		0.0283 (m) ³
(ft) ³		
Pie cúbico		28.317 (lt)
(ft) ³		
Yardas cúbicas		0.7646 (m) ³
(yd) ³		
Onzas		0.0295
(oz)		(lt)
Galones		3.7857
(gal)		(lt)
Galones		0.00378
(gal)		(m) ³
Galones		3785
(gal)		(cm) ³

Sistema inglés a métrico		
Libra/pulgada cuadrada (psi)	0	(M
Libra/pulgada cuadrada (psi)	0	(k
Libra/pie cuadrado	4	(I
(lb/ft ²)		
Libra/pie cuadrado	0	(k
(lb/ft ²)		
Libra/pie cuadrado	4	(l
(lb/ft ²)		
Pulgadas de Hg	3	(I
Bar	1	(I
-----	---	---
-----	---	---

Sistema inglés a métrico		
Onzas (oz)	2	(
Libras (lb)	4	(
Libras (lb)	0	(
Tonelada (cortas: 2,000 lb)	0	7

Sistema inglés a métrico		
Galón/segundo	3	(
(g/s)	0	(
Galón/minuto	0	(
(g/m)	0	(
Galón/minuto	0	(

(g/m)
Galón/minuto

(g/m)
Galón/hora
(gpm)

Galón/día
(gpm)

Galón/día (g
pm)

Pie
cúbico/segund
o

(ft³/s)
Pie
cúbico/segund
o

(ft³/s)
Pie
cúbico/minuto

(ft³/min.)
Pie
cúbico/minuto

(ft³/min.)
Pie
cúbico/minuto

(ft³/min.)
Millón de
galones/día

Galón/pie
cuadrado

(gal/ft²)

EQUIVALENCIAS DE UNIDADES DE FJUJO EUROPEAS						
unidad	GPsec	GPM	GPH	SCFSec	SCFM	SCFH

l/seg	0,2642	15,8500	915,0140	0,0350	2,1180	0,1270
l/min	4,40E-03	0,2642	15,8500	5,89E-04	0,0353	2,1180
l/h	7,34E-05	4,40E-03	0,2642	9,80E-04	5,89E-04	0,0353
1m3/sec	264,1700	15850,2300	9,51E+05	35,3100	2118,8800	1,27E+05
1m3/min	4,4030	264,1700	1,59E+04	0,5880	35,3150	2118,8800
1m3/h	0,0733	4,4030	264,1700	9,80E-03	0,5886	35,3150

VELOCIDAD					
Sistema inglés a métrico			Sistema métrico a inglés		
Pies/segundo (pie/seg)	30.48	(cm/s)	Centímetros/segundo (cm/seg)	0.0224	(mph)
Pies/minuto (pie/min)	182.9	(km/h)	Metros/segundo (m/seg)	3.2808	(ft/s)
Pies/minuto (pie/min)	0.305	(m/min)	Metros/minuto (m/min)	0.0373	(mph)
Pies/minuto (pie/min)	18.2880	(m/h)	Metros/minuto (m/min)	3.28	(ft/min.)
Pies/hora (pie/h)	0.3048	(m/h)	Metros/hora (m/h)	0.0547	(ft/min.)
Millas por hora (mph)	44.7	(cm/s)	Metros/hora (m/h)	3.2808	(ft/h)
Millas por hora (mph)	26.82	(m/min)	Kilómetros/segundo (km/seg)	2.2369	(mph)
-----	-----		Kilómetros/hora (km/h)	0.0103	(mph)
-----	-----		Kilómetros/hora (km/h)	54.68	(ft/min)

FUERZA					
Sistema inglés a métrico			Sistema métrico a inglés		
Libras fuerza (lbF)	4.44482	(N)	Newtons (N)	0.2248	(lbF)

TEMPERATURA	
0.555 (°F – 32)	Grados Celsius (°C)
(1.8 x °C) + 32	Grados Fahrenheit (°F)
°C + 273.15	Grados Kelvin (K)

EQUIVALENCIAS EN SISTEMA MÉTRICO DEL INGLÉS EN TUBERÍAS			
---	--	--	--

Pulgadas	Milímetros	Pulgadas	Milímetros
1/4	8	16	400
3/8	10	18	450
1/2	15	20	500
3/4	20	24	600
1	25	28	700
1-1/4	32	30	750
1-1/2	40	32	800
2	50	36	900
2-1/2	65	40	1000
3	80	42	1050
3-1/2	90	48	1200
4	100	54	1400
6	150	60	1500
8	200	64	1600
10	250	72	1800
12	300	78	1950
14	350	84	2100

POTENCIA			
----------	--	--	--

Sistema inglés a métrico		Sistema métrico a inglés	
Horse Power (HP)	745.6998 (W)	Watt (W)	0.001341 (HP)

EQUIVALENCIAS ENERGÉTICAS				
---------------------------	--	--	--	--

	Btu	10 ³ Barril de petroleo	10 ³ m ³ de GN	1 T de GLP
Btu	1	0.191 10 ⁻⁹	0.277 10 ⁻⁷	0.019 10 ⁻⁶
10 ³ Barril de petroleo	5.240 10 ⁹	1	0.146 10 ³	0.115

10³ m³ de GN	36 10 ⁻³	6.810 10 ⁻³	1	0.0.724 10 ⁻³
1 T de GLP	8.68	8.68	1.38 10 ³	1

Nota: Un barril de petróleo equivale a 42 galones USA (158.9 litros).