



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN
INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ASPECTOS ECONÓMICOS,
TECNOLÓGICOS Y AMBIENTALES
DE LA ENERGÍA EÓLICA PARA LA
GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA - ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

P R E S E N T A:

MIGUEL ÁNGEL GARCÍA VÁZQUEZ

DIRECTORA DE TESIS:

DRA. CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ

Ciudad Universitaria, México D.F. 2006



JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. FERNÁNDEZ ZAYAS JOSÉ LUIS

Secretario: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA

Vocal: DR. HIRIART LE BERT GERARDO

1^{er} Suplente: DR. REINKING CEJUDO ARTURO

2^{do} Suplente: M.C. NELSON EDELSTEIN PAMELA FRAN

Lugar o lugares dónde se realizó la tesis:

 DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO, FACULTAD DE INGENIERÍA,
UNAM

 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, SUBGERENCIA DE
PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE. MORELIA, MICHOACÁN.

TUTOR DE TESIS:

Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez

Agradecimientos

- A mi querida **Universidad Nacional Autónoma de México**, por brindarme todo lo necesario para poder alcanzar este objetivo, y por permitirme disfrutar de una estancia por demás maravillosa en sus instalaciones durante todos estos años.
- A la doctora **Ceci**, por haber compartido este proyecto conmigo. Por todas esas palabras de aliento y sobre todo por brindarme su amistad. Muchas gracias.
- A mis **padres**, por todo el apoyo emocional y económico que hasta ahora me han brindado; permitiéndome así, el haber continuado con mis estudios. ¡Mil gracias!
- A **Itze**, por estar a mi lado y ser mi gran soporte durante toda esta etapa. ¡Que valor!... Gracias de corazón.
- Al **CONACYT**, por el gran apoyo que brinda a los estudiantes.
- A los miembros del jurado:
 - Dr. José Luis Fernández Zayas
 - Dr. Gerardo Hiriart Le Bert
 - Dr. Arturo Reinking Cejudo
 - M.C Pamela Fran Nelson Edelstein

Por obsequiarme parte de su tan valioso tiempo y por sus valiosos comentarios para la mejora de mi tesis. Muchas gracias.

Índice

Introducción	1
I. La Energía Eólica	9
I.1. La Circulación General en la Atmósfera	9
I.1.1. La Radiación Solar	9
I.1.2. Regiones Depresionarias y Anticiclónicas.....	10
I.1.3. Distribución en Latitud de las Zonas Depresionarias y Anticiclónicas ...	11
I.1.4. La Influencia de los Continentes	12
I.2. La Fuerza de Coriolis.....	12
I.2.1. Desviación por la Fuerza de Coriolis.....	13
I.3. Dirección y Velocidad del Viento	13
I.3.1. La Velocidad del Viento.....	14
I.3.2. Escala de Viento de Beaufort.....	14
I.3.3. Medición del Viento	15
I.3.4. Brisas Térmicas.....	16
II. Aspectos Tecnológicos de la Energía Eólica	19
II.1. Aerogeneradores para Aplicaciones Aisladas	19
II.2. Aerogeneradores para Centrales Eoloeléctricas	20
II.3. Principio Funcional del Aerogenerador	20
II.3.1 La Energía en el Viento.....	32
II.4. Funcionamiento de un parque eólico.....	34
II.4.1. Distribución de los aerogeneradores.....	34
II.4.2. Conexión Generador-Tablero de Fuerza y Control	35
II.4.3. Transformador de Distribución	35
II.4.4. Red de Distribución Eléctrica	36
II.4.4.1. Distribución Aérea – Subterránea.....	37
II.4.5. Conductores para una red subterránea.....	37
II.4.6. Conductores para una red aérea	37
II.4.7. Control, Protección, Medición y Monitoreo	38
II.4.8. Sistema de Tierras	38
II.4.8.1. Sistema de Tierras de la Central	39
II.4.9. Sistema de Pararrayos.....	39
II.4.10. Subestación Eléctrica Principal	40
III. Aspectos Económicos de la Energía Eólica	41
III.1. Costos internos de generación eléctrica	41
III.1.1. Costos de inversión.....	41
III.1.2. Costos de los combustibles.....	42
III.1.3. Costos de operación y mantenimiento	43
III.2. Flujo de efectivo.....	43
III.3. Metodología para el cálculo del costo nivelado	44
III.7. Costo de los aerogeneradores.....	50
III.7.1. Costos de instalación de los aerogeneradores	52
III.7.2. Costos de operación y mantenimiento para aerogeneradores	52
III.7.3. Tiempo de vida del proyecto	53
III.7.4. Factor de disponibilidad de los aerogeneradores.....	54

IV. Sustentabilidad de la Energía Eólica.....	55
IV.1. Aspectos ambientales ligados a la energía eólica.....	55
IV.2. Aspectos sociales relacionados a la energía eólica	56
IV.3. Costos externos de generación eléctrica.....	57
IV.4. Sustentabilidad de la energía eólica.....	57
IV.4.1. Principales conceptos de sustentabilidad	58
IV.4.2. Indicadores de Sustentabilidad.....	58
IV.4.3. Comparación de la sustentabilidad de la energía eólica con las otras fuentes de generación eléctrica.....	59
V. Propuesta de la Instalación de un Parque Eólico	65
V.1. Selección del aerogenerador.....	65
V.2. Software para el Diseño y Simulación de parques eólicos	66
V.3. Simulación del parque eólico de 100 [MW]	72
V.3.1. Análisis de los costos.....	78
V.3.2. Aspectos ambientales.....	80
VI. Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) de parques eólicos	82
VI.1. Descripción del Sistema “Aerogenerador”	82
VI.2. Árbol de Eventos	84
VI.3. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report).....	86
VI.4. Análisis de Sensibilidad.....	88
VI.5. Trabajo a futuro con APS en parques eólicos	90
Conclusiones.....	91
Bibliografía.....	93

Índice de Figuras

Introducción

Figura 1. Capacidad Instalada Mundial – Energía Eólica en MW.....	3
Figura 2. Capacidad Instalada Total por Continente en el año 2004.....	3
Figura 3. Localización de los futuros parques eólicos	7

Capítulo I

Figura I.1. Radiación solar recibida en la Tierra por unidad de superficie.....	10
Figura I.2. Comportamiento de los vientos en la Tierra	11
Figura I.3. Fuerzas de Coriolis sobre la Tierra	13
Figura I.4. Rosa de los vientos	14
Figura I.5. Proceso de formación de la brisa marina	16
Figura I.6. Proceso de formación de la brisa terrestre o terral.....	17

Capítulo II

Figura II.1. Aerogenerador de 500 [W] para aplicaciones aisladas	19
Figura II.2. Esquema de un parque eólico.....	20
Figura II.3. Subsistemas de un aerogenerador de eje horizontal	21
Figura II.4. Transmisión de la energía mecánica a través del eje del generador eléctrico	22
Figura II.5. Eje principal o flecha del generador eléctrico de un aerogenerador....	22
Figura II.6. Multiplicadora o Caja de Engranajes.....	23
Figura II.7. Freno en Punta de Pala	23
Figura II.8. Sistema de Freno Mecánico de un Aerogenerador	24
Figura II.9. Relación entre el par y la velocidad angular de generadores asíncronos	26
Figura II.10. Eficiencia del rotor y producción anual de electricidad Vs TSR	28
Figura II.11. Sistema de control en los aerogeneradores.....	29
Figura II.12. Anemómetro.....	30
Figura II.13. Veleta	31
Figura II.14. Esquema de lubricación dentro de un aerogenerador.....	31
Figura II.15. Densidad del aire y área de barrido del rotor	32
Figura II.16. Comportamiento de la Potencia W/m^2 respecto a la Velocidad del Viento m/s.....	33
Figura II.17. Posible distribución de los aerogeneradores en un parque eólico	34

Capítulo III

Figura III.1. Rango de precio de los aerogeneradores daneses.....	51
---	----

Capítulo V

Figura V.1. Datos técnicos del aerogenerador MWT-1000	65
Figura V.2. Visualización de un mapa por medio de ATLAS	66
Figura V.3. Reporte presentado por METEO del valor promedio mensual de viento en cierta región.....	67
Figura V.4. Vista parcial de un mapa en WAsP.....	67
Figura V.5. Representación de la densidad de potencia en cierta región mediante RESOURCE	68
Figura V.6. Presentación de la vista preliminar del parque eólico en PARK	68
Figura V.7. Parque eólico con una distribución de los aerogeneradores optimizada mediante el módulo OPTIMIZE	69
Figura V.8. Ilustración del área que será sensible al ruido al instalarse una central eoloelectrica.....	69
Figura V.9. Fotomontaje preliminar del futuro parque eólico en la región elegida	70
Figura V.10. Fotomontaje del parque eólico finalizado.....	71
Figura V.11. Visualización de un parque eólico sobre un área ficticia.....	71
Figura V.12. Localización del parque eólico simulado.....	73
Figura V.13. Distribución de los aerogeneradores en el parque eólico	74
Figura V.14. Análisis Energía vs Sector	74
Figura V.15. Análisis Energía vs Velocidad de Viento.....	75
Figura V.16. Esquema de la propagación del ruido producido por el parque eólico.....	76
Figura V.17. Curva de Energía para el aerogenerador MWT-1000 de Mitsubishi, de 1000 kWe de potencia	77
Figura V.18. Curva de Eficiencia (Ce) y Curva Característica de Energía (Ct) vs Velocidad de Viento del aerogenerador MWT-1000 de Mitsubishi ...	77
Figura V.19. Rutas migratorias a través del istmo de Tehuantepec y del Golfo de México	80
Figura V.20. Presentación de la imagen del parque simulado durante su construcción.....	81

Capítulo VI

Figura VI.1. Árbol de eventos para el evento iniciador OVERSPEED.....	84
---	----

Índice de Tablas

Introducción

Tabla 1. Principales países por capacidad eólica instalada a diciembre del 2004 ..	4
Tabla 2. Potencial Eólico en México.....	4
Tabla 3 y 4. Capacidad efectiva en [MW] del servicio público por tipo de central, año 2004	6
Tabla 5. Proyectos Eoloeléctricos con Esquema Financiero por Definirse	7

Capítulo I

Tabla I.1. Escala de Beaufort	15
-------------------------------------	----

Capítulo III

Tabla III.1 Costo Unitario de Generación – Carga Base	48
Tabla III.2 Costo Unitario de Generación – Distribuida	49
Tabla III.3 Costo Unitario de Generación – Carga Pico.....	50

Capítulo IV

Tabla IV.1 Indicadores Económicos	62
Tabla IV.2 Indicadores Ambientales.....	63
Tabla IV.3 Indicadores Social - Políticos	64

Capítulo V

Tabla V.1 Programa de Inversión para parques eólicos.....	78
Tabla V.2 Datos para el cálculo del costo nivelado del MWh.....	78
Tabla V.3 Actualización del costo de inversión al año de entrada en operación ...	79
Tabla V.4 Costo del kWh generado por una planta eoloeléctrica.....	79

Capítulo VI

Tabla VI.1. Secuencias con estado final “falla” del árbol de eventos	86
Tabla VI.2. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report)..	87
Tabla VI.3. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Controlador	89
Tabla VI.4. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Sistema de Frenos de 4E-2 a 4E-5	89
Tabla VI.5. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Sistema de Frenos de 4E-2 a 4E-9	90

Introducción

Hasta hace poco, los costos de generación eléctrica eran el dato principal para la selección de plantas de generación eléctrica. Recientemente, en varios de los países más desarrollados, ya se consideran también los recursos disponibles y los impactos a la salud y al medio ambiente en la toma de decisiones. Actualmente es muy recomendable realizar análisis de sustentabilidad de las diferentes opciones de generación eléctrica para definir las políticas de planeación de la expansión eléctrica.

En la actualidad, el tema del calentamiento global y sus consecuentes cambios climáticos, ha motivado a buscar tecnologías energéticas que emitan cantidades reducidas de gases invernadero. En algunas zonas, los contaminantes atmosféricos han alcanzado niveles que pueden perturbar el equilibrio de los ecosistemas y afectar la calidad de vida.

Los procesos convencionales para generar electricidad que se basan en la quema de combustibles fósiles (principalmente carbón y combustóleo), emiten cantidades importantes de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos, siendo estos procesos, fuentes principales de emisión de bióxido de carbono. Por ello, varios países ven la utilización de las energías renovables (eólica, solar, hidráulica y biomasa) y a la energía nuclear como un medio para diversificar la generación de energía eléctrica que puede contribuir a mitigar el cambio climático global.

Entre las opciones no convencionales para generar electricidad, la tecnología eoloeléctrica ha avanzado de manera importante, siendo la participación de este tipo de energía, la que está creciendo más rápidamente en el mundo. Dado lo anterior, varios países industrializados ya han iniciado su implantación en el ámbito comercial. Actualmente, los países con la mayor capacidad eólica son Alemania, seguida por España, Estados Unidos, Dinamarca e India.

Aprovechamiento Mundial de la Energía Eólica

Desde 1977, la Agencia Internacional de Energía auspicia un Acuerdo para la Cooperación en la Investigación y Desarrollo de Sistemas de Generación Eoloeléctrica (The Implementing Agreement for Cooperation in the Research and Development of Wind Turbine Systems). Hasta el año 2000 se habían integrado 24 países (Alemania, Australia, Austria, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Grecia, Italia, Japón, Los Países Bajos, Noruega, Nueva Zelanda, Reino Unido, Suecia, República Checa, Korea, México y Polonia entre otros) y casi todos han establecido programas gubernamentales para apoyar la investigación y desarrollo tecnológico en el tema. La mayoría ya cuenta con un marco regulador que apoya la implantación de la generación eoloeléctrica. México

INTRODUCCIÓN

ingresó a dicho Acuerdo en 1997 y es uno de varios países más que están explorando la posibilidad de emprender la generación eoloelectrónica en escala significativa.

La Capacidad de Energía Eólica Mundial en el 2004 era de 47,616 [MW], de los cuales, 8,321 [MW] fueron adicionados ese mismo año. España, Alemania e India son los mercados líderes, siendo Australia-Pacífico la que muestra el más alto índice de crecimiento [1].

El mercado mundial para la generación eólica de electricidad una vez más mostró un desarrollo muy dinámico en el año 2004. En ese año se añadieron 8,321 [MW] de nueva capacidad, convirtiéndose en un nuevo récord contra los 8,129 [MW] que se añadieron en 2003.

En el 2004 el líder en instalación fue España con 2,061 [MW], obteniendo por primera vez la posición número uno sobre Alemania (2,020 [MW]). Ahora bien, Alemania, sin embargo, permanece como país líder en términos de su capacidad total, representando un tercio de las instalaciones de energía eólica a nivel mundial. India se ha convertido en el tercer mercado mundial de energía eólica en términos de nuevas instalaciones (875 [MW]). Los países asiáticos tienden a convertirse pronto en los nuevos líderes. La región Australia – Pacífico mostró la tasa más alta de crecimiento de todos los continentes. La capacidad instalada alcanzó 557 [MW] comparado con 233 [MW] en 2003, teniendo una tasa de crecimiento de 135%.

Si bien, algunas regiones y países han incrementado significativamente su capacidad instalada a base de energía eólica, la tasa global de crecimiento decayó de un 26% en 2003, a un 21% en 2004. Esto es debido al hecho de que la industria del viento ha perdido fuerza, especialmente en los mercados tradicionales como Dinamarca, USA y el menos extenso, Alemania.

En el año 2004, un proceso claro de diversificación pudo observarse de acuerdo a la distribución de las nuevas acciones del mercado, mientras que en 2003, sólo 10 ciudades tuvieron nuevas instalaciones de más de 100 [MW], en 2004, 19 ciudades sumaron más de 100 [MW]. En ese mismo año, el porcentaje de participación de los cinco mercados líderes –Alemania, España, USA, Dinamarca e India – era del 82%, y si bien este porcentaje bajó a 79% a finales del 2004, estos cinco países dominaban el mercado total con un aproximado de 37.7 [GW] instalados. En términos de capacidad adicional, la participación de los cinco mercados más altos, alcanzaron 64% del mercado mundial, después de haber obtenido un 79% en 2003.

La figura siguiente muestra el crecimiento de la capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial en los últimos años. En ella se puede observar el comportamiento que ha tenido dicho crecimiento en el periodo 1997 – 2004.

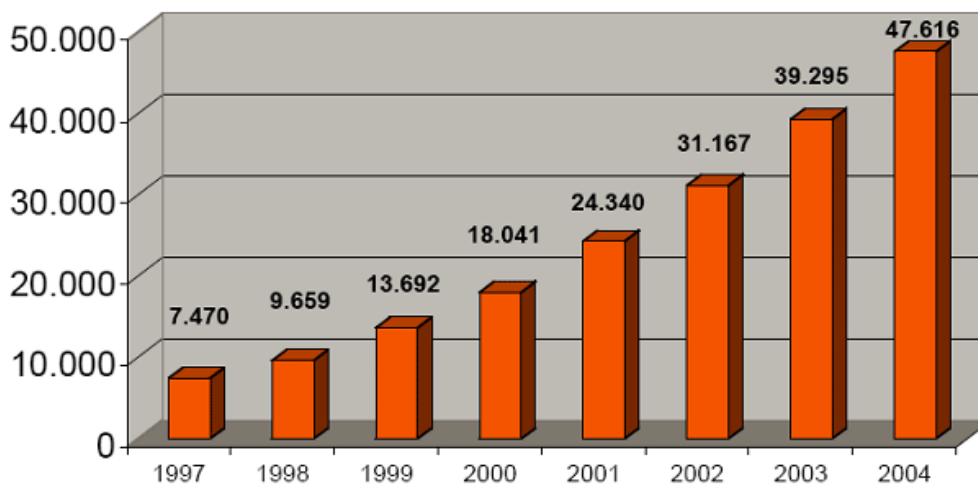


Figura 1. Capacidad Instalada Mundial – Energía Eólica en MW [1]

A continuación, la Figura 2 muestra la capacidad instalada total por continente en el año 2004. En esta figura, se observa la clara superioridad que tiene el continente Europeo respecto a los demás, en lo que respecta a capacidad instalada para la generación de energía eléctrica mediante energía eólica.

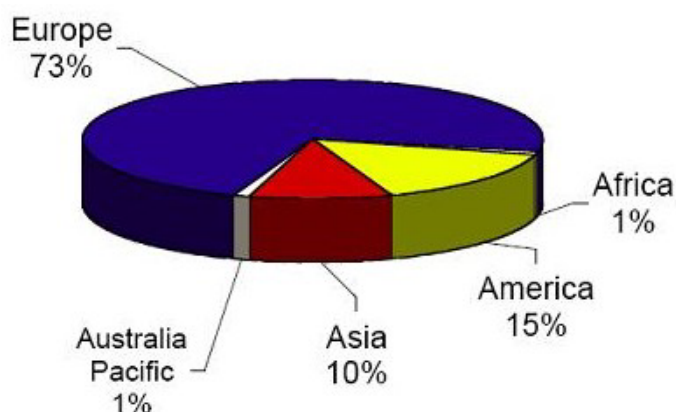


Figura 2. Capacidad Instalada Total por Continente en el año 2004 [1]

Como ya se mencionó, para diciembre del año 2004, se estimaba que la capacidad eólica instalada a nivel mundial era de 47.6 [GW], de los cuales, 34.6 [GW] estaban instalados en Europa (72.7 % de la capacidad mundial). El continente americano representó un 15.4 % de la capacidad eólica global (7.34 [GW]). En Norteamérica, el mercado de Estados Unidos después de un año récord en 2003, se desaceleró en 2004 con una capacidad adicional de sólo 370 [MW] (tasa de crecimiento de sólo 5.8 %) después de 1,685 [MW] en el 2003; por lo tanto, Estados Unidos ha perdido la posición número dos a nivel mundial en

capacidad total con España. A continuación, la Tabla 1 presenta a los ocho países con mayor capacidad eólica instalada, al mes de diciembre del 2004.

Tabla 1. Principales países por capacidad eólica instalada a diciembre del 2004 [1]

Lugar	País	Capacidad Añadida en el 2004 [MW]	Índice de Crecimiento en el 2004 [%]	Capacidad Instalada Total [MW]
1	Alemania	2019.7	13.8	16,628.8
2	España	2061.0	33.2	8,263.0
3	Estados Unidos	370.0	5.8	6,740.0
4	Dinamarca	7.0	0.2	3,117.0
5	India	875.0	41.5	2,985.0
6	Italia	221.0	24.4	1,125.0
7	Holanda	170.0	18.7	1,078.0
8	Japón	390.0	77.1	896.2

Ningún país latinoamericano está en la lista de los veinte mercados eólicos mundiales más importantes. Brasil, sin embargo, espera iniciar un desarrollo dinámico y sustancial entre el año 2006 y 2007 con la implementación del Programa de Apoyo a Inversiones en Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa). La situación de México se explica en la sección siguiente.

Aprovechamiento de la Energía Eólica en México

Estudios realizados por la Comisión Federal de Electricidad, demuestran que México cuenta con un potencial eólico superior a 7,300 [MW]. La tabla siguiente, señala la distribución de dicho potencial en el país.

Tabla 2. Potencial Eólico en México [2]

Potencial Eólico en México	
Sur del Istmo de Tehuantepec	2,000 [MW] – 3,000 [MW]
Baja California Sur	1,500 [MW] – 2,500 [MW]
Península de Yucatán	1,000 [MW] – 2,000 [MW]
Zacatecas	800 [MW] – 1,500 [MW]
Costa del Pacífico	1,000 [MW] – 1,500 [MW]
Golfo de México	1,000 [MW] – 1,500 [MW]

En el año de 1994, México pone por primera vez en marcha, una central eólica. Esta central, llamada “La Venta”, se localiza en el ejido de La Venta, en el municipio de Juchitán de Zaragoza, Oaxaca.

El parque eólico “La Venta”, que fue construido más bien como *proyecto prototipo*, fue el primero en su tipo en nuestro país y de igual manera, fue el primero en su tipo en América Latina. En las instalaciones de esta Central, se cuenta con siete unidades (aerogeneradores) de 225 [KW] cada una, con una capacidad total de 1.575 [MW], colocadas en fila y con una separación de 60 metros entre cada una de ellas. Esta Central entró en operación comercial el 10 de noviembre de 1994.

Los aerogeneradores con los que cuenta La Venta, consisten en una torre tubular cónica de 31.5 m de altura, sobre la cual está montado en su extremo superior el buje. Éste cuenta con tres aspas o álabes con un diámetro de giro de 27 metros y cuyo diseño permite aprovechar la energía del viento, en los rangos de 5 a 25 metros por segundo. Estas aspas están conectadas a un rotor que lleva acoplado el generador eléctrico, obteniéndose así la transformación a energía eléctrica.

Con velocidades de viento inferiores a 5 metros por segundo el aerogenerador no genera energía eléctrica, por encima de 25 metros por segundo las aspas del rotor se alinean (girando sobre su eje) con el viento automáticamente, deteniendo de esta manera su giro para evitar daños a los equipos, además los aerogeneradores cuentan con un sistema de control automático que permite variar la orientación del aerogenerador, con la finalidad de aprovechar en forma óptima los vientos en la velocidad y dirección en que se presenten.

La energía generada por la central se envía a través de la subestación eléctrica que consta de tres transformadores elevadores de potencial de 480 [V] a 13,800 [V], con capacidades de 500 [KVA] dos de ellos y el otro de 750 [KVA]; cuenta también con un restaurador para protección de la central y cuchillas seccionadoras después de cada transformador y antes de la conexión a la línea de 13.8 [KV] [2].

Participación de la Energía Eólica en el Sector Eléctrico Mexicano

Actualmente la participación de la energía eólica en México es prácticamente insignificante, con una capacidad instalada de 1.575 [MW] de los 53,561 [MW] de la capacidad total nacional instalada hasta diciembre de 2004. Aun así, este tipo de fuente de energía tiene grandes posibilidades de sobresalir, ya que aunque en este momento nuestro país sólo cuenta con un único parque eólico (La Venta), éste presenta uno de los mejores factores de planta (en su tipo) en el mundo, alrededor de 39%.

En las Tablas 3 y 4 se muestra la capacidad efectiva del servicio público (46,552 [MW]) por tipo de central eléctrica; de los cuales, 12,857 [MW] son generados mediante fuentes alternas de energía y 33,695 [MW] son generados mediante fuentes fósiles de energía, tales como las plantas de vapor que queman combustóleo, las plantas de ciclo combinado y turbogás que utilizan gas natural como combustible, las plantas de combustión interna que queman diesel y las duales que emplean principalmente carbón pero pueden quemar también combustóleo.

Tabla 3 y 4. Capacidad efectiva en [MW] del servicio público por tipo de central, año 2004 [3]

Tabla 3

Fuentes Alternas				
Año	Hidráulica	Geotermia	Eólica	Nuclear
2004	10,530	960	2	1,365

Tabla 4

Fósiles						
Año	Carbón	Vapor	Ciclo Combinado	Turbogás	Combustión Interna	Dual
2004	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

De las tablas se constata que en nuestro país la mezcla energética o diversidad energética es muy baja, pues se tiene una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, especialmente de los hidrocarburos.

Perspectivas

En este momento en México se han planteado varios proyectos eólicos a ser instalados, como por ejemplo La Venta II, cuya apertura se tiene proyectada para este año. Actualmente los proyectos eólicos están contemplados como “proyectos con esquema financiero a definirse” o “no comprometidos”.

Proyecto: La Venta II

Actualmente, México está por inaugurar el parque eólico llamado La Venta II, localizado en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca; situado a un costado del primer parque eólico, La Venta. Se trata de un proyecto de Obra Pública Financiada adjudicado en el año 2005 y que se espera entre en operación en el mes de noviembre del 2006. Este nuevo parque eólico, contará con 98 aerogeneradores Gamesa G2-850kW y tendrá una capacidad instalada de 83.3 [MW].

Con la puesta en marcha de La Venta II, México incrementará de aproximadamente 2 [MW] a alrededor de 85.3 [MW] su capacidad instalada a base de energía eólica. Esto supone un alto crecimiento en lo que respecta a generación de energía eléctrica en base a fuentes alternas de energía en nuestro país, pero aun así, una capacidad instalada de 85.3 [MW] es prácticamente insignificante si es comparada con otro tipo de fuentes energéticas; como la energía nuclear, que actualmente aporta a la red eléctrica nacional aproximadamente 1,365 [MW], más de trece veces que la energía eólica.

Proyectos Posteriores

Asimismo, existen cinco proyectos eólicos denominados La Venta III, IV, V, VI y VII con una capacidad de 101.4 [MW] cada uno, lo que adicionará 506 [MW] a los 87 [MW] que se tendrán a finales del 2006. Estos proyectos entrarán a partir de 2008 y hasta el 2012 y todos estarán ubicados en el estado de Oaxaca, con lo cual, la capacidad eólica se incrementará a 592 [MW]. Se trata de proyectos no comprometidos actualmente en la categoría de Productores Independientes de Energía (PIE). Para el 2014 la participación de la energía eólica será de alrededor del 0.9% de la capacidad instalada.

La Tabla 5 muestra el total de los proyectos eoloeléctricos que la Comisión Federal de Electricidad planea instalar a futuro.

Tabla 5. Proyectos Eoloeléctricos con Esquema Financiero por Definirse [3]

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Capacidad Bruta [MW]						
			Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012
La Venta III, IV, V, VI y VII	Oaxaca	Eólica		101	101	101	101	101	
Requerimientos de Inversión (PIE) (Millones de pesos de 2005)*			1,246	1,547	1,533	1,533	1,519	285	

* Costos instantáneos de las obras (excluyendo costos financieros) a precios constantes y con contingencias, con información disponible al 14 de octubre de 2005.

La Figura 3 señala gráficamente el sitio dentro de la República Mexicana en donde se instalarán los futuros parques eólicos.

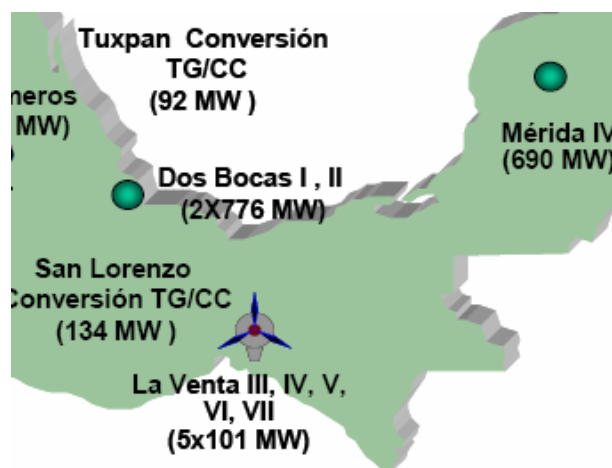


Figura 3. Localización de los futuros parques eólicos [3]

Capitulado

A grandes rasgos, este proyecto de tesis trata de abarcar los aspectos más representativos concernientes a la energía eólica y a lo relacionado con la generación de electricidad mediante este tipo de fuente de energía. También, dentro de este trabajo, se ha desarrollado una simulación con la ayuda del software WindPRO, de la instalación de un parque eólico de 100 [MW] de capacidad instalada; realizando para el mismo, el análisis de costos y el planteamiento de los posibles problemas ambientales que éste ocasionaría.

El trabajo ha sido dividido en seis capítulos que comprenden todos aquellos aspectos que se consideran primordiales para que pueda obtenerse energía eléctrica mediante energía eólica. En el primer capítulo se tratan las bases de la energía eólica; esto es, se define lo que es el viento y las causas que lo originan, y se describe cómo es que éste se comporta en nuestro planeta. El capítulo dos está dedicado a la descripción de lo que es en sí, el aerogenerador, a la descripción de sus componentes y su funcionamiento; y a la descripción de un parque eólico (centrales eolieléctricas) y sus elementos primordiales. El tercer capítulo está enfocado a la parte económica. Se presentan las ecuaciones básicas para el desarrollo del análisis de costos, aplicables a cualquier proyecto de generación de electricidad. El capítulo cuatro está enfocado al tema de la sustentabilidad de la energía eólica. En este capítulo se detalla el concepto de sustentabilidad, se explica lo que son los costos externos de generación eléctrica, se definen los principales indicadores de sustentabilidad y se presentan los valores de estos indicadores para las tecnologías: nuclear, carbón, gas natural, hidroeléctrica, eólica y combustóleo. En el capítulo cinco, se desarrolla la propuesta y la simulación de la instalación de un parque eólico de 100 [MW]. A su vez, se explica brevemente qué es y cómo funciona el software WindPRO. Se detalla también el análisis de costos y el análisis de los aspectos ambientales relacionado a la instalación del parque eólico. Finalmente, el capítulo seis está dedicado al Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) de parques eólicos. En este capítulo, se ha desarrollado un árbol de eventos para poder analizar los posibles escenarios que podrían producirse en caso de presentarse alta velocidad de viento; así también, se han desarrollado árboles de fallas para cada uno de los sistemas de mitigación, para determinar la importancia relativa en las secuencias de falla de cada uno de los componentes del aerogenerador, con el objetivo de comprobar la rentabilidad de las mejoras y la optimización del mantenimiento. Finalmente se presentan comentarios y conclusiones.

I. La Energía Eólica

El viento es la variable de estado de movimiento del aire. En meteorología se estudia el viento como aire en movimiento tanto horizontal como verticalmente. Los movimientos verticales del aire caracterizan los fenómenos atmosféricos locales, como la formación de nubes de tormenta.

El viento es causado por las diferencias de temperatura existentes, al producirse un desigual calentamiento de las diversas zonas de la Tierra y de la atmósfera. Las masas de aire más caliente tienden a ascender, y su lugar es ocupado entonces por las masas de aire circundante, más frío, y por tanto, más denso. Se denomina propiamente "viento", a la corriente de aire que se desplaza en sentido horizontal, reservándose la denominación de "corriente de convección" para los movimientos de aire en sentido vertical.

La dirección del viento depende de la distribución y evolución de los centros isobáricos; se desplaza de los centros de alta presión (anticiclones) hacia los de baja presión (depresiones) y su fuerza es tanto mayor cuanto mayor es el gradiente de presiones. En su movimiento, el viento se ve alterado por diversos factores tales como el relieve y la aceleración de Coriolis.

En superficie, el viento viene definido por dos parámetros: la dirección en el plano horizontal y la velocidad.

I.1. La Circulación General en la Atmósfera

El aire de la atmósfera, experimenta unos procesos de circulación de carácter general que determinan la climatología, la estacionalidad y evolución de los fenómenos meteorológicos.

I.1.1. La Radiación Solar

La energía calorífica de la radiación solar, es la generatriz de todos los procesos meteorológicos y climáticos que se dan en la Tierra. Al incidir sobre el planeta, atraviesa el gas atmosférico sin apenas calentarlo; en cambio, sí calienta la superficie terrestre, que es la que acaba transmitiendo el calor al aire atmosférico en contacto con ella. Así pues, es la tierra la que calienta directamente la atmósfera y no la radiación solar. Esto tiene una importante trascendencia para entender la dinámica de todos los procesos que se dan en meteorología.

Sin embargo, no toda la superficie de la Tierra recibe por igual la misma energía: los polos son los que menos y las zonas ecuatoriales son las que más (ver Figura I.1). Por eso el ecuador se calienta más que los polos, debido a que recibe una

mayor cantidad de radiación por unidad de superficie. En consecuencia, la superficie de la tierra no transmite de una forma uniforme el calor al aire que tiene sobre ella.

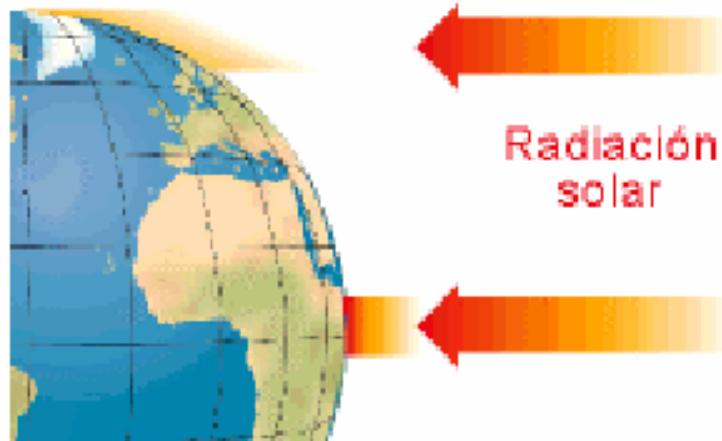


Figura I.1. Radiación solar recibida en la Tierra por unidad de superficie [4]

Esto origina que se produzcan intercambios térmicos entre las zonas más calientes y las más frías para restablecer el equilibrio: el aire caliente se desplaza hacia los polos y el aire frío hacia el ecuador. De este modo, las masas de aire nivelan y suavizan el clima en la Tierra y establecen los principios de la circulación general.

I.1.2. Regiones Depresionarias y Anticiclónicas

El aire caliente de la zona ecuatorial se hace más ligero y se eleva. Al ascender, se dirige hacia los polos. A medida que se desplaza hacia el polo sufre la acción de la fuerza de Coriolis, desviándose hacia su derecha en el hemisferio Norte y hacia su izquierda en el hemisferio Sur.

Cuando el aire se enfría cae, y una vez en la superficie de la Tierra retorna al ecuador absorbido por las bajas presiones que se generan en la zona al ascender el aire caliente. En este trayecto se vuelve a desviar debido a la fuerza de Coriolis, de manera que al llegar a la zona subtropical es ya un viento del Noreste en el hemisferio Norte, y del sureste en el hemisferio Sur. Estos vientos son los denominados, alisios.

En los polos ocurre lo contrario. El aire frío y pesado se desplaza desde la zona polar a ras de suelo en dirección al ecuador. La fuerza de Coriolis, lo desvía al Noreste en el hemisferio Norte, y al sureste en el hemisferio Sur. Al descender de latitud el aire se calienta y asciende, volviendo a la zona polar por arriba,

CAPÍTULO I

absorbido por la depresión en altitud que genera el aire. Sobre el polo vuelve a enfriarse descendiendo y cerrando el ciclo.

El ciclo ecuatorial abarca desde el ecuador hasta los 30° de latitud en ambos hemisferios. El polar desde ambos polos hasta los 60°.

En las latitudes templadas que quedan entre los 30° y los 60° de latitud se origina otro ciclo. El aire de la zona es más caliente que el polar y más frío que el subtropical. Por ello, el aire de la zona tiene tendencia a trasladarse hacia el polo, para llenar el vacío dejado por el aire ascendente en los 60° de latitud; al ser desviados de nuevo por la fuerza de Coriolis adquieren una marcada componente Oeste en ambos hemisferios. Son los denominados vientos de los oestes cuyo predominio en la zona templada genera el denominado "cinturón de los oestes".

En la Figura I.2, se indica el comportamiento de los vientos a lo largo de ambos hemisferios. Se observa que las zonas depresionarias y anticiclónicas se intercalan con otras de vientos dominantes.

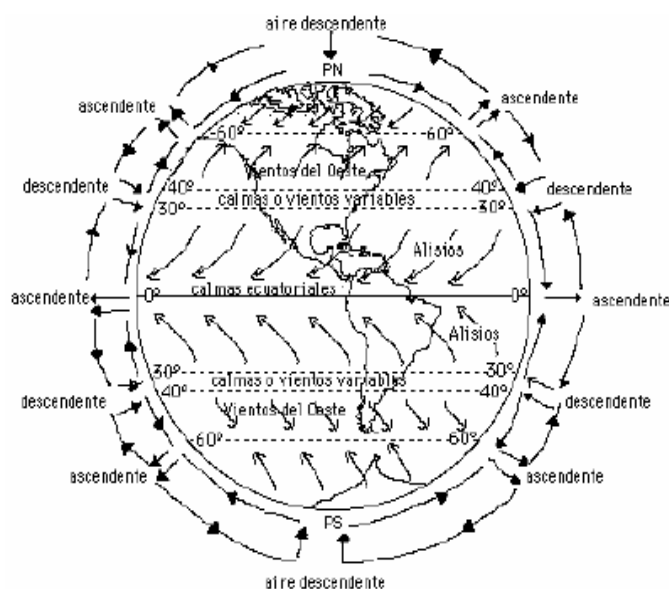


Figura I.2. Comportamiento de los vientos en la Tierra [4]

I.1.3. Distribución en Latitud de las Zonas Depresionarias y Anticiclónicas

Debido a esta circulación general, las zonas de presión atmosférica relativa quedan distribuidas de este modo sobre cada hemisferio de la Tierra:

CAPÍTULO I

1. Sobre el polo, un anticiclón.
2. Una zona de depresiones en torno a los 60° de latitud, a la que se dirigen vientos polares y subtropicales.
3. Una zona de anticiclones sobre los 30° de latitud, que envía vientos de componente Oeste (SO en el hemisferio Norte y NO en el Sur) hacia las regiones templadas y de componente Este (NE en el hemisferio Norte y SE en el Sur) hacia la región ecuatorial.
4. Una zona depresionaria en el cinturón ecuatorial, con vientos en calma pero con fuertes corrientes verticales ascendentes. La denominada zona de convergencia intertropical.

I.1.4. La Influencia de los Continentes

Este equilibrio es el que se produciría si el planeta tuviera una superficie homogénea, pero en realidad hay tierra y agua que se calientan y enfrían de forma distinta. En el hemisferio Norte predominan las grandes masas continentales y en el Sur el agua, por lo que el modelo de circulación general experimenta variaciones en cada caso. También las masas de tierra y agua se encuentran mezcladas sin uniformidad, por lo que la distribución de las depresiones y los anticiclones no es tampoco homogénea en cada hemisferio.

En general, en verano (enero para el hemisferio Sur, y julio para el hemisferio Norte) la zona anticiclónica de los 30° de latitud tiende a interrumpirse en los continentes, debido a su intenso calentamiento por la alta absorción de la radiación solar de la Tierra, lo que genera la aparición de depresiones denominadas térmicas (el aire caliente asciende). Son las depresiones suramericana, sudafricana y australiana en el verano austral, y las centroasiática y norteamericana, en el boreal.

En invierno (enero para el hemisferio Norte, y julio para el Sur) la zona anticiclónica se refuerza sobre los continentes, al enfriarse el aire sobre ellos más que sobre los océanos. El anticiclón es más denso en los continentes del hemisferio Norte, donde la extensión de tierra es superior que en el Sur. Se les conoce como los anticiclones, siberiano y norteamericano.

I.2. La Fuerza de Coriolis

La denominada fuerza de Coriolis influye en todos los fenómenos de traslación que se realizan sobre la superficie de la Tierra. Debido a su rotación, se genera una fuerza que, en el hemisferio Sur, desvía hacia el Este toda partícula en movimiento de Norte a Sur y hacia el Oeste a las que lo hacen de Sur a Norte. En

el hemisferio Norte se produce el efecto de desvío inverso. La Figura I.3 muestra gráficamente la composición vectorial de cualquier movimiento de traslación sobre la superficie de la Tierra.



Figura I.3. Fuerzas de Coriolis sobre la Tierra [4]

I.2.1. Desviación por la Fuerza de Coriolis

La rotación terrestre genera la denominada fuerza de Coriolis que se produce de forma perpendicular a la dirección del movimiento. En el hemisferio sur, el aire procedente de los anticiclones es desviado hacia la izquierda, girando en el sentido contrario de las agujas del reloj. En las depresiones, el viento gira en sentido de las agujas del reloj. En el hemisferio norte se produce el efecto contrario, lo que explica que el viento de las borrascas y los anticiclones gire en sentido inverso.

Este efecto es la base de la denominada Ley de Buys-Ballot, la cual enuncia que un observador que se coloque cara al viento en el hemisferio sur tendrá siempre las bajas presiones a su derecha y las altas presiones a su izquierda.

I.3. Dirección y Velocidad del Viento

La dirección del viento.- viene definida por el punto del horizonte del observador desde el cual sopla. En la actualidad, se usa internacionalmente la rosa dividida en 360°. El cálculo se realiza tomando como origen el norte y contando los grados en

el sentido de giro del reloj. La dirección se suele referir al punto más próximo de la rosa de los vientos, la cual, consta de ocho rumbos principales. De este modo, un viento del SE equivale a 135°; uno del S, a 180°; uno del NW, a 315°, etc. La figura siguiente nos muestra una rosa de los vientos.

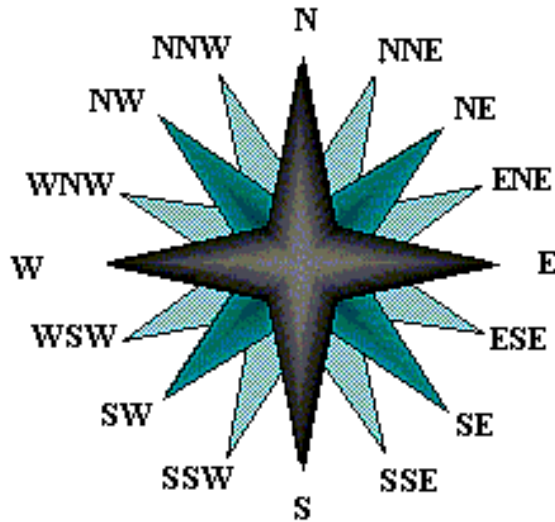


Figura I.4. Rosa de los vientos [5]

I.3.1. La Velocidad del Viento

La velocidad del viento se mide preferentemente mediante la escala Beaufort. Esta escala comprende 12 grados de intensidad creciente, que describen el viento a partir del estado de la mar. Esta descripción es inexacta pues varía en función del tipo de aguas donde se manifiesta el viento. Con la llegada de los modernos anemómetros, a cada grado de la escala se le ha asignado una banda de velocidades medidas por lo menos durante 10 minutos a 10 metros de altura sobre el nivel del mar.

I.3.2. Escala de Viento de Beaufort

Los marinos y los meteorólogos utilizan la escala de viento de Beaufort para indicar la velocidad del viento. Fue diseñada en el año 805 por el hidrógrafo irlandés Francis Beaufort. Sus denominaciones originales fueron modificadas más tarde; la escala que se usa en la actualidad es la dada en la Tabla I.1.

Tabla I.1. Escala de Beaufort [6]

Cifra	Nombre	Velocidad		
		nudos	m/seg	km/h
0	calma	1	0 - 0,2	1
1	ventolina	1 - 3	0,3 - 1,5	1 - 5
2	flojito	4 - 6	1,6 - 3,3	6 - 11
3	flojo	7 - 10	3,4 - 5,4	12 - 19
4	apacible - moderado	11 - 16	5,5 - 7,9	20 - 28
5	fresquito	17 - 21	8,0 - 10,7	29 - 38
6	fresco	22 - 27	10,8 - 13,8	39 - 49
7	frescachón	28 - 33	13,9 - 17,1	50 - 61
8	temporal	34 - 40	17,2 - 20,7	62 - 74
9	temporal fuerte	41 - 47	20,8 - 24,4	75 - 88
10	temporal duro	48 - 55	24,5 - 28,4	89 - 102
11	temporal muy duro	56 - 63	28,5 - 32,6	103 - 117
12	huracán	> 64	> 32,7	> 118

I.3.3. Medición del Viento

El aparato tradicionalmente empleado para medir la dirección del viento es la veleta que marca la dirección en grados en la propia rosa. Debe instalarse de acuerdo a los procedimientos internacionales vigentes para evitar las perturbaciones.

Se considera que a partir de 10 metros de altura las perturbaciones no afectan de forma notable a la medida. La velocidad del viento se mide con el anemómetro, que es un molinete de tres brazos, separados por ángulos de 120°, que se mueve alrededor de un eje vertical. Los brazos giran con el viento y permiten medir su velocidad. Hay anemómetros de reducidas dimensiones que pueden sostenerse con una sola mano que son muy prácticos aunque menos precisos debido a las mencionadas perturbaciones.

I.3.4. Brisas Térmicas

Son vientos costeros debidos a la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra. Su intensidad depende de muchos factores locales tanto sinópticos como climáticos.

En meteorología se denominan brisas térmicas a los vientos que soplan en las zonas de la costa del mar hacia tierra durante el día y de la tierra al mar durante la noche. Son vientos pues que no se generan por gradientes isobáricos a nivel general, sino a nivel local en las zonas costeras. En las latitudes medias, alcanzan su plenitud durante las épocas en las que el sol calienta con mayor intensidad, es decir, cuando está más alto. Su intensidad rara vez sobrepasa los 25 nudos y es normal que se sitúe alrededor de los 15 nudos.

Proceso de Formación

Las brisas se producen por la diferencia existente en el proceso de calentamiento del mar y de la tierra por la acción de la radiación solar.

Durante el Día

A medida que el sol aparece, éste va calentando más rápidamente la tierra que el agua del mar. La tierra va calentando el aire en contacto con ella, el cual asciende al aligerarse; su lugar viene a ocuparlo el aire del mar que está más frío. Es decir, se origina un gradiente térmico que, a su vez, origina un gradiente de presión que causa el desplazamiento del aire de la zona de mayor presión - la superficie del mar - a la de menor presión - la superficie de la tierra -, generándose así un viento del mar hacia la tierra que se denomina brisa marina o virazón, como se ve en la figura siguiente.

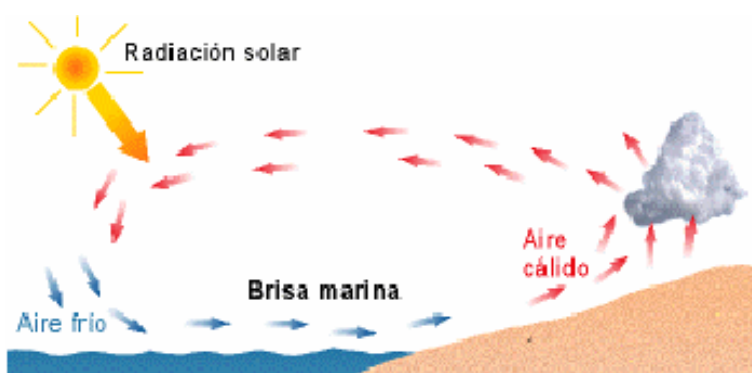


Figura I.5. Proceso de formación de la brisa marina [4]

Durante la Noche

Cuando la radiación solar desaparece, la superficie del mar conserva más tiempo el calor captado durante el día que la tierra, la cual se enfría con más rapidez. Por lo anterior, se produce un gradiente térmico y de presión inverso al caso diurno: el aire más caliente del mar se eleva y su lugar pasa a ser ocupado por el aire más frío proveniente de la tierra, originándose así, la brisa terrestre o terral. Lo anterior, se representa en la Figura I.6

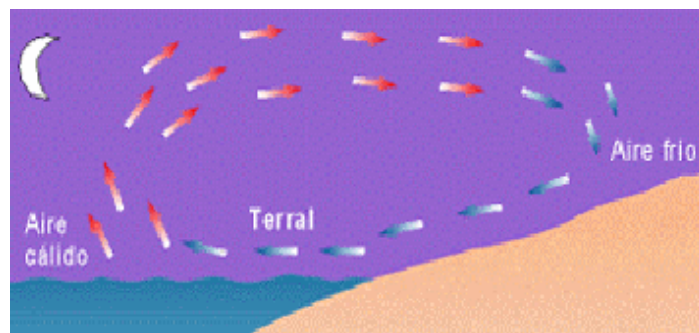


Figura I.6. Proceso de formación de la brisa terrestre o terral [4]

Condiciones Favorables para la Formación de Brisas

Todas las condiciones que favorezcan el incremento del gradiente de presiones entre el aire del mar y el de tierra, favorecerán la formación de las brisas.

Un Gradiente Térmico de Aproximadamente 4 ó 5 °C

Aunque, en general, basta que la temperatura del aire terrestre sea superior en al menos 1 °C a la del aire marino, se dan las circunstancias que posibilitan las brisas diurnas; por debajo de este valor difícilmente se establecen. Esto explica que en zonas donde el mar se calienta mucho, las condiciones favorables para el gradiente térmico se den en las épocas en el que el agua está todavía fría y el sol es capaz de calentar con intensidad la tierra; es decir, a finales de primavera y principios del verano. En invierno, la capacidad de calentamiento del sol es tan débil que cualquier circunstancia en contra hace que no existan brisas.

Los Cielos Despejados o la Nubosidad Débil

La ausencia de nubes favorece el calentamiento de la tierra durante el día y la pérdida de calor durante la noche, por lo que se favorece el gradiente térmico diurno y nocturno. Los cielos nubosos no dejan calentar la tierra durante el día y guardan el calor de ésta durante la noche.

La Inestabilidad Térmica Vertical

Cuanto más gradiente térmico vertical, más facilidad tendrá el aire caliente para ascender y generar una mayor depresión, por lo tanto más brisa habrá. Si en las capas altas de la atmósfera hay aire cálido, por más gradiente de temperatura que exista entre la tierra y el mar, no habrá brisa. Esto explica que visualmente se pueda predecir la intensidad de la brisa por las nubes de desarrollo vertical que se forman en la costa: cuanto más altas, dependiendo evidentemente de otros factores locales, más intensa podrá llegar a ser la brisa.

Terreno con Alto Coeficiente de Absorción de Calor

La tierra falta de vegetación, tiene más coeficiente de absorción del calor solar, (se calienta más) que aquella que cuente con poca o mucha vegetación; por consiguiente, las masas boscosas debilitan las brisas. Por el contrario, el cemento, piedra, metales y asfalto de las masas urbanas tienen un altísimo coeficiente de absorción del calor lo que incrementa las brisas. Por otra parte, los automóviles y las industrias de las grandes concentraciones urbanas incrementan aún más el calor del aire, por lo que las grandes ciudades costeras favorecen la formación de brisas en sus costas.

II. Aspectos Tecnológicos de la Energía Eólica

Como bien se sabe, la energía eólica es aprovechada mediante un aerogenerador, el cual, es un generador de electricidad activado por la acción del viento. Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina.

Por su aplicación los aerogeneradores se pueden clasificar en:

- 🖼️ Aerogeneradores para aplicaciones aisladas
- 🖼️ Aerogeneradores para centrales eolieléctricas

II.1. Aerogeneradores para Aplicaciones Aisladas

Son máquinas pequeñas que se utilizan para alimentar cargas que están alejadas de las redes eléctricas convencionales como el que se muestra en la Figura II.1.



Figura II.1. Aerogenerador de 500 [W] para aplicaciones aisladas [8]

Típicamente, se combinan con bancos de baterías para almacenar la electricidad que generan y poder acoplar en el tiempo la generación con la demanda. Con frecuencia, este tipo de aerogeneradores se combinan con generadores diesel

para proveer una función de respaldo y, dependiendo de las necesidades de suministro de electricidad y de la disponibilidad de los recursos energéticos no convencionales, se pueden combinar también con sistemas fotovoltaicos, microturbinas hidráulicas y otros, dando lugar a combinaciones que se conocen como "sistemas híbridos".

II.2. Aerogeneradores para Centrales Eoloeléctricas

Son máquinas de tamaño considerable, que típicamente se conectan a una red eléctrica convencional, para contribuir a la alimentación de cargas específicas de capacidad importante o para construir centrales eoloeléctricas, llamados también parques eólicos, como el que podemos observar en la Figura II.2. En ella se muestran los elementos básicos del parque, tales como: los aerogeneradores, los cables de conducción, la caja de control, etc.

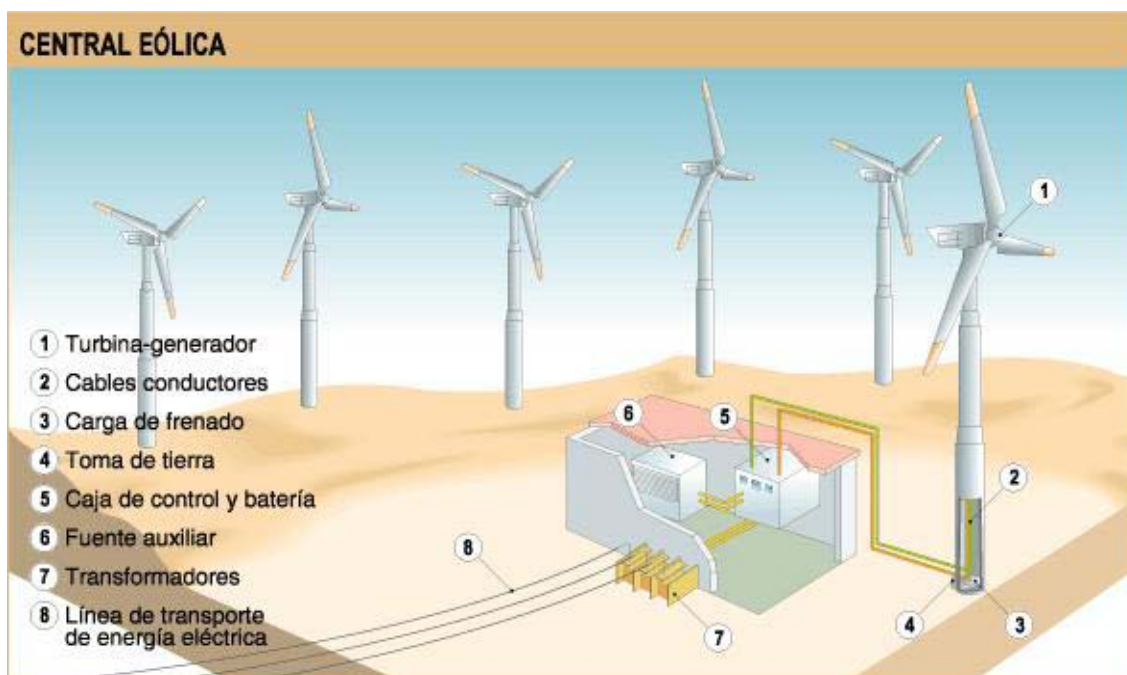


Figura II.2. Esquema de un parque eólico [9]

II.3. Principio Funcional del Aerogenerador

Existen aerogeneradores con eje vertical y horizontal. Actualmente, dada la evolución tecnológica, los más empleados son los segundos. Los sistemas principales que integran un aerogenerador de eje horizontal se listan a continuación:

- 🖼️ Rotor (juego de aspas, cubo y nariz).
- 🖼️ Tren de potencia (flecha principal, caja de engranes y acoplamientos).
- 🖼️ Sistema de seguridad (frenos).
- 🖼️ Generador eléctrico.
- 🖼️ Sistema de refrigeración.
- 🖼️ Sistema de control.
- 🖼️ Mecanismos de autoprotección y redundancia.
- 🖼️ Sistema de medición y orientación al viento.

En la Figura II.3 se muestra la góndola de un aerogenerador, la cual, presenta los componentes anteriores de forma gráfica.

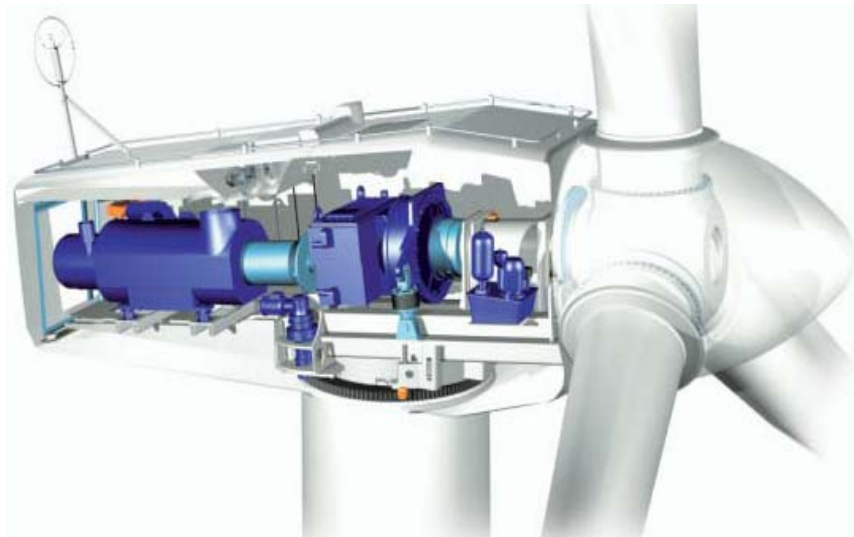


Figura II.3. Subsistemas de un aerogenerador de eje horizontal [9]

Rotor

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, la que concentra sobre su eje de rotación o flecha principal. La energía mecánica se transmite a la flecha de un generador eléctrico, como se muestra en la Figuras II.4 y II.5.

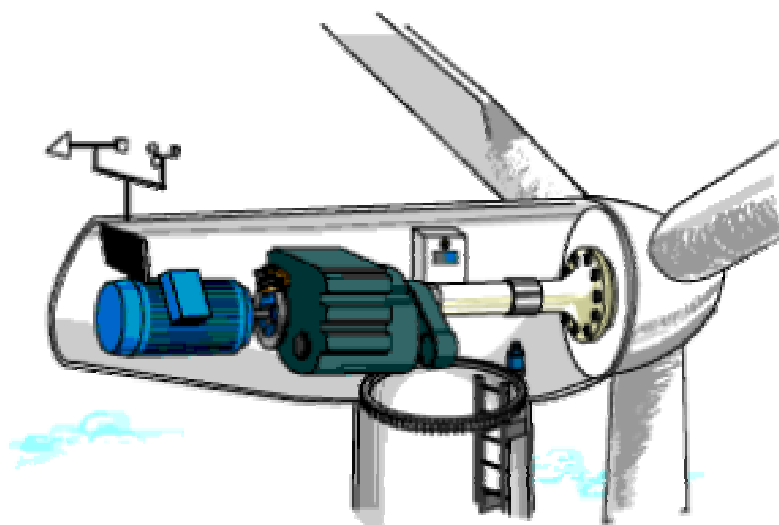


Figura II.4. Transmisión de la energía mecánica a través del eje del generador eléctrico [9]

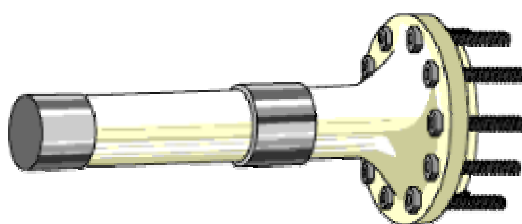


Figura II.5. Eje principal o flecha del generador eléctrico de un aerogenerador [9]

Típicamente, el rotor aerodinámico está formado por un conjunto de dos o tres aspas. Por razones de diseño estructural y aerodinámico, para máquinas entre 200 y 3,000 kW, la velocidad en el extremo del aspa se limita a valores entre 42 y 86 m/s (64 m/s en promedio) [4], lo que se traduce en velocidades angulares entre 19 y 65 r.p.m. (34 r.p.m. en promedio) [4]. Las velocidades nominales más bajas corresponden a los rotores de mayor diámetro, y por consecuencia, de mayor potencia.

Multiplicadora o 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.

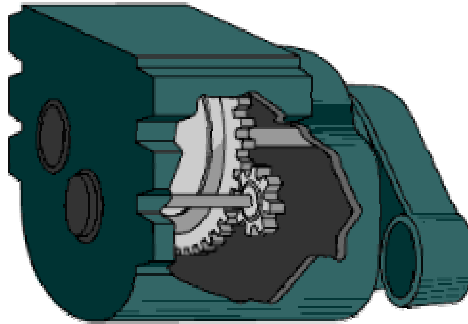


Figura II.6. Multiplicadora o Caja de Engranes [9]

Sistema de Frenado

Sistema de Freno Aerodinámico: Frenos en Punta de Pala

El sistema de frenado primario de la mayoría de aerogeneradores modernos es el sistema de frenado aerodinámico (freno de pala), que básicamente consiste en girar las palas del rotor unos 90 grados alrededor del eje longitudinal, o en girar 90 grados la punta de las palas del rotor, como se ve en la Figura II.7.



Figura II.7. Freno en Punta de Pala [9]

Estos sistemas suelen estar accionados mediante resortes con el fin de que, incluso en caso de fallo de suministro eléctrico, sigan funcionando, y son automáticamente activados si el sistema hidráulico de la turbina pierde presión. Una vez que la situación de peligro ha pasado el sistema hidráulico de la turbina suele devolver las palas, o la punta de las palas, a su posición original.

La experiencia demuestra que los sistemas de freno aerodinámico son extremadamente seguros. Frenarán la turbina en cuestión de un par de vueltas como mucho; y además, ofrecen una forma muy suave de frenar la turbina, sin ningún esfuerzo, desgaste o rotura importante en la torre ni en la maquinaria.

El Freno Mecánico

El freno mecánico se sitúa en el eje pequeño, entre la multiplicadora y el generador, y sólo se utiliza como freno de emergencia, en caso de que el freno en punta de pala falle. En la Figura II.8 se observa el freno mecánico de un aerogenerador.



Figura II.8. Sistema de Freno Mecánico de un Aerogenerador [9]

El freno mecánico también se utiliza cuando el aerogenerador está siendo reparado, para eliminar cualquier riesgo de que la turbina se ponga en marcha repentinamente.

Generador Eléctrico

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 está 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, sólo se necesita aumentar la velocidad angular del rotor aerodinámico, como se puede apreciar en la siguiente figura.

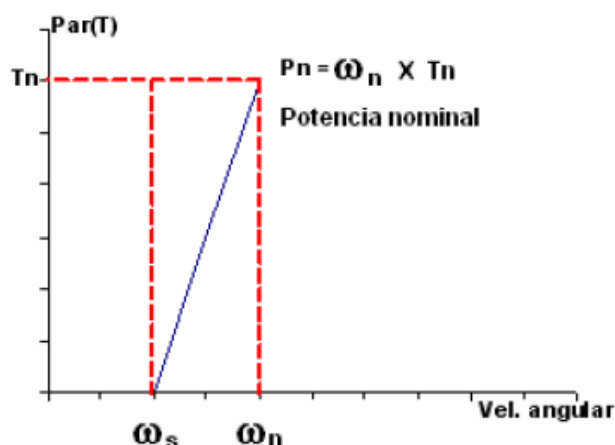


Figura II.9. Relación entre el par y la velocidad angular de generadores asíncronos [10]

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 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 aprecia en la figura siguiente, 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 siguiente ecuación.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v}$$

donde:

ω = velocidad angular del rotor

R = radio de las aspas

v = velocidad del viento

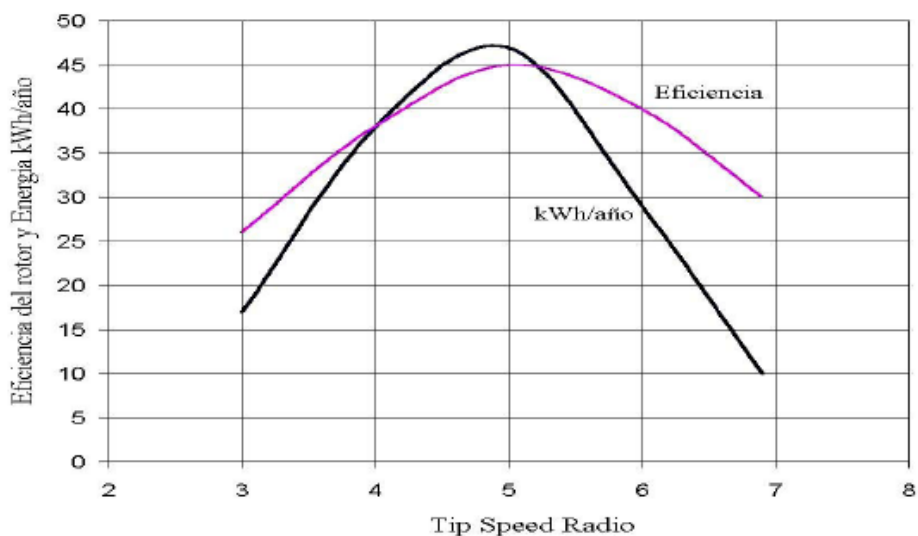


Figura II.10. Eficiencia del rotor y producción anual de electricidad Vs TSR¹

Entonces, 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.

¹ Instituto de Investigaciones Eléctricas. www.ii.e.gob.mx

Sistema de Refrigeración

Los generadores necesitan refrigeración durante su funcionamiento. En la mayoría de turbinas la refrigeración se lleva a cabo mediante el encapsulamiento del generador en un conducto, utilizando un gran ventilador para la refrigeración por aire, aunque algunos fabricantes usan generadores refrigerados por agua. Los generadores refrigerados por agua pueden ser construidos de forma más compacta, lo que también les proporciona algunas ventajas en cuanto a rendimiento eléctrico se refiere, aunque precisan de un radiador en la góndola para eliminar el calor del sistema de refrigeración por líquido.

Sistema de Control

El controlador de un aerogenerador consta de varias computadoras que continuamente supervisan las condiciones de la misma, recolectando estadísticas de su funcionamiento. Como su propio nombre lo indica, el controlador también controla un gran número de interruptores, bombas hidráulicas, válvulas y motores dentro de la turbina.

El controlador se comunica con el propietario o el operador del aerogenerador mediante un enlace de comunicación, como por ejemplo, enviando alarmas o solicitudes de servicio a través del teléfono o de un enlace radiofónico. También es posible llamar al aerogenerador para que recoja estadísticas, y revise su estado actual. En parques eólicos, normalmente uno de los aerogeneradores estará equipado con una computadora, desde la que es posible controlar y recoger datos del resto de los aerogeneradores del parque. La computadora será llamada a través de una línea telefónica o un enlace radiofónico. Cuando el tamaño de un aerogenerador crece al nivel de máquinas de megawatts, se hace incluso más importante que su tasa de disponibilidad sea alta, es decir, que funcionen de forma segura todo el tiempo.



Figura II.11. Sistema de control en los aerogeneradores [9]

Normalmente, suele haber un controlador en la parte inferior de la torre y otro en la góndola. En los modelos recientes de aerogeneradores, la comunicación entre controladores suele hacerse utilizando fibra óptica. En algunos modelos recientes, hay un tercer controlador situado en el buje del rotor. Esta unidad suele comunicarse con la góndola utilizando comunicaciones en serie, a través de un cable conectado con anillos rozantes y escobillas al eje principal.

Mecanismos de Autoprotección y Redundancia

Los ordenadores y sensores suelen estar por duplicado (son redundantes) en todas las áreas de precisión, de seguridad o de servicio, de los aerogeneradores. El controlador compara continuamente las lecturas de las medidas en toda la turbina eólica, para asegurar que tanto los sensores como los propios ordenadores funcionan correctamente.

Sistema de Medición y Orientación al Viento

Anemómetro

La función del anemómetro es medir la velocidad del viento y avisar al controlador del aerogenerador, en qué momento se presenta el viento suficiente para que resulte rentable el utilizar energía para hacer girar al aerogenerador (orientarlo) hacia el viento y empezar a funcionar. La Figura II.12 presenta un ejemplo de un anemómetro.



Figura II.12. Anemómetro [9]

Es importante hacer notar, que si el viento es demasiado fuerte, el aerogenerador podría romperse, ésta es la razón, por la que se detiene el aerogenerador cuando el viento excede los 25 metros por segundo [7].

Veleta

Una veleta siempre se posiciona a sí misma de acuerdo con la dirección del viento. En el caso de la veleta posicionada en la parte alta del aerogenerador, ésta posee un pequeño sensor en su base que avisa al controlador del aerogenerador cuál es la dirección del viento.



Figura II.13. Veleta [11]

Sistema de Lubricación

Independientemente del diseño, un aerogenerador siempre dispondrá de una serie de rodamientos y transmisiones que precisan de lubricación. Éstos se muestran en la Figura II.14: 1) el rodamiento de la pala (azul), 2) el rodamiento central y la corona de giro (verde), y 3) el generador eléctrico (rojo). Un sistema adecuado de lubricación centralizada prolonga los espacios de mantenimiento preventivo, protege de los rigores del clima, suministra una cantidad exactamente dosificada de lubricante y, en consecuencia, ahorra dinero.

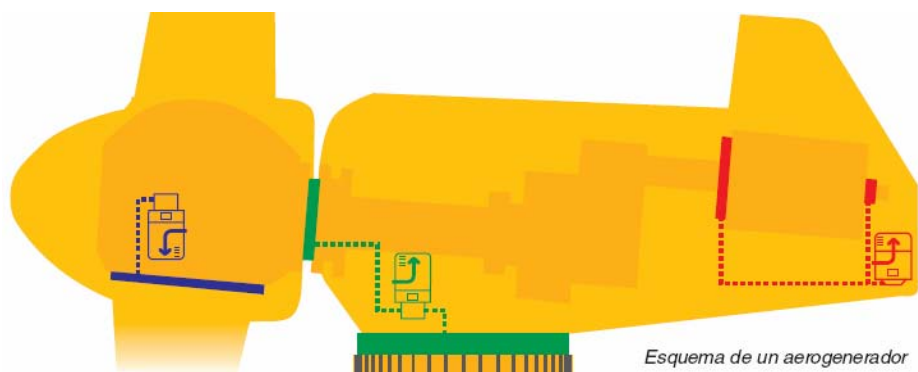


Figura II.14. Esquema de lubricación dentro de un aerogenerador [12]

II.3.1 La Energía en el Viento

Como ya se ha mencionado, un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

La Figura II.15 nos muestra una porción cilíndrica de aire de 1 metro de espesor pasando a través del rotor de un aerogenerador típico de 1,000 [KW].

Con un rotor de 54 metros de diámetro cada cilindro pesa realmente 2.8 toneladas.

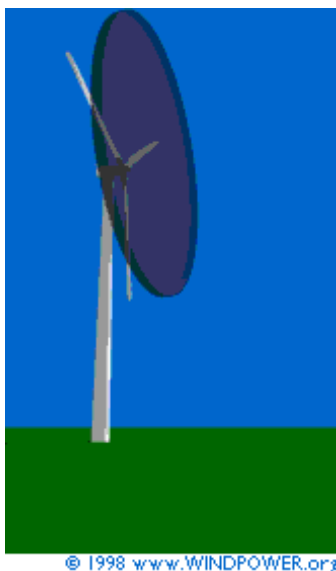


Figura II.15. Densidad del aire y área de barrido del rotor [9]

La Densidad del Aire

La energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa (o peso). 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" sea el aire, más energía recibirá la turbina.

A presión atmosférica normal y a 15° C el aire pesa unos 1,225 [Kg/m³] [1], aunque la densidad disminuye ligeramente con el aumento de la humedad. Además, el aire es más denso cuando hace frío que cuando hace calor. A grandes altitudes (en las montañas) la presión del aire es más baja y el aire es menos denso.

El Área de Barrido del Rotor

El área del rotor determina cuanta energía del viento es capaz de capturar una turbina eólica. Un aerogenerador típico de 1,000 [kW] tiene un diámetro del rotor de 54 metros, lo que supone un área del rotor de unos 2,300 m². Dado que el área del rotor aumenta con el cuadrado del diámetro del rotor, una turbina que sea dos veces más grande recibirá 2² veces más energía.

La Potencia del Viento: Cubo de la Velocidad del Viento

La velocidad del viento es muy importante para la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad: la cantidad de energía que posee el viento varía con el cubo de la velocidad media del viento; por ejemplo, si la velocidad del viento se duplica, la cantidad de energía que contenga será 2³ veces mayor.

Ahora bien, ¿por qué la energía que contiene el viento varía con la tercera potencia de su velocidad? Esto se puede explicar a partir de la segunda ley de Newton de la cinemática: en las turbinas eólicas usamos la energía de frenado del viento, por lo que si doblamos la velocidad del viento tendremos dos veces más porciones cilíndricas de viento moviéndose a través del rotor cada segundo, y cada una de esas porciones contiene cuatro veces más energía. La Figura II.16 muestra que con una velocidad del viento de 8 metros por segundo obtenemos una potencia (cantidad de energía por segundo) de 314 W por cada metro cuadrado expuesto al viento (viento incidiendo perpendicularmente al área barrida por el rotor). A 16 m/s obtendremos una potencia ocho veces mayor, esto es, 2.509 W/m².

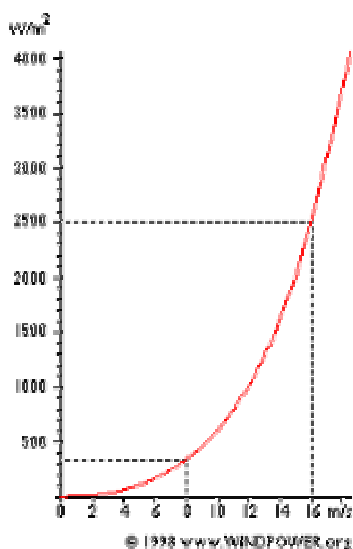


Figura II.16. Comportamiento de la Potencia W/m² respecto a la Velocidad del Viento m/s [9]

Fórmula de la Potencia del viento

La potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de un área circular es:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi r^2$$

Donde:

- P = potencia del viento medida en W (watts).
- ρ = densidad del aire seco = 1,225 medida en kg/m³ (a la presión atmosférica promedio a nivel del mar y a 15° C).
- v = velocidad del viento medida en m/s (metros por segundo).
- π = 3.1415926535...
- r = radio del rotor medido en metros.

II.4. Funcionamiento de un parque eólico

II.4.1. Distribución de los 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 recto con la dirección de los vientos dominantes.

La separación entre las líneas de aerogeneradores y la separación entre cada aerogenerador dependen del diámetro del rotor de cada unidad. La separación debe ser calculada para que se minimice la interferencia entre turbinas y las pérdidas por arreglo cuando existen cambios en la dirección del viento. La siguiente figura nos muestra un ejemplo de la posible distribución de los aerogeneradores en una central eólica. La flecha indica la dirección dominante del viento.

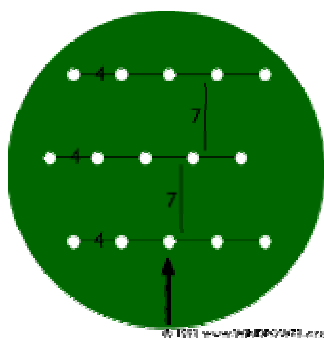


Figura II.17. Posible distribución de los aerogeneradores en un parque eólico [9]

Como ya se ha mencionado, los aerogeneradores serán colocados típicamente en filas perpendiculares a la dirección del viento dominante. El espaciamiento dentro de una fila, podrá variar entre los tres y los cinco diámetros del rotor. Lo anterior es por lo siguiente, si el viento llega a un segundo aerogenerador antes de que la velocidad del mismo se haya restaurado después de haber golpeado a un aerogenerador anterior, la producción energética del segundo se verá disminuida con respecto a la producción sin blindaje. Dicha disminución es una función de la variación del viento, de la turbulencia en el viento, de la turbulencia agregada por los aerogeneradores, y del terreno.

La amplia distribución o separación de los aerogeneradores, producirá más energía, pero a expensas de más superficie terrestre, de más caminos, así como también de más cableado eléctrico. Consecuentemente determinar la distribución de aerogeneradores es un problema de optimización con restricciones, en el que el costo de generación es la variable a minimizar.

II.4.2. Conexión Generador-Tablero de Fuerza y Control

Las terminales del generador que se ubican en la cabina del aerogenerador en la parte alta de la torre, se conectan al gabinete de fuerza y control situado generalmente en la base dentro de la misma torre, utilizando conductores flexibles y con un sistema para evitar que éstos se tuerzan por los propios giros que realiza la cabina para orientar el rotor del aerogenerador en la dirección del viento.

II.4.3. Transformador de Distribución

Para entregar la energía de cada aerogenerador a la red de distribución que la llevará hasta la subestación principal, se utiliza un transformador de distribución. Este transformador puede ubicarse dentro de la misma cabina del aerogenerador o fuera del aerogenerador en un lugar adyacente a la torre y sobre el terreno natural.

La capacidad del transformador deberá seleccionarse de tal manera, que pueda manejar con un margen de seguridad, la potencia nominal de cada aerogenerador.

La relación de transformación estará de acuerdo con el voltaje nominal del generador y con el nivel de voltaje de la red de distribución.

Además, se requiere un gabinete blindado que forme parte integral del transformador, en el que se alojen las cuchillas desconectoras, elementos de protección y los apartarrayos del transformador.

La aplicación práctica para este tipo de instalaciones es el transformador tipo pedestal para conexión en anillo, usado ampliamente en redes de distribución subterránea.

II.4.4. Red de Distribución Eléctrica




La mayoría de los aerogeneradores producen energía a 480 [V], trifásico, un voltaje demasiado bajo para transmitir a largas distancias. Por lo que uno o más transformadores serán requeridos para aumentar el voltaje a un nivel apropiado. A continuación se presentan algunas características de la red de distribución eléctrica para un parque eólico:

Voltajes normalizados: 13.2, 23 y 34.5 [kV]

Configuración: Circuitos radiales con equipo eléctrico para seccionamiento y protección.

Trazo: La red de distribución subterránea corre paralela a la línea de aerogeneradores.

Distribución subterránea

-  Se reduce el impacto visual.
-  Se facilitan las labores de mantenimiento en el área de cada torre, sobre todo si se utilizan grúas para las maniobras.
-  No se producen interferencias en el patrón de viento dentro del área de los aerogeneradores.

Conductores: Cobre, Aislamiento EPR² o XLP³, clase de aislamiento 15, 25 o 35 [kV], nivel de aislamiento 100%, calibre de acuerdo con los cálculos de capacidad de conducción de corriente, regulación de voltaje y corto circuito para cada circuito de distribución.

Instalación de conductores: Directamente enterrados o en ductos subterráneos.

² Aislamiento de polietileno de cadena cruzada [EPR]: Las características técnicas relevantes de éste tipo de aislamiento es su gran flexibilidad, su estabilidad térmica, resistente a la ionización (efecto corona), resistente a ambientes húmedos, bajas pérdidas dieléctricas, de fácil instalación para realizar empalmes y terminales.







³ Aislamiento de etileno propileno [XLP]: Las características de Éste tipo de aislamiento son: propiedades de alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad, bajas pérdidas dieléctricas, de fácil instalación para realizar empalmes y terminales. Para operar en un rango térmico continuo en el conductor de 90 °C, en condiciones de emergencia a 130 °C y en corto circuito a 250 °C.

II.4.4.1. Distribución Aérea – Subterránea

Existe otra modalidad de la red de distribución eléctrica, a la cual se le llama distribución aérea-subterránea. Esta red está formada por una parte subterránea y otra parte aérea. La primera se localiza dentro del área de los aerogeneradores con el fin de que no se produzcan interferencias en el patrón de viento y la segunda se instala fuera del área para reducir los costos de conducción.



II.4.5. Conductores para una red subterránea

Los conductores para una red subterránea tienen las siguientes características:

-  Conductores de cobre.
-  Aislamiento EPR o XLP.
-  Clase de aislamiento 15, 25 o 35 [kV].
-  Nivel de aislamiento 100%.
-  Calibre de acuerdo con los cálculos de capacidad de conducción de corriente.
-  Regulación de voltaje y corto circuito para cada circuito de distribución.

II.4.6. Conductores para una red aérea

Los conductores para una red aérea, presentan las siguientes características:

-  ACSR⁴ o AAC⁵ instalados en postes de madera o concreto con aisladores tipo suspensión.
-  El calibre de los conductores se determina de acuerdo con la potencia que transportará cada circuito de distribución.

⁴ ACSR: Conductores de aluminio con refuerzo de acero o cobre.

⁵ AAC: Conductores de aluminio

II.4.7. Control, Protección, Medición y Monitoreo

Los sistemas para el control, protección, medición, adquisición de datos y comunicación, se alojan en una caseta adyacente al área ocupada por la central.

Todas las mediciones de las variables mecánicas y eléctricas que se registran en los elementos primarios (aerogeneradores, transformadores, etc.) se llevan hasta los procesadores electrónicos que integran estos sistemas.

El *control* se efectúa desde una computadora que cuenta con un software capaz de controlar el parque eólico, así como también, cuenta con la posibilidad de desplegar en pantalla toda la información correspondiente de la central, misma que se puede imprimir para análisis posteriores.

Esta computadora generalmente se conecta vía MODEM o fibra óptica a un sistema de comunicación que permite el control remoto de la central así como al acceso de la información generada.

El sistema de adquisición de datos, almacena la información de eventos ocurridos en la central, así como las mediciones de variables predeterminadas. También reporta valores en tiempo real, acumulados en periodos preestablecidos o históricos.

La central cuenta con un sistema de comunicaciones para enlazarse con las áreas de control de la compañía suministradora. En México sería con la CFE.

II.4.8. Sistema de Tierras









El sistema de tierras tiene los siguientes objetivos:

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. Proveer un punto neutro multiterrizado para ayudar a suprimir los efectos de ferresonancia en los sistemas de distribución.
4. Mejorar la confiabilidad y la consistencia en la detección de fallas a tierra para la operación óptima del sistema de relevadores de protección.
5. Mejorar la protección contra descargas atmosféricas.

II.4.8.1. Sistema de Tierras de la Central

Está formado por conductores de cobre enterrados, varillas de tierra y conectores formando un anillo alrededor de la cimentación de cada uno de los aerogeneradores. Todos los anillos están interconectados y además se conectan a la red de tierras de la subestación principal. La trayectoria de este cable de interconexión es la misma que la de los cables de potencia del circuito de distribución.



Equipos que se conectan a la red de tierras:

-  Torre del aerogenerador.
-  Carcaza 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).



II.4.9. Sistema de Pararrayos

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 la norma IEC-1024-1.



Nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI):

-  Generador eléctrico
-  Transformador de distribución



Incidencia de descargas atmosféricas:

-  Torres de los aerogeneradores
-  Receptores de descargas en las aspas del rotor

Ubicación de terminales aéreas (puntas pararrayos):

-  Soporte de anemómetro y veleta
-  Techo de la cabina

Trayectoria de corrientes de descarga:

-  Espacios entre uniones de la estructura metálica
-  Puentes equipotenciales (bonding) en la estructura.

II.4.10. Subestación Eléctrica Principal

El emplazamiento eoloeléctrico deberá contar con una subestación eléctrica con capacidad disponible para evacuar la energía generada.

El diseño de esta subestación (capacidad, niveles de voltaje, tipo de arreglo, etc.) deberá realizarse con los procedimientos y normas de ingeniería aplicables y deberá considerarse dentro del proyecto de la Central.

III. Aspectos Económicos de la Energía Eólica

Hasta ahora el factor fundamental en la toma de decisiones, para seleccionar los proyectos de inversión en generación eléctrica, ha sido el de los costos totales del MWh, nivelados a lo largo de la vida útil de la planta de generación así como proporción de sus diferentes componentes: Inversión, combustible, y operación y mantenimiento. En esta sección presentamos la metodología utilizada actualmente por la Comisión Federal de Electricidad para calcular los costos de las diferentes tecnologías de generación eléctrica y la aplicamos al cálculo de los costos de las centrales eoloelectricas.

III.1. Costos internos de generación eléctrica

En esta sección se hablará sobre los costos directamente relacionados con la generación eléctrica, los cuales incluyen los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento. Estos costos también son llamados *costos internos de generación eléctrica* para distinguirlos de los costos debidos a daños a la salud y al medio ambiente causados indirectamente por la cadena energética completa, llamados *costos externos de generación eléctrica*.

III.1.1. Costos de inversión

A continuación se distinguen tres elementos del costo unitario de inversión: Costo Directo, Costo Directo más Indirecto y Costo Actualizado al Inicio de la Operación.

El *Costo Directo* es la suma en moneda constante de las erogaciones correspondientes a una central, dividida entre la capacidad de la misma, lo cual es equivalente a construir y erogar instantáneamente todo el costo de inversión (Overnight cost).

Existen inversiones dentro de la central las cuales no pueden estandarizarse, por ejemplo el costo de la subestación eléctrica difiere de una central a otra debido al arreglo y características específicas en cada central. Es por ello que en el costo directo es excluido el costo de la subestación; esto implica tener presente en las evaluaciones de proyectos de generación, la necesidad de agregar el costo directo de dicha subestación eléctrica. Este concepto es el utilizado en la formulación del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), en la elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto y para las actividades de seguimiento de avance de presupuestos en las obras.

El *Costo Directo más Indirecto*; resulta de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales y unidades foráneas de CFE.






El *Costo Actualizado al Inicio de la Operación*, es el resultado de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento, es decir, son tomados en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones. Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra.

Los tres costos de inversión (Directo, Directo más Indirecto y Actualizado al Inicio de la Operación) se pueden expresar como costos unitarios al dividirlos entre la potencia de la planta.

III.1.2. Costos de los combustibles

La decisión de construir una central generadora, compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos, es necesario considerar el flujo monetario implicado en cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que es retirada de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El costo de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto es debido a diversas causas, entre las que destacan:

-  Los recursos energéticos son finitos y en la medida que son utilizados, su precio aumenta, aún cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
-  Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son a menudo substitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
-  Al explotar un recurso de manera racional, primero son extraídas las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del precio en el futuro.
-  Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
-  Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "purificar" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.

- Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en forma temporal, alterar el precio del petróleo.

Una de las grandes ventajas de la energía eólica es que no requiere de combustible para su generación eléctrica y por tanto la incertidumbre en cuanto al costo de este concepto no se presenta.

III.1.3. Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable¹. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no están directamente relacionados con la energía generada; este renglón incluye los siguientes conceptos de costos:

- Salarios.
- Prestaciones.
- Seguro Social.
- Servicios de Terceros.
- Gastos Generales.
- Materiales (excepto del área de operación).

Son costos variables los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo son considerados los costos de materiales del área de operación.

En el caso de las centrales eólicas los costos variables de operación y mantenimiento se refieren principalmente a lubricantes y cambios de piezas desgastadas por la propia operación.

III.2. Flujo de efectivo

En términos de erogaciones de efectivo, una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por tanto es retirada. Durante este

periodo son generados gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas, las cuales con frecuencia son denominadas: estudios, construcción y operación. Recientemente se ha visto la conveniencia de incluir el costo de desmantelamiento de la central. Este costo generalmente se considera como parte del costo de inversión de la central pero también puede ser considerado como un gasto fijo que corresponde a depositar en un fondo una cantidad de dinero que esté disponible para el proceso de desmantelamiento de la central al término de su vida útil.

Las etapas de estudios y construcción forman la etapa conocida como periodo de construcción. A la duración de la etapa de operación, se le conoce como vida útil o vida económica de la central.

Los costos originados durante el periodo de construcción son denominados costos de inversión. Durante la vida económica de la central se tienen costos de producción, los cuales pueden subdividirse en costos de combustibles y de operación y mantenimiento.

Una inversión es el gasto en el cual se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, mientras tanto un costo de operación está asociado con los bienes y servicios consumidos directamente durante el proceso de producción de energía.

En el periodo de construcción se efectúan principalmente gastos por concepto de inversiones, aunque también ocurren gastos de operación. De igual manera en el periodo de operación se llegan a presentar algunos gastos de inversión.

No existe una frontera precisa entre la terminación del periodo de construcción y el inicio del periodo de operación de la central. Por ello, para el análisis económico se ha adoptado la práctica de considerar que el inicio del periodo de operación coincide con el término del periodo de construcción. Este momento corresponde a la entrada en servicio de la primera unidad de la central, esto es, una vez realizadas satisfactoriamente las pruebas de operación y ha concluido el periodo de puesta en servicio.

En realidad se incurre en erogaciones en forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis, se puede suponer que éstas se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo.

III.3. Metodología para el cálculo del costo nivelado

El costo nivelado es un concepto que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto; en este caso la producción del MWh eléctrico.

CAPÍTULO III

El costo de un Megawatt-hora generado está integrado por tres partes: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento. En este apartado se expone la técnica para la obtención del costo nivelado por concepto de inversión; empero, la misma técnica puede ser empleada para obtener costos nivelados por otros conceptos.

La determinación del costo nivelado del Megawatt-hora por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$\overline{CI} = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t}} \dots\dots(2)$$

donde:

- CI** Costo nivelado del MWh por concepto de inversión.
- I_t** Inversión en el año t (en pesos o en dólares).
- GNA_t** Generación neta en el año t (en MWh).
- N** Periodo de construcción (en años).
- n** Vida económica (en años).
- i** Tasa de descuento (como fracción de la unidad).

Si la generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ecuación anterior, puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t} \right] \dots\dots(3)$$

CAPÍTULO III

donde:

C Capacidad de la central expresada en MW
 GNA Generación Neta Anual en MWh/MW

$$GNA = (1-up) * fp * 8760$$

donde:

up Usos propios (como fracción de la unidad)
 fp Factor de planta (como fracción de la unidad)
 8760 Número de horas en un año.

Si la generación neta anual (GNA) es no es uniforme año con año, se puede estimar una generación neta equivalente que sí lo sea, de la manera siguiente:

$$GNA = \frac{i(1+i)^n - 1}{(1+i)^n - 1} \sum_{t=0}^{n-1} GNA_t (1+i)^{-t} \dots\dots(4)$$

El factor $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ es conocido como "factor de recuperación del capital" y es denotado por el símbolo $frc(i, n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación (3) puede escribirse como:

$$\frac{frc(i, n)}{(1+i)}$$

Por otro lado, la expresión puede tomar la forma siguiente:

$$\overline{CI} = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} W_t (1+i)^{-t} \right] \dots\dots(5)$$

donde:

$$I = \sum_{t=-N}^{-1} I_t$$

y

$$W_t = \frac{I_t}{I}$$

$\frac{I}{C} = CU$ es el costo unitario de inversión por kW.

A los números W_t se les conoce como factores del perfil o cronograma de inversión y están expresados como fracción de la unidad.

La sumatoria $\sum_{t=-N}^{-1} W_t(1+i)^{-t}$ es denominada factor de valor presente, y se le denota $fvp(i, \bar{w})$.

La expresión (5) puede escribirse, entonces, de la siguiente manera:

$$\bar{CI} = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(i, n)}{(1+i)} \right] \left[fvp(i + \bar{w}) \right] \dots\dots(6)$$

La expresión (6) involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión conocida como factor de costo nivelado.

Los costos nivelados para el año 2005 de las centrales empleadas en el parque eléctrico nacional, son presentados en la tabla III.1 para el caso de plantas consideradas carga base, en la tabla III.2 para el caso de generación distribuida y en la tabla III.3 para carga pico.

CAPÍTULO III

Tabla III.1 Costo Unitario de Generación – Carga Base [13]
(Dólares de 2005)
(Precios medios de 2005)

Central	Potencia bruta (MW)	Inversión (\$/MWh)	Combustible^{1/} (\$/MWh)	Operación y Mantenimiento^{2/} (\$/MWh)	Total (\$/MWh)
Térmica convencional	2 x 350	18.70	38.84	5.39	62.93
	2 x 160	25.86	40.38	8.16	74.4
	2 x 84				
	2 x 37.5	36.35	48.91	14.64	99.90
^{3/} Ciclo combinado gas					
1 x 1 "F"	1 x 291	8.52	39.21	5.05	52.78
2 x 1 "F"	1 x 585	7.82	39.08	4.07	50.97
1 x 1 "G"	1 x 398	7.89	38.95	4.44	51.28
2 x 1 "G"	1 x 798	7.14	38.77	3.66	49.57
^{5/} Carboeléctrica	2 x 350	31.19	15.71	7.60	54.50
^{5/} Dual					
s/desulfurador	2 x 350	31.95	13.80	7.74	53.49
c/desulfurador	2 x 350	36.24	12.67	9.03	57.94
^{6/7/} Nuclear (ABWR)	1 x 1 356	27.88	6.56	8.73	43.17
^{8/} Geotérmica Cerro Prieto	4 x 26.95	20.57	20.26	7.06	47.89
Los Azufres	4 x 26.60	20.92	17.56	6.67	45.15

1_/ El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios (28 de febrero de 2004).

2_/ El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente a el agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera en el combustible.

3_/ Número de turbinas de gas por cada turbina de vapor (1x1 ó 2x1) y modelo de turbina de gas (F ó G).

5_/ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

6_/ El costo unitario de inversión incluye un cargo por desmantelamiento de 0.9 pesos/MWh.

7_/ El costo del combustible incluye un cargo por manejo de combustible irradiado de 10.75 pesos/MWh.

8_/ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

CAPÍTULO III

Tabla III.2 Costo Unitario de Generación – Distribuida [13]
(Dólares de 2005)
(Precios medios de 2005)

Central	Potencia bruta (MW)	Inversión (\$/MWh)	Combustible ^{1/} (\$/MWh)	Operación y Mantenimiento ^{2/} (\$/MWh)	Total (\$/MWh)
Eólica (clase 6)*	5 x 1.5	45.57		10.06	55.63
	10 x 1.5	43.38		9.56	52.93
	34 x 1.5	40.00		8.73	48.73
Eólica (clase 7)*	5 x 1.5	40.86		9.02	49.88
	10 x 1.5	38.89		8.57	47.46
	34 x 1.5	35.86		7.83	43.69
Turbogas industrial (gas)	1 x 5.3	23.86	75.35	5.49	104.71
	1 x 10.4	22.65	72.66	4.82	100.13
Turbogas aeroderivada (gas)	1 x 14.8	31.81	64.94	5.59	102.33
	1 x 25.8	25.57	63.41	4.49	93.47
Turbogas industrial (diesel)	1 x 5	23.26	73.57	5.80	102.64
	1 x 10	20.76	70.48	4.90	96.15
Turbogas aeroderivada (diesel)	1 x 15	29.42	61.45	5.42	96.29
	1 x 25	24.09	59.93	4.42	88.43
Combustión interna (gas)	1 x 0.55	30.21	69.92	14.16	114.29
	1 x 2.2	28.69	61.07	11.35	101.12
	1 x 5.3	30.73	51.88	11.42	94.03
Combustión interna (diesel)	1 x 0.55	16.16	64.19	14.23	94.58
	1 x 2.5	27.76	57.47	10.98	96.21
	1 x 4.9	21.25	54.18	10.83	86.27
	1 x 11	27.54	51.41	10.68	89.64

^{1/} El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios (febrero de 2005).

^{2/} El costo de operación y mantenimiento no incluye el correspondiente a el agua.

* Clase de potencia del viento	10 metros		30 metros		50 metros	
	Densidad de potencia del viento [W/m ²]	Velocidad media del viento ^{a/} [m/s]	Densidad de potencia del viento [W/m ²]	Velocidad media del viento ^{a/} [m/s]	Densidad de potencia del viento [W/m ²]	Velocidad media del viento ^{a/} [m/s]
6	300 a 400	6.4 a 7.0	480 a 640	7.4 a 8.2	600 a 800	8.0 a 8.8
7	400 a 1,000	7.0 a 9.4	640 a 1,600	8.2 a 11.0	800 a 2,000	8.8 a 11.9

^{a/} Se considera la velocidad del viento a las condiciones del nivel del mar. Para mantener la misma densidad de potencia, la velocidad debe incrementarse un 3% por cada 1,000 [m] de elevación velocidad debe incrementarse un 3% por cada 1,000 [m] de elevación

Tabla III.3 Costo Unitario de Generación – Carga Pico [13]
(Dólares de 2005)
(Precios medios de 2005)

Central	Potencia bruta (MW)	Inversión (\$/MWh)	Combustible^{1/} (\$/MWh)	Operación y Mantenimiento^{2/} (\$/MWh)	Total (\$/MWh)
Turbogás aeroderivada gas	1 x 43.4	56.16	52.57	20.56	131.29
Turbogás industrial gas	1 x 85	46.76	66.49	10.65	123.90
Turbogás industrial gas "F"	1 x 190	37.74	59.03	4.63	101.40
"G"	1 x 266	34.49	56.11	3.48	94.08
Turbogás aeroderivada diesel	1 x 41.3	56.78	54.62	22.50	133.90
4/ Diesel	2 x 18.7	31.28	30.44	15.84	77.56
	3 x 13.5	32.30	30.82	16.97	80.09
	3 x 3.4	37.75	34.00	21.08	92.83
Hidroeléctricas*					
Aguamilpa	3 x 320	103.84	0.78	2.74	107.36
Agua Prieta	2 x 120	144.60	0.21	5.58	150.39
La Amistad	2 x 33	51.34	1.79	8.98	62.11
Bacurato	2 x 46	687.87	11.32	66.86	766.05

1_/ El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios (28 de febrero de 2004).

2_/ El costo de operación y mantenimiento incluye el correspondiente a el agua, excepto para las hidroeléctricas que se considera en el combustible.

4_/ Los motores de combustión interna son de dos tiempos.

* No se muestran todas las centrales hidroeléctricas. Este es sólo un grupo representativo de las mismas.

De las tablas anteriores podemos inferir que en la actualidad son tres tecnologías las que realmente están compitiendo en lo que se refiere al bajo costo unitario de generación: 1) la tecnología nuclear con 43.17 dólares/MWh para una unidad con un reactor avanzado de agua en ebullición (Advanced Boiling Water Reactor, ABWR) de 1356 MW de capacidad instalada, 2) la tecnología eólica (clase 7) con 43.69 dólares/MWh para una central de 34 aerogeneradores de 1.5 MW cada uno, y 3) la tecnología de ciclo combinado que presenta un costo unitario de generación total de 49.57 dólares/MWh para una central de 798 MW de capacidad instalada.

III.7. Costo de los aerogeneradores

En el caso de un parque eólico, prácticamente son los aerogeneradores los que representan la mayor erogación del proyecto; la figura siguiente nos da una idea del rango de precios de los aerogeneradores daneses modernos.

CAPÍTULO III

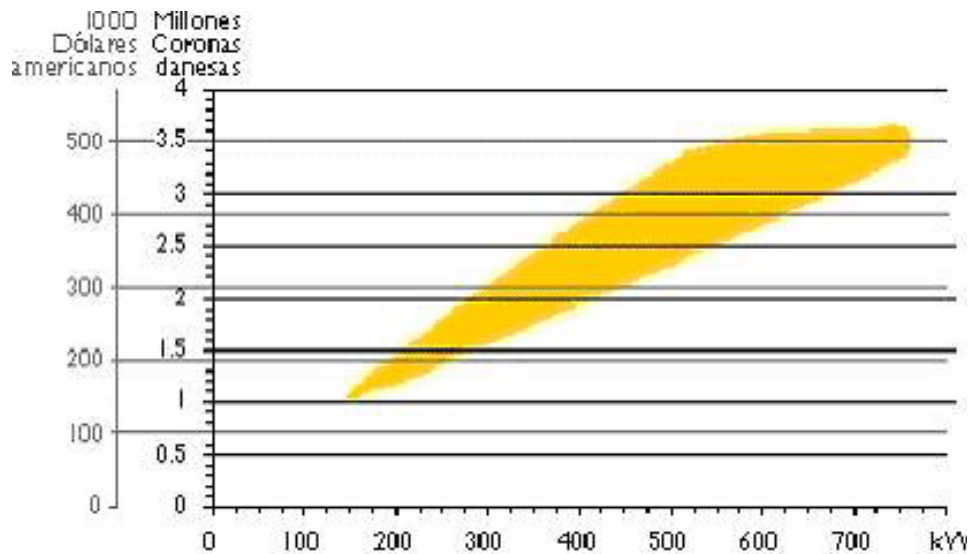


Figura III.1. Rango de precio de los aerogeneradores daneses [9]

Como se puede ver, los precios varían para cada tamaño de aerogenerador. Los motivos son, p.ej., las diferentes alturas de las torres y los diferentes diámetros de rotor. Un metro extra de torre cuesta aproximadamente 1,500 dólares americanos. Una máquina especial para vientos suaves con un diámetro de rotor relativamente grande será más cara que una máquina para vientos fuertes con un diámetro de rotor pequeño.

Al cambiar de una máquina de 150 [kW] a otra de 600 [kW] los precios más o menos se triplicarán, en lugar de cuadruplicarse. La razón es que hasta cierto punto existen economías de escala, p.ej. la cantidad de mano de obra que participa en la construcción de una máquina de 150 [kW] no es muy diferente de la que hace falta para construir una máquina de 600 [kW], p.ej. las características de seguridad, la cantidad de electrónica necesaria para hacer funcionar una máquina pequeña o una grande es aproximadamente la misma. También puede haber (algunas) economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de operar turbinas individuales, aunque estas economías tienden a ser bastante limitadas.

Actualmente la competencia de precios es particularmente dura, y la gama de productos particularmente amplia alrededor de 1,000 [kW]. Aquí es donde probablemente se va a encontrar una máquina optimizada para cualquier clima eólico en particular.

Incluso si los precios son muy similares en el rango de 600 a 1,000 [kW], no tiene necesariamente que elegirse una máquina con un generador lo más grande posible. Una máquina con un gran generador de 750 [kW] (y un diámetro de rotor relativamente pequeño) puede generar menos electricidad que otra de, digamos, 600 [kW], si está situada en una zona de vientos suaves. Hoy en día la potencia

típica de los aerogeneradores oscila entre los 1,000 [kW], con una altura de torre de 60 a 80 metros y un diámetro de rotor alrededor de 54 metros.

III.7.1. Costos de instalación de los aerogeneradores

Los costos de instalación incluyen las cimentaciones, normalmente hechas de hormigón armado, la construcción de carreteras (necesarias para transportar la turbina y las secciones de la torre hasta el lugar de la construcción), un transformador, conexión telefónica para el control remoto y vigilancia del aerogenerador, y los costos de cableado, es decir, el cable que va desde el aerogenerador hasta el transformador y de éste a la línea de alta tensión de 10-30 [kV].

Los costos de cimentación de las torres dependerán de la sismicidad del sitio y de las características del subsuelo.

Los costos de las carreteras dependen de las condiciones del suelo, es decir, de qué tan barato y fácil sea construir una carretera capaz de soportar camiones de 30 toneladas. Otro factor variable es la distancia a la carretera ordinaria más cercana, los costos de llevar una grúa móvil hasta el sitio, y la distancia a una línea de alta tensión capaz de manejar la producción de energía máxima de la turbina.

La conexión telefónica y el control remoto no es una necesidad, pero a menudo es bastante barato, por lo que resulta económico incluirlo en la instalación de un aerogenerador.

Obviamente es más barato conectar muchos aerogeneradores en la misma localización que conectar uno solo. Por otra parte, hay limitaciones a la cantidad de energía eléctrica que la red local puede aceptar. Si la red eléctrica es demasiado débil para manejar la producción del aerogenerador, puede ser necesario un refuerzo de red, es decir, una extensión de la red eléctrica de alta tensión. Quien debe pagar por el refuerzo de red (el propietario de la turbina o la compañía eléctrica) varía de un país a otro.

III.7.2. Costos de operación y mantenimiento para aerogeneradores

La experiencia muestra que los costos de mantenimiento son generalmente muy bajos cuando los aerogeneradores son completamente nuevos, pero que aumentan algo conforme el aerogenerador va envejeciendo.

Estudios llevados a cabo en 500 aerogeneradores daneses instalados en Dinamarca desde 1975, muestran que las nuevas generaciones de aerogeneradores tienen relativamente menos costos de reparación y

mantenimiento que las generaciones más viejas (los estudios comparan aerogeneradores que tienen la misma edad pero que pertenecen a distintas generaciones) [9].

Los aerogeneradores daneses más antiguos (25 - 150 [kW]) tienen costos de operación y mantenimiento de una media de alrededor del 3 por ciento de inversión inicial del aerogenerador. Los aerogeneradores más nuevos son en promedio sustancialmente más grandes, lo que tendería a disminuir los costos de mantenimiento por kW de potencia instalada. Se estima que para las máquinas más nuevas los rangos estimados son del 1.5 al 2.5 por ciento al año de la inversión inicial del aerogenerador [9].

La mayoría de costos de mantenimiento son una cantidad anual fija para el mantenimiento regular de los aerogeneradores, aunque algunos prefieren utilizar en sus cálculos una cantidad fija por kWh producido, normalmente alrededor de 0.01 [dólares/kWh] [9]; valor que es aproximado al dado en el COPAR Generación 2005, que es de 10.06 [dólares/MWh] para una central eólica clase 6 de 7.5 [MW] de capacidad instalada.

Algunos componentes del aerogenerador están más sujetos que otros al desgaste y al rompimiento. Esto es particularmente cierto para las palas y para el multiplicador. Los propietarios de aerogeneradores que ven que el final de la vida de diseño de su turbina está cerca, pueden encontrar ventajoso alargar la vida de la misma haciendo una revisión general de la turbina, p.ej. reemplazando las palas del rotor. El precio de un juego nuevo de palas, un multiplicador o un generador suele ser del orden de magnitud del 15 al 20 por ciento del precio del aerogenerador [9].

Además de las economías de escala, mencionadas anteriormente, que varían con el tamaño del aerogenerador o el tamaño del parque eólico; puede haber economías de escala en la operación de parques eólicos en lugar de aerogeneradores individuales. Estas economías se refieren a visitas de mantenimiento cada seis meses, vigilancia y administración, etc.

III.7.3. Tiempo de vida del proyecto

Los componentes de los aerogeneradores daneses están diseñados para durar 20 años [9]. Evidentemente, se podría diseñar alguno de los componentes para que durase más tiempo, aunque realmente sería un desperdicio si otros componentes principales fueran a averiarse más pronto.

La vida de diseño de 20 años es un compromiso económico útil, que se utiliza para guiar a los ingenieros que desarrollan los componentes para los aerogeneradores. Sus ensayos tienen que demostrar que sus componentes tienen una probabilidad de falla muy baja antes de que hayan transcurrido 20 años.

La vida real de un aerogenerador depende tanto de la calidad de la turbina como de las condiciones climáticas locales, es decir, de la cantidad de turbulencias del emplazamiento. Por ejemplo, los aerogeneradores marinos pueden durar más debido a la baja turbulencia en el mar y esto podría implicar costos menores.

III.7.4. Factor de disponibilidad de los aerogeneradores

Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes pueden inutilizar los aerogeneradores.

Estadísticas muy extensas muestran factores de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo [9]. Un grado tan alto de fiabilidad es muy bueno, comparado con otro tipo de maquinaria, incluyendo otras tecnologías de generación de electricidad. Así pues, el factor de disponibilidad suele ignorarse en los cálculos económicos, dado que hay otras incertidumbres (p. ej. La variabilidad del viento) que son mucho mayores.

IV. Sustentabilidad de la Energía Eólica

Recientemente, a nivel internacional y especialmente en los países europeos, se ha tomado conciencia de que los costos de generación eléctrica (llamados también costos internos) no son el dato determinante en la toma de decisiones sobre la selección de tecnologías a utilizar para la generación eléctrica. Existen daños a la salud e impactos ambientales y sociales que deberían ser considerados y que podrían ser “cuantificados” a través de los llamados costos externos. Un análisis aún más completo resulta al comparar la sustentabilidad de las diferentes tecnologías, cuantificando una serie de indicadores que permiten contrastar de alguna forma, qué tanto apoyan al desarrollo sustentable de un país o inclusive de la humanidad las diferentes tecnologías que sirven para el mismo propósito; en este caso, en la generación de energía eléctrica. Parte esencial de este análisis es la evaluación de los aspectos ambientales y sociales, los cuales serán abordados de manera somera en este capítulo.

IV.1. Aspectos ambientales ligados a la energía eólica

La energía del viento es considerada una tecnología limpia, dado su bajo impacto al medio ambiente. Los parques eólicos tienen la habilidad de generar electricidad con muy pocos de los impactos ambientales asociados a otras fuentes de energía (polución del aire, polución del agua, emisiones de mercurio y gases de efecto invernadero), causando mucho menos daño a plantas y animales, incluyendo aves y murciélagos. Sin embargo, como cualquier proyecto industrial, la construcción y operación de un parque eólico, indudablemente tendrá algún impacto al medio ambiente local y global, incluyendo muerte de aves, murciélagos y de algún otro tipo de vida salvaje. Diversos estudios relacionados al impacto ambiental provocado por algunos parques eólicos existentes, han demostrado dos tipos de impactos locales en aves: 1) muerte directa por colisión y 2) impactos indirectos por esquivamiento, desplazamiento y trastorno del hábitat. De igual forma, impactos directos en murciélagos y aves rapaces también han sido documentados. Para hablar de cifras, podemos mencionar que se reportan de 0.9 a 43.2 murciélagos muertos/MW-año y de 0.9 a 11.7 aves muertas/MW-año [14].

En relación con la muerte directa por colisión, tanto aves migratorias como aves locales en ocasiones mueren a causa del choque con aerogeneradores, torres meteorológicas o bien con algún vehículo de mantenimiento que circule por los caminos creados para el proyecto. El promedio de muertes varía entre los sitios y depende de muchos factores; incluyendo: la cantidad de aves, la vegetación y otras características físicas y biológicas específicas del sitio y del área circundante [14].

En lo concerniente a los impactos indirectos, los estudios han demostrado que existen dos factores significativos en la evaluación del riesgo en aves; la densidad

de aerogeneradores en el sitio y el comportamiento de las aves en dicha zona. Algunos de estos estudios han documentado un decrecimiento en la densidad de la población de las aves locales, así como la evasión en función de la distancia a los aerogeneradores y a los caminos por parte de las aves de la región. El nivel del impacto varía para cada especie y actualmente algunos estudios están cuantificando la distancia de evasión causada por la presencia del parque y la actividad humana. Además, la experiencia internacional ha demostrado que el número de muertes en aves se reduce si en los parques eólicos se emplean aerogeneradores de mayor tamaño, que cuenten con un giro de las aspas más lento y con un mayor espaciamiento entre ellos [14].

IV.2. Aspectos sociales relacionados a la energía eólica

Como la mayoría de las instalaciones industriales, la energía eólica no se encuentra libre de tener algo de oposición. Específicamente el aprovechamiento de la energía del viento ha sufrido cierto rechazo social debido al ruido, al impacto visual y a la gente que defiende a las aves y a los murciélagos. Por otro lado, resulta muy importante que el aprovechamiento de la energía del viento para la generación de electricidad, en comparación con los combustibles fósiles, no genera sensación de peligro al público en general, por lo que la aceptación pública es muy grande sobre todo cuando la gente se encuentra lejos del parque eólico; además, cuando la fabricación de los aerogeneradores es doméstica, la energía eólica es una excelente industria generadora de empleos con grandes beneficios en derrama económica.

Ahora bien, por tratarse de una energía muy difusa, una instalación eólica resulta muy demandante de grandes extensiones de superficie, y a la vez, exige lugares específicos con vientos de características adecuadas. Lo anterior lleva a que en ocasiones, dichos parques eólicos tengan que ser instalados en lugares muy próximos a poblaciones, provocando descontento debido al ruido y al impacto visual producido por dichos parques. Esto ya ha sucedido en países como España, Alemania y Dinamarca, en los cuales los parques eólicos son ya numerosos. En México también se está sufriendo oposición a la instalación del parque eólico de la Venta II, los habitantes cercanos, ejidatarios del terreno que ocupa la central, se han opuesto a rentar sus ejidos a la CFE, argumentando impactos a las aves migratorias de la ruta del Istmo de Tehuantepec, molestias a la población por el siseo de las aspas y por el efecto discoteca^ψ debido al amontonamiento de las turbinas de viento.

^ψ **Efecto discoteca.**- Consiste en la proyección de sombras intermitentes proyectadas por las aspas giratorias. El efecto se produce sobre viviendas próximas, sobre todo al amanecer y al anochecer.

IV.3. Costos externos de generación eléctrica

Un costo externo, también conocido como externalidad, aparece cuando las actividades económicas o sociales de un cierto grupo de personas tienen algún impacto en otro grupo y cuando ese impacto no es completamente considerado o compensado por el primer grupo. Entonces, una central eléctrica que genera emisiones de SO₂, causando daño a la salud humana o al material de los edificios, inflige un costo externo. Esto es porque el impacto en los dueños de los edificios o en aquellos que sufren algún daño en su salud no es tomado en cuenta por aquel que está generando electricidad a la hora de tomar decisiones en la actividad que está causando el daño. En este ejemplo, los costos al medio ambiente son “externos” porque, aunque son costos reales a estos miembros de la sociedad, el dueño de la central de electricidad no está considerándolos cuando toma las decisiones.

Existen varias formas de contabilizar el costo al medio ambiente y a la salud. Una posibilidad puede ser mediante “eco-taxes” (impuestos ecológicos), por ejemplo, gravando impuestos a los combustibles dañinos y a tecnologías de acuerdo al costo externo causado. Otra solución es alentar o dar subsidios a tecnologías más limpias, evitando así los costos socio-ambientales.

Las pautas recientemente adoptadas por la comunidad europea apoyan la protección del medio ambiente. Prevén explícitamente que los Estados pertenecientes a la Unión Europea pueden conceder ayuda operacional, calculada en base a los costos externos evitados por las plantas que funcionan a base de energías renovables. Además, en muchos de los métodos de evaluación aceptados tales como, análisis del ciclo de vida y comparación de tecnologías incluyendo impactos ambientales. Los resultados cuantitativos de los costos externos son una importante contribución para los resultados globales. Otra aplicación es el uso de las estimaciones de los costos externos en los análisis de costo-beneficio. En dicho análisis los costos para establecer medidas para la reducción de alguna restricción ambiental son comparados con los beneficios; por ejemplo, el daño evitado gracias a dicha reducción.

IV.4. Sustentabilidad de la energía eólica

Desde 1987, la Comisión Mundial de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Desarrollo adoptó por unanimidad el documento Nuestro Futuro Común o Informe Brundtland[∞], que constituye el acuerdo más amplio entre científicos y políticos del planeta y que sintetiza los desafíos globales en materia ambiental en el concepto de desarrollo sustentable, el cual se definió como “aquel que satisface las necesidades esenciales de la generación presente sin comprometer la capacidad de satisfacer las necesidades de las generaciones futuras”.

[∞] World Commission on Environment and Development (WCED). Our common future. Oxford: Oxford University Press, 1987.

IV.4.1. Principales conceptos de sustentabilidad

El concepto de sustentabilidad generalmente va relacionado con el desarrollo y por lo regular se encuentra como desarrollo sustentable, por lo que se comenzará por definir cada uno de estos términos de manera independiente. El concepto de **desarrollo** se refiere al desarrollo humano y se define como “el proceso de ampliar la gama de opciones de las personas brindándoles mayores oportunidades de educación, atención médica, ingreso y empleo, y abarcando el espectro total de opciones humanas, desde un entorno físico en buenas condiciones, hasta libertades económicas y políticas”. Por otro lado, el término sustentabilidad nos indica que la forma en la que actuamos en el presente tiene consecuencias sobre las oportunidades futuras y por lo tanto se desea que el **desarrollo** sea **sustentable**, esto es, **un desarrollo que satisfaga las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer las propias**.

La sustentabilidad del desarrollo debería suponer un equilibrio armónico en el manejo de los elementos componentes del capital físico y del acervo natural, respetando ciertos criterios de equidad y la diversidad cultural de la sociedad. Un ejemplo de sustentabilidad referente al sector energético, sería una tecnología de generación de electricidad que cumpla de la mejor manera posible el ser amigable con el medio ambiente (con bajo impacto ambiental), disponer de suficientes reservas de combustible, que el costo del kWh generado y el MW instalado sea competitivo y que finalmente, ayude a generar empleos que a la vez traigan como consecuencia un crecimiento económico de la población.

IV.4.2. Indicadores de Sustentabilidad

A continuación se presentan las técnicas de análisis para evaluar la Sustentabilidad de las diferentes tecnologías existentes para la generación de energía eléctrica. En esta sección se muestran los indicadores a utilizar, su definición e información disponible para cada uno de ellos.

Incluir los costos externos en la comparación de fuentes energéticas es un gran avance pero no es suficiente para comparar de manera integral las diferentes opciones. En diversos trabajos anteriores se ha buscado una metodología para comparar y medir la sustentabilidad de sistemas energéticos para la generación eléctrica. Específicamente Kröger del Instituto Suizo Paul Scherrer [15], elaboró una matriz de identificadores de sustentabilidad en la que definió tres principios de sustentabilidad: “no agotamiento de recursos naturales”, “no producción de desechos no degradables”, y “no alta sensibilidad a factores sociales y ambientales”. Para evaluar estos principios se definieron doce criterios a los cuales asocia diversos indicadores ya específicos para medir diferentes aspectos de sustentabilidad y a cada indicador le asocia una unidad de medida adecuada para calificar el indicador. Estos indicadores pueden ser aplicados a diferentes

tecnologías, y estos deben ser determinados considerando las cadenas energéticas completas. Además, los análisis de ciclo de vida (Life Cycle Analyses, LCA), de impacto ambiental (Environmental Impact Assessment, EIA), y de evaluación de riesgo (Risk Assessment) proporcionan sustento a la metodología. Los indicadores seleccionados son en su mayoría independientes y se presentan desglosados para asegurar transparencia. Además, son representativos de una gran cantidad de atributos empleados en las comparaciones de sustentabilidad anteriores y actuales.

Más recientemente se han realizado análisis en los que la sustentabilidad se evalúa bajo tres enfoques: económico, ambiental y social-político.

IV.4.3. Comparación de la sustentabilidad de la energía eólica con las otras fuentes de generación eléctrica.

En esta sección se presenta la comparación de los resultados de sustentabilidad obtenidos tomando en cuenta las tres dimensiones de sustentabilidad: económica, ambiental y social-política. A continuación se define el significado de cada indicador considerado en cada dimensión:

Dimensión Económica:

- 1) “Disponibilidad de reservas de combustible”: Considera los datos mundiales del número de años de reservas a la razón de producción presente. Los datos se tomaron del trabajo de Kröger. Sin embargo, para las energías renovables se consideraron 10,000 años de reserva, para evitar que en este aspecto las renovables se vieran infinitamente mejores que cualquiera las opciones no renovables. De esta manera se compensa que aunque el recurso es inagotable, no se puede tener un potencial infinito de aprovechamiento.
- 2) “Consumo de materiales no combustibles”: Considera materiales que no son combustibles pero que tienen un uso intensivo en algunas fuentes de energía. Los datos se tomaron de Alfred Voß sobre el desarrollo sustentable en la energía [16].
- 3) “Disponibilidad de la planta”: En lugar de los factores de disponibilidad, se utilizaron los factores de planta típicos de las unidades generadoras en México reportados en COPAR 2005 Para la eólica se utilizó el valor de disponibilidad de La Venta el cual es uno de los mejores sitios eólicos del mundo.
- 4) “Costos nivelados de generación”: Corresponden a costos nivelados a lo largo de la vida útil de la planta. Se tomaron para plantas eléctricas con datos para México del COPAR 2005. La energía eólica no incluye costo de la energía de reemplazo y se considera opción para generación distribuida. El límite inferior

para el caso nuclear fue calculado con datos actuales para un reactor EPR (European Pressurized Reactor) operando con un factor de planta de 90%, instalado en un sitio donde comparte algunos de los gastos de operación con otras plantas.

- 5) "Sensibilidad al precio de combustible": Toma en cuenta la sensibilidad que tienen los costos de generación a incrementos en los precios de los combustibles. Este factor fue calculado a partir de datos del COPAR 2005.

Dimensión Ambiental:

- 6) "Uso de tierra" en operación normal: Los datos corresponden al uso de tierra de la cadena energética completa, fueron tomados del estudio de Hirschberg [17].
- 7) "Consumo de agua": Los datos fueron calculados a partir de datos de COPAR 2005, considerando el uso de agua anual y la cantidad de energía generada con las características de las plantas descritas en COPAR. Para la planta eólica se supone un consumo de 0.1 [m³/MWh].
- 8) "Gases de efecto invernadero": Estos datos se tomaron del mismo trabajo de Kröger. Específicamente el dato de la eólica se tomó igual que el de la nuclear, ya que en varios gráficos para diferentes países las emisiones son iguales para la cadena nuclear y la eólica.
- 9) "Gases de lluvia ácida": Estos datos se tomaron también del trabajo de Kröger incluyendo solamente SO_x. Específicamente el dato de la eólica se tomó igual que el de la nuclear ya que en varios gráficos para diferentes países las emisiones son iguales para la cadena nuclear y la eólica.
- 10) "Desechos radiactivos de alto y mediano nivel": Consideran los volúmenes de desechos radiactivos de alto y mediano nivel que son producidos por unidad de energía generada y que deben ser acondicionados y guardados en un lugar seguro o que eventualmente pueden ser reprocesados. Los datos corresponden al trabajo de Kröger. El valor para el viento se consideró igual al de la hidroeléctrica. Se utiliza la cantidad de sustancias peligrosas en [m³/KWh].
- 11) "Cantidad de desechos inorgánicos en repositorio": Los datos provienen del trabajo de Kröger. El dato para el viento no se conoce y en este trabajo se considera que es igual al de la hidroeléctrica.
- 12) "Riesgo colectivo en humanos, muertes en accidentes": Los datos corresponden al número de fatalidades por GW-año debido a muertes inmediatas en accidentes graves.

Dimensión Social-política:

- 13) “Máximo número creíble de muertes por accidente”: Cuantifica la aversión al riesgo que tiene el público, considera el número máximo de muertes por accidente que es creíble.
- 14) “Tiempo necesario de confinamiento”: Este dato se tomó del estudio de Hirschberg [18].
- 15) “Proliferación”: Potencial de que los materiales puedan ser desviados para la fabricación de armas. El dato fue asignado arbitrariamente para mostrar una desventaja social que tiene la energía nuclear con respecto a las otras energías.
- 16) “Oportunidades específicas de empleo”: Cuantifica la generación de empleos.
- 17) “Reducción de la esperanza de vida”: Cuantifica los años de vida perdida como consecuencia de los daños a la salud ocasionados por la generación eléctrica en la cadena energética completa.
- 18) “Ruido e impacto visual”: Es un factor (cualitativo) que se asigna para tomar en cuenta que existen fuentes energéticas que provocan disturbios locales considerables. Se considera la cadena energética completa.

Para tener una calificación global de sustentabilidad sería necesario aplicar un método de agregación, el cual puede ser lógica difusa o ponderación lineal y también sería necesario asignar los pesos que ponderen la importancia de cada indicador en la toma de decisiones. En esta tesis esto no fue abordado; sin embargo, se puede observar que la energía eólica está bien posicionada en la mayoría de los indicadores, especialmente al ser comparada con los combustibles fósiles.

Tabla IV.1 Indicadores Económicos

Área de Impacto	Indicador	Unidad	Nuclear	Carbón	Gas-Natural	Hidro	Viento	Combustóleo
Recursos	1 Disponibilidad de reservas de combustible [15]	años	120-400	160-2300	70-170	5000	5000	30-100*
	2 Consumo de materiales no combustibles [16]	(Cobre) kg/GWh (Acero) kg/GWh	6-7 420-490	2-8 1750-2310	3 1207	5-14 1560-2680	47-140 3700-11140	12
	3 Factor de Disponibilidad (Load factor) [13]	%	85	75	80	60	40	75
Requerimientos financieros	4 Costos nivelados de generación [13]	\$ / kWh	43.2	54.5-57.9	49.6-52.8	62.1-150.4	87.4-97.4 **	62.9-99.9
	5 Sensibilidad al precio del combustible [13]	factor	1.15	1.2	1.8	1	1	1.6

* Datos aproximados.

** Para la eólica, el costo de generación fue doblado para tomar en cuenta la energía de respaldo.

Tabla IV.2 Indicadores Ambientales

Área de Impacto	Indicador	Unidad	Nuclear	Carbón	Gas-Natural	Hidro	Viento	Combustóleo
Efectos no Contaminantes	6 Uso de tierra [18]	m ² /GWh	7	106	47	92	28	335
Requerimientos de agua	7 Consumo de agua [13]	m ³ /GWh	2.11	2.63	1.23	670-11, 620	0.1	2.14
Calentamiento Global	8 Gases invernadero [15]	tons CO ₂ eq/GWh	8-29	950-1200	530	4-7	8-29	900
Impacto ambiental regional	9 Gases de lluvia ácida [15]	tons SO _x /GWh	56-150	920-25000	260	8-10	56-150	1000
Producción de desechos	10 Desechos radiológicos de alto y medio nivel [15]	m ³ /GWh	9-11	0.13-0.2	0.04	0.006	0.006	0.05
	11 Desechos inorgánicos en repositorio [15]	kg/GWh	650-1200	5800-54000	1500	30	30	2000
Accidentes Severos	12 Accidentes: Riesgo colectivo en humanos [7]	Muertes inmediatas/GW-año	0.006	0.690-0.876	0.093	0.561-4.265	0	0.436

Tabla IV.3 Indicadores Social - Políticos

Área de Impacto	Indicador	Unidad	Nuclear	Carbón	Gas-Natural	Hidro	Viento	Combustóleo
Aversión al riesgo	13 Máximo número creible de muertes por accidente [18]	Muertes/ accidente	50000	500	100	2000	5	4500
Confinamiento de desechos	14 Tiempo Necesario de confinamiento [18]	Miles de años	1000	50	0.01	0.01	1	0.01
Proliferación	15 Proliferación potencial	Escala relativa	10	0	0	0	0	0
Empleo	16 Oportunidades específicas de empleo [18]	personas-año/GWh	0.16	0.86	0.65	1.2	0.36	0.47
Impactos a la salud humana (Operación normal)	17 Reducción de la esperanza de vida [18]	YOLL/TWh*	5	68	23	11	7	120
Disturbios locales	18 Ruido, amenidad visual [18]	Escala relativa	4	10	2	5	7	6

* YOLL (Years Of Life Lost) expresa los años de vida perdida.

V. Propuesta de la Instalación de un Parque Eólico

En este capítulo se presentan los aspectos más relevantes en la instalación de un parque eólico. Específicamente, se simulará un parque con una capacidad de 100 [MW] ubicado en el istmo de Tehuantepec.

V.1. Selección del aerogenerador

En la actualidad, el mercado de aerogeneradores es muy vasto. Compañías como NORDEX, GAMESA, VESTAS y MITSUBISHI; por nombrar algunos, cuentan con una gran variedad de modelos, de entre los cuales, se puede elegir el más conveniente de acuerdo con las características del proyecto a realizar.

Para la realización de este proyecto, se ha elegido el aerogenerador MWT-1000 de Mitsubishi, de 1000 [kWe] de potencia, del cual, se presentan a continuación sus características.



TURBINA

- Tipo: Control de ajuste de las palas contra el viento.
- Producción nominal: 1,000 [kW]
- Diámetro de Rotor: 57m (Clase 1) / 61.4m (Clase 2)
- Velocidad de Giro: 21rpm /19.8 rpm
- Número de palas: 3
- Longitud de pala: 26.8 m /29.5 m

GENERADOR

- Tipo: Generador de Inducción
- Producción nominal: 1,000 [kW]
- Voltaje, fase y frecuencia: 690V/600V, 3-fases, 50Hz/60Hz

TORRE

- Tipo: Monopole
- Altura del Buje: 45/60/69m

SISTEMAS DE CONTROL

- Regulación de potencia: Control de ajuste.
- Sistema de orientación: Control de orientación activa

SISTEMAS DE SEGURIDAD

- Sobre-velocidad
- Controlador de presión del aceite
- Vibración excesiva de la cabina
- Control de desorden de orientación
- Generador de sobre-corriente

Figura V.1. Datos técnicos del aerogenerador MWT-1000 [19]

V.2. Software para el Diseño y Simulación de parques eólicos

WindPRO es un software basado en módulos creado para trabajar en Windows 98/ME/NT/2000/XP para el diseño y planeación de un solo aerogenerador; o bien, para centrales eólicas completas. Los diferentes módulos de WindPRO, están diseñados con el fin de cubrir todos los aspectos que se requieren conocer cuando se planea la instalación de un parque eólico; ofreciendo de esta forma, una clara perspectiva sobre las características propias (energía producida, uso de suelo, costos, nivel de ruido, visualización, etc.) que tendrá la futura central eólica al ser colocada en un área específica.

A continuación, se listan y se describen brevemente los módulos que conforman el WindPRO:

Módulo Básico

BASIS. El módulo Basis contiene los elementos siguientes:

- Gerencia y control del proyecto
- Sistema de control de mapas
- Catálogo de aerogeneradores
- Proyección / entrada de datos concernientes a los objetos

Cálculo de energía

ATLAS. Cálculo de la producción de energía de un aerogenerador individual en base a una descripción del terreno (rugosidad, colinas, obstáculos), estadísticas de viento y características de la energía producida.



Figura V.2. Visualización de un mapa por medio de ATLAS [20]

METEO. Cálculo de la producción de energía de un aerogenerador individual en base a datos precisos del viento o de parámetros Weibull, así como las curvas de potencia, datos de mantenimiento, análisis y presentación de datos de medición.

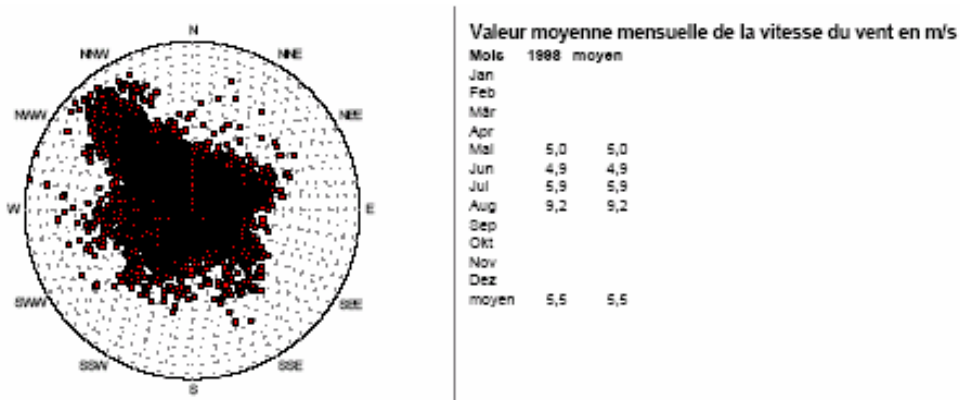


Figura V.3. Reporte presentado por METEO del valor promedio mensual de viento en cierta región [20]

WAsP Interface. Cálculo de la producción de energía de un aerogenerador individual en base a la descripción del terreno (rugosidad, orografía, obstáculos), estadísticas de viento y curvas de potencia.

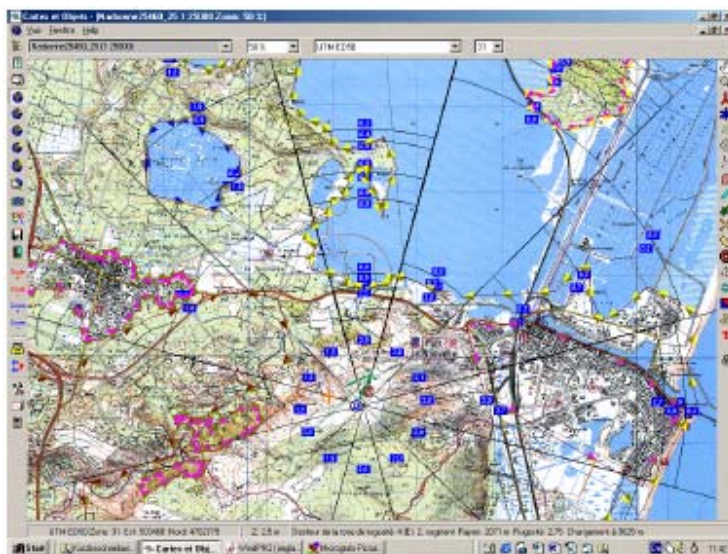


Figura V.4. Vista parcial de un mapa en WAsP [20]

RESOURCE. Definición, cálculo y presentación de un mapa de recursos de viento basado en mapas numéricos de rugosidad y de alturas, así como las estadísticas regionales de viento. Por otra parte, el resumen de los archivos RSF también pueden ser representados con WASP.

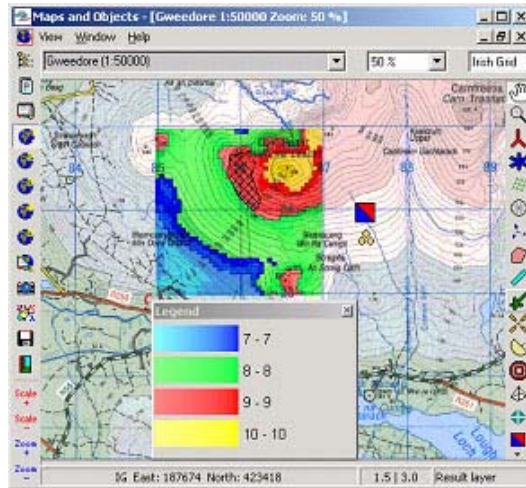


Figura V.5. Representación de la densidad de potencia en cierta región mediante **RESOURCE** [20]

PARK. Cálculo de la producción y pérdida de energía debido a los aerogeneradores de un parque eólico, así como los sitios y el tipo de aerogenerador en base a las condiciones de viento, descritos por uno de los módulos siguientes: **ATLAS** (terreno ordinario), **WASP-Interface** (terreno complejo), **METEO** (parámetros Weibull y/o datos de medición), o **RESOURCE** (mapa de recursos de viento).

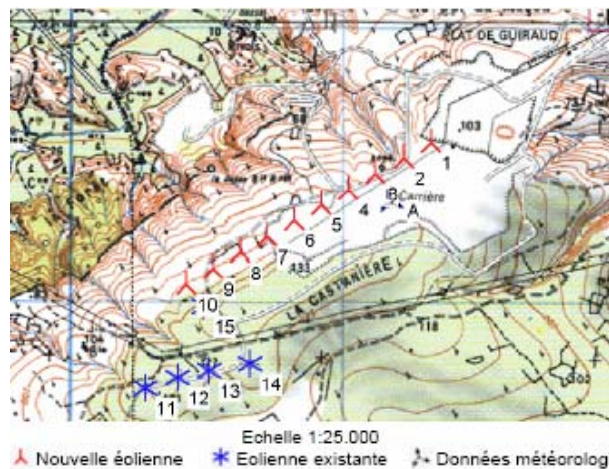


Figura V.6. Presentación de la vista preliminar del parque eólico en **PARK** [20]

OPTIMIZE. Optimiza la disposición del parque eólico con respecto a la producción energética. Presenta la opción de ajuste automático a los requisitos mínimos de distancia entre aerogeneradores. Incluye el diseño del parque – instrumento que facilita una disposición completamente geométrica de la central, con control interactivo de los requisitos de diseño para el área donde se ubicará el parque eólico -.

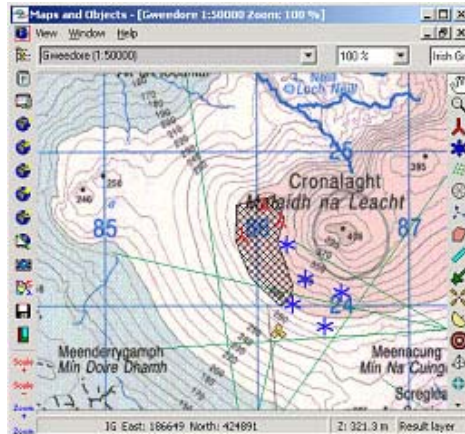


Figura V.7. Parque eólico con una distribución de los aerogeneradores optimizada mediante el módulo OPTIMIZE [20]

Medio ambiente

DECIBEL. Cálculo y documentación de los impactos de ruido en la región con el ruido crítico, causado por un parque eólico o bien por un sólo aerogenerador.

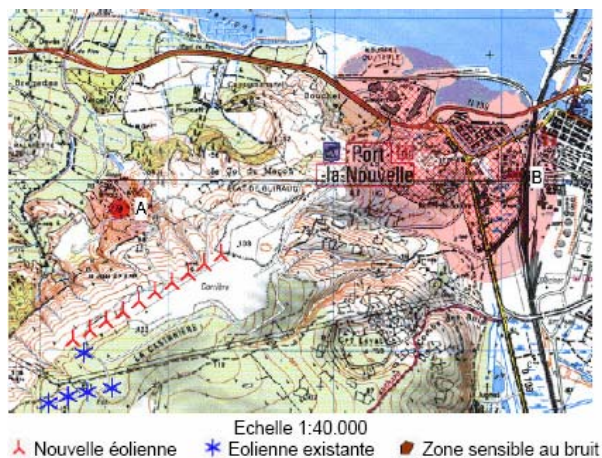



Figura V.8. Ilustración del área que será sensible al ruido al instalarse una central eoloeléctrica [20]

SHADOW. Calcula y documenta la proyección de la sombra provocada por el giro del rotor alrededor de un aerogenerador o de un parque eólico en su totalidad.

IMPACT. Cálculo y documentación de la influencia (ruido, sombra y visibilidad) que presentan los proyectos eólicos en cada residente de la zona.

 **Visualización**

PHOTOMONTAGE. Monta los aerogeneradores y los demás objetos (transformadores, caminos) sobre una foto de la región, con el fin de apreciar por adelantado las incidencias visuales que presentan los aerogeneradores. El módulo VISUAL nos ofrece una imagen realista del impacto en la región. De igual forma, una visualización también puede realizarse sobre un área ficticia, que se basará en datos de altura en vez de una fotografía del área.



Figura V.9. Fotomontaje preliminar del futuro parque eólico en la región elegida [20]



Figura V.10. Fotomontaje del parque eólico finalizado [20]

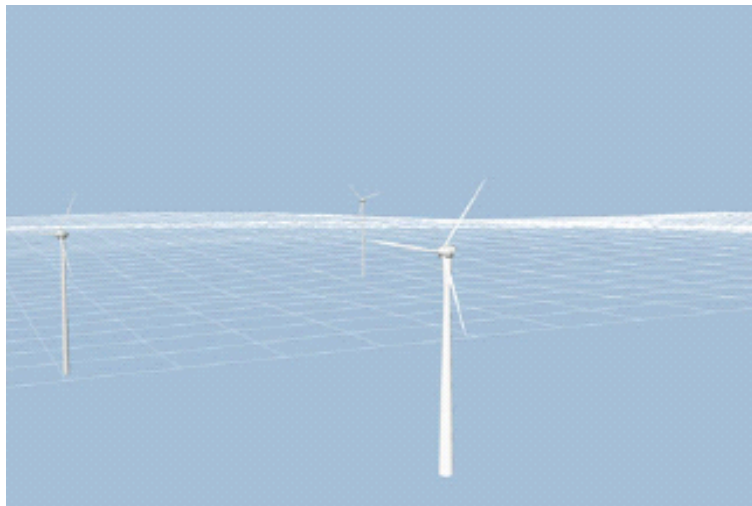


Figura V.11. Visualización de un parque eólico sobre un área ficticia [20]

ANIMATION. Genera una animación del parque -en la cual, los aerogeneradores aparecen funcionando (con el rotor girando)- montada sobre una fotografía de la región.

Planeación

WindPLAN. Este módulo es una herramienta de soporte para el análisis de impacto ambiental (EIA) y para fines de planeación espacial. Este módulo incluye tres modelos de planeación espacial interrelacionados (1 - 3) y tres herramientas generales de soporte para el análisis EIA (4 - 6).

1. Modelo para el cálculo de importancia de visibilidad.
2. Cálculo del conflicto entre aerogeneradores (evaluación de los requerimientos de distancia).
3. Planeación ponderada por el recuso eólico.
4. Cálculo de emisiones y ahorro de fuentes convencionales.
5. Dibujo de los perfiles del terreno mediante los objetos artificiales.
6. Generación de la vista final y de los mapas actualizados del usuario con sus respectivas leyendas.

Eléctrico

eGrid. Realiza un cálculo completo del estado permanente de los sistemas de la red radial eléctrica. Para el diseño, la optimización y la documentación de la conexión a la red de un sólo aerogenerador, así como también de varios grupos de parques eólicos. Incluso eGRID puede calcular una red tradicional sin aerogeneradores.

Rendimiento

Windbank. Cálculo y obtención del rendimiento de un proyecto eólico compuesto por un sólo aerogenerador o por un parque eólico. Los controles de rendimiento son posibles para:

- Asociaciones (por ejemplo: Fondos), y/o
- Personas o inversionistas individuales.

Los diferentes módulos en WindPRO están completamente integrados, lo que significa que cualquier cambio en alguna de sus entradas (datos), será registrado automáticamente en todos y cada uno de los módulos.

V.3. Simulación del parque eólico de 100 [MW]

En esta sección se presenta la simulación del parque eólico de 100 [MW], el cual, se encontraría localizado en el ejido Santo Domingo, Oaxaca, en el Istmo de Tehuantepec. La Figura V.12 señala la ubicación aproximada del parque en la república mexicana.

CAPÍTULO V



Figura V.12. Localización del parque eólico simulado [21]

Esta simulación fue desarrollada con la ayuda de los módulos BASIS, PARK, DECIBEL y METEO del WindPRO.

El parque eólico cuenta con 100 aerogeneradores de 1000 [KW] cada uno y ocupará aproximadamente un área de 700 hectáreas. Las características del sitio, tales como la rugosidad del terreno y los posibles obstáculos para el viento, fueron detallados en la base de datos del simulador.

Dentro del Reporte Principal de Resultados del módulo PARK, se puede observar la localización exacta del parque eólico, la velocidad media del viento en la zona (10.2 [m/s]), la generación total anual que se podría generar en este parque eólico (3.85 [GWh]); así como también, el mejor factor de capacidad que puede esperarse (43.9%) dadas las características del sitio y del diseño del parque eólico.

La figura siguiente muestra el arreglo de las turbinas en el parque eólico. Se puede observar que el parque está constituido por 4 filas de 25 aerogeneradores cada una, con un espaciado de 3 diámetros de rotor entre aerogeneradores y 6 diámetros de rotor entre las filas de aerogeneradores. Cabe mencionar que el arreglo de aerogeneradores empleado en esta simulación (distancia entre las turbinas) es teóricamente el mínimo recomendado para que el parque tenga un buen desempeño, desprendiéndose de ahí el área aproximada que ocuparía el parque, 700 hectáreas.

CAPÍTULO V

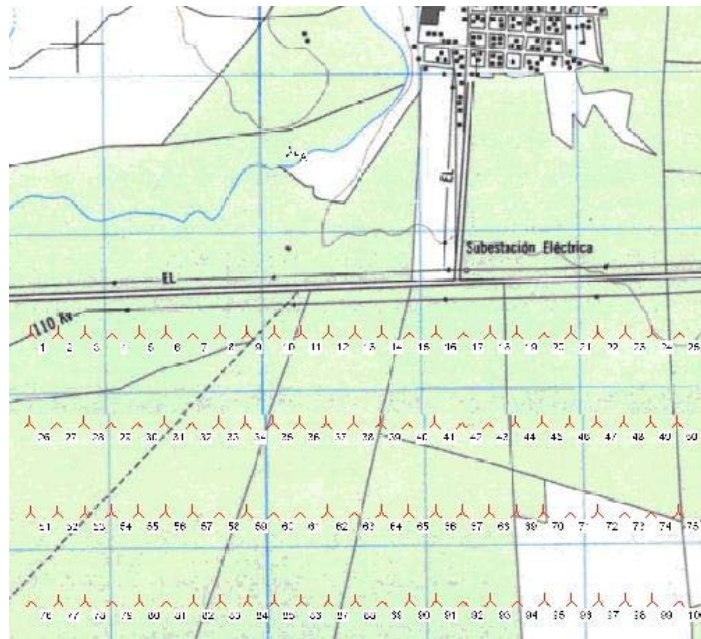


Figura V.13. Distribución de los aerogeneradores en el parque eólico

Dentro del reporte que entrega el módulo METEO se encuentra el análisis de producción del parque; en el cual, se presentan los siguientes análisis:

- *Análisis Energía vs Sector*, que nos indica la cantidad de energía que puede ser obtenida por sector (N, NNE, ENE, E, ESE, SSE, S, SSW, WSW, W, WNW y NNW). La figura siguiente muestra lo anterior y nos señala que el viento proveniente de norte a sur es ampliamente dominante.

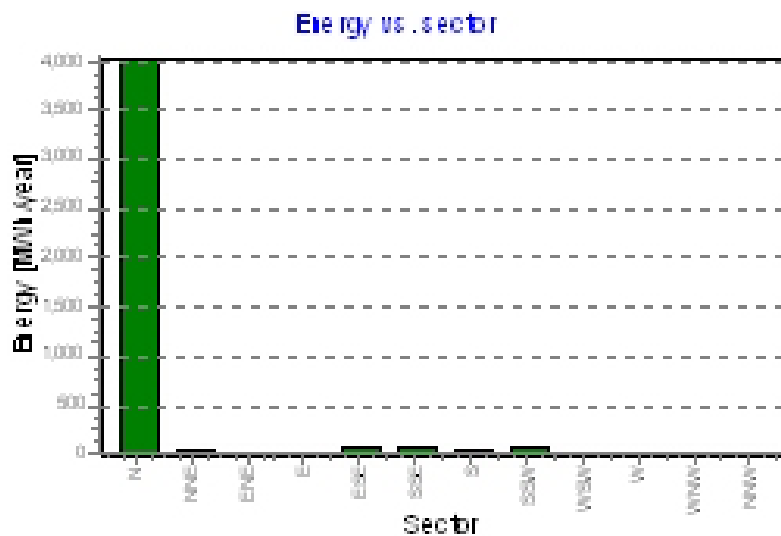


Figura V.14. Análisis Energía vs Sector

- *Análisis Energía vs Velocidad de Viento*, que nos indica la distribución de la energía generada a través de un rango de velocidades de viento de 0 a 25 [m/s]. Se observa que el parque eólico podría generar del orden de 475 [MWh] al año, si la velocidad promedio anual del viento en el sitio fuera de 15 [m/s].

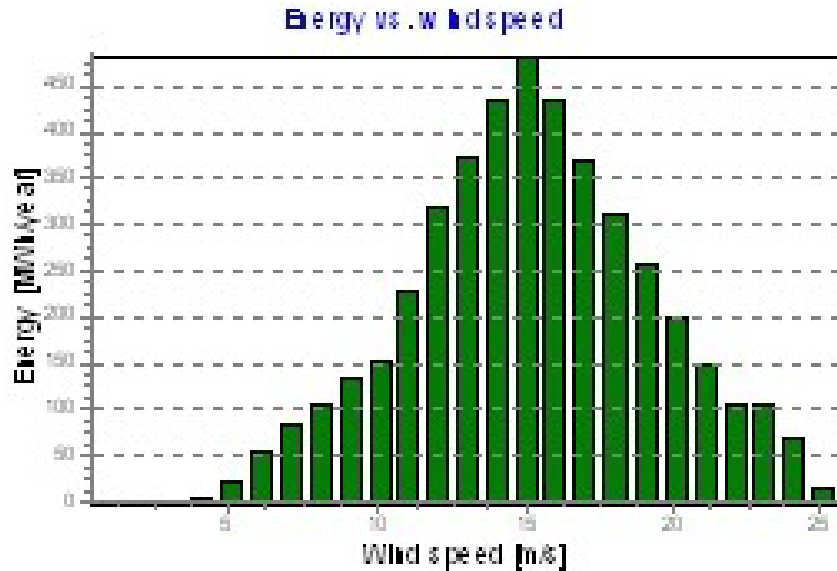


Figura V.15. Análisis Energía vs Velocidad de Viento

Similar a lo anterior, el módulo DECIBEL muestra el nivel de ruido producido por el parque eólico. Esto es, nos muestra la propagación que tendría el ruido producido por el parque. En la figura siguiente se puede apreciar la representación de las ondas sonoras que produciría el parque eólico. Cada una de éstas representa cierto nivel de ruido – [dB(A)] –. La primera, que rodea cada una de las filas de los aerogeneradores indica 55 [dB(A)]; la segunda, que encierra las cuatro filas, indica 50 [dB(A)]; la tercera, 45 [dB(A)]; la cuarta, que ya toca el área sensible al ruido, indica 40 [dB(A)] y la quinta, en el centro del poblado, 35 [dB(A)]. Y es así que el reporte de resultados del módulo DECIBEL, señala que el nivel de ruido en el poblado de Santo Domingo, que está localizado a 1,180 [m] del parque eólico, sería de 40.7 [dB(A)]; el cual es satisfactorio, dado que el nivel máximo permitido en México es de 65 [dB(A)].

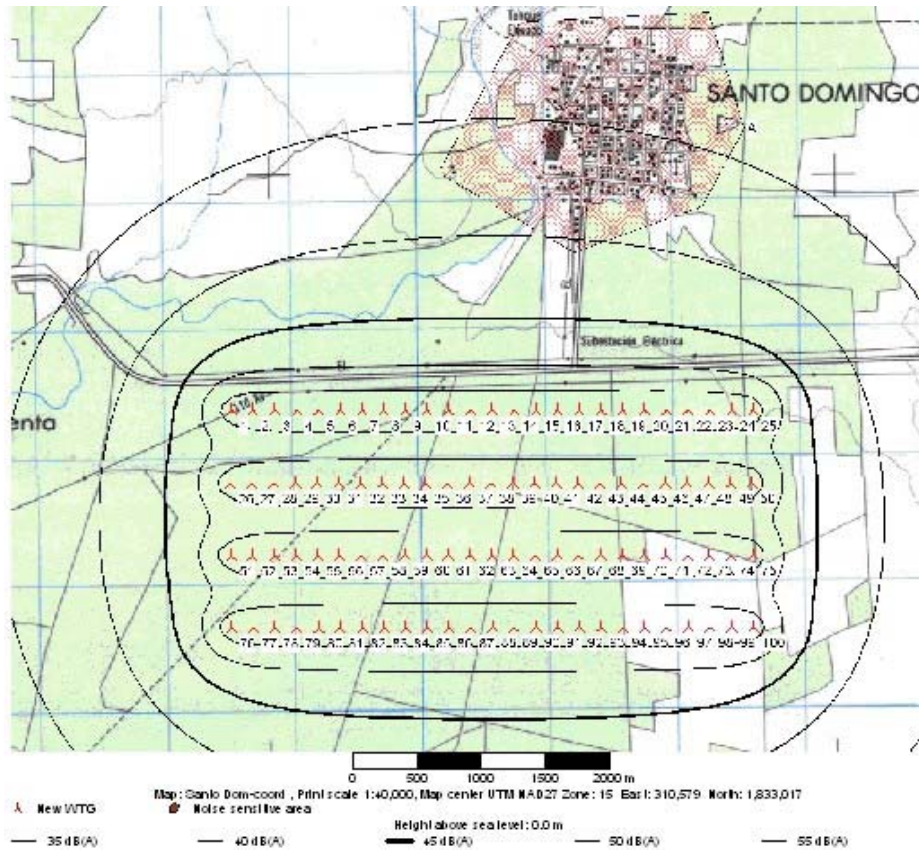


Figura V.16. Esquema de la propagación del ruido producido por el parque eólico

A su vez, los módulos PARK y METEO entregan respectivamente el análisis de la curva de energía. Dentro de dicho análisis, se puede observar mediante la curva de eficiencia y la curva de energía el comportamiento que tiene el aerogenerador que hemos elegido para el parque. La Figura V.17 muestra la curva de potencia en función de la velocidad del viento, en la cual se puede observar que el aerogenerador arrancará a una velocidad de 4 [m/s] y alcanzará su plena potencia cuando se tenga una velocidad de viento de aproximadamente 14 [m/s]. En la Figura V.18 se presentan la curva de eficiencia (azul) y la curva característica de energía (verde) del aerogenerador. Con ayuda de la curva de eficiencia, podemos observar que el aerogenerador presenta su máxima eficiencia, 43.9%, aproximadamente a los 6.3 [m/s].

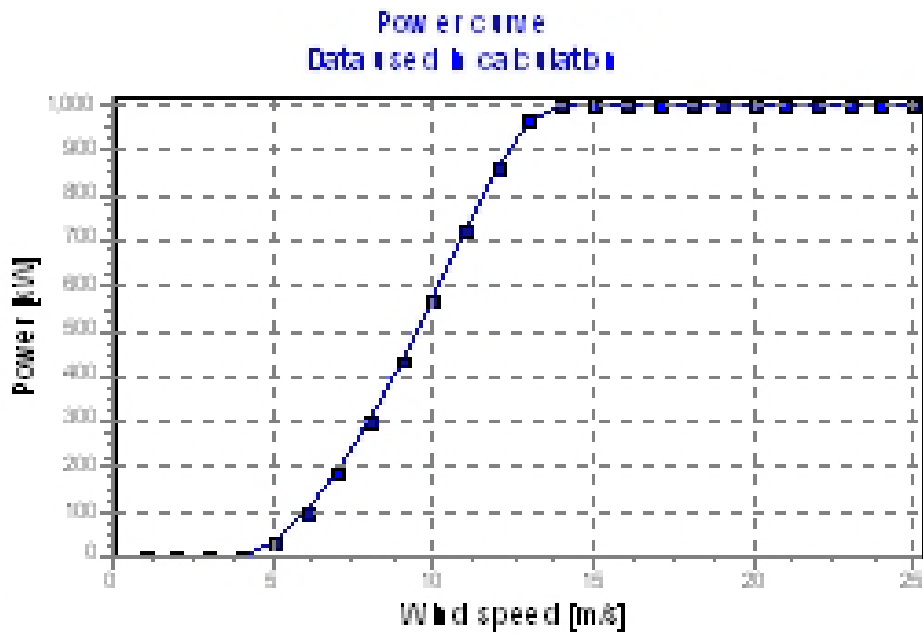


Figura V.17. Curva de Energía para el aerogenerador MWT-1000 de Mitsubishi, de 1000 kW de potencia

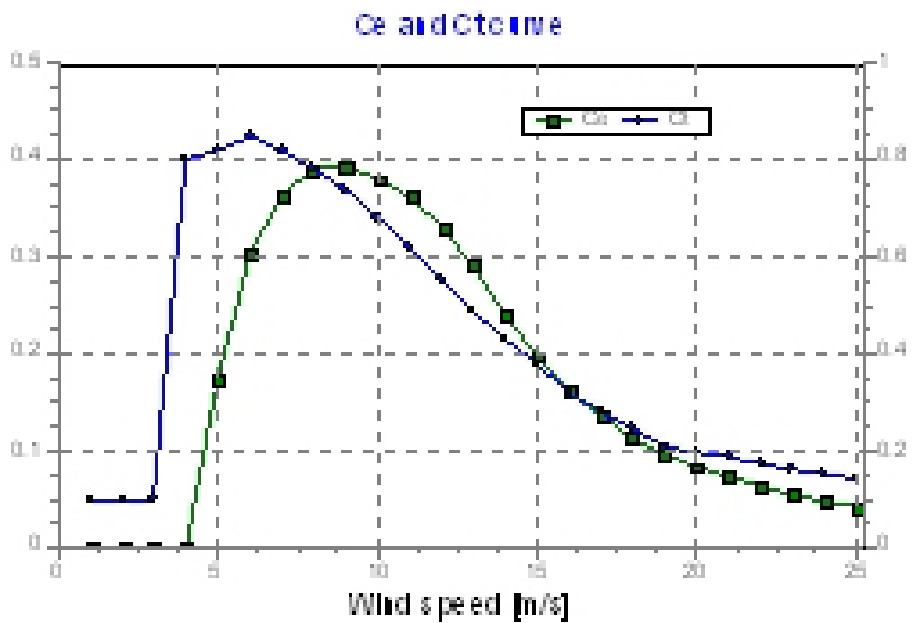


Figura V.18. Curva de Eficiencia (C_e) y Curva Característica de Energía (C_t) vs Velocidad de Viento del aerogenerador MWT-1000 de Mitsubishi

V.3.1. Análisis de los costos

En esta sección se presentan los cálculos para obtener el costo del kWh generado por una planta eolieléctrica. Los costos unitarios de inversión se expresan en dólares por kW a precios medios del 2005; el resto de los parámetros básicos del costo de generación, están tomados de la publicación “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. Generación”, del año 2005, divulgada por la Comisión Federal de Electricidad.

El cálculo se hizo a moneda constante, considerando una tasa de descuento del 12%.

El análisis se inicia tomando como base el costo instantáneo (overnight), 1,110 [Dls/kW], y la Tabla V.1 que aparece en el COPAR 2006, y que contiene el programa de inversión para un parque eólico similar al que se plantea en este trabajo. En un proyecto real, el programa de inversiones deberá ajustarse al tiempo que se convenga con el constructor en el momento de planear la obra.

Tabla V.1 Programa de Inversión para parques eólicos [13]

Central	Potencia Bruta [MW]	Programa de Inversión (%)												FVP ^{1_}	No. de meses
		Meses de Construcción													
		-12	-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	12%	
Eólica (clase 6 y 7)	5 x 1.5											50.5	49.5	1.0143	2
	10 x 1.5										19.9	59.7	20.4	1.0190	3
	34 x 1.5							4.3	15.5	30.7	29.1	14.9	5.6	1.0336	6
	67 x 1.5	1.4	3	5.8	9.8	14	16.6	16.1	13	9.1	5.8	3.4	2.0	1.0633	12

^{1_}/ Factor de valor presente al inicio de operación, calculado con una tasa mensual a partir de una tasa anual

En la tabla siguiente se hace un condensado de los datos necesarios para calcular el costo nivelado del MWh por concepto de inversión y por operación y mantenimiento.

Tabla V.2 Datos para el cálculo del costo nivelado del MWh

Concepto	
Potencia Efectiva (C)	1000 [kW]
Usos Propios (up)	0.001 fracción
Factor de Planta (fp)	0.439 fracción
Costo instantáneo (CU)	1110 [Dol/kW]
Tasa de descuento (i)	0.12 fracción
Vida de la planta (n)	20 años
Tiempo Construcción (N)	1 año

CAPÍTULO V

Con ayuda de lo anterior, se elaboró la tabla siguiente; en la cual se muestran los pagos referidos a fracción del año que tendrían lugar en este proyecto. Además, con la ayuda de las fórmulas para la obtención del Valor Presente se actualizó el costo de inversión al año de entrada en operación, siendo éste 1,180.4 [Dls/kW].

Tabla V.3 Actualización del costo de inversión al año de entrada en operación

Años	% Curva S	% pago	\$/kW	Curva S	VP Pago
0.08	0.01	1.4	15.54	15.54	17.40
0.17	0.03	3.0	33.30	48.84	36.95
0.25	0.06	5.8	64.38	113.22	70.76
0.33	0.10	9.8	108.78	222.00	118.43
0.42	0.14	14.0	155.40	377.40	167.60
0.50	0.17	16.6	184.26	561.66	196.85
0.58	0.16	16.1	178.71	740.37	189.13
0.67	0.13	13.0	144.30	884.67	151.28
0.75	0.09	9.1	101.01	985.68	104.90
0.83	0.06	5.8	64.38	1,050.06	66.23
0.92	0.03	3.4	38.85	1,088.91	39.59
1.00	0.02	2.0	23.31	1,112.22	23.53
		100.00	1,110.00		1,180.4

Programando las ecuaciones presentadas en el capítulo III en Excel, se obtiene lo siguiente:

Tabla V.4 Costo del kWh generado por una planta eoloeléctrica

Resultados	
Factor de recuperación de capital (frc(i,n))	0.13
Factor de Valor Presente (fvp(i,w))	1.06
Costo Inversión Actualizado	1,182.64 [Dol/kW]
Costo Anual de inversión	158.33 [Dol/kW-año]
Costo Anual de O&M	30.0 [Dol/kW-año]
Costo Anual Total	188.33 [Dol/kW-año]
Generación Neta Anual (GNA)	3841.79 [horas/año]
Costo de Inversión (nivelado)	36.73 [Dol/MWh]
Costo O&M (nivelado)	7.81 [Dol/MWh]
Costo nivelado del MWh	44.54 [Dol/MWh]

Como puede verse, un costo de 44.54 [dólares/MWh] es altamente competitivo, comparado con los valores que se presentan en la Tabla III.4 para la tecnología nuclear y para la de ciclo combinado, 43.17 [dólares/MWh] y 49.57 [dólares/MWh] respectivamente. Claro que debemos tener presente que el viento es intermitente

y que en el año más de la mitad del tiempo no se está generando energía y es necesario contar con la potencia de 100 [MW] de respaldo de alguna fuente energética no intermitente en algún sitio relativamente cercano al parque.

V.3.2. Aspectos ambientales

Si bien, la migración de las aves es un fenómeno que sucede a nivel mundial, este estudio únicamente se ha basado en lo concerniente a la posible alteración que acarrearía la instalación de un parque eólico en el medio ambiente y en el hábitat de ciertas especies de aves en México.

Dado lo anterior, en la Figura V.19 se muestran algunas de las rutas que siguen ciertas especies durante su vuelo al sur; se puede observar que éstas pasan a través del territorio nacional, por toda la costa del Golfo de México y prácticamente todo el istmo de Tehuantepec; que es justamente la zona, en la cual se planean instalar los principales proyectos eólicos en México, y donde se encuentra el parque eólico simulado en esta investigación.

Existen cerca de 9,000 especies de aves en el mundo y México alberga aproximadamente 1,076 de ellas, dentro de las cuales, 107 especies son endémicas. El Estado de Oaxaca se caracteriza por su gran diversidad en aves ya que alberga 736 especies, lo anterior confirmado por medios confiables, y 60 especies adicionales que en este momento son consideradas como probables ya que su registro hasta ahora es dudoso. El riesgo o amenazas que afectan directa o indirectamente a estas especies son muchos, siendo tal vez los más importantes: el tráfico, la caza ilegal y la pérdida de su hábitat natural; es en éste último donde un parque eólico podría influir.



Figura V.19. Rutas migratorias a través del istmo de Tehuantepec y el Golfo de México [22]

CAPÍTULO V

Como ya sabemos, en La Venta I existen solamente 7 aerogeneradores, situados relativamente cerca unos de otros, sin embargo, desde 1994, año en que inició su operación, no ha sido documentada la muerte de algún ave. Ahora, el siguiente proyecto que será instalado en la misma zona (La Venta II) constará de 98 aerogeneradores, significativamente mayor al primero, por lo que tendrá que empezarse a tomar en cuenta, el cómo este proyecto y los que están por venir, afecten lo menos posible la vida que llevan las aves del lugar.

Cabe mencionar que otros impactos relacionados con los parques eólicos, son el ruido y la contaminación visual producida por los aerogeneradores. En lo referente al problema del ruido, en México será prohibida la construcción de un parque eólico, si éste excede el límite máximo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994 [23], creada para tal propósito por la Secretaría de Salud, tomando en cuenta el ruido máximo permitido para humanos, 65 dB(A). Las autoridades locales o federales, según el alcance de su jurisdicción, deberán adoptar medidas para prevenir violaciones a este límite máximo permitido, y cuando sea aplicable, deberán imponer las sanciones correspondientes a los responsables.

Finalmente, la Figura V.21 presenta la imagen de cómo se vería el parque que ha sido simulado en este estudio.



Figura V.20. Presentación de la imagen del parque simulado durante su construcción






VI. Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) de parques eólicos

Si bien las centrales eoloelectricas no causan muertes o enfermedad durante el transcurso de su vida útil, se presentan otros riesgos, tales como la ruptura de alguna pala o la expulsión del hielo que se ha formado en las palas del aerogenerador, si es que éste se encuentra situado en una zona de bajas temperaturas, así como riesgos económicos y la posible colisión de embarcaciones contra los aerogeneradores, en el caso de ser un parque localizado mar adentro. Es por esto, que organizaciones internacionales, han considerado el uso del Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) para el estudio de los riesgos pertenecientes a la energía del viento. Por ejemplo, el objetivo del proyecto SAFESHIP, es la reducción del riesgo existente de la colisión de embarcaciones con parques eólicos mar adentro mediante el desarrollo de tecnologías y metodologías de evaluación [24]. También se ha desarrollado trabajo en RISO para estudiar la seguridad y la confiabilidad de los aerogeneradores de gran tamaño [25]. Un modelo de evaluación de probabilidad de riesgo para aerogeneradores, fue aplicado para la valoración de riesgos generados por la ruptura de alguna pala o la expulsión de hielo en parques eólicos [26].

Pues bien, aunque no queda claro a partir de la información disponible, hasta qué punto se está integrando este trabajo en la estandarización o regulación de los parques eólicos; en esta sección, se ha desarrollado un árbol de eventos con el fin de analizar los posibles escenarios que podrían producirse por la alta velocidad del viento, así también, se han desarrollado árboles de fallas para cada uno de los sistemas de mitigación, para determinar la importancia relativa en las secuencias de falla de cada uno de los componentes del aerogenerador, con el objetivo de comprobar la rentabilidad de las mejoras y la optimización del mantenimiento.

VI.1. Descripción del Sistema “Aerogenerador”

En esta sección se describe el comportamiento que tendría un sistema llamado “Aerogenerador”, al presentarse un evento iniciador denominado Alta Velocidad de Viento “(OVERSPEED)”. Para esto, se empleó el programa SAPHIRE [27], que es una herramienta que se emplea primordialmente para el Análisis de Confiabilidad y Riesgo. En dicho programa se modeló el sistema “Aerogenerador”, para el cual, se dibujaron y cuantificaron el árbol de eventos y los árboles de fallas para cada uno de los subsistemas que conforman este sistema. En total son cinco los subsistemas básicos en los que se dividió al sistema “Aerogenerador”: Sistema de Orientación y Medición (SOYM), Sistema de Control (SC), Operador (OP), Operador Remoto (OPR) y Frenos de Pala (SF). A continuación se describen los detalles de cada uno de ellos:

-  **Sistema de Orientación y Medición (SOYM).** Este sistema está formado básicamente por un anemómetro y una veleta (Figuras II.12 y II.13). Dichos dispositivos están situados en la parte externa (por encima) de la góndola y tienen como objetivo, el recolectar la información concerniente a la velocidad y a la dirección del viento. Dicha información es enviada al controlador para que éste la procese y actúe según lo programado.
-  **Sistema de Control (SC).** El sistema de control consta esencialmente de un controlador (Figura II.11) situado en la góndola del aerogenerador. Éste se encarga de recibir y procesar la información que proporciona el SOYM; y es él, quien en primera instancia toma las decisiones sobre el comportamiento de la turbina. De igual manera, el controlador está monitoreando por medio de sensores el comportamiento de cada subsistema dentro del aerogenerador.
-  **Operador (OP).** El “Operador” es la persona que físicamente estará presente en la central eólica donde se encuentra nuestro aerogenerador. El operador tiene la tarea de vigilar y procurar el buen comportamiento de la central, con el apoyo de un software que es alimentado con los datos de los controladores de cada turbina, mismo que le permitirá conocer el estado de cada uno de los aerogeneradores que constituyen el parque eólico; sirviendo de esta forma, como un respaldo en el caso de que falle algún controlador al tomar alguna decisión importante.
-  **Operador Remoto (OPR).** Tiene básicamente la misma función que el OP, pero éste se encuentra fuera de la central eólica. Desde algún lugar, el OPR tiene acceso a la central por medio del mismo software con el que cuenta el OP y de igual forma puede realizar ciertas acciones sobre la central misma desde su lugar.
-  **Frenos de Pala (SF).** El sistema de frenos consta de dos elementos básicamente, el freno de pala y el freno de disco.

El freno de pala (Figura II.7) es el elemento que utiliza el aerogenerador para frenar el giro de sus álabes o bien para detenerse por completo. Éste funciona en primera instancia en conjunto con el controlador, el cual, activará los frenos de pala en el momento mismo en que registre alguna anomalía en el viento (ej. Velocidad de viento superior a los 25[m/s]) que pueda dañar a la turbina. Los frenos de pala también cuentan con un equipo de activación redundante en caso de que el controlador falle, es decir, pueden ser activados manualmente por el OP o por el OPR.

Ahora bien, como se ha mencionado en el capítulo II, el freno de disco (Figura II.8) únicamente se utiliza como medida de seguridad en caso de mantenimiento, por lo cual, no fue tomado en cuenta para este estudio.

VI.2. Árbol de Eventos

El trabajo con APS se inició con el desarrollo de un árbol de eventos que considera la posibilidad de velocidades de viento que exceden los 25[m/s], que harán que el aerogenerador se detenga. Si el aerogenerador no es detenido, se tiene el riesgo de que se dañe. Para lo anterior, se cuenta con lo que llamamos sistemas de mitigación, mismos que aparecen en el encabezado del árbol de eventos y que pueden ser observados en los árboles de fallas desarrollados para cada uno de ellos.

La figura siguiente nos muestra el árbol de eventos desarrollado en SAPHIRE. En ella, se destaca en color azul la secuencia 7.

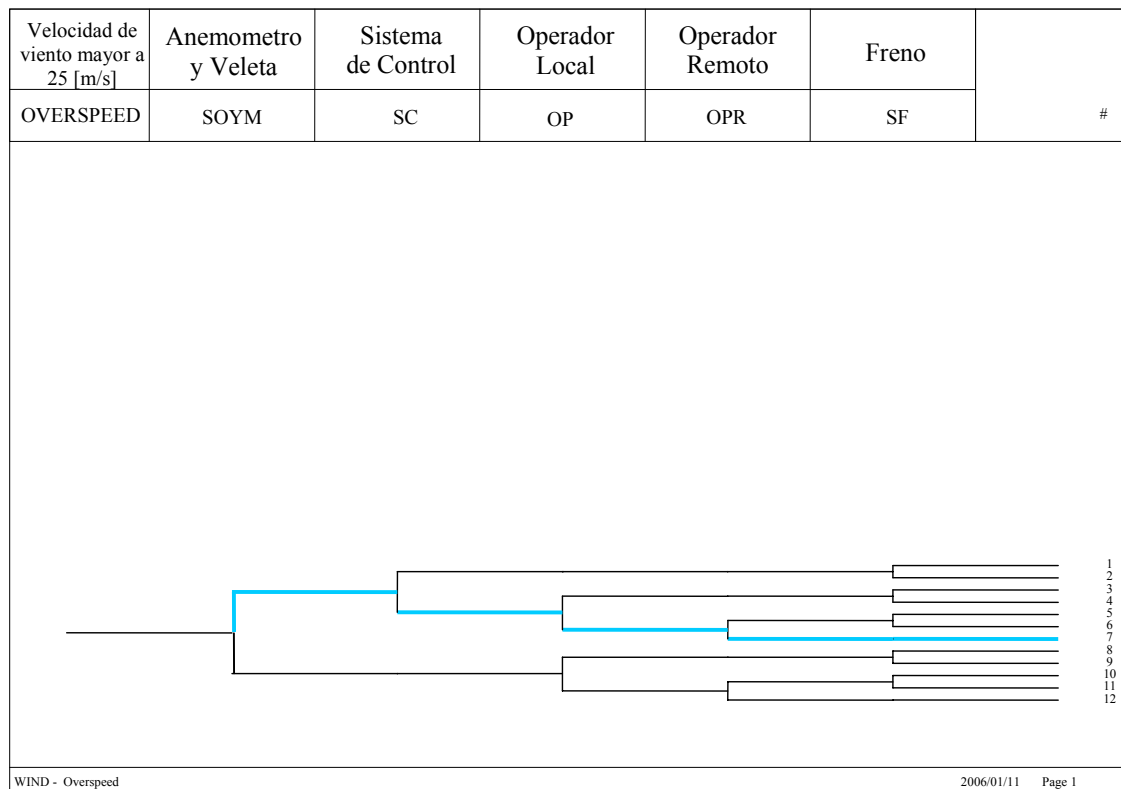


Figura VI.1. Árbol de eventos para el evento iniciador OVERSPEED

De la figura anterior, podemos observar que se presentan 12 secuencias en total; de las cuales, cinco, tienen como estado final “éxito”, y siete, que tienen como estado final “falla”. A continuación se detallan las siete secuencias que se han generado a partir del árbol de eventos y que tienen como estado final “falla”. Estas secuencias describen el comportamiento de los subsistemas y la relación entre ellos, en caso de que se presentara el evento iniciador “Overspeed”.

Secuencia 2

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro lo detecta. El sistema de control actúa. Los frenos de pala fallan por lo que el aerogenerador no se detiene y se daña.

Secuencia 4

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro lo detecta. El sistema de control falla. El operador en el parque activa los frenos. Los frenos de pala fallan por lo que el aerogenerador no se detiene y se daña.

Secuencia 6

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro lo detecta. El sistema de control falla. El operador en el parque no se percata de lo ocurrido. El operador remoto se da cuenta y manda detener el aerogenerador. Los frenos de pala fallan por lo que el aerogenerador no se detiene y se daña.

Secuencia 7

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro lo detecta. El sistema de control falla. El operador en el parque no se percata de lo ocurrido. El operador remoto tampoco se da cuenta del problema. El aerogenerador se daña.

Secuencia 9

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro falla. El operador se percata del problema y activa los frenos de pala. Los frenos de pala fallan por lo que el aerogenerador no se detiene y se daña.

Secuencia 11

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro falla. El operador no se percata del problema. El operador remoto se da cuenta y manda detener el aerogenerador. Los frenos de pala fallan por lo que el aerogenerador no se detiene y se daña.

Secuencia 12

Se presenta viento superior a 25 [m/s]. El anemómetro falla. El operador no se percata de lo ocurrido. El operador remoto tampoco se da cuenta del problema. El aerogenerador se daña.

Como ya se ha comentado, de las doce secuencias posibles, cinco, tienen como estado final "éxito", por lo que éstas no se analizarán. Las siete secuencias restantes que tienen como estado final "falla", y que son las que se analizarán

mediante SAPHIRE, describen las posibles combinaciones de fallas que deben ocurrir para que el sistema se estropee, dada la alta velocidad del viento.

En la tabla siguiente se presentan las secuencias que tienen como estado final “falla”. De la Figura VI.1, la secuencia 7 (en azul) nos indica el orden en el que deben presentarse las fallas para que el sistema pueda llegar al estado final “falla”. Por ejemplo, en la Tabla VI.1, la secuencia 7 describe lo anteriormente mencionado: El Sistema de Orientación y Medición funciona bien y detecta la alta velocidad de viento, el “éxito” lo representa con una diagonal (/SOYM). A continuación el Sistema de Control falla al recibir los datos del SOYM (S.C.). Posteriormente, tanto el Operador como el Operador Remoto, fallan al detener al aerogenerador (OP y OP.R), teniendo como resultado el daño del Sistema “Aerogenerador”.

Tabla VI.1. Secuencias con estado final “falla” del árbol de eventos

Event Tree Name: VIENTO		
Sequence Name	Fault Tree	Fault Tree
12	SOYM	OP
	OP.R	
11	SOYM	OP
	/OP.R	S.F.
09	SOYM	/OP
	S.F.	
07	/SOYM	S.C.
	OP	OP.R
06	/SOYM	S.C.
	OP	/OP.R
	S.F.	
04	/SOYM	S.C.
	/OP	S.F.
02	/SOYM	/S.C.
	S.F.	
Saved Sequences: 7 Valid Sequences: 7 Processed: 7		

VI.3. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report)

En esta sección se presenta el Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report), Tabla VI.2; el cual enlista los eventos representativos de nuestro modelo. En este caso, se destaca la columna de la Diferencia de Reducción de Riesgo (Risk Reduction Difference - RRD), la cual clasifica a los componentes de acuerdo a su Diferencia de Reducción de Riesgo; entre más

grande sea el valor del RRD de un componente, mayor será la importancia del mismo en la reducción de riesgo del sistema. Esta medida de importancia, indica qué tanto puede ser reducida la frecuencia de una secuencia, si la probabilidad de falla del componente fuera reducida a cero, como por ejemplo el valor que se muestra en dicha tabla para el sistema FRENOS, que es $2.885E-002$ (2.885×10^{-2}).


Asociado a lo anterior y debido a la falta de datos reales; se debe tener presente que para este estudio, los ejercicios realizados han sido desarrollados empleando probabilidades simuladas, por lo que éstos, solamente pueden ser tomados como pruebas.




En la Tabla VI.2 que se muestra a continuación, se puede observar que el sistema FRENOS (SF) es el más importante (después del evento iniciador) cuando se toma como punto de partida el RRD, ya que éste presenta el valor más alto de entre el conjunto de eventos que aparecen en la tabla.

Tabla VI.2. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report)

IMPORTANCE MEASURES REPORT (Current Cut Sets)					
Project : VIENTO Analysis : RANDOM Case : CURRENT			Sequence : GROUP Event Tree : GROUP Init. Event: GROUP		
(Sorted by Risk Reduction Interval)					
Event Name	Num. of Occ.	Probability of Failure	Birnbaum Importance Measure	Risk Reduction Difference	Risk Increase Difference
OVERSPEED	17	7.000E-001	4.125E-002	2.888E-002	1.238E-002
FRENOS	9	4.000E-002	7.213E-001	2.885E-002	6.924E-001
CONTROLADOR	4	2.900E-002	2.885E-002	8.365E-004	2.801E-002
CONEXION	4	1.000E-003	2.881E-002	2.881E-005	2.879E-002
SOFTWARE	4	1.000E-003	2.122E-002	2.124E-005	2.120E-002
SUM.-ELECTRICO	4	3.000E-004	2.881E-002	8.644E-006	2.880E-002
OPERADOR	8	3.000E-003	1.487E-003	4.461E-006	1.483E-003
OP. REMOTO	4	3.000E-002	6.373E-005	1.912E-006	6.182E-005
ANEMOMETRO	4	5.000E-005	2.885E-002	1.442E-006	2.885E-002

Además de la columna del RRD, el Reporte de Medidas de Importancia muestra también los indicadores siguientes:

-  Número de Ocurrencias (Number of Occurrences): que nos indica el número de ocasiones que se presenta dicho evento en las secuencias de eventos.

-  Probabilidad de Falla (Probability of Failure): señala la probabilidad de falla que presenta cada evento durante las secuencias de eventos.
-  La Medida de Importancia Birnbaum (Birnbaum Importance Measure): indica la sensibilidad del límite superior del conjunto de corte mínimo (o de la frecuencia de la secuencia) con respecto al evento básico concerniente.
-  La Diferencia de Incremento de Riesgo (Risk Increase Difference) es una indicación de cuánto subiría el límite superior del conjunto de corte mínimo si el evento básico ocurriera siempre (típicamente, si el componente correspondiente fallara siempre).

VI.4. Análisis de Sensibilidad

En este segmento se presentan los resultados obtenidos, al haberse realizado algunas variaciones a la probabilidad de falla de algunos de los eventos presentados en la tabla anterior. Esto se hizo como un ejercicio, ya que aún no se cuenta con los datos y sus rangos de incertidumbre, por lo mismo, a continuación se postulan algunos rangos posibles en la probabilidad de falla de ciertos elementos del sistema. De lo anterior, es importante tener claro lo siguiente; si contáramos con los valores correspondientes de la probabilidad de falla de cada componente, existiría un rango de incertidumbre, (se tendría un conjunto de datos, de los cuales se haría un promedio), y por lo tanto una distribución de valores, teniendo de esta forma, la posibilidad de realizar las variaciones de la manera correcta, del menor al mayor de los valores.

La Tabla VI.3 muestra una variación en la probabilidad de falla del Controlador. Se ha cambiado de $2.9E-2$ a $2.9E-5$, con el fin de ver qué tanto cambia el orden en el reporte.

Con ese cambio en la probabilidad de falla, el Controlador pasó del tercero al séptimo sitio en la columna Diferencia de Reducción de Riesgo (Risk Reduction Difference).

Ahora, en la Tabla VI.4 se realiza una variación distinta, esto es; se reduce la probabilidad de falla del Sistema de Frenos de $4E-2$ a $4E-5$, y se ve que no hay cambio significativo en el orden del listado.

Posteriormente, en la Tabla VI.5 la variación se le hace nuevamente a la probabilidad de falla del Sistema de Frenos, pero esta vez en mayor grado, de $4E-2$ a $4E-9$. Como resultado, tenemos un cambio importante en el orden del listado.

Tabla VI.3. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Controlador

IMPORTANCE MEASURES REPORT (Current Cut Sets)					
Project : VIENTO Analysis : RANDOM Case : CURRENT			Sequence : GROUP Event Tree : GROUP Init. Event: GROUP		
(Sorted by Risk Reduction Interval)					
Event Name	Num. of Occ.	Probability of Failure	Birnbaum Importance Measure	Risk Reduction Difference	Risk Increase Difference
OVERSPEED	17	7.000E-001	4.125E-002	2.804E-002	1.202E-002
FRENOS	9	4.000E-002	7.213E-001	2.804E-002	6.729E-001
CONEXION	4	1.000E-003	2.885E-002	2.885E-005	2.882E-002
SUM.-ELECTRICO	4	3.000E-004	2.885E-002	8.654E-006	2.884E-002
ANEMOMETRO	4	5.000E-005	2.885E-002	1.442E-006	2.885E-002
SOFTWARE	4	1.000E-003	9.651E-004	9.653E-007	9.641E-004
CONTROLADOR	4	2.900E-005	2.885E-002	8.365E-007	2.884E-002
OPERADOR	8	3.000E-003	6.757E-005	2.027E-007	6.737E-005
OP.REMOTO	4	3.000E-002	2.896E-006	8.688E-008	2.809E-006

Tabla VI.4. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Sistema de Frenos de 4E-2 a 4E-5

IMPORTANCE MEASURES REPORT (Current Cut Sets)					
Project : VIENTO Analysis : RANDOM Case : CURRENT			Sequence : GROUP Event Tree : GROUP Init. Event: GROUP		
(Sorted by Risk Reduction Interval)					
Event Name	Num. of Occ.	Probability of Failure	Birnbaum Importance Measure	Risk Reduction Difference	Risk Increase Difference
OVERSPEED	17	7.000E-001	7.430E-005	5.201E-005	2.229E-005
FRENOS	9	4.000E-005	7.213E-001	2.885E-005	7.213E-001
CONTROLADOR	4	2.900E-002	7.910E-004	2.294E-005	7.681E-004
SOFTWARE	4	1.000E-003	2.122E-002	2.124E-005	2.120E-002
OPERADOR	8	3.000E-003	6.382E-004	1.915E-006	6.362E-004
OP. REMOTO	4	3.000E-002	6.373E-005	1.912E-006	6.182E-005
CONEXION	4	1.000E-003	7.910E-004	7.911E-007	7.902E-004
SUM.-ELECTRICO	4	3.000E-004	7.910E-004	2.373E-007	7.908E-004
ANEMOMETRO	4	5.000E-005	7.910E-004	3.955E-008	7.910E-004

Tabla VI.5. Reporte de Medidas de Importancia (Importance Measures Report) con variación en la probabilidad de falla del Sistema de Frenos de 4E-2 a 4E-9

IMPORTANCE MEASURES REPORT (Current Cut Sets)					
Project : VIENTO Analysis : RANDOM Case : CURRENT			Sequence : GROUP Event Tree : GROUP Init. Event: GROUP		
(Sorted by Risk Reduction Interval)					
Event Name	Num. of Occ.	Probability of Failure	Birnbaum Importance Measure	Risk Reduction Difference	Risk Increase Difference
OVERSPEED	16	7.000E-001	3.309E-005	2.316E-005	9.926E-006
CONTROLADOR	4	2.900E-002	7.629E-004	2.213E-005	7.408E-004
SOFTWARE	4	1.000E-003	2.122E-002	2.124E-005	2.120E-002
OPERADOR	7	3.000E-003	6.373E-004	1.912E-006	6.354E-004
OP. REMOTO	4	3.000E-002	6.373E-005	1.912E-006	6.182E-005
CONEXION	4	1.000E-003	7.629E-004	7.630E-007	7.622E-004
SUM.-ELECTRICO	4	3.000E-004	7.629E-004	2.289E-007	7.627E-004
ANEMOMETRO	3	5.000E-005	7.629E-004	3.815E-008	7.629E-004
FRENOS	8	4.000E-009	7.213E-001	2.885E-009	7.213E-001

Apoyándonos en las tablas anteriores, podemos decir que después del evento iniciador, el Sistema de Frenos es el que más podría reducir el riesgo del Aerogenerador. Esto es; si fuera posible reducir la probabilidad de falla del Sistema de Frenos a cero, éste podría reducir el riesgo total, más que cualquier otro componente del Aerogenerador.







VI.5. Trabajo a futuro con APS en parques eólicos

Si bien, lo que se ha realizado en este estudio es solamente una introducción de lo útil que puede ser la utilización del Análisis Probabilístico de Seguridad en el estudio de parques eólicos; se debe seguir trabajando en la identificación de posibles modos de falla, así como en el desarrollo de los respectivos árboles de eventos para estos nuevos eventos iniciadores. Además, se debe recopilar información suficiente con el fin de poder desarrollar un análisis de verdad cuantitativo.

Conclusiones

En la actualidad, la utilización de fuentes de energía renovable a nivel mundial se ha incrementado significativamente, ya que la sociedad ha cobrado conciencia de lo necesario y lo importante que resulta el aprovechamiento eficiente de todas las opciones energéticas disponibles para la generación de electricidad. La explotación y el uso excesivo de las fuentes energéticas tradicionales (petróleo, carbón y gas) se han convertido en un problema serio, por lo que la diversificación en la utilización de los recursos naturales para la generación de energía eléctrica, es un asunto primordial en nuestros días.

Referente a la energía eólica tratada en detalle en esta tesis, se puede concluir lo siguiente:

-  El crecimiento que ha tenido en los últimos años la capacidad instalada de energía eólica en el mundo es importante, alcanzando en el año 2004, una capacidad instalada de 47,616 [MW]; de los cuales, 8,321 [MW] fueron adicionados ese mismo año.
-  México cuenta con un potencial eólico cercano a los 5,000 [MW] y con uno de los mejores sitios a nivel mundial (La Venta) para la generación de electricidad mediante energía eólica. Dicho sitio, localizado en el estado de Oaxaca tiene un potencial de entre 2,000 y 3,000 [MW].
-  El costo nivelado del kWh para los parques eólicos es actualmente competitivo con las fuentes convencionales a pesar de que se trata de unidades generadoras de bajo factor de disponibilidad.
-  Dada la intermitencia del viento, es necesario contar con una potencia instalada de 100 [MW] (igual a la capacidad del parque) de respaldo de alguna fuente energética no intermitente en algún sitio relativamente cercano al parque. Esto obliga a la Comisión Federal de Electricidad a tener una mayor capacidad instalada y por lo tanto mayor capital invertido. Se han planteado algunas soluciones a esta situación mediante la utilización de energía hidroeléctrica que actualmente ya está instalada en la región sur del país.
-  En el aspecto de sustentabilidad, la energía eólica se encuentra muy bien posicionada, especialmente al ser comparada con los combustibles fósiles. A la vez, es importante señalar que para tener una calificación global de sustentabilidad, será necesario aplicar un método de agregación, que puede ser lógica difusa o ponderación lineal, asignando también los pesos que ponderen la importancia de cada indicador en la toma de decisiones.
-  La aportación a la planeación de proyectos eólicos por parte del software WindPRO es muy importante, ya que permite predecir el comportamiento

CONCLUSIONES

que tendrán, tanto el parque, como los aerogeneradores que lo conforman. Además, la ayuda que provee para la realización del diseño óptimo del parque, ayudará a mejorar el desempeño del mismo, reduciendo así, los costos de generación para ese parque en específico.

Los resultados obtenidos en esta tesis mediante el Análisis Probabilístico de Seguridad (APS) en aerogeneradores son de carácter ilustrativo, pues ha sido desarrollado con datos no reales, debido a la carencia de los mismos. Aun así, resulta claro lo importante que puede ser la información obtenida mediante el APS; por lo que es necesaria la obtención de los datos reales de la probabilidad de falla de cada uno de los componentes que conforman al aerogenerador; para de esta forma, conocer a detalle cuál o cuáles son los elementos del sistema que con mayor frecuencia sufren descomposturas, perjudicando el desempeño del aerogenerador y del parque en general.

Bibliografía

1. Asociación Mexicana de la Energía Eólica – AMDEE-.
<http://www.amdee.org/default.asp>
2. Información proporcionada en la página electrónica de la Comisión Federal de Electricidad – CFE. www.cfe.gob.mx
3. Secretaría de Energía “Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014”, Dirección General de Planeación Energética. México, D. F. 2006.
4. El Viento. <http://www.senamhi.gob.pe/aprendiendo/pdf/cap7.PDF>
5. Los fenómenos meteorológicos. www.mailxmail.com
6. Escala de viento de Beaufort. www.riograndedexuvia.com/El_viento.htm
7. Estado del arte y Tendencias Tecnológicas Eoloeléctricas. Instituto de Investigaciones Eléctricas /Programa Universitario de Energía (UNAM) 1ra. Edición, México, 1998.
<http://genc.ii.org.mx/genc/eolica/frames.asp?mcontador=&url=doc%5Finteres%2Ehtm>
8. Energía Eólica. www.sunion.net/professors/jmarin/eolica.html
9. Asociación Danesa de la Industria Eólica – windpower.org. www.windpower.org
10. Estado del arte y tendencias de la tecnología eoloeléctrica, Borja Díaz, M.A. et al
11. Elementos del tiempo y el clima que se miden.
www.uasnet.mx/biologia/estacionmet/elementos.htm
12. Lubricación Centralizada para Aerogeneradores. RIVI – Grupo Técnico.
www.rivi.net
13. COPAR (Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión) – Generación - 2005. CFE Subdirección de Programación, Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones. México, D. F. 2005.
14. Wind Turbine Interactions with Birds and Bats: A Summary of Research Results and Remaining Questions is a consensus document of the NWCC. Fact Sheet: Second Edition November 2004.

BIBLIOGRAFÍA

15. Wolfgang Kroger, "Measuring the sustainability of energy systems", Nuclear Energy Agency News, No. 19. 1 (2001).
16. Alfred Voß, Ulrich Fahl, Sustainable Development in Energy: Comparative Assessment of Energy Options. University of Stuttgart (2003).
17. S. Hirschberg, "Accidents in the Energy Sector: Comparison of Damage Indicators and External Costs". Paul Scherrer Institute. Switzerland, *Workshop on Approaches to Comparative Risk Assessment*. Warsaw Poland (2004).
18. S. Hirschberg et al., Sustainability of Electricity Supply Technologies under German Conditions: A Comparative Evaluation. . PSI Scientific Report 2004/Volume IV, (2005).
19. MITSUBISHI POWER SYSTEMS. http://www.mpsHQ.com/products_wind.htm
20. EMD International A/S – WindPRO Home. <http://www.emd.dk/WindPRO>
21. Infocenter International. Turismo en México
www.mexcon.com/mapa_mexico.htm
22. Migratory Bird Pathways and the Gulf of Mexico. National Wetlands Research Center. USGS Science for a changing world.
23. Secretaría del Medio Ambiente. Norma Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994, Contaminación por Ruido.
http://www.genomaf.com/normatividad_semarnat.html
24. Reduction of Ship Collision Risks for Offshore Wind Farms – SAFESHIP - Description of EU supported R&D project.
<http://www.e-connection.nl/?lang=en&nav=euprojects&pag=safeship>
25. Safety and Reliability of large Wind Turbines. Palle Christensen and Martin Winther-Jensen Risø National Laboratory, DK-4000 Roskilde, Denmark.
26. Probabilistic Risk Assessment for Wind Turbine Farms. B. Boesmans, Tractebel Energy Engineering. B-1200 Brussels – Belgium.
27. SAPHIRE (Systems Analysis Programs for Hands-on Integrated Reliability Evaluations) Version 6.77. Idaho National Engineering and Environmental Laboratory. Division of System Technology Office, Nuclear Regulatory Research, U.S Nuclear Regularity Commission, Washington D.C.