



**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
ACATLÁN**

**EVALUACIÓN ECÓNOMICA DE PROYECTOS EÓLICOS PARA LA  
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO**

TESIS Y EXAMEN PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

**INGENIERO CIVIL**

PRESENTA

**CESAR ANTONIO CASTILLO SERRANO**

ASESOR: ING. GUILLERMO SÁNCHEZ LIÉVANO



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **Agradecimientos.**

A Dios y a la vida por darme la oportunidad de ver cumplida esta meta que me impuse desde que entre a estudiar esta gran carrera profesional.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Estudios Superiores Acatlán, por abrirme sus puertas del conocimiento y darme la oportunidad de desarrollarme como persona y sobre todo como un ser humano, con la mentalidad de superarme, ser mejor cada día y crear en mí una conciencia de servicio, profesionalidad y responsabilidad hacia mi prójimo.

A mis padres por todo su amor, esfuerzo, apoyo, confianza y consejos, y que nunca me alcanzará la vida para poder agradecerles todo lo que me han dado y que con este trabajo busco poder llenarlos de satisfacción y hacerlos partícipes fundamentales de este gran logro que culmina, el cual les dedico con todo mi respeto y más profunda admiración por ser mis ejemplos a seguir y hacer de mí el ser humano que soy ahora.

A mi hermana Vero, por su ayuda incondicional y su apoyo en todo momento durante toda mi época estudiantil y más.

A ti, Dania, ya que este difícil proceso no habría sido más sencillo sin tu ayuda y tu apoyo en todo momento, a lo cual solo te puedo decir gracias.

A mi amigo y maestro Héctor, por su amistad, su confianza, su paciencia, su apoyo y conocimientos los cuales me permitieron llevar a la culminación de este trabajo.

A mi amigo y asesor Memo, por instruirme y enseñarme la importancia del ejercer del profesionalismo, por encaminarme y llamarme la atención cuando fue necesario.

No tengo las palabras suficientes para agradecer a todas y cada una de las personas que tocaron mi vida y me aportaron alguna experiencia o conocimiento y que lograron que este sueño se convirtiera en realidad.

• Esquema	
• Introducción	- 01
• Capítulo 1: Generación Distribuida.	
Objetivo	
1.1 Generación Distribuida (GD)	- 03
1.2 Ventajas	- 07
1.3 Tecnologías	- 07
1.3.1 Motores de Combustión Interna	- 08
1.3.2 Turbinas de Gas	- 10
1.3.3 Aerogeneradores	- 11
1.3.4 Celdas Fotovoltaicas	- 12
1.3.4.1 Componentes de una Instalación Fotovoltaica	- 13
1.4 Situación Actual de la Generación Distribuida en México	- 14
• Capítulo 2: Energía Eólica.	
Objetivo	
2.1 Breve Reseña Histórica del Aprovechamiento de la Energía Eólica	- 15
2.2 Fundamentos y Principios de la Transformación de la Energía Eólica	- 18
2.2.1 Ecuación de Betz	- 21
2.3 Clasificación del Recurso Eólico	- 25
2.4 Componentes de una Turbina Eólica	- 26
2.4.1 Torre y Cimiento	- 27
2.4.2 Rotor	- 29
2.4.3 Góndola y Tren de Fuerza	- 30
2.4.4 Caja Multiplicadora	- 31
2.4.5 Acoplamiento y Frenos	- 32
2.5 Equipamiento Eléctrico	- 33
2.5.1 Generador	- 33
2.5.2 Sistema de Alimentación de Electricidad a la Red Eléctrica	- 34
2.5.3 Sensores para el Control y Monitoreo del Generador	- 34
2.6 Otros Componentes	- 35
2.6.1 Sistemas de Orientación	- 35
2.6.2 Enfriamiento y Calentamiento	- 36
2.6.3 Protección Contra Descargas Eléctricas	- 37
2.6.4 Grúas y Elevadores	- 37
2.6.5 Extintores de Fuego	- 37
2.7 Situación Actual en México	- 38

- Capítulo 3: Evaluación Económica de un Proyecto Eólico.

Objetivo	
3.1 Propiedades y Análisis Estadísticos de la Velocidad del Viento	- 43
3.1.1 Distribución Weibull	- 43
3.2 Consideraciones Adicionales para un Proyecto Eólico	- 47
3.2.1 Factor de Planta	- 47
3.2.2 Combustible	- 48
3.2.3 Eficiencia	- 48
3.3 Evaluación Económica de un Proyecto Eólico de Generación de Electricidad	- 48
3.3.1 Costo Nivelado de Generación (CNG)	- 48
3.3.2 Costo de Inversión	- 50
3.3.2.1 Tiempo de Construcción	- 51
3.3.2.2 Vida Económica	- 51
3.3.2.3 Capacidad	- 51
3.3.2.4 Tasa de Descuento	- 51
3.3.2.5 Factor de Valor Presente	- 51
3.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento	- 52
3.3.3.1 Costo Total de Inversión	- 52
3.3.3.2 Generación	- 52
3.3.3.3 Costo Total de Operación y Mantenimiento	- 53
3.3.3.4 Cantidad de Combustible y Costo Total de Combustible	- 53
3.4 Ejemplo	- 54
3.5 Análisis de Sensibilidad	- 56
3.5.1 Caso 1, CNG vs Factor de Planta	- 57
3.5.2 Caso 2, CNG vs Costo Unitario de Inversión	- 57
3.5.3 Caso 3, CNG vs Costo de operación y Mantenimiento	- 57
3.6 Interpretación de Resultados	- 58

- Capítulo 4: Comparación Técnica y Económica de la Tecnología Eólica con Otras Opciones de Generación de Electricidad.

Objetivo	
4.1 Descripción de Tecnologías	- 59
4.1.1 Energía Solar Fotovoltaica	- 59
4.1.1.1 ¿Qué es un Panel Solar? Y ¿Cómo Funciona?	- 59
4.1.1.2 Componentes de una Celda Fotovoltaica	- 59
4.1.1.3 Especificaciones Técnicas del Modelo de Panel Fotovoltaico	- 62
4.1.1.4 CNG para un Proyecto de Energía Solar Fotovoltaico	- 63
4.1.2 Motores de Combustión Interna (M.C.I.)	- 66

4.1.2.1	Motor de Combustión Interna. ¿Qué es?	- 66
4.1.2.2	Motor de 4 Tiempos Encendido por Chispa (ECH)	- 66
4.1.2.3	Motor de 4 Tiempos Encendido por Compresión (EC)	- 68
4.1.2.4	El Ciclo de 2 Tiempos	- 70
4.1.2.5	Tipos de Motores	- 70
4.1.2.6	Clasificación por la Posición de las Válvulas	- 72
4.1.2.7	Partes y Detalles del Motor	- 72
4.1.2.8	Especificaciones Técnicas del Modelo de Motor de Combustión Interna	- 76
4.1.2.9	CNG para un Proyecto de Motor de Combustión Interna	- 77
4.1.3	Aerogeneradores	- 80
4.1.3.1	Características de los Aerogeneradores	- 80
4.1.3.2	Impacto de los Aerogeneradores en el Medio Ambiente	- 80
4.1.3.3	Especificaciones Técnicas del Modelo Del Aerogenerador	- 82
4.1.3.4	CNG para un Proyecto de Aerogeneradores	- 83
4.2	Obtención de Resultados	- 86
4.3	Comparación de Tecnologías y Escenarios de Decisión	- 87
4.3.1	Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología Eólica	- 87
4.3.2	Comparación Entre la Tecnología del Motor de Combustión Interna y la Tecnología Solar	- 88
4.3.3	Comparación Entre la Tecnología Eólica y la Tecnología del Motor de Combustión Interna	- 90
4.4	Análisis de Resultados	- 92
4.4.1	Análisis de la Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología Eólica	- 92
4.4.2	Análisis de la Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología del Motor de Combustión Interna	- 92
4.4.3	Análisis de la Comparación Entre la Tecnología Del Motor de Combustión Interna y la Tecnología Eólica	- 92
•	Conclusiones Finales.	- 93
•	Apéndice A: Memoria de Cálculo.	
A1	Cálculo de la Distribución Weibull para Obtener el Factor de Planta	- 95
A2	Cálculo del Costo Nivelado de Generación	- 105
•	Referencias.	- 110

## Introducción

---

La toma de decisiones para la realización de un proyecto eléctrico requiere que se cuente con información técnica y económica que permita saber si el proyecto será exitoso o no. En particular, las decisiones inician en saber el tipo de tecnología que se va a utilizar y evaluarla con respecto a otras para determinar la mejor opción.

Este trabajo de tesis presenta una metodología para evaluar los escenarios bajo los cuales una tecnología es mejor que otra. El parámetro de comparación que se propone en el estudio es el Costo Nivelado de Generación, que depende de características técnicas y económicas propias de cada tecnología.

Para mostrar la aplicación de la metodología propuesta se utiliza el caso de análisis de las tecnologías que se utilizan de manera típica en la generación distribuida la cual se define como la generación de energía eléctrica in situ; es decir, ubicar el centro de generación lo más cercano posible a los puntos de carga. Se estudian tres tecnologías: eólica, solar y motor de combustión poniendo especial interés en la primera de ellas por ser ésta la de mayor desarrollo en los últimos años.

El desarrollo de este trabajo se presenta de la siguiente manera.

En el capítulo 1, por ser el primer capítulo de la tesis desarrollada abordare temas como la definición de la generación distribuida, así como la estructura con que se establece, así como veremos sus principales características que las clasifican, de igual forma se describirán las principales tecnologías utilizadas en la generación distribuida, por último se hace una breve reseña que planteo pasando a la actualidad la generación distribuida en México.

En el capítulo 2, En este capítulo se realiza un bosquejo histórico sobre el desarrollo de la tecnología de generación eólica, además se describe el aprovechamiento del recurso eólico, mencionando los principales componentes de su aprovechamiento. Al término de este capítulo se presenta una breve descripción de la situación actual de la generación eólica en nuestro país.

En el capítulo 3, en el presente se explica el procedimiento para modelar el comportamiento de la velocidad de viento poniendo especial énfasis en el uso de la distribución de probabilidad Weibull abordando temas como las propiedades y análisis estadísticos de la velocidad del viento, tocaré también algunas consideraciones adicionales para un proyecto eólico así como el enfoque económico en un proyecto eólico de generación de electricidad, entre otros varios relacionados al caso, mediante un ejemplo se explicara el procedimiento para la obtención de los patrones de generación y una modelación de cuanta energía podría generar un aerogenerador con un cierto perfil de velocidades de viento mejor conocido como factor de planta.

En el capítulo 4, se describirán otras alternativas de generación eléctrica que compiten directamente con la generación eólica, para ser utilizadas en la generación distribuida. Al último se realiza una comparación de los resultados obtenidos, en el que se identificaran los escenarios donde se observara bajo que condiciones resulta preferible cada una de las tres tecnologías descritas en este capítulo.

Finalmente se presentan las conclusiones generales del trabajo.



### ***Objetivo***

*En éste capítulo se definirá la generación distribuida, además de la estructura con que se establece y se mencionarán las características principales para su clasificación. También se describirán cuáles son las principales tecnologías que se utilizan en la generación distribuida. Para terminar se hace una breve reseña actual de la generación distribuida en México.*

### **1.1 Generación Distribuida (GD)**

En la actualidad la energía eléctrica es la forma de energía más útil que existe y que se usa cotidianamente en la vida diaria de las personas, ya sea en el alumbrado, servicios domésticos, tecnologías de telecomunicaciones, procesos industriales, etc.

Para poder suministrar de energía eléctrica a los equipos eléctricos-electrónicos que usamos en nuestra vida diaria, ya sea en la casa o en el trabajo, la energía eléctrica debe completar un proceso y requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio. Dado que la mayoría de las plantas de generación se encuentran situadas a largas distancias de los centros de consumo; es necesario equipar al sistema con una compleja infraestructura que permita transportar la energía y así que llegue a usuarios en óptimas condiciones para su consumo.

No obstante, esta línea de imparable crecimiento en la generación de las centrales eléctricas, no ha sido constante, ni ha estado exenta de debates técnicos o políticos a lo largo de los años desde la creación de organizaciones de generación de energía eléctrica. El desarrollo tecnológico y la progresiva implantación de nuevas fuentes de micro y mini generación<sup>1</sup>, unidos a los procesos de liberación del mercado eléctrico en los países desarrollados y el inicio de este proceso en los países subdesarrollados y los condicionantes de respeto al medio ambiente, hacen pensar que no sea esperable una nueva inversión financiera de esta tendencia en la entrada de este nuevo siglo.

El esquema del sistema eléctrico convencional empleado actualmente en la distribución de la energía eléctrica se muestra en la figura.1.1

---

<sup>1</sup> *Micro y Mini Generación: Es la generación de energía para lugares aislados, que también ayuda a las redes de distribución de baja tensión.*



*Figura 1.1 Estructura de un Sistema Eléctrico Convencional*  
Referencia: CFE, COPAR 2008

Conforme fue pasando el tiempo se fueron buscando nuevas opciones que fueran a la par de este sistema con el fin de mejorar las deficiencias que tiene como la falta de capacidad de transmisión eléctrica, la falta de previsión, planeación e incentivos económicos entre otros, también el de funcionar independientemente de él y así fue como frente a este modelo tradicional empleado en las últimas décadas, surgió el modelo alternativo en que la generación de energía se acerca al consumidor y así nace la “Generación Distribuida”, que al complementar el sistema tradicional serán la base del desarrollo de nuevos sistemas eléctricos de potencia.

La generación distribuida (GD) se puede interpretar de diferentes formas, según los factores que se tomen para definirla, como las tecnologías, límite de potencia, conexión a red etc.

La *Distribution Power Coalition of America*<sup>2</sup> (DPCA) define la generación distribuida como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor a la red de transporte o distribución; sin embargo la *International Energy Agency*<sup>3</sup> (IEA) considera la generación distribuida únicamente, la que

<sup>2</sup> *Distribution Power Coalition of America: Agencia Estadounidense encargada de plantear alternativas energéticas respetuosas con el ambiente.*

<sup>3</sup> *International Energy Agency: es la Agencia Internacional de Energía que actúa como el asesor más importante del mundo de política energética.*

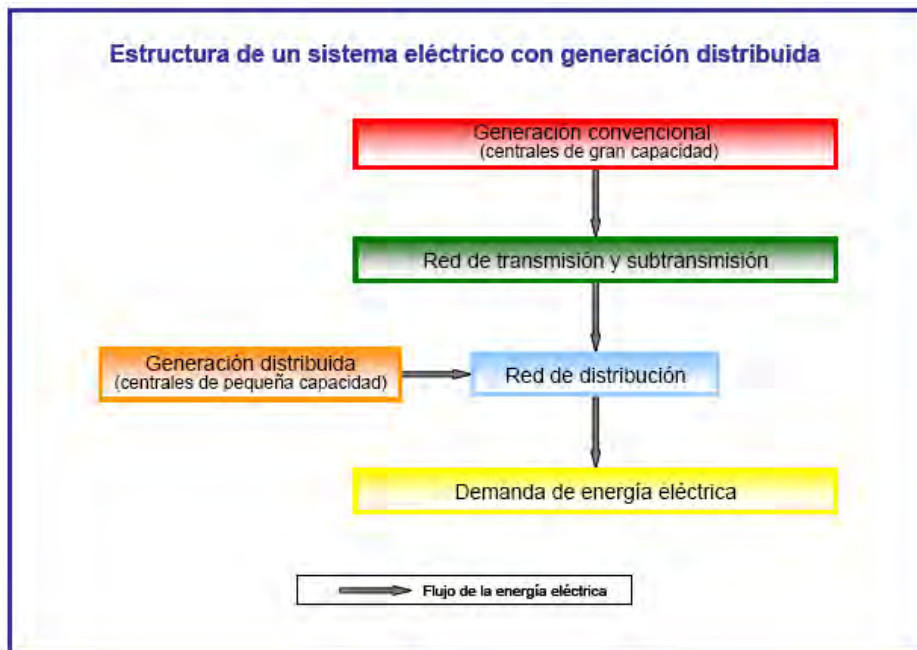
se conecta a la red de distribución de baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores de combustión interna, mini y micro turbinas, celdas de energía, energía solar fotovoltaica y energía eólica.

Pero las dos definiciones se basan en la generación de energía in situ, o en sitio, es decir, cerca del punto de consumo y no que implica el uso de una tecnología en particular.

En nuestro país la Comisión Federal de Electricidad<sup>4</sup> (CFE) define la GD como la potencia eléctrica conectada directamente a los niveles de voltaje de la red de distribución, que en nuestro país puede ser desde 13.8 kV hasta 34.5 kV, o en la acometida de una empresa cuya capacidad instalada es del orden de magnitud de la carga local de la zona atendida por la red de distribución.

La GD no es un concepto nuevo de generación de electricidad; en sus inicios la industria de la generación eléctrica nacional, manejó este tipo de estructura. Las empresas tenían su propio territorio geográfico asignado y la energía generada se distribuía en forma regional, por medio de pequeñas redes de transmisión. Después, éstas se interconectaron para que las centrales generadoras pudieran enviar su energía a otras regiones del país, dando lugar a la estructura actual de los sistemas eléctricos, logrando con ellos disminuir los costos de la energía e incrementar la confiabilidad del propio sistema.

En la figura 1.2 se muestra la estructura de un sistema eléctrico con generación distribuida.



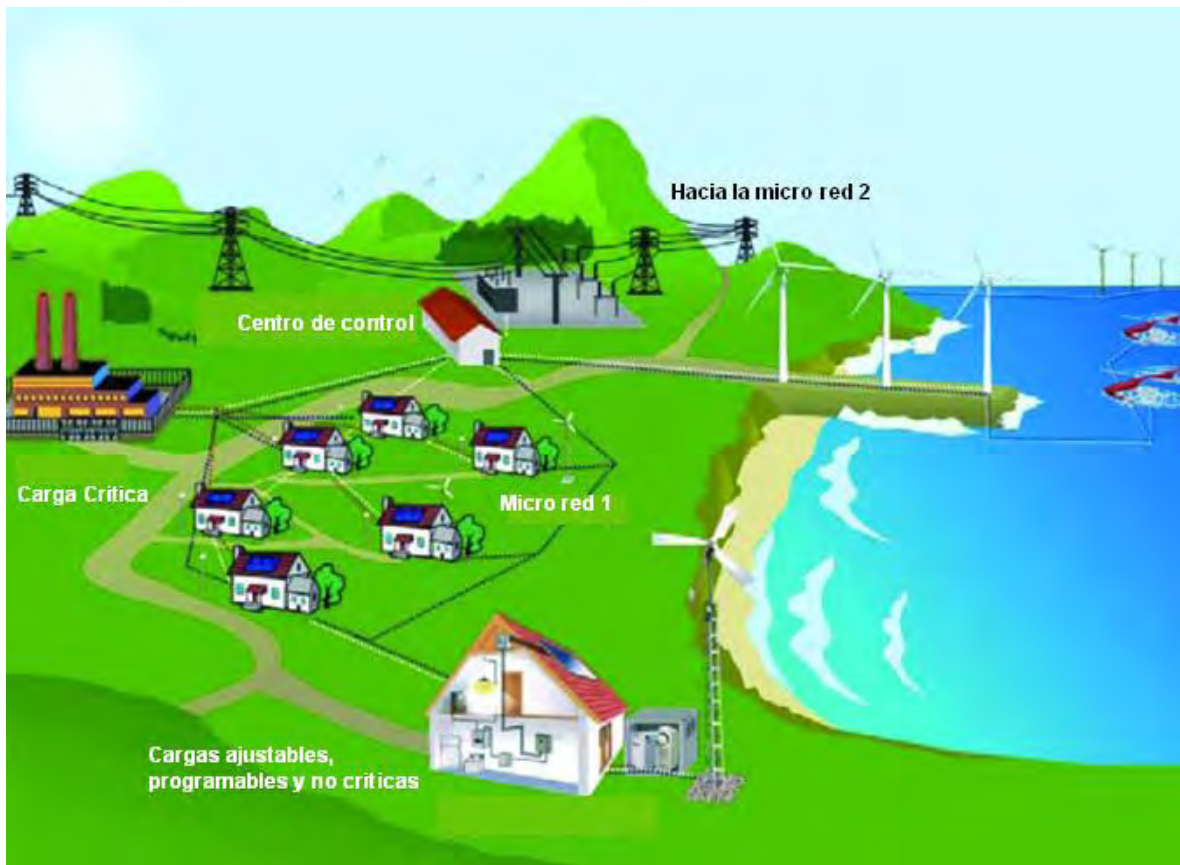
*Figura 1.2. Estructura de un Sistema Eléctrico con Generación Distribuida*  
*Referencia: CFE, COPAR 2008*

<sup>4</sup> CFE: Comisión Federal de Electricidad: Principal organismo productor y desarrollador de energía eléctrica en México.

La potencia o capacidad de una GD depende del desarrollo de la demanda, grado de industrialización y crecimiento de la demanda en los diferentes países. Como en cada país varía la clasificación de una GD con base a su potencia, no hay un rango específico o ya delimitado para su clasificación, por ejemplo en Estados Unidos se considera a las unidades generadoras como GD a las que tienen una potencia entre 1 MW y 50 MW, en Suecia se nombran GD a las que están en el rango debajo de 1.5 MW, en Reino Unido se denominan GD a las que están debajo de 100 MW y en Nueva Zelanda a las que están por debajo de 5 MW, sin embargo en México se consideran como una GD a las unidades generadoras con una potencia de 1 MW a 50 MW.

Y esta clasificación es debido a que tomando en cuenta que con rangos de potencia de 1 MW a 50 MW se alcanzan a satisfacer las necesidades de una población atendida por una red de distribución o la mayoría de las medianas industrias.

En la siguiente imagen (figura 1.3), se representa gráficamente un ejemplo de la aplicación de la generación distribuida en un sistema eléctrico.



*Figura 1.3. Representación Grafica de la GD en un Sistema Eléctrico*

## 1.2 Ventajas

La generación distribuida es mas económica que la convencional y esto se debe a que en el método convencional se tienen los costos de inversión, operación, mantenimiento de la red por unidad de energía transmitida de la red de transmisión asociada y las pérdidas acumuladas, pero la GD por estar cerca de la demanda no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos referidos a esta.

En la actualidad los costos globales de construcción de las redes de transmisión se han incrementado debido al aumento de la mano de obra y las restricciones en los derechos de paso, por lo cual los costos en la GD han disminuido ya que las plantas se construyen de forma estándar y se instalan de forma modular.

Se ha observado que además de la ventaja económica tiene mas beneficios como reducir las pérdidas en las redes de distribución y de transmisión, incrementa la confiabilidad en el suministro de electricidad, controlan la energía reactiva y regulan la tensión en la red, además genera energía limpia a partir de fuentes renovables y por último, pero no menos importante, liberan la capacidad en las líneas de transmisión y consecuentemente aumentan la confiabilidad para reforzar la capacidad de transmisión y transformación del sistema.

## 1.3 Tecnologías

Es importante resaltar que, si bien algunas tecnologías se utilizan principalmente para la GD se dan casos en que su aprovechamiento a pequeña escala<sup>5</sup> puede ser una solución viable. En función de la energía primaria que utilicen, estas tecnologías se pueden clasificar en dos grandes categorías: Generación Distribuida no Renovables y Generación Distribuida Renovables.

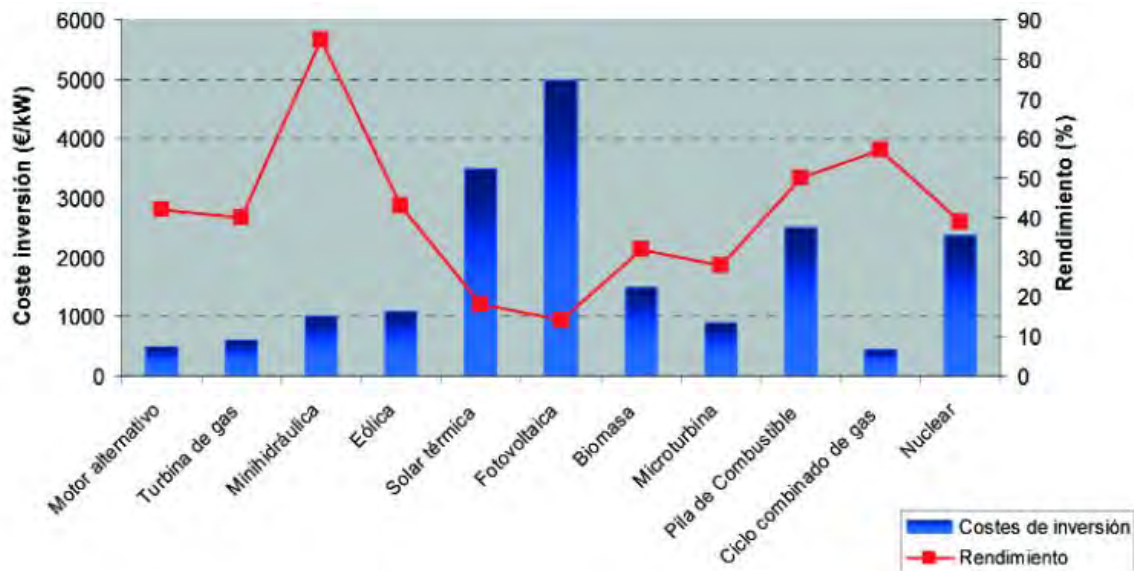
El primer grupo contempla aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles como los motores alternativos, turbinas de gas, celdas de energía y micro turbinas.

En segundo grupo contempla todas las tecnologías que aprovechan como energía primaria, la energía natural que se encuentra en el medio ambiente como tal, como son las celdas fotovoltaicas, las turbinas eólicas, biomasa, solar térmica.

En la siguiente figura 1.4, se comparan los costos mínimos de inversión y los rendimientos eléctricos medios de las tecnologías más desarrolladas como son, los ciclos combinados y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permiten comparar la GD con la generación centralizada.

---

<sup>5</sup> Pequeña Escala: Se refiere a la demanda menor del servicio que es destinada específicamente a un sector o una comunidad de menor tamaño.



*Figura 1.4. Comparativa de Costos de Inversión y Rendimientos Eléctricos Para las Diferentes Tecnologías de Generación. Referencia: Guía Básica de la GD de la comunidad de Madrid.*

En este breviarío solo nos enfocaremos en la descripción de cuatro tecnologías principalmente debido a que estas cuatro son las más utilizadas actualmente en el mercado para la GD, así tenemos los motores de combustión interna, las turbinas de gas, las celdas fotovoltaicas y las turbinas eólicas, estas últimas son el objeto de trabajo de esta tesis.

### 1.3.1 Motores de Combustión Interna

En la actualidad esta tecnología es la más desarrollada en el mercado ya que ha ido evolucionando con el fin de incrementar su capacidad instalada con la utilización de mayor variedad de combustibles y al mismo tiempo mejorando sus eficiencias y reduciendo sus emisiones.

Los motores de combustión interna mejor conocidos como MCI, permiten reducir los costos de inversión y el tiempo de espera para su diseño y fabricación, ya que el equipo operacional es mínimo y por lo mismo puede trabajar inmediatamente después de su adquisición y seguir la carga con eficiencia razonable, además de ofrecer una alta confiabilidad. Estas plantas por lo regular son utilizadas como plantas de emergencia, para servicio en horas pico y en aplicaciones de cogeneración<sup>6</sup> con capacidad de hasta 5 MW.

<sup>6</sup> Es el procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil, como vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría, etc.



Los MCI, son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión, empujan un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplean principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, la construcción y el industrial, por mencionar los más comunes. Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las turbinas de gas y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria; el más empleado es el gas natural.

Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos, como en función del encendido, en el que se distinguen dos tipos; el motor Otto y/o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa, con quemado de gas natural ya que sus emisiones son menores y puede tener una potencia de hasta 300 kW y el motor Diesel y/o de encendido por compresión, que se caracteriza por su mejor par motriz adecuado para la generación eléctrica continua.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en cuatro tiempos (cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal) o dos tiempos (dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal).

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador, o el aire, utilizando un ventilador, que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia.

Los costos de inversión por unidad de capacidad de los MCI que usan gas natural son más altos que los de diesel pero tienen el beneficio de una larga vida (pag 222 COPAR) y una combustión más limpia para el ambiente, lo cual implica menores costos de operación.

Las MCI se Clasifican en

Alta Velocidad	1200 a 3600 Rpm
Media Velocidad	275 a 1000 Rpm
Baja Velocidad	58 a 275 Rpm



*Figura 1.5 Grupo Electrónico Completo del Motor de Combustión Interna*

### 1.3.2 Turbinas de Gas

Las turbinas de gas mejor conocidas como TG son la segunda opción mas madura después de las MCI; por lo general estas son diseñadas para servicio de emergencia o para reserva, estas plantas trabajan con gas natural o combustóleo o en algunas ocasiones son duales, son utilizadas por lo regular cuando se necesita más capacidad la cual está por encima de una MCI.

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Dentro de las turbinas de gas hay 2 diseños básicos: una es la que se usa actualmente dominando a la turbina de gas industrial (TGI), se construye con carcasas y rotores convencionales y está diseñada para bajos costos de mantenimiento y una gran confiabilidad, a diferencia del otro diseño básico que es la turbina de gas aero derivado o también conocidas como TGA, estas consisten en motores adaptados de los aviones a turbo reacción, están construidas mas ligeramente que las TGI y tienen mayores relaciones de compresión, por lo que tienen eficiencias muy altas y temperaturas más bajas en los gases de desecho, aunque por lo mismo mayores costos de inversión.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: ciclo simple (que es una turbina produciendo sólo electricidad), cogeneración (en la que se añade a la turbina de ciclo simple, un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y ciclo combinado, turbina de gas-turbina de vapor (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

El tamaño de las turbinas varía entre 0.25 – 500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 % en ciclo simple; entre 40 y 60 % en ciclo combinado; y entre 70 y 90 % en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado la cogeneración es la aplicación apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de “district heating” o “calefacción colectiva” que son redes de distribución de calor.

El impactó de la altitud del sitio en el desempeño de las turbinas, afecta su capacidad directamente proporcional a la presión atmosférica en el sitio, aproximadamente cada 300 metros (COPAR) disminuirá su capacidad en un 3.5%, pero su eficiencia se mantendrá constante. Sin embargo en cuestiones de temperatura, su capacidad disminuye entre 0.3% y 0.5% por cada 0.17 °C de incremento en la temperatura del aire, a la entrada del compresor de la turbina, pero si la temperatura disminuye por debajo de la del diseño, la potencia se incrementa hasta que se alcanza el limite mecánico o aerodinámico en la turbina.





*Figura 1.6. Turbina de Gas*

### 1.3.3 Aerogeneradores

El viento se genera por diferencias regionales en la presión atmosférica, que pueden ser causadas por el calentamiento solar de la superficie de la tierra, la ausencia de radiación solar en la noche, o el mismo paso del aire que calienta o enfría los océanos, por el paso de frentes, tormentas y demás fenómenos meteorológicos.

Por lo general el viento se comporta diferente, en su comportamiento estacional diurno y nocturno e inclusive variaciones horarias, para que un sitio sea considerado como el lugar mas exitoso para la colocación de una turbina eólica, se deben de cumplir primero con estos parámetros, velocidad y dirección del viento, el corte del viento que es la variación de la velocidad del viento según la altura y la intensidad de la turbulencia.

Con efectos de estudio, se debe observar y registrar el comportamiento del viento por un periodo de 5 a 10 años, con el fin de realizar estadísticas y poder hacer predicciones sobre la velocidad, dirección del viento, temperatura y otro parámetros climáticos; para esto se coloca una torre o mástil meteorológico, y con los valores que se obtienen se calculan velocidades promedio y demás factores.

Por lo general los recursos eólicos se localizan preferentemente en los pasos montañosos, cordilleras, planicies, costas de los océanos y grandes lagos.

Cabe mencionar que la densidad de la potencia (COPAR), es directamente proporcional a la densidad del aire, la cual para un sitio dado, es inversamente proporcional a la temperatura ambiente y directamente proporcional a la presión atmosférica (por lo tanto la potencia de un aerogenerador, disminuye con la altura sobre el nivel del mar y con la temperatura, de lo contrario el aerogenerador no perdería potencia).



*Figura 1.7. Turbina Eólica*

### 1.3.4 Celdas Fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica, aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica y se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.

Originalmente orientada al suministro eléctrico, en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia:

- Instalaciones de generación de gran extensión (Huertas Solares). Existen grandes instalaciones fotovoltaicas que podrían considerarse generación centralizada; sin embargo, la mayoría tienen potencias bajas y pueden encontrarse conectadas a la red de baja tensión o aisladas de la red (conectadas directamente a las cargas) por lo que pueden considerarse incluidas en el concepto de la generación distribuida.
- Integración arquitectónica, siguiendo las sugerencias y especificaciones de los códigos de construcción de varios países, como el español y el alemán, que exigen una producción mínima de energía solar fotovoltaica para todos los nuevos edificios comerciales. En donde se indica que la potencia mínima a instalar, es de 6.25 kW y el inversor<sup>7</sup> tendrá una potencia mínima de 5 kW.

---

<sup>7</sup> *Inversor: la función de éste es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador*

### 1.3.4.1 Componentes de una Instalación Fotovoltaica

Básicamente, una instalación fotovoltaica se compone de:

- Sistema de generación: consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.  
Aunque por razones de eficiencia, las células fotovoltaicas más utilizadas están fabricadas en silicio monocristalino (rendimiento 15-17 %), existen otros tipos de semiconductores: silicio policristalino (rendimiento 12-14 %), silicio amorfo (rendimiento menor del 10 %), telurio de cadmio, di seleniuro de indio-cobre y arseniuro de galio, estos 3 últimos en periodo de experimentación y su rendimiento es de un 12-25 % y es menor cuanto más alta es la temperatura.
- Sistema de regulación de carga: asociado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías, las protege frente a la sobrecarga y la sobre descarga.
- Sistema de acumulación: se trata de un elemento opcional para sistemas conectados en la red. El sistema que mejor se adapta a este tipo de generación es la batería de plomo-ácido. Ésta se encarga de proporcionar energía en horas de baja o nula insolación, almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.
- Sistema de interconexión (inversor, protecciones y contador)

Actualmente se están desarrollando sistemas de generación híbrida fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-diesel ó fotovoltaica-eólica-diesel. La combinación de diversas fuentes de energía renovable y/o energía eficiente basada en el gas natural, apoyadas habitualmente en sistemas de almacenamiento de energía; hace posible un aprovechamiento energético óptimo de los recursos disponibles.



*Figura 1.8. Celdas Fotovoltaicas colocadas en el techo de un comercio*

## **1.4 Situación Actual de la Generación Distribuida en México**

La Agencia Internacional de Energía, ha pronosticado que para el año 2030 habrá 1,400 millones de personas sin acceso a la electricidad en todo el mundo, comparado con los 1,600 millones de personas que actualmente no cuentan con acceso a la electricidad y si vemos que la población mundial es de 7,000 millones de personas, eso nos quiere decir que aproximadamente el 23.6% de la población mundial no cuenta con electricidad, por falta de acceso a una red de distribución debido a lejanía de ella y a su elevado costo para poder acercar la red a sus localidades.

Actualmente no hay una estadística exacta de cuantas plantas son utilizadas para la generación distribuida en nuestro país, y esto es debido a que las empresas dedicadas a la instalación y mantenimiento de plantas generadoras para la generación distribuida, son empresas privadas y no registran ninguna relación de sus equipos.

### **Objetivo**

*Este capítulo presenta una breve reseña histórica sobre el desarrollo de tecnología de aprovechamiento de la energía eólica, sus principales aplicaciones y su evolución hasta convertirse en los aerogeneradores que conocemos hoy en día. Después, se describe el principio de aprovechamiento del recurso eólico y se explican las expresiones matemáticas necesarias para el cálculo de la potencia en un aerogenerador. También se describen los principales componentes de los aerogeneradores más utilizados a nivel comercial, se mencionan los conceptos técnicos más importantes para la operación de los aerogeneradores y se muestran los principales parámetros que influyen en la generación de electricidad. Finalmente se presenta una breve descripción de la situación actual de la generación eólica en nuestro país.*

### **2.1 Breve Reseña Histórica del Aprovechamiento de la Energía Eólica**

No existe un acuerdo o certeza total en cuanto al lugar donde aparecieron los primeros molinos de viento o quien fue su inventor. Algunos estudiosos dicen que fue una idea del célebre inventor griego Herón de Alejandría allá por el siglo I antes de la era cristiana. Otros opinan que aparecieron en Persia, en el siglo VII de nuestra era. La primera referencia de un molino de viento aparece en los escritos del historiador árabe Tabari, en el año 850 D.C. sobre la existencia de estas maquinas en la provincia de Seistran en Persia en el 644 D.C. Luego, los árabes adoptaron este ingenioso dispositivo, el que fue llevado a Europa por los cruzados. Fue así como durante las cruzadas en la Edad Media entre los años 1096 a 1191 que los molinos de viento se conocieron en Europa; dando como resultado la construcción de los primeros molinos de viento en Holanda en 1240, después en Alemania, Grecia, Dinamarca, Finlandia y Rusia; en America llegaron en Brasil en 1576 después a Estados Unidos y Barbados.

Además de emplearse para el riego y moler los granos, los molinos de viento construidos entre los siglos XV y XIX tenían otras aplicaciones, como el bombeo de agua en tierras bajo el nivel del mar, aserradores de madera, fábricas de papel, prensado de semillas para producir aceite, así como para triturar todo tipo de materiales. A finales del siglo XIX el desarrollo de los molinos de viento cambio de Europa a Estados Unidos motivado por el movimiento de los colonos hacia las grandes llanuras a mediados del siglo XIX, cuando el mayor problema era el aprovisionamiento de agua para dar de beber a las grandes manadas de ganado, además con el desarrollo del ferrocarril la necesidad de agua para alimentar las locomotoras impulsó aun mas el progreso de esta tecnología.



*En el siglo XIX se llegaron a construir unos 9,000 molinos en Holanda.*

*Figura 2.1 Molinos de Holanda*

El avance más importante fue la introducción del abanico de aspas, inventado en 1745, que giraba impulsado por el viento. En 1772 se introdujo el aspa con resortes. Este tipo de aspa consiste en unas cerraduras de madera que se controlan de forma manual o automática, a fin de mantener una velocidad de giro constante en caso de vientos variables. Los primeros molinos de viento fueron hechos de madera y el uso del hierro y el acero comenzó en el año 1870, pero se necesitaron dos décadas para que fuera producido un gran número de molinos de acero.

A principios del siglo XX la mayor parte de los molinos se fabricaba de acero, posteriormente le introdujeron los cojinetes en el eje principal, la auto lubricación y el mecanismo reciprocante, que fue encerrado en un recipiente de hierro fundido que contenía aceite.

El pico de producción de molinos de viento en Estados Unidos tuvo lugar desde finales del siglo XIX hasta la Primera Guerra Mundial. Al finalizar el siglo XIX sólo la compañía Aermotor produjo más de ochocientos mil molinos de viento.

La tecnología del molino americano se difundió en el mundo durante la última década del siglo XIX y se producían, bajo licencia o con diseños similares, en Australia, Argentina, África del Sur, Inglaterra, Francia, Italia, Alemania y Suecia.

Esta situación favorable se mantuvo hasta la década de los años veinte. En la década posterior, la gran depresión económica, los motores de combustión interna y la electrificación después de 1945 afectaron fuertemente a la industria de los molinos de viento. Durante los años cincuenta y sesenta sólo unos pocos fabricantes permanecían activos. Sin embargo, la crisis del petróleo en 1973 provocó un interés renovado en las fuentes renovables de energía, en particular en la energía eólica, y las inversiones en la fabricación de molinos se tornaron nuevamente atractivas. A partir de este momento en que tuvo lugar el renacimiento de las aerobombas, apareció un gran número de interesantes innovaciones.

El uso de las turbinas de viento para generar electricidad comenzó en Dinamarca a finales del siglo pasado y se ha extendido por todo el mundo.

Otros avances importantes que se inventaron han sido los frenos hidráulicos para detener el movimiento de los alabes y la utilización de alabes aerodinámicas en forma de hélice, que incrementan la eficiencia de los molinos con vientos débiles, haciendo cada vez más atractiva esta tecnología por su gran competitividad en el mercado.



*Figura 2.2. Turbina Eólica Actual*

## 2.2 Fundamentos y Principios de la Transformación de la Energía Eólica

Aproximadamente entre el 1% y 2% de la energía que proviene del sol es convertida en energía eólica; que a su vez es 5 veces más que la energía convertida en biomasa por todas las plantas de la tierra.<sup>8</sup>

Las diferencias de temperatura inducen a la circulación de aire, esto se origina principalmente en las regiones del ecuador (es decir de latitud cero, ya que son calentadas por el sol más que el resto del planeta). El aire que es calentado reduce su densidad y se eleva hasta alcanzar 10 km. de altitud aproximadamente y se separa en dos corrientes; de las cuales una se dirige al norte y la otra al sur; si el planeta no tuviera el movimiento de rotación el cual lo hace girar, el viento se trasladaría simplemente al polo norte y al polo sur respectivamente para posteriormente bajar al ecuador.

Los vientos predominantes se combinan con factores locales, tales como la presencia de colinas, montañas, árboles, edificios y masas de agua para determinar las características particulares del viento en una localización específica. Como el aire posee masa, en movimiento en forma de viento lleva con él energía cinética. Una turbina eólica convierte esta energía cinética en electricidad. El contenido de energía de un volumen determinado de viento es proporcional al cuadrado de su velocidad. A temperatura constante, al duplicarse la velocidad con la cual este volumen de aire pasa a través de una turbina de viento dará lugar a un aumento de 4 veces la energía que se puede extraer de este aire. Además, al duplicarse la velocidad del viento permitirá que dos veces el volumen de aire pase a través de la turbina en la misma cantidad de tiempo, dando por resultado un aumento de 8 veces la potencia generada. Esto significa que con solo un leve aumento en velocidad del viento pueden obtenerse aumentos significativos en la producción de energía.

Hay 3 reglas físicas básicas que gobiernan la cantidad de energía aprovechable del viento; la primera regla indica que la potencia de las turbinas es directamente proporcional al cubo de la velocidad, la segunda regla indica que la energía disponible es directamente proporcional al área barrida de los alabes (o también se puede decir que la energía es proporcional al cuadrado de la longitud de los alabes), la tercera regla (conocida como ley de Betz) indica que la eficiencia teórica máxima de los generadores es del 59% aunque en la práctica la eficiencia mayor oscila del 35% al 40%.

Como se mencionó anteriormente el viento contiene energía cinética que al pasar por el aerogenerador se convierte en energía mecánica, para poder calcular esta potencia del viento se utiliza la siguiente fórmula.

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3$$

Dónde:  $\rho$  = Es la densidad del viento en (kg/m<sup>3</sup>)

S = Es el Área en (m<sup>2</sup>)

V = Es la Velocidad del viento en (m/s)

---

<sup>8</sup> *The world wind energy association (WWEA)*



Aunque el área la podemos también expresar como:

$$S = \left( \frac{\pi \cdot D^2}{4} \right)$$

Donde: D = Es el diámetro formado por los alabes en (m<sup>2</sup>)

Para mostrar el origen de esta ecuación partiremos de la ecuación de la energía cinética. El concepto fundamental de energía cinética del viento  $E_c$  es la primera consideración. La energía cinética en un flujo de aire de masa a través de una unidad de superficie perpendicular a la dirección del viento.

Suponiendo un flujo constante de velocidad  $v$  es:

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad \text{-----} \quad \text{En Joules}$$

Donde:  $v$  = Velocidad del viento en (m/s)

$m$  = Masa del aire en (kg)

La energía cinética por unidad de volumen  $V$  es:

$$E_c = \frac{1}{2} \frac{m}{v} V^2$$

$$E_c = \frac{1}{2} \rho V^2 \quad \text{En} \left[ \frac{\text{joules}}{\text{m}^3} \right]$$

Donde:  $\rho = \frac{m}{v}$  Es la densidad del aire

$v =$  Es el volumen del aire

La energía eólica o la energía cinética por unidad de masa se da en:

$$E'' = \frac{E_c}{m} = \frac{1}{2} V^2 \quad \text{En} \left[ \frac{\text{joules}}{\text{kg}} \right]$$

La energía específica del viento es proporcional al cuadrado de la velocidad del alabe. Para un flujo de aire que fluye a través de un área transversal  $S$ , el flujo de masa es:

$$\dot{m} = \rho S V$$

$$\left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \text{m}^2 \cdot \frac{\text{m}}{\text{sec}} \right] \cdot \left[ \frac{\text{kg}}{\text{sec}} \right]$$

El tamaño de la potencia contenida en la corriente del aire es la energía contenida por unidad de tiempo.

$$P = \frac{dEc}{dt}, \left[ \frac{\text{joules}}{\text{sec}} \right] [\text{Watts}]$$

$$P = \frac{d \left[ \frac{1}{2} m V^2 \right]}{dt}$$

$$P = \frac{dm}{dt} \cdot \frac{1}{2} V^2$$

$$P = \dot{m} \cdot \frac{1}{2} V^2 \quad \text{Para una } V \text{ constante}$$

Por lo tanto, podemos escribir que la potencia es: cambiar E por EC.

$$P = \dot{m} \cdot Ec \left[ \frac{\text{kg}}{\text{sec}} \cdot \frac{\text{joules}}{\text{kg}} \right], \left[ \frac{\text{joules}}{\text{sec}} \right], [\text{watts}]$$

También podemos escribir que:

$$P = \rho S V \cdot \frac{1}{2} V^2 \left[ \frac{\text{kg}}{\text{sec}} \cdot \frac{\text{joules}}{\text{kg}} \right]$$

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3 \left[ \frac{\text{joules}}{\text{sec}} \right], [\text{Watts}]$$

La potencia de flujo es definida como:

$$P' = \frac{P}{S}$$

$$P' = \frac{1}{2} \frac{\rho S V^3}{S}$$

$$P' = \rho V^3 \quad \left[ \frac{\text{joules}}{\text{m}^2 \cdot \text{sec}} \right] \left[ \frac{\text{Watts}}{\text{m}^2} \right]$$

### 2.2.1 Ecuación de Betz

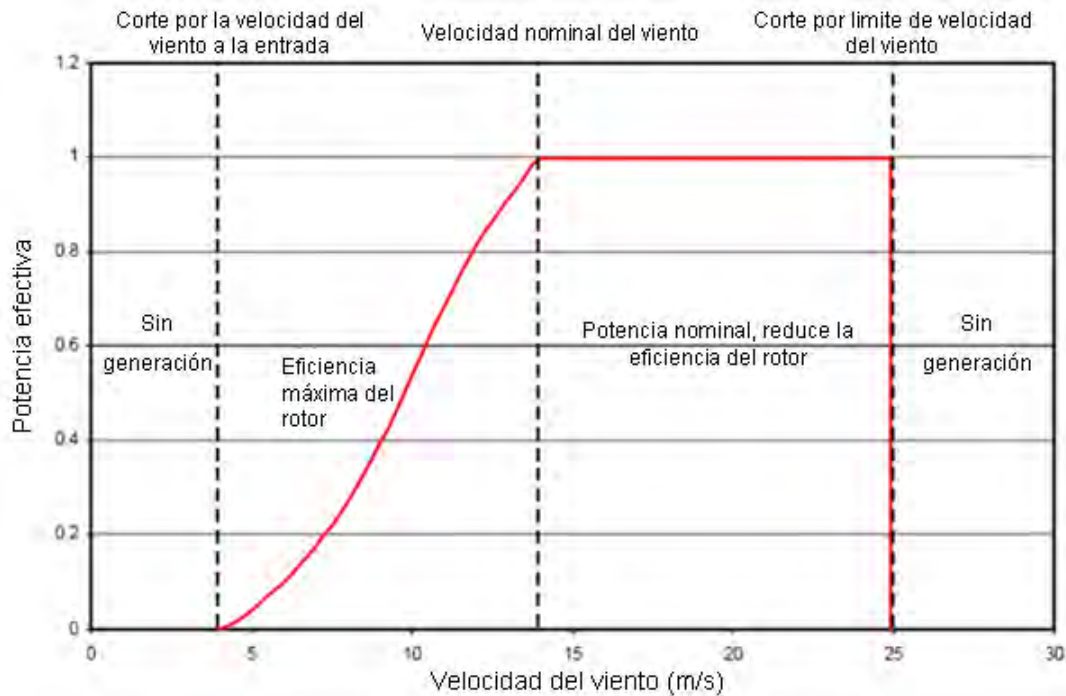
El Ingeniero Alemán Albert Betz, determinó que la máxima energía extraíble de una corriente de viento es solo del 59% de su potencia cinética, expresándolo así en la fórmula de la potencia como  $16/27 = 0.592593$  que es lo mismo que 59.26%.

$$P = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho S V^3$$

Además de las tres reglas fundamentales descritas anteriormente, se consideran otros aspectos técnicos dentro del funcionamiento de los aerogeneradores. Estos términos se refieren a las condiciones de operación del aerogenerador. Entre los cuales están la **velocidad de corte inferior**, que es la velocidad menor con la que el aerogenerador puede trabajar ya que menor a esta velocidad la energía que se genera es nula, el segundo es **velocidad de corte superior**, que es la velocidad mayor a la que puede trabajar un aerogenerador y está determinada por la capacidad de una máquina en particular de soportar ciertas velocidades del viento y por último el término **velocidad nominal** que es la velocidad del viento a la cual una máquina particular alcanza su máxima potencia nominal. Por arriba de esta velocidad, se puede contar con mecanismos que mantengan la potencia de salida en un valor constante con el aumento de la velocidad del viento.

Dado que los factores de potencia y velocidad son muy importantes en el funcionamiento de una turbina, en la gráfica 2.1 se muestra la curva típica de potencia vs velocidad del viento en las turbinas eólicas; como se puede observar en la gráfica, la velocidad del viento es el factor más importante que influye directamente en el aumento de la potencia de un aerogenerador, por lo cual es sumamente importante tener un estudio completo sobre este factor, con el fin de tener una producción adecuada de electricidad. Esta gráfica se utiliza con el fin de determinar la potencia aproximada, con la que se debe de instalar una turbina con base a la velocidad máxima del viento que se encuentre en la zona.

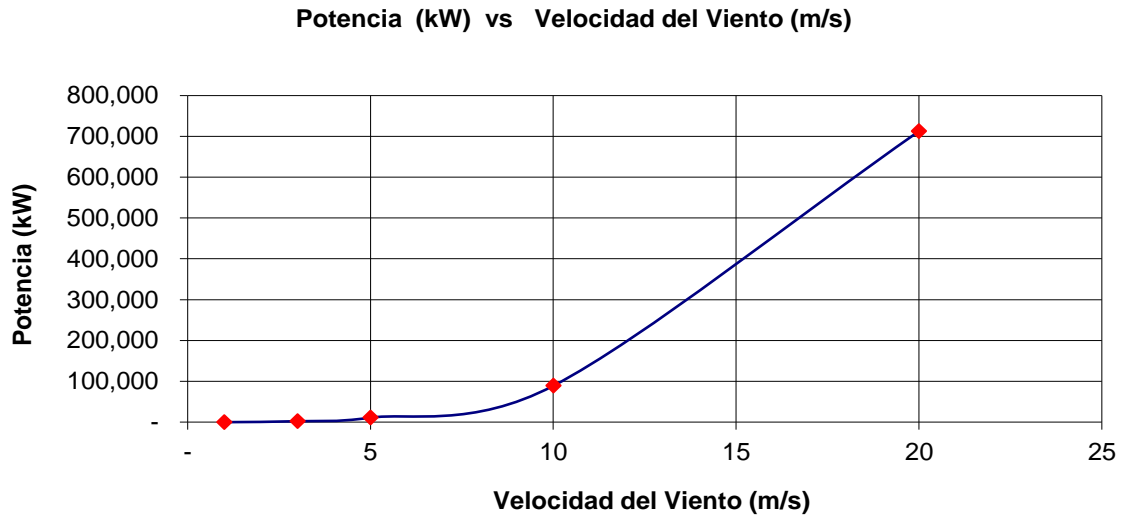
## Curva Típica de Potencia vs Velocidad del Viento en Turbinas Eólicas



*Grafica 2.1 Curva Típica de Potencia vs Velocidad del viento en Turbinas Eólicas*  
*Referencia: CFE, COPAR 2008*

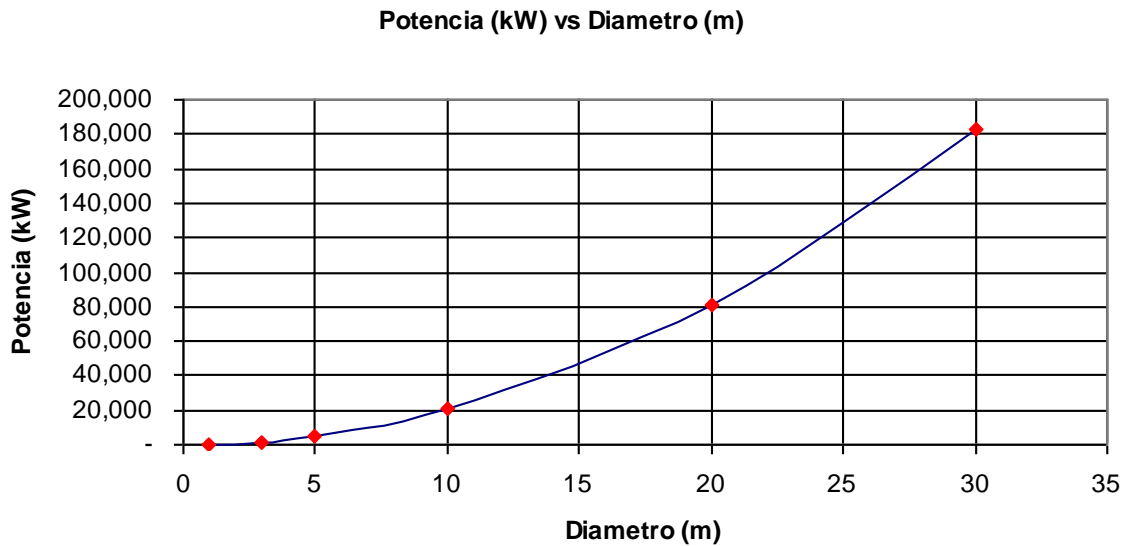
En la siguiente grafica 2.2 se muestra la comparativa de potencia vs velocidad del viento para un diámetro constante de 20 metros y velocidades de 1, 3, 5, 10 y 20 m/s.

Para fines técnicos, la grafica de potencia vs diámetro es utilizada en el diseño de los generadores, una vez que se tiene la velocidad del viento de la zona y consecuentemente la potencia del generador que debe de tener, entonces se procede a determinar el diámetro que deben de formar los alabes dejando en claro que es más importante una mayor velocidad del viento que del incremento del diámetro de los alabes, y esto es por que entre mayor velocidad tenga el viento mayor potencia se obtendrá de él independientemente del diámetro de los alabes.



*Grafica 2.2. Potencia vs Velocidad del Viento para un diámetro constante de 15 m. y velocidades de 1, 3, 5, 10 y 20 m/s.*

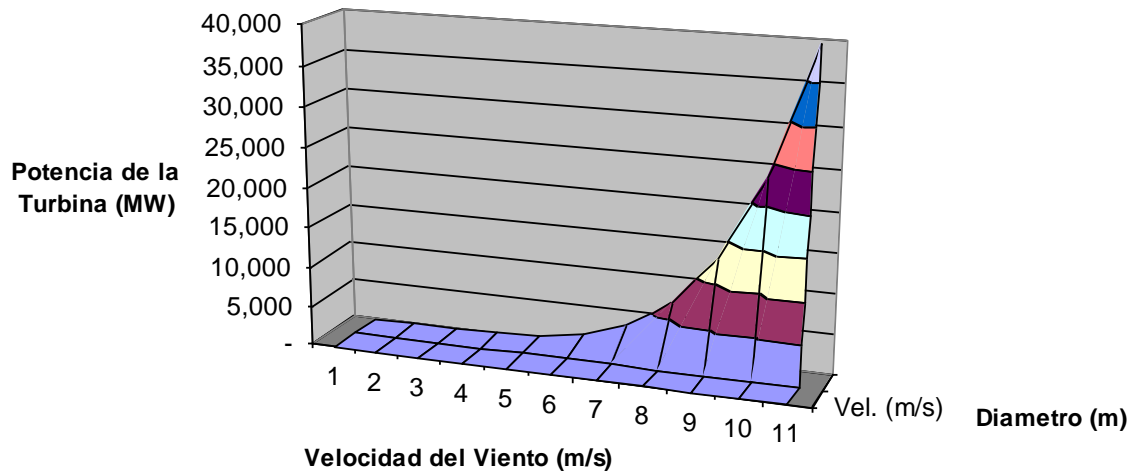
En la siguiente grafica 2.3 podemos observar cómo la potencia no se ve tan influida con base en el incremento del diámetro; la curva de la gráfica corresponde a una potencia vs diámetro para una velocidad constante de 8 m/s y diámetros de 1, 3, 5, 10 y 20 metros.



*Grafica 2.3 Curva de potencia vs. diámetro para una velocidad de viento de 8m/ y diámetros de 1, 3, 5, 10 y 20 metros*

Observando el comportamiento de la siguiente grafica 2.4 y siguiendo el incremento de la potencia, podemos observar que el incremento de la potencia se ve más dependiente de la velocidad.

**Grafica en 3D, Velocidad (m/s), Diámetro (m), Potencia (MW)**  
**Grafica en 3D, Velocidad (m/s), Diametro (m), Potencia (MW)**



*Grafica 2.4 Grafica en 3D de Velocidad vs. Diámetro vs. Potencia para una velocidad de 1 a 10 m/s, con diámetros de 1 a 10 metros*

## 2.3 Clasificación del Recurso Eólico

Como se mencionó anteriormente el viento se origina por el calentamiento del aire por medio del sol, además de la formación de fenómenos meteorológicos complejos, como también el paso del aire que calienta o enfría el agua de los océanos. Pero además de esto, los recursos eólicos pueden variar según la localización precisa (micro sitios); por el hecho de que cada sitio es diferente, el viento se comporta de forma irregular en su estado diurno y nocturno además de las variaciones horarias por lo que la medición del viento es lo primordial para pensar en instalar un aerogenerador y su respectivo éxito. Para que el viento sea un recurso adecuado para generar electricidad debe de cumplir algunos requisitos necesarios que deben ser estudiados como su velocidad, su dirección, el corte del viento y la variación de la velocidad según la altura (estas dos ultimas son las frecuencias típicas del viento) y por ultimo la intensidad de la turbulencia.

Ya que se estudió por un periodo aproximado de 5 a 10 años el sitio final donde se colocará el generador, con el fin de medir continuamente la velocidad del viento, su dirección, su temperatura y algunos otros parámetros climáticos; se colocan en uno o mas lugares una torre o mástil meteorológico; estas mediciones se hacen a diferentes elevaciones (10, 30, y 50 m comúnmente) para permitir estimar los cortes del viento. Esta información que se obtiene se expresa con distribuciones de frecuencia de la velocidad y rosas del viento, las cuales ayudan a mostrar gráficamente la frecuencia relativa de la velocidad del mismo, su dirección y energía. Los mejores recursos eólicos generalmente por sus características idóneas se localizan en los pasos montañosos, en las cordilleras, las costas de los océanos y los grandes lagos. En la siguiente tabla 2.1 se muestra la clasificación del recurso eólico en función de la densidad de la potencia del viento.

Densidad de Potencia en el Viento Según la Clase

Clase de potencia del viento	10 metros		30 metros		50 metros	
	Densidad de potencia del viento (W/m <sup>2</sup> )	Velocidad media del viento (m/s)	Densidad de potencia del viento (W/m <sup>2</sup> )	Velocidad media del viento (m/s)	Densidad de potencia del viento (W/m <sup>2</sup> )	Velocidad media del viento (m/s)
1	0 a 100	0.0 a 4.4	0 a 160	0 a 5.1	0 a 200	0.0 a 5.6
2	100 a 150	4.4 a 5.1	160 a 240	5.1 a 5.9	200 a 300	5.6 a 6.4
3	150 a 200	5.1 a 5.6	240 a 320	5.9 a 6.5	300 a 400	6.4 a 7.0
4	200 a 250	5.6 a 6.0	320 a 400	6.5 a 7.0	400 a 500	7.0 a 7.5
5	250 a 300	6.0 a 6.4	400 a 480	7.0 a 7.4	500 a 600	7.5 a 8.0
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 1000	7.0 a 9.4	640 a 1600	8.2 a 11.0	800 a 2000	8.8 a 11.9

Tabla 2.1 .Referencia: CFE, COPAR 2008

Se considera la velocidad del viento en las condiciones del nivel del mar. Para mantener la misma densidad de potencia, la velocidad debe incrementarse 3% por cada 1,000 metros de elevación.

Una clasificación del viento número 3, es representativa de un recurso eólico de bajo a moderado y las de clasificación de 4 a 7 son consideradas las más deseables para proyectos comerciales.

Cuando una corriente de viento de velocidad y temperatura considerable, circula por una planicie por ejemplo, el aerogenerador se debe colocar a la altura a la que se encuentre esta corriente con el fin de que cuando ésta pase a través de los alabes los haga girar con la mayor potencia con el que rotor pueda extraer la mayor energía cinética del viento para convertirla en energía eléctrica y ésta a su vez sea almacenada para su uso.

Dado que la velocidad del viento es el factor más importante, los alabes deben ser diseñados adecuadamente de forma aerodinámica con el fin de que el viento al pasar a través de éstos, los pueda hacer girar con la mayor facilidad posible obviamente con sus medidas de seguridad correspondientes con el fin de no sobrepasar la velocidad de diseño para la cual fueron construidos, y para evitar esto entrarán en acción los mecanismos de control los cuales se encargan de orientar la turbina y los alabes o de frenarlos de ser necesario, con el fin de que no se sobrepase la velocidad de diseño, ya que si esto llegara a suceder, las cargas gravitacionales rotatorias serían tan altas que literalmente desintegrarían el rotor y después de éste la góndola.

## **2.4 Componentes de una Turbina Eólica**

Para estudiar los componentes de una turbina eólica es necesario conocer primero el tipo de turbina, que se clasifica de acuerdo con varios criterios, entre los que se encuentra la posición del eje de rotación, que puede ser vertical u horizontal. Las turbinas eólicas de eje horizontal (TEEH) son las más comunes y se dividen a la vez en aquellas en las que el rotor gira frente a la torre (barlovento) y las que rotan detrás de la torre (sotavento).

Debido a que las turbinas TEEH son las más comerciales y por consecuencia las más utilizadas para generar electricidad a nivel comercial en el mundo solo se describirán las de este tipo.

Una TEEH a barlovento que se muestra en la figura 2.3, es como las que se instalan en la mayoría de los parques eólicos. Estas máquinas se componen de cimiento (1), torre (2), góndola con tren de fuerza (3), alabes (4), rotor (5), y el equipamiento eléctrico. Además, en la figura no se muestra el transformador, que no forma parte de la turbina pero constituye un elemento que no puede faltar en una instalación de este tipo, pues convierte la tensión o voltaje que entrega el generador eléctrico de la turbina a la red eléctrica.





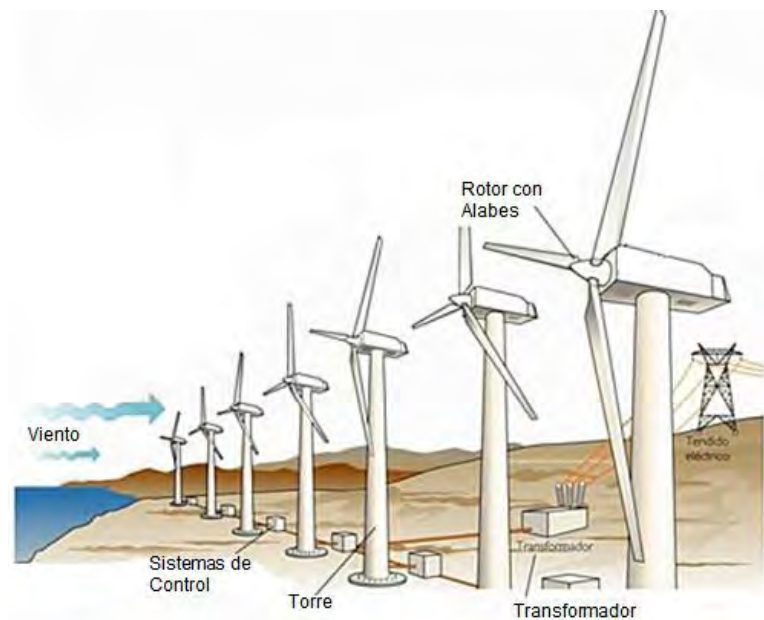
*Figura 2.3. Estructura típica de un aerogenerador moderno de gran potencia.*

### 2.4.1 Torre y Cimiento

Para garantizar la estabilidad de una turbina eólica se construyen los cimientos, que pueden ser superficiales o profundos. El tipo de cimentación depende del tipo de suelo donde se instalara la torre. La torre se construye no solo para resistir el peso de la góndola y de los álabes del rotor, sino también debe absorber las cargas causadas por la variación de potencia del viento. Existen varios tipos de torres, como las que se describen a continuación:

- Torres tubulares de acero. La mayoría de los grandes aerogeneradores se construyen con torres tubulares de acero, fabricadas en secciones de 20-30 m con bridas en cada uno de los extremos, y son unidos con pernos in situ. Las torres son tronco-cónicas (es decir, con un diámetro creciente hacia la base), con el fin de aumentar su resistencia y al mismo tiempo ahorrar material.
- Torres de concreto. Se construyen en el lugar y están limitadas por la altura, ya que con base en la altura se decide sobre esta solución. Evitan el problema de la transportación.
- Torres de concreto prefabricado. En este caso los segmentos son colocados en la parte superior de uno sobre el otro in situ.

- Torres de celosía. Son fabricadas utilizando perfiles de acero. La ventaja básica de estas torres es su costo, ya que sólo requiere la mitad de material de una torre tubular sin sustentación adicional y con la misma rigidez. La principal desventaja es su apariencia visual (aunque esa cuestión es claramente debatible). En cualquier caso, por razones estéticas, las torres de celosía han desaparecido prácticamente de los grandes aerogeneradores modernos. Son muy comunes en la India, aunque se encuentran en otros países, como los Estados Unidos y Alemania.
- Torres híbridas. Algunas torres son construidas con combinaciones de las antes mencionadas; por ejemplo, la parte inferior de concreto y la superior de acero. Hay tendencias a usar este tipo de torre en los generadores con capacidad de varios Mega Watts.
- Torres de mástil tensado con vientos. Muchos de los aerogeneradores pequeños están construidos con torres de mástil sostenidas por cables tensores. La ventaja es el ahorro de peso y, por lo tanto, de costo. Pueden ser izadas sin necesidad de grúas.



*Figura 2.4. Imagen de la representación de un parque eólico, Donde se muestran las principales partes que la conforman*

## 2.4.2 Rotor

El rotor es el componente que ayuda a los álabes a convertir la energía del viento en movimiento mecánico rotacional. El rotor está compuesto por los propios álabes y el buje (elemento que une los álabes con el árbol principal mediante el cojinete principal). El buje es el centro del rotor y se fabrica de hierro o acero fundido.

Si el aerogenerador tiene caja multiplicadora, el buje se conecta directamente al eje de baja velocidad de la caja multiplicadora y convierte la energía del viento en energía en rotación. Si la turbina no posee caja multiplicadora, la energía se transmite directamente al generador.

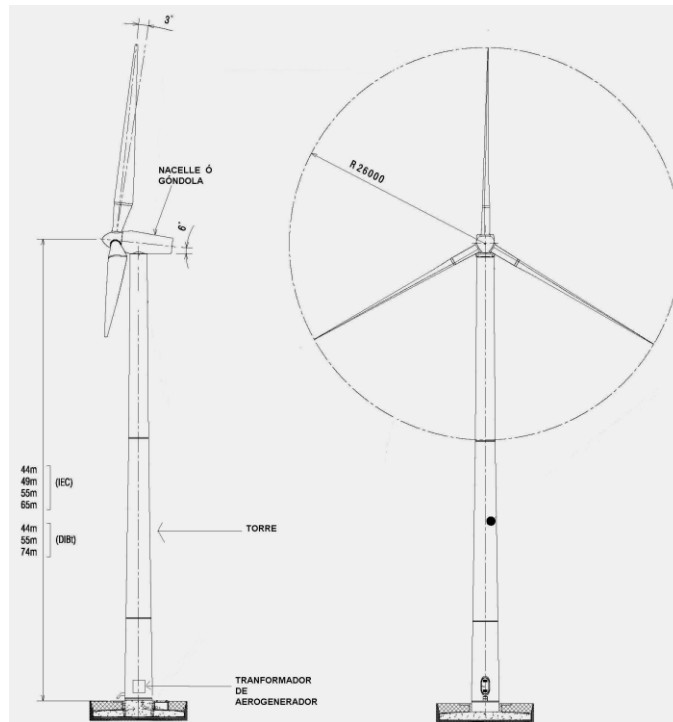
Actualmente la mayoría de los rotores tienen tres alabes, un eje horizontal y un diámetro entre 40 y 90 m. Los rotores de molinos de viento tradicionales para el bombeo de agua emplean 16 alabes o más (llegando a tener hasta 30) y se fabrican de metal.

La experiencia ha demostrado que el rotor de tres palas es más eficiente para la generación de energía en las grandes turbinas. Además, estos rotores tienen una mejor distribución de masa, lo que permite una rotación más estable.

Los álabes del rotor son fabricados fundamentalmente de fibra de vidrio o fibra de carbón reforzado con plástico, conocidos como FVRP o FCRP. Los alabes de madera, y resina epóxica o madera-fibra-resina epóxica son ya poco empleados.

Los alabes de aluminio y aleaciones de acero son muy pesados y vulnerables a la fatiga del material. Por esta razón, estos materiales se emplean solo en las turbinas eólicas muy pequeñas.

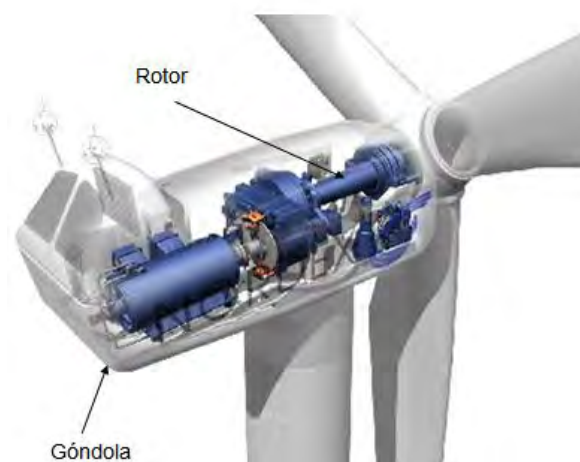
El perfil de los álabes es similar al de las alas de los aviones. Éstos realizan su función mediante el mismo principio de la fuerza de empuje: sobre la parte inferior del ala el viento pasa y genera una alta presión, mientras que por la parte superior se genera una baja presión. Esta fuerza, además de la fuerza de resistencia, provoca que el rotor gire. Cada fabricante de alabes los fabrica según su concepción y con sus propias características. En la figura 2.5 se muestran los perfiles de un aerogenerador y en la figura 2.6 la localización del rotor.



*Figura 2.5. Vista de perfil y frontal de un aerogenerador, mostrándonos la forma de los alabes y el diámetro que forman entre ellos*

### 2.4.3 Góndola y Tren de Fuerza

La góndola soporta toda la maquinaria de la turbina y debe ser capaz de rotar para seguir la dirección del viento, por lo que se une a la torre mediante rodamientos. El diseño de la góndola depende de cómo el fabricante decidió ubicar los componentes del tren de fuerza (eje del rotor con los cojinetes, caja multiplicadora, generador, acoplamiento y freno).



*Figura 2.6. Se muestra la localización del Rotor y de la Góndola*

#### 2.4.4 Caja Multiplicadora

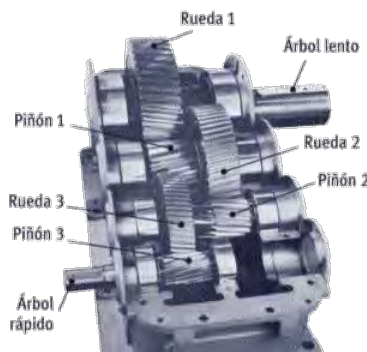
La caja multiplicadora es un multiplicador de velocidad, que convierte el movimiento rotacional de 18 a 50 rpm del rotor, a aproximadamente de 1,200 a 1,800 rpm con que rota el generador. La frecuencia de la corriente eléctrica y el número de pares de polos de la máquina está en función de la frecuencia de giro (figura 2.7).



*Figura 2.7. Multiplicador del tren de fuerza tipo A para un aerogenerador de 5 MW.*

La caja multiplicadora tiene la tarea de acoplar las bajas velocidades de rotación del rotor con las altas velocidades requeridas para el correcto funcionamiento del generador eléctrico, y soportar las amplias variaciones de la velocidad del viento.

La relación de transmisión del multiplicador está determinada por su tren de engranajes, constituido en los aerogeneradores actuales por ruedas dentadas cilíndricas (de ejes paralelos), cuyos dientes al engranar vinculan sus frecuencias de rotación. Los diseños actuales se basan en dos tipos de trenes de engranaje básicos: el tren de fuerza y el tren tándem (figuras 2.7 y 2.8).



*Figura 2.8. Estructura de un tren tándem.*

Algunas firmas importantes utilizan multiplicadores híbridos cuyas dos primeras etapas constituyen un tren de fuerza que se combina con una tercera etapa tándem. Si se emplea un generador de anillo multipolo, desarrollado especialmente para el uso en turbinas eólicas, no se requiere de caja multiplicadora.

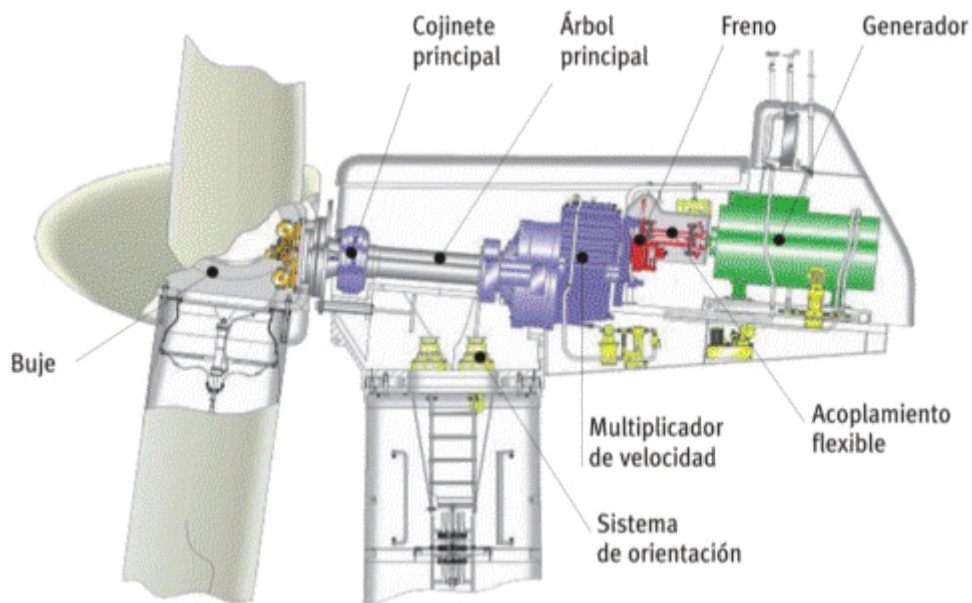


Figura 2.9. Principales componentes del aerogenerador.<sup>9</sup>

#### 2.4.5 Acoplamiento y Frenos

Entre el generador y la caja multiplicadora se instala un acoplamiento que suele ser flexible. Igualmente se emplean frenos mecánicos en el tren de fuerza.

Generalmente hay dos tipos de frenos: los sistemas aerodinámicos y los sistemas mecánicos. Las normas que usualmente se usan en el diseño de aerogeneradores indican que estos deben poseer dos sistemas independientes: uno aerodinámico (en la punta de los álabes o todo el alabe del rotor por sí mismo cambiando su ángulo de paso, a lo que se le llama pitch control) y otro freno; este último es generalmente de disco mecánico en la mayoría de las turbinas. Este tipo de freno mecánico se emplea principalmente cuando el aerodinámico falla o la turbina está en reparación. El de tipo mecánico que se utiliza depende de cómo se controla la potencia (figura 2.9).

<sup>9</sup> A estas turbinas se les conoce como turbinas sin caja multiplicadora o de conexión directa, y el fabricante más conocido es ENERCON, de Alemania



*Figura 2.10. Freno aerodinámico de un alabe de turbina, en posición activada.*

En turbinas con control por pérdida aerodinámica (stall control), el freno mecánico tiene que asimilar toda la energía generada por el rotor y el generador en caso de emergencia, por lo que debe tener una alta potencia de frenado. Todo lo contrario sucede cuando el freno mecánico se usa en turbinas con álabes de rotores con paso variable (en este caso son de menor potencia).

## **2.5 Equipamiento Eléctrico**

El equipamiento eléctrico de una turbina eólica, está compuesto por el generador, el sistema de alimentación a la red y varios sensores. Estos últimos se emplean para medir temperatura, dirección del viento, velocidad del viento y otros parámetros que pueden aparecer dentro de la góndola o en los alrededores, por lo que apoyan el control de la turbina y su monitoreo.

### **2.5.1 Generador**

El generador de una turbina convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Para turbinas de gran potencia, en grandes aerogeneradores (alrededor de 100-150 kW) el voltaje generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna trifásica. Posteriormente, la corriente es enviada a través de un transformador anexo a la turbina (o dentro de la torre), para aumentar su voltaje entre 10,000 y 30,000 V, dependiendo del estándar de la red eléctrica local. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de aerogeneradores tanto de 50 Hz (para las redes eléctricas de la mayor parte del mundo) y de 60 Hz (para la red eléctrica de América).

Las turbinas eléctricas pueden ser diseñadas tanto con generadores síncronos como asíncronos, y con varias formas de conexión directa o conexión indirecta a red del generador. La conexión directa a red significa que el generador está conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). La conexión indirecta a red significa que la corriente que viene de la turbina pasa a través de una serie de dispositivos eléctricos que ajustan la corriente para igualarla a la de la red. En generadores asíncronos esto ocurre de forma automática.

## 2.5.2 Sistema de Alimentación de Electricidad a la red Eléctrica

El sistema para la alimentación de electricidad a la red, depende del generador eléctrico empleado: la mayoría de los modernos aerogeneradores en la categoría de mega watt, usan generadores asíncronos de inducción conectados a la red, rotando a velocidad aproximadamente constante. Esto significa que no se necesitan rectificadores ni inversores.

En las turbinas de velocidad variable con generadores síncronos, la corriente alterna generada fluctúa constantemente su frecuencia. Para entregar la electricidad a la red, ésta es convertida en corriente directa mediante un rectificador, filtrada y después convertida de nuevo en corriente alterna usando un inversor.

En ambos tipos de generadores, el voltaje es entonces convertido para adaptarlo al nivel del voltaje en la red, usando un transformador; de esta forma el aerogenerador con un contador de electricidad es conectado a la red (figura 2.11).



*Figura 2.11. Cimentación y transformador de una turbina eólica.*

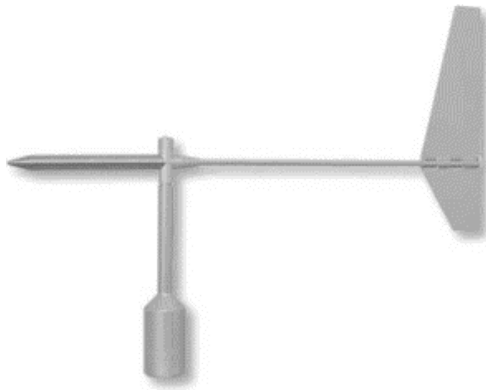
## 2.5.3 Sensores para el Control y Monitoreo del Generador

La góndola posee sensores o instrumentos de medición que constantemente están midiendo los parámetros siguientes: velocidad (anemómetro) y dirección del viento (veleta), velocidad del rotor y del generador, temperatura ambiente y de los componentes, presión del aceite, ángulo de paso y acimut (ángulo del mecanismo de orientación basado en la dirección del viento), magnitudes eléctricas y vibraciones en la góndola. Estos datos son usados para el control del generador. Por ejemplo, la dirección del viento es transmitida directamente al mecanismo de orientación que hace que el rotor siga al viento, mientras que la medición de la velocidad del viento permite operar, conectar o desconectar el generador. Los sensores, la lectura y el análisis de estos datos controlan el aerogenerador y ofrecen las bases para una correcta gestión operacional. (En la figura 2.12 y 2.13 se muestran un Anemómetro de copas y una veleta).





*Figura 2.12. Anemómetro de copas.*



*Figura 2.13. Veleta.*

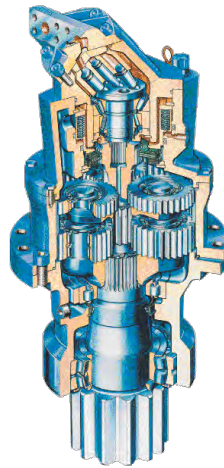
## **2.6 Otros Componentes**

Finalmente, la turbina eólica contiene otros componentes no incluidos en los puntos anteriores: sistemas para seguir la dirección del viento o sistemas de orientación, elementos para enfriamiento y calentamiento, equipamiento para la protección contra descargas eléctricas, grúas y elevadores, y extintores de fuego.

### **2.6.1 Sistemas de Orientación**

El objetivo de estos sistemas, es colocar el rotor de las turbinas en un ángulo óptimo con respecto al viento. En general, las turbinas eólicas de eje horizontal emplean dos sistemas, el pasivo y el activo (figura 2.14).

- Los sistemas pasivos no necesitan motores eléctricos. Las turbinas cuyo rotor está detrás de la torre (sotavento) siguen al viento automáticamente, mientras que las turbinas a barlovento poseen una veleta. Estas veletas se emplean desde hace muchos años en los molinos de viento tradicionales para el bombeo de agua. En este caso, la dirección del viento es determinada de una forma muy sencilla. Las fuerzas que actúan sobre la veleta cuando la dirección del viento cambia repentinamente, están limitadas por el tamaño de la veleta, por lo que estos sistemas son empleados en turbinas cuyo diámetro del rotor no exceda 10 m, aproximadamente.
- Los sistemas activos son usados fundamentalmente a barlovento. En este caso un mecanismo activamente gira la góndola sobre la torre. Tales sistemas activos fueron usados ya en el siglo XVIII en los molinos europeos. Actualmente estos mecanismos de orientación o motores acimut son más comúnmente empleados movidos por un solo motor eléctrico o por varios motores al mismo tiempo. Una veleta o rumbómetro sobre la góndola, provee la información necesaria al sistema de orientación. Los motores actúan sobre la rueda de engranaje, que mueve la góndola a su posición óptima cuando son movidas por los motores.



*Figura 2.14. Sistema de orientación.*

## 2.6.2 Enfriamiento y Calentamiento

La temperatura dentro de una góndola, puede ser alta por el calor desprendido de la caja multiplicadora y del generador. Por ello se instalan ventiladores especiales en la góndola, para mantener una temperatura adecuada. Además de esto se instalan unidades de enfriamiento para componentes individuales de la turbina, como la caja multiplicadora.

Durante el invierno, en los países fríos, las temperaturas suelen caer por debajo de la temperatura de congelación, por lo que cuando esto pasa se congela el aceite en la caja multiplicadora y resulta imposible echar a andar el sistema si éste se mantiene sin movimiento durante algún tiempo. Por lo tanto, se emplean a menudo calentadores para que mantengan el aceite a una temperatura adecuada en la caja multiplicadora. Adicionalmente, los álabes del rotor son también calentados para prever que no se forme hielo sobre ellos o sean dañados por el agua condensada, ya que el hielo que se forme en los alabes genera más peso y por obvias razones se reduce su velocidad de giro, además que el hielo formado puede caer en forma de ladrillos de alturas

superiores a 50 m ó salir disparados en caso de que el generador este en funcionamiento, generando un peligro constante en el caso de que el generador se encuentre en una zona habitada y/ó en una zona de paso vehicular como es comúnmente en Europa, ya que los generadores forman parte del paisaje. Finalmente, los anemómetros y veletas direccionales tienen también que ser calentados en las regiones frías para evitar que dejen de funcionar y provoquen daños mayores en la turbina.

### 2.6.3 Protección Contra Descargas Eléctricas

Los aerogeneradores son estructuras altas que están por lo general expuestas a las descargas eléctricas, y son por lo tanto muy vulnerables a estos fenómenos.

Las descargas eléctricas generalmente inciden sobre las puntas de los álabes del rotor y por ello se emplean diferentes soluciones para absorber estas descargas en los álabes. La corriente proveniente del rayo, pasa entonces a lo largo del alabe por su interior a través de metales conductores, posteriormente pasa sobre la góndola para después ser dirigida hacia abajo por la torre hasta el anclaje terrestre, así la corriente es desviada de las áreas altamente sensibles.

### 2.6.4 Grúas y Elevadores

La mayoría de las turbinas eólicas poseen elevadores para llevar piezas de repuesto y herramientas dentro de la góndola. Allí también se emplean otros elementos transportadores, como grúas de diferentes tipos para el traslado de piezas, partes y herramientas.

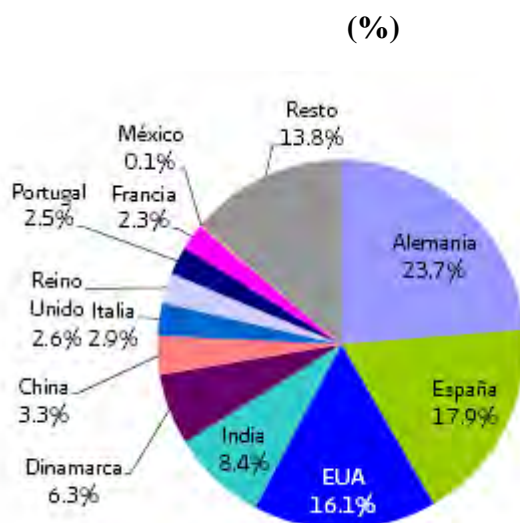
### 2.6.5 Extintores de Fuego

Los extintores de fuego se adicionan a la turbinas, para combatir cualquier incendio que pueda ocurrir en las partes mecánicas o electrónicas. Por lo general, los extintores son tanques manuales, aunque también se emplean detectores y extintores de fuego automáticos.

## 2.7 Situación Actual en México

En México la energía eólica apenas esta en desarrollo, por lo cual es la tecnología que menos energía produce actualmente, por esta razón México aún no figura entre los principales países de generación eólica; actualmente Alemania es el principal país de generación de electricidad con energía eólica en el mundo, con el 23.7% de toda la energía que se produce en el país, después España con el 17.9% mientras que México cuenta apenas con el 0.1%. En la siguiente grafica se muestran los porcentajes de los principales países que producen energía eléctrica con aerogeneradores.

### Distribución de la Capacidad Eólica Mundial por País, 2007



Grafica 2.5. Distribución de la Capacidad Eólica Mundial por país, 2007 (%)  
Referencia: SENER, Prospectiva del sector eléctrico 2008

México se integró al grupo de países que generan electricidad con la energía del viento, en 1997, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) construyó una planta eólica prototipo con capacidad de 1.5 MW (esto equivale a proporcionar electricidad a 150 casas por día en la ciudad de México), en la Venta, Oaxaca, donde hay grandes extensiones de tierras planas, permitiendo la competitividad de la tecnología y el aprovechamiento de la bondad del recurso eólico.

La Central Eólica La Venta II, se localiza al norte del ejido La Venta, en el municipio de Juchitan de Zaragoza, aproximadamente a 310 km al Este-Sureste de la ciudad de Oaxaca. Esta compuesta por 98 generadores, cada uno con 850 kW, con un total de 83.3 MW de capacidad para la central. La Secretaria de Energía (SENER) actualmente sigue impulsando la construcción de este tipo de centrales; el programa de obras e inversiones del sector eléctrico señala un crecimiento puesto en marcha y operación de centrales eólicas en la zona de la venta que en el 2006 construye la Venta II para después a partir del 2008 poner en operación centrales de aproximadamente 99 MW hasta el 2012.

Como característica sobresaliente de esta tecnología podemos mencionar que opera en armonía con el medio ambiente, no afecta la vida vegetal, ni el aire, ni el clima y no presenta riesgos para la salud del ser humano. La operación de las centrales no requiere de la quema de combustibles fósiles por lo que no genera emisiones, combustión de sustancias, ni produce emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

Todo esto parece indicar que las condiciones están dadas para continuar con la construcción de proyectos de mayor capacidad; sin embargo, existen otras consideraciones previas que deben ser tomadas en cuenta, como el hecho de que el viento es un recurso intermitente, cuyas variaciones se ven reflejadas en la generación de electricidad. Por ejemplo, se genera electricidad sólo en las horas en que hay viento disponible, a diferencia de la que se genera con plantas hidroeléctricas donde se puede almacenar, para generar energía en las horas de demanda o con centrales que utilizan combustibles como combustóleo, gas o carbón que pueden ajustar su generación, simplemente variando la cantidad de combustible que queman. Por otro lado, la energía eólica empieza a perfilarse como una fuente alterna que ocupará un importante papel en la generación de electricidad, ya que no utiliza combustible (por lo que no emite gases a la atmósfera).

Actualmente en México se cuenta con una potencia instalada de 85 MW en generadores eólicos, resultado de los 83 MW que instaló CFE en la Venta en el Edo. de Oaxaca y a que anteriormente, en 1997, se habían instalado 2 MW de potencia en México, con lo que suman actualmente 85 MW. En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada de cada tecnología con la que cuenta México actualmente para generar energía eléctrica en todo el país de 1997 a 2007.

Capacidad Efectiva del Servicio Publico por Tipo de Central, 1997-2007 (MW)

Año	Fuentes Alternas				Hidrocarburos						Total
	Hidráulica	Geotermo-eléctrica	Eolo-eléctrica	Nuclear	Carbón	Termoeléctrica Convencional	Ciclo Combinado	Turbo gas	Combustión Interna	Dual	
1997	10,034	750	2	1,309	2,600	14,282	1,942	1,675	121	2,100	34,815
1998	9,700	750	2	1,309	2,600	14,282	2,463	1,929	120	2,100	35,256
1999	9,618	750	2	1,368	2,600	14,283	2,463	2,364	118	2,100	35,666
2000	9,619	855	2	1,365	2,600	14,283	3,398	2,360	116	2,100	36,697
2001	9,619	838	2	1,365	2,600	14,283	5,188	2,381	143	2,100	38,519
2002	9,608	843	2	1,365	2,600	14,283	7,343	2,890	144	2,100	41,177
2003	9,608	960	2	1,365	2,600	14,283	10,604	2,890	143	2,100	44,554
2004	10,530	960	2	1,365	2,600	13,983	12,041	2,818	153	2,100	46,552
2005	10,536	960	2	1,365	2,600	12,935	13,256	2,599	182	2,100	46,534
2006	10,566	960	2	1,365	2,600	12,895	15,590	2,509	182	2,100	48,769
2007	11,343	960	85	1,365	2,600	12,865	16,662	2,831	217	2,100	51,029

Incluye producción independiente de energía

Tabla 2.2. Capacidad Efectiva del Servicio Publico por Tipo de Central 1997-2007 Referencia: Prospectiva del sector eléctrico 2008- 2024. SENER.

Aunque actualmente México es un país nuevo en este campo, se planea seguir construyendo más granjas eólicas en el país, ya que en un futuro no muy lejano, esta tecnología podría ser de las más importantes generadoras de electricidad en nuestro país, debido a su accesibilidad, se estima que será muy rentable en un futuro. Para el año 2012 en México se contará con una granja eólica con una potencia de 203 MW<sup>10</sup>, en la localidad de la venta II en Oaxaca; con lo que serian ya 288 MW en el país. En la siguiente figura se muestra donde y que nuevos proyectos está construyendo CFE actualmente.

### Centrales en Construcción o en Proceso de Licitación, 2009 - 2012

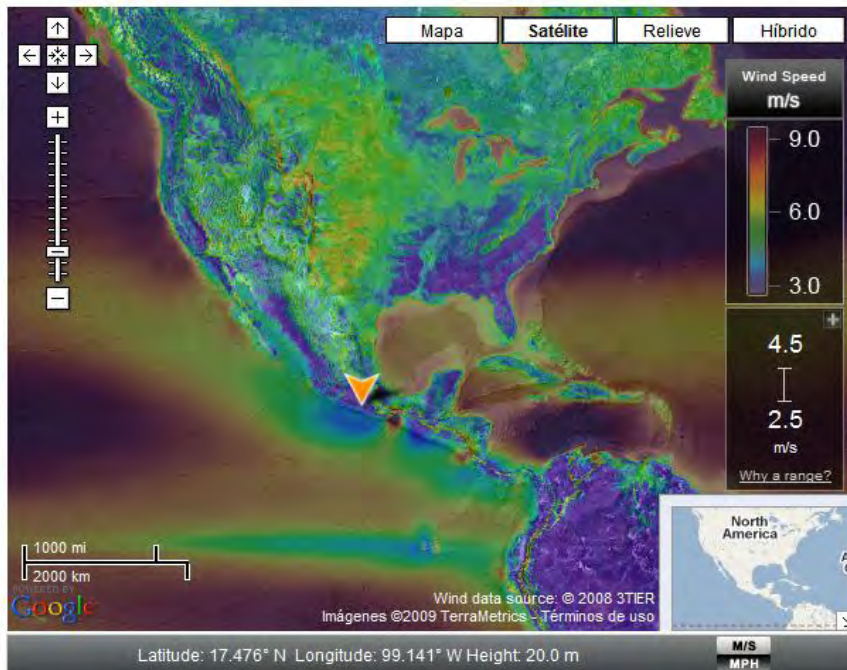


Figura 2.15. Centrales en Construcción o en Proceso de Licitación, 2009-2012  
Referencia: SENER, Prospectiva del sector eléctrico 2008

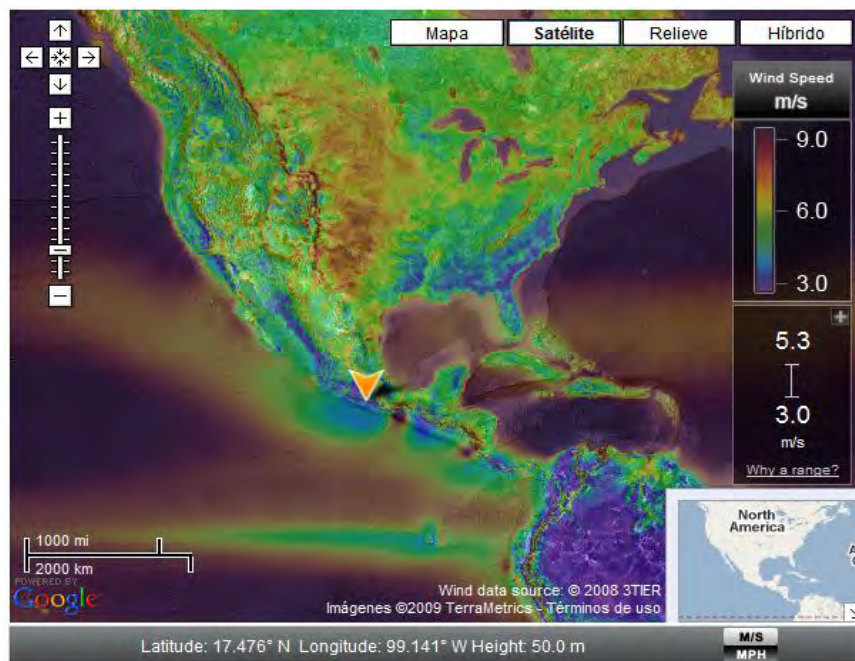
Las Cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no coincidir exactamente.

En las figuras siguientes 2.16, 2.17 y 2.18, se muestra el potencial eólico de México a 20 m., 50 m. y 80 m., donde mediante colores podemos observar donde son las zonas que tienen mayor velocidad de viento.

<sup>10</sup> Prospectiva del sector eléctrico 2008



*Figura 2.16. Potencial eólico de México a 20 m de altura.  
Referencia: Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE).*



*Figura 2.17. Potencial eólico de México a 50 m de altura.  
Referencia: Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE).*







## Capítulo 3

### Evaluación Económica de un Proyecto Eólico

---

#### **Objetivo**

*En éste capítulo se explica el procedimiento para modelar el comportamiento de la velocidad de viento poniendo especial énfasis en el uso de la distribución de probabilidad Weibull que es ampliamente utilizada para representar las variaciones en la velocidad del viento para un sitio de estudio. Asimismo, se desarrolla un ejemplo para el modelado de los patrones de velocidad y cálculo de factor de planta para una central eólica. En la segunda parte de este capítulo, se estudia el costo nivelado de generación para este tipo de centrales y se discuten los principales parámetros que lo componen. Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad para determinar los principales factores que determinan la variación del costo nivelado de generación.*

### **3.1 Propiedades y Análisis Estadísticos de la Velocidad del Viento**

#### **3.1.1 Distribución Weibull**

Esta distribución permite establecer las características de los regímenes de viento, ya que es muy importante conocer los patrones de velocidad de viento para poder realizar los cálculos técnicos y económicos para la integración de los proyectos eólicos. Los patrones de velocidad del viento se modelan con diferentes funciones de distribución de probabilidad, una de las más utilizadas es la distribución de Weibull<sup>11</sup> cuya  $f(x)$  está definida como  $W(v)$ , y nos queda expresado de la siguiente forma.

$$W(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K}$$

Donde:  $K$  = Parámetro de Forma  
 $C$  = Parámetro de Escala  
 $V$  = Velocidad del Viento

---

<sup>11</sup> Es importante indicar que la función de distribución de probabilidad que más se aproxime a los datos medidos será la que mayor exactitud brinde al momento de realizar el cálculo de la energía eléctrica generada. El estándar internacional IEC 61400-12 sugiere el uso de la distribución de Weibull para estimar la producción anual de energía, sin embargo en algunas regiones del mundo el uso de esta distribución, altamente extendida en el uso del recurso eólico, puede llevar a obtener resultados incorrectos. Fuente: CURSO CAPEV 1-2011. OLADE “Diseño e implementación de sistemas híbridos combinados (Avances tecnológicos y regulación)” Dr. Oscar A. Jaramillo S., CIE-UNAM

Para  $W(v)$  también se definen las siguientes propiedades: que para fines prácticos, nos muestra la seguridad de encontrar una velocidad de viento aceptable a una cierta altura.

$$\int_{-\infty}^{\infty} W(v)dv = 1$$

$$P(a < v < b) = \int_a^b W(v)dv = e^{-\left(\frac{b}{C}\right)^K} - e^{-\left(\frac{a}{C}\right)^K}$$

$$P(v = a) = \int_a^a W(v)dv = 0$$

El valor esperado  $\bar{v}$  testada que es el valor esperado de la velocidad del viento, se define como:

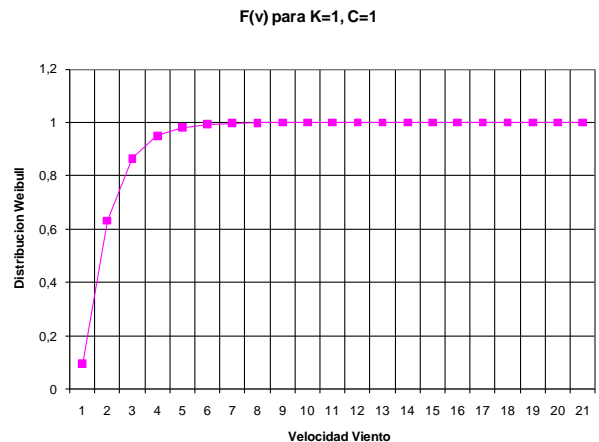
$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot W(v)dv = \frac{K}{C} \int_0^{\infty} v \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} dv$$

$$\bar{v} = K \int_0^{\infty} \left(\frac{v}{C}\right)^K \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} dv$$

Por ser  $W(v)$  una función de distribución de probabilidad, también se definen las siguientes propiedades. La función de distribución acumulativa  $F(v)$ .

$$F(v) = \int_0^v W(v)dv = \int_0^v \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} dv$$

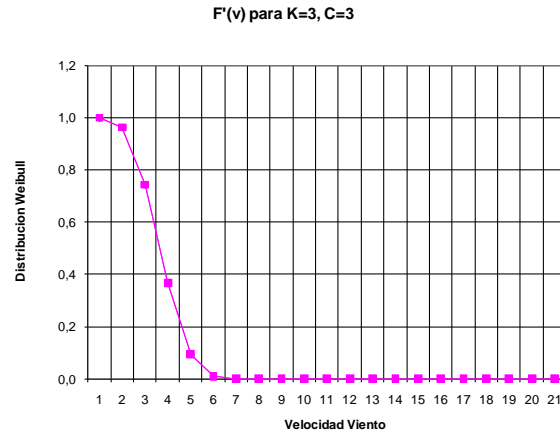
$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K}$$



Es conveniente definir la función  $F'(v)$  como el complemento de la función de distribución acumulativa.

$$F'(v) = 1 - F(v)$$

$$F'(v) = 1 - \left[ 1 - e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \right] = e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K}$$



Supongamos que por un determinado periodo de tiempo, se han registrado las velocidades del viento a lo largo de varios días para una cierta zona, donde se piensa construir una central eólica. Con base en esa información se pueden estudiar los patrones de velocidad de viento, calculando los parámetros K y c de una distribución Weibull.

Velocidad Viento	Horas	Velocidad Viento	Horas	Velocidad Viento	Horas
0.000	0.000	8.690	321.420	17.172	28.571
0.828	82.140	9.241	307.140	17.586	28.571
1.241	160.710	9.655	239.280	18.138	10.714
1.793	203.570	10.207	221.420	18.621	10.714
2.345	292.850	10.759	207.140	19.103	0.000
2.759	357.140	11.241	207.140	19.586	0.000
3.170	425.000	11.724	171.420	20.069	0.000
3.724	425.000	12.207	142.850	20.552	0.000
4.276	500.000	12.690	121.420	21.034	0.000
4.759	500.000	13.241	107.140	21.517	0.000
5.310	517.850	13.724	89.286	22.069	0.000
5.793	471.420	14.138	78.571	22.552	0.000
6.276	442.850	14.621	67.857	23.034	0.000
6.759	471.420	15.172	67.857	23.517	0.000
7.241	421.420	15.586	39.286	24.000	0.000
7.724	400.000	16.138	46.429	24.552	0.000
8.276	407.140	16.690	28.571	25.034	0.000

Tabla 3.1 “Velocidades de viento de la zona estudiada”

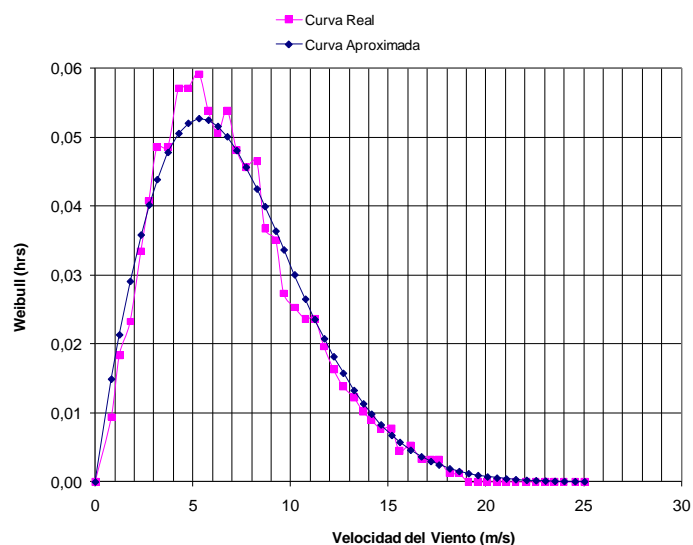
Pero primero para determinar los parámetros de la distribución Weibull se necesita calcular los parámetros  $K$  y  $C^{12}$ . Una vez calculados obtenemos que  $K = 1.92$  y  $C = 7.92$ , con lo cual nuestra distribución Weibull será la siguiente.

Velocidad Viento	W(v)	Velocidad Viento	W(v)	Velocidad Viento	W(v)
0.0000	0.0000	8.6896	0.0399	17.1724	0.0030
0.8275	0.0149	9.2413	0.0364	17.5862	0.0025
1.2413	0.0213	9.6551	0.0336	18.1379	0.0019
1.7931	0.0291	10.2068	0.0300	18.6206	0.0015
2.3448	0.0358	10.7586	0.0265	19.1034	0.0012
2.7586	0.0401	11.2413	0.0235	19.5862	0.0009
3.1700	0.0438	11.7241	0.0208	20.0689	0.0007
3.7241	0.0478	12.2068	0.0181	20.5517	0.0006
4.2758	0.0505	12.6896	0.0157	21.0344	0.0004
4.7586	0.0520	13.2413	0.0133	21.5172	0.0003
5.3103	0.0527	13.7241	0.0113	22.0689	0.0002
5.7931	0.0524	14.1379	0.0098	22.5517	0.0002
6.2758	0.0515	14.6206	0.0083	23.0344	0.0001
6.7586	0.0500	15.1724	0.0067	23.5172	0.0001
7.2413	0.0480	15.5862	0.0057	24.0000	0.0001
7.7241	0.0456	16.1379	0.0046	24.5517	0.0001
8.2758	0.0425	16.6896	0.0037	25.0344	0.0000

*Tabla 3.2 “Distribución de Weibull con los Datos Propuestos”*

Una vez calculados los valores de los parámetros  $K$  y  $C$ , podemos graficar la función  $W(v)$  junto con los datos originales de la tabla 3.1 mostrada anteriormente, y se puede comprobar que efectivamente una función de distribución de probabilidad Weibull, resulta adecuada para estudiar los patrones de la velocidad del viento.

<sup>12</sup> Los cálculos para determinar los parámetros  $K$  y  $c$ , se muestran paso por paso en el apéndice.



Una vez que se tienen los datos de probabilidad de la distribución Weibull, se relacionan con las velocidades de viento para poder obtener la producción de energía durante el año y calcular el factor de planta, que es de 27.55 a dimensional.<sup>13</sup>

## 3.2 Consideraciones Adicionales para un Proyecto Eólico

### 3.2.1 Factor de Planta

El factor de planta (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica, es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada a plena carga durante ese mismo período. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Cuando se caracteriza un campo donde se instalarán aerogeneradores, por un periodo de por lo menos 10 años, se puede obtener los promedios de velocidad para cada hora del día, estos valores nos ayudan a calcular el factor de planta.

En el caso de los proyectos eólicos el factor de planta se determina con base en la distribución de probabilidad Weibull, para el caso que se estudió anteriormente, el factor de planta que se obtuvo fue de 0.27<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Todo el procedimiento numérico se encuentra detallado en el apéndice.

<sup>14</sup> Para ver el procedimiento del cálculo del factor de planta, revisar apéndice.

### 3.2.2 Combustible

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 se retira de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo monetario, es el costo por concepto de combustible.

Como en la tecnología de generación eléctrica con energía eólica, no existe un consumo de combustibles fósiles, en consecuencia no se generan emisiones contaminantes durante su operación. En el análisis económico el ahorro relativo al no consumo de combustibles representa el factor principal por el cual esta tecnología ha aumentado su participación en el mercado de la generación eléctrica.

### 3.2.3 Eficiencia

Es un índice utilizado para identificar el grado de aprovechamiento de un recurso destinado a un proceso determinado. Los recursos pueden ser muy diversos (energía, dinero, tiempo, etc.) y serán contrastados respecto a lo que consideramos, el producto del proceso o grupo de procesos. El concepto de eficiencia en la generación de energía eléctrica, está estrechamente relacionado con el consumo de combustible, específicamente la aportación energética del combustible en cuestión, es decir si una central eléctrica trabaja al 100% de eficiencia, toda la energía contenida en el combustible suministrado se transformará en energía eléctrica. Sin embargo, en la práctica ningún dispositivo o central de generación eléctrica es 100% eficiente. Si la eficiencia de un determinado proceso fuera del 50%, el producto final sólo representará la mitad del recurso empleado.

El concepto de eficiencia se puede estudiar desde dos puntos de vista distintos, el primero de ellos es desde el punto de vista del producto, en este caso la generación eléctrica; si una planta es más eficiente que otra, ésta generará más energía eléctrica para un mismo consumo de combustible. Desde otro punto de vista que son las pérdidas, una planta de mayor eficiencia tendrá menos pérdida de energía representando un ahorro en términos de precios del combustible.

## **3.3 Evaluación Económica de un Proyecto Eólico de Generación de Electricidad**

### 3.3.1 Costo Nivelado de Generación (CNG)

Todas las tecnologías empleadas para la generación eléctrica tienen características específicas, de las cuales podemos mencionar el tiempo de construcción, eficiencia, costo diferente de inversión, vida útil, etc. Todas ellas difieren de una tecnología a otra y es debido a estas diferencias que una comparación directa no es representativa.

Por ello se utiliza un concepto que englobe todas y cada una de estas características, dicho concepto es el Costo Nivelado de Generación.

El costo de la energía generada (MWh generado) está compuesto por conceptos, el costo de inversión, el costo del combustible y el costo de operación y mantenimiento. La determinación de cada componente involucra varios aspectos dependiendo del tipo de tecnología, esquema de inversión, factor de planta, vida económica, tasa de descuento y eficiencia de la planta, entre otras cosas. El Costo Nivelado de Generación es definido como la cantidad que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central considerando su vida útil, iguala el valor presente de los costos incurridos tanto en la etapa de construcción y de operación. De la definición anterior podemos derivar la siguiente expresión.

$$CNG = \frac{\left[ \sum_{t=-N}^{t=1} I_t (1+i)^{-t} \right] + \left[ \sum_{t=0}^{t=n-1} (C_t + O \& M_t) (1+i)^{-t} \right]}{\sum_{t=0}^{t=n-1} G_t (1+i)^{-t}}$$

Dónde:

CNG = Costo Nivelado de Generación

$I_t$  = Costo de Inversión en el año t

$C_t$  = Costo de Combustible en el año t

O&M = Costo de Operación y Mantenimiento en el año t

$G_t$  = Generación en el año t

N = Duración de la construcción en años

n = Periodo de la vida útil

i = Tasa de descuento

Esta metodología toma en cuenta que el costo de instalación está afectado por.

- Una tasa de descuento aplicada a la inversión.
- Un flujo de efectivo durante el tiempo de construcción.

El costo total nivelado (CTNG) es la suma dada por.

- El costo nivelado de inversión (CNI); que es el costo generado durante el tiempo de la construcción.
- El costo de producción; que es el generado durante la vida económica de la planta, incluye.
  - El costo nivelado de combustible (CNC).
  - El costo nivelado de operación y mantenimiento (CNO&M).

### 3.3.2 Costo de Inversión

Hay 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 obtenido de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central que reflejan el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la planta y mide el costo de la inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

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 planta, así mismo el terreno, el camino de acceso, obra de toma y la infraestructura provisional para la construcción de la central. Es por ello que estos costos directos son excluidos del monto total de inversión de la planta e implica tener presente en las evaluaciones de proyectos de generación, la necesidad de adicionarlos. Este concepto es utilizado en la formulación del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) dentro de CFE, en la elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto y para las actividades de seguimiento de avance de presupuestos en las obras.

Al añadir al Costo Directo los originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, los cuales pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE; es obtenido el Costo Directo más Indirecto. La estimación del indirecto, para cada una de las tecnologías de generación, se presenta en el cuadro siguiente.<sup>15</sup>

COSTOS INDIRECTOS PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS	
TIPO DE CENTRAL	PORCENTAJE DE INDIRECTOS <sup>16</sup>
TERMOELÉCTRICA	9.9
CICLO COMBINADO	5.3
TURBOGÁS	2.5
DIESEL	5.3
CARBOELÉCTRICA	12.5
NUCLEOELÉCTRICA	5.3
GEOTERMOELÉCTRICA	25.5
HIDROELÉCTRICAS	12.4

*Tabla 3.3. Comparación de Costos Indirectos para Diferentes Tecnologías  
Referencia: COPAR de Generación, CFE 2008*

<sup>15</sup> Definición de Costo de Inversión, dada por el COPAR de Generación, CFE

<sup>16</sup> Relación de Costo Indirecto a costo directo más indirecto



El costo actualizado al inicio de la operación, resulta de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento, es decir se toman 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.

### 3.3.2.1 Tiempo de Construcción

Es el tiempo en el que se efectúa la construcción de la planta, desde el despalme de terreno hasta que la planta empiece a generar la energía eléctrica. Depende del tiempo de construcción para cada tecnología, pueden ser 1, 2, 3 o hasta 6 años.

### 3.3.2.2 Vida Económica

Es el periodo de años en el cual la planta está programada para generar electricidad, este varía dependiendo de la planta que se construya y puede ser desde los 15 años hasta los 50 años; cuando se cumple con este periodo de vida hay dos opciones; la primera es rehabilitar la planta con equipo nuevo, aunque esto le dará solo la mitad de su vida económica original y al cumplir este periodo se tendrá que dismantelar para construir una nueva, y la segunda opción es dismantelarla y volver a construir una nueva.

### 3.3.2.3 Capacidad

Es la suma de la potencia de cada generador con la cual cuenta una planta, también se le llama potencia instalada de la planta.

### 3.3.2.4 Tasa de Descuento

La tasa de descuento es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. Su operación consiste en descontar el monto capitalizado de intereses del total de ingresos percibidos en el futuro y esta tasa es fijada por la secretaria de hacienda y crédito público para la construcción de proyectos eléctricos y que es generalmente del 12%.

### 3.3.2.5 Factor de Valor Presente

Factor de valor presente, se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. Mediante la fórmula donde A, es el valor nominal esperado de una obligación con vencimiento de un lapso de tiempo específico, i es la tasa de descuento, d es su periodo de retorno (para un cada año), lo que nos daría la siguiente expresión:

$$FVP = \frac{A}{(1 + i)^d}$$

### 3.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento de la energía neta generada (MWh neto generado) considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por lo tanto no se hallan 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)

Los costos variables de operación y mantenimiento son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón solo se consideran los de materiales del área de operación.

#### 3.3.3.1 Costo Total de Inversión.

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos).

Esta clasificación representa los recursos que el Sector Eléctrico aplica a sus obras. El renglón de servicios comprende a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales, los cuales no es posible identificar por separado.

Y se obtiene de la multiplicación de la capacidad de la planta por el costo de inversión y esta expresada en kW/pesos.

#### 3.3.3.2 Generación

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica, eólica, hidráulica, geotérmica, convencional, biomasa o luminosa en energía eléctrica.

La Generación es el resultado de multiplicar la energía eléctrica total generada durante un año de la vida útil de la planta, por la Capacidad, por 8760 que son las horas que tiene un año, por el Factor de Planta y estará expresada en MWh/año.

### 3.3.3.3 Costo Total de Operación y Mantenimiento

El costo del total de operación y mantenimiento es el resultado de multiplicar el valor de la operación y mantenimiento de un año de funcionamiento de la planta según tablas contenidas en el manual COPAR de CFE, (correspondientes a la tecnología que se esté utilizando) por el Costo de Operación y Mantenimiento en pesos por la Generación y estará expresada en pesos/año.

### 3.3.3.4 Cantidad de Combustible y Costo Total de combustible

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 se retira de operación. Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible. El precio de los energéticos a lo largo de un periodo tan grande, medido en moneda constante, es variable; esto se debe a diversas causas, entre las que destacan:

- a) Los recursos energéticos son finitos y en la medida que se utilizan, su precio aumenta, aun cuando las demás condiciones permanezcan constantes.
- b) 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.
- c) 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.
- d) Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- e) 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 equipos para "disminuir" las emisiones. En ambos casos son obtenidos aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- f) 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.

La cantidad de combustible que se consumirá para poder generar la electricidad, está sujeta a la eficiencia de la planta y se obtiene de multiplicar la generación por el factor de combustible de la tecnología por la eficiencia del generador y estará expresado en MBTU/año.

En otro punto el costo del consumo de combustible estará expresado en pesos/año y es el resultado de multiplicar el Costo de Combustible en \$/MBTU por la cantidad de Combustible que se consumirá por un año de trabajo de la planta, debido a que el valor del combustible es variable.

### 3.4 Ejemplo

Una vez que contamos con los valores y los factores respectivamente de la Capacidad, Costo de Inversión, Costo de operación y Mantenimiento, Eficiencia, Factor de Planta, etc. Entonces podremos calcular el CNG.

Datos Técnicos

Tecnología	Aéreo-generadores	
Capacidad	7.5	MW
Costo de Inversión	2,476.87	\$/kW
Costo de Operación y Mantenimiento	11.41	\$/MWh
Eficiencia	--	%
Factor de Planta	0.27	
Costo de Combustible	0	\$/MBTU
Tasa de Descuento	0.12	
Tiempo de Construcción	2	meses
Vida Económica	20	años
No. de Unidades	5	Pzas

Programa de Erogaciones en la Construcción

Costo Total Inversión	18,576,525.00	\$
Costo Total Oper. y Mant.	202,401.99	\$/año
Generación	17,739.00	MWh/año

Costos Principales

Construcción			
Meses	Factor	Costo	
1	50.5	9,381,145.13	\$
2	49.5	9,195,379.88	\$

**Costo Total de Inversión:** Costo de Inversión por la Capacidad

**Costo Total de Operación y Mantenimiento:** Costo Operación y Mant. por Generación

**Generación:** Capacidad por 8,760 (hrs en un año) por el Factor de Planta

Posteriormente con los factores de inversión para cada mes de la construcción de la planta (en este caso) dependiendo de la tecnología empleada, los cuales se encuentran en el COPAR. Calcularemos el valor del dinero de la inversión en cada año de la construcción de la planta.

Para construir una planta de aerogeneradores, el tiempo mínimo va desde 2 meses hasta 12 meses máximo según el número de aerogeneradores; en este caso se consideraron dos meses. Para calcular este costo se multiplica (el costo total de inversión por el factor de valor presente para el año -1). Una vez obteniendo el valor del dinero a través del tiempo se realiza una tabla en la cual se calculará los costos de inversión durante los años o los meses de la construcción además también se calculará el costo anual de la operación y mantenimiento, del combustible en caso de utilizarlo y de la generación durante los 20 años de la vida económica de la planta.

#### Valor del Dinero en el Tiempo

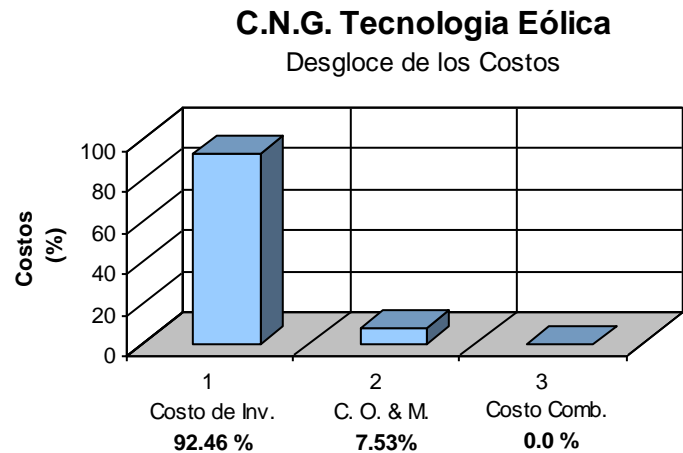
Valor del Dinero en el Tiempo								
Años	FVP	Generación	Inversión	Combustible	Operación y Mant.	Combustible	Operación y Mant.	Generación <sup>17</sup>
		MWh/año	Pesos \$	MBTU/año	Pesos \$/año	MBTU/año	Pesos \$/año	MWh/año
-1	1.1200	0.00	18,576,525.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	1.0000	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	202,401.99	17,739.00
1	0.8929	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	180,716.06	15,838.39
2	0.7972	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	161,353.63	14,141.42
3	0.7118	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	144,065.74	12,626.27
4	0.6355	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	128,630.12	11,273.46
5	0.5674	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	114,848.32	10,065.58
6	0.5066	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	102,543.15	8,987.13
7	0.4523	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	91,556.38	8,024.22
8	0.4039	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	81,746.77	7,164.48
9	0.3606	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	72,988.19	6,396.86
10	0.3220	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	65,168.02	5,711.48
11	0.2875	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	58,185.74	5,099.54
12	0.2567	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	51,951.55	4,553.16
13	0.2292	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	46,385.31	4,065.32
14	0.2046	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	41,415.46	3,629.75
15	0.1827	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	36,978.09	3,240.85
16	0.1631	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	33,016.15	2,893.62
17	0.1456	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	29,478.70	2,583.58
18	0.1300	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	26,320.27	2,306.77
19	0.1161	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	23,500.24	2,059.62
20	0.1037	17,739.00	0.00	0.00	20,2401.99	0.00	20,982.36	1,838.94
						0.0	1,714,232.24	150,239.46

Tabla 3.4. Obtención del Costo Total de O&M y Generación Total

<sup>17</sup> Las cantidades obtenidas en las 3 últimas columnas, son el resultado de la aplicación del FVP (Factor de Valor Presente) a los costos de combustible, generación, operación y mantenimiento.

Así podremos dividir entre la generación total durante la vida económica de la planta, la suma de la inversión total, la operación y mantenimiento y el costo del combustible en caso de utilizarlo. Y nos da un valor de \$ 149.89 dls/MWh.<sup>18 19</sup>

Costo Nivelado de Generación		
TOT Inv.	20,805,708.00	\$
TOT Comb.	0.00	\$
TOT O&M	1,714,232.24	\$
TOT Gen	150,239.46	MWh
CNG	149.89	\$/MWh
CNG	14.99	c\$/kWh



### 3.5 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad es una de las partes más importantes en la evaluación de un proyecto, sobre todo para la toma de decisiones; pues permite determinar cuándo una solución sigue siendo óptima, dados algunos cambios ya sea en el entorno del problema y/o en los datos mismos del problema.

Este análisis consiste en determinar qué tan sensible es el CNG, a la variación de algunos datos como factor de planta, costo de inversión y costo de operación y mantenimiento. En el análisis de sensibilidad que aquí se presenta se varía un parámetro a la vez para estudiar el impacto sobre el CGN considerando que los demás permanecen constantes.

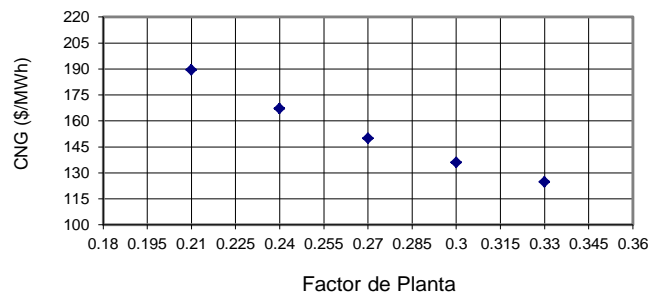
<sup>18</sup> Este precio obtenido, no incluye utilidades; ya que CFE las maneja según sus intereses.

<sup>19</sup> Todo el procedimiento de cálculo se puede revisar en el apéndice A.

### 3.5.1 Caso 1: CNG y Factor de Planta

Factor de Planta	CNG	
0.21	189.46	\$/MWh
0.24	167.2	\$/MWh
0.27	149.89	\$/MWh
0.3	136.05	\$/MWh
0.33	124.71	\$/MWh

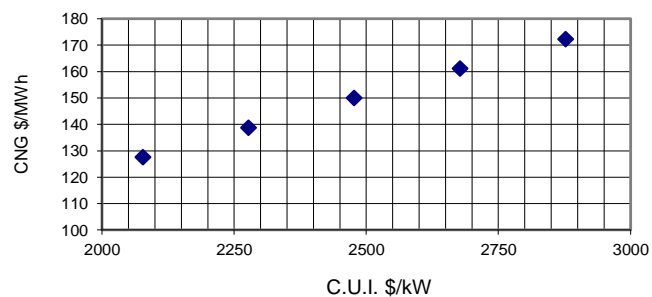
**Caso 1, Análisis de Sensibilidad del Factor de Planta**



### 3.5.2 Caso 2: CNG y Costo Unitario de Inversión

Costo Unitario de Inversión \$/kW	CNG	
2,076.9	127.53	\$/MWh
2,276.9	138.71	\$/MWh
2,476.9	149.89	\$/MWh
2,676.9	161.08	\$/MWh
2,876.9	172.26	\$/MWh

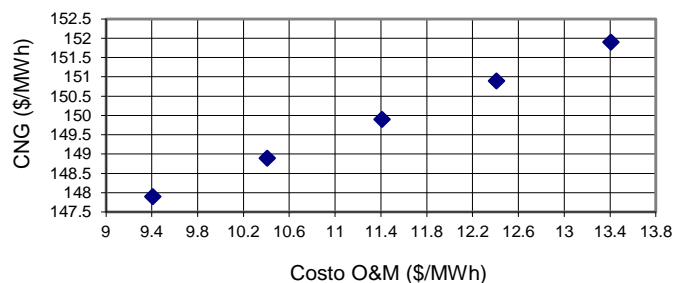
**Caso 2, Análisis de Sensibilidad del Costo unitario de Inversión**



### 3.5.3 Caso 3 CNG y Costo de Operación y Mantenimiento

Costo de O&M \$/MWh	CNG	
9.41	147.89	\$/MWh
10.41	148.89	\$/MWh
11.41	149.89	\$/MWh
12.41	150.89	\$/MWh
13.41	151.89	\$/MWh

**Caso 3, Análisis de Sensibilidad del Costo de Operación y Mantenimiento**



### **3.6 Interpretación de Resultados**

Con base en los análisis de sensibilidad efectuados y cuyos cálculos se encuentran en el apéndice, se observa que el factor más importante que afecta el CNG es el factor de planta, ya que en la elevación del costo de inversión también afecta el CNG, pero sólo si el costo de inversión se eleva, de lo contrario pasa a segundo término, pero el factor de planta es la principal característica que afecta al CNG y que no está en la posibilidades de ser controlado por el ser humano, debido a que un incremento en el factor de planta, conlleva un menor costo de generación, con lo que podemos concluir que es de gran importancia un sitio con un alto factor de planta.



# Comparación Técnica y Económica de la Tecnología Eólica con Otras Opciones de Generación de Electricidad

---

### **Objetivo**

*En este capítulo, se describirán otras alternativas de generación de electricidad además de la opción eólica; entre ellas, la tecnología solar a través de paneles fotovoltaicos y los motores de combustión que utilizan diesel. Para cada una de estas dos últimas tecnologías, se describe el funcionamiento y características técnicas de los sistemas que las integran. Asimismo se muestra un análisis económico para calcular el costo nivelado de generación para la tecnología solar fotovoltaica y de motores de combustión. Finalmente, se realiza una comparación de los resultados obtenidos para estas dos tecnologías con la opción eólica, analizando diversos escenarios donde se puede identificar bajo qué condiciones económicas resulta preferible cada una de las tres tecnologías descritas en este capítulo.*

## **4.1 Descripción de Tecnologías**

### **4.1.1 Energía Solar Fotovoltaica**

#### **4.1.1.1 ¿Que es un Panel Solar? Y ¿Cómo Funciona?**

Un panel solar es un módulo que aprovecha la energía de la radiación solar. El término comprende a los colectores solares utilizados para producir agua caliente (usualmente doméstica) y a los paneles fotovoltaicos utilizados para generar electricidad.

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas a veces son llamadas células fotovoltaicas, del griego "fotos", luz. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico por el que la energía luminosa produce cargas positiva y negativa en dos semiconductores próximos de diferente tipo, produciendo así un campo eléctrico capaz de generar una corriente. Los paneles fotovoltaicos, además de producir energía que puede alimentar una red eléctrica terrestre, pueden emplearse en vehículos eléctricos y barcos solares.

#### **4.1.1.2 Componentes de una Celda Fotovoltaica**

Debido a su fragilidad, las células fotovoltaicas son vulnerables a la acción de los elementos naturales (lluvias, granizo, nieve, polvo, humedad, etc.). Esta característica, sumada a la necesidad de ofrecer un voltaje de salida práctico (superior al  $\frac{1}{2}$  V), hacen necesario el uso de una estructura mecánica, rígida y hermética que pueda contener un elevado número de células. El panel fotovoltaico cumple con ambos requisitos, facilitando además el transporte de las unidades, el conexionado externo, y el montaje de la unidad a un sostén.

Cada fabricante adopta una empaquetadura diferente al construir el panel fotovoltaico. Sin embargo, ciertas características son comunes a todos ellos, como el uso de una estructura “sandwich” (figura 4.1) donde ambos lados de las células, quedan mecánicamente protegidas.

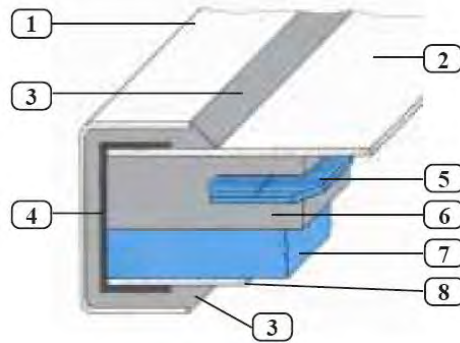


Figura 4.1. Estructura “sandwich” de un Panel Fotovoltaico

Como se muestra en la figura anterior, las partes principales de las celdas fotovoltaicas son las siguientes.

- 1) Marco del Panel: está hecho de aluminio anodizado<sup>20</sup>, para evitar su oxidación. Su rigidez provee la presión necesaria, para mantener juntas las partes del “sándwich”.
- 2) Superficie Colectora: tiene un vidrio templado o un plástico de alto impacto, con un alto valor de transmisividad para la luz incidente. El uso del vidrio ofrece una acción auto limpiante, ya que la suciedad tiende a adherirse menos a su superficie.
- 3) Material Esponjoso: cumple con una doble función; proteger los bordes del vidrio y proveer un cierre hermético para el panel a lo largo del perímetro de la estructura. Todos los materiales expuestos a la luz solar, son resistentes a la acción deteriorante de los rayos ultra-violetas.
- 4) Junta Selladora: es colocada a lo largo del perímetro, contribuye a evitar la presencia de agua (humedad) dentro del panel, evitando que las conexiones internas se oxiden o causen la apertura del contacto al semiconductor.
- 5) Células Fotovoltaicas: son cubiertas con un material encapsulante de alta transparencia.

<sup>20</sup> Es la capa de protección artificial que se genera sobre el aluminio que le da a este mayor resistencia y durabilidad

- 6) Material Encapsulante: es común el uso de acetato de etil-vinilo, que se aplica en capas muy finas, que al hornearse se polimeriza, solidificando la estructura.
- 7) Substrato: es un sostén rígido de plástico o metal, que incrementa la rigidez del panel.
- 8) Cara posterior del Panel: tiene una superficie de sostén, que en algunos modelos es plástica y en otros metálica. La versión metálica mejora la disipación del calor al exterior, un factor muy importante al tratarse de la potencia de salida de un panel fotovoltaico, ya que el uso de paneles con baja potencia de salida (menor costo) no se justifica en muchos casos, ya que se deberá usar un mayor número de ellos.

La tendencia de la industria es ofrecer paneles con potencias de salida elevadas mínimo de 60 W. Los paneles fotovoltaicos que usan células de silicio poli-cristalinas (que son las formadas por pequeñas partículas cristalizadas) son los más populares con un 60% del mercado, los que usan células de silicio mono-cristalinas (que se componen de secciones de un único cristal de silicio) que tienen un 35% del mercado y el resto corresponde a los paneles que usan silicio amorfo (que es cuando el silicio no se ha cristalizado) que a pesar de su bajo costo, no alcanzan a competir con los dos tipos previamente mencionados, ya que tienen un nivel bajo de conversión (50% debajo de los otros modelos) además de sufrir variaciones importantes de la potencia de salida con el uso, sin olvidar que ofrecen escasos modelos con 12 V nominales de salida.

La vida útil de un panel trabajando como generador depende de la construcción del mismo y no de la vida útil de las células fotovoltaicas, ya que no se conoce la vida útil de un semiconductor. Los paneles que usan láminas plásticas en la superficie colectora suelen perder hasta un 20% del valor inicial de transmisividad<sup>21</sup> después de muchos años de uso que es de 20 años aproximadamente, mientras que los que usan vidrio templado pierden solo un 5% del valor inicial de la transmisividad, ya que este material resiste mejor la acción deteriorante de los rayos ultra-violetas.

---

<sup>21</sup> Es la proporción de radiación solar incidente sobre un material que es capaz de ser transmitida por ese material, es decir, es la proporción de radiación solar que es capaz de atravesar dicho material

### 4.1.1.3 Especificaciones Técnicas del Modelo de Panel Fotovoltaico

En el mercado existen varios tipos de celdas fotovoltaicas, dependiendo de las necesidades del cliente, y para este ejemplo utilizaremos el modelo “CS6P-200” de la compañía Canadian Solar Inc. La cual tiene una capacidad de 200 W y a continuación se muestran sus especificaciones técnicas en la tabla 4.1.

<b>Panel Solar Fotovoltaico Marca Canadian Solar Inc., Modelo CS6P-200</b>	
<b>Capacidad Máxima</b>	<b>200 W</b>
<b>Voltaje a Máxima Potencia</b>	<b>28.8 V</b>
<b>Coef. De Temperatura Potencia Max. Voltaje</b>	<b>(-0.45% / °C) (-0.35% / °C)</b>
<b>Factor de Planta</b>	<b>-</b>
<b>Vida Económica</b>	<b>25 años</b>
<b>Dimensiones</b>	<b>163.8 x 98.2 x 4 cm</b>
<b>Numero de Celdas</b>	<b>60 celdas</b>
<b>Costo Pieza</b>	<b>\$ 12,553 M.N. \$ 948 Dls.</b>

*Tabla 4.1*



*Modelo “CS6P-200”*



*Figura 4.2. Paneles Fotovoltaicos en Campo*

#### 4.1.1.4 C.N.G. para un Proyecto de Energía Solar Fotovoltaico

A continuación se muestran los datos técnicos<sup>22</sup> y económicos que utilizaremos para obtener el costo nivelado de generación para el panel fotovoltaico modelo **CS6P-200** de la empresa Canadian Solar Inc., utilizando la metodología del valor presente obtendremos los costos de operación y mantenimiento además de la generación de energía eléctrica en el transcurso de los años, cabe mencionar que los costos se presentan en dólares.

##### Datos Técnicos

Tecnología	Paneles Fotovoltaicos	
Capacidad por pza.	0.0002	MW
Capacidad Total	0.800	MW
Costo de Inversión	4,740.7	dol/kW
Costo de Oper. y Mant.	15	dol/MWh
Eficiencia	-	%
Factor de Planta	0.27	
Costo de Combustible	-	dol/lit
Tasa de Descuento	0.12	
Tiempo de Instalación	1	año(s)
Vida Económica	25	años
No. de Unidades	4,000	pzas.

##### Programa de Erogaciones en la Construcción

Erogaciones en la Construcción		
Años	%	Costo
-1	100	\$ 3,792,560.00 dol
-2	-	\$ -

##### Costos Principales

Costos		
Costo Total Inversión	3,792,560.00	dol
Costo Total Oper. y Mant.	28,382.40	dol/año
Generación	1,892.16	MWh/año
Cantidad de Combustible	0.00	lit/año
Costo de Combustible	0.00	dol/año

<sup>22</sup> Los datos técnicos presentados son los proporcionados por la ficha técnica del panel fotovoltaico modelo cs6p-200, de la empresa que lo fabrica "Canadian Solar Inc".

## Valor del Dinero en el Tiempo

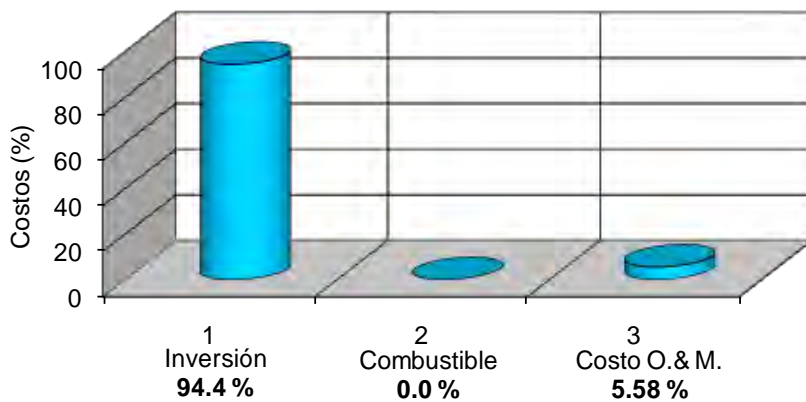
<b>Valor del Dinero en el Tiempo</b>								
Año	FVP	Generación	Inversión	Combustible	Operación y Mant.	Combustible	Operación y Mant.	Generación <sup>23</sup>
		MWh/año	Pesos \$	MBTU/año	Pesos \$/año			MBTU/año
-1	1.1200	0.0	3,792.560	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	1.0000	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	28,382.40	1,892.16
1	0.8929	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	25,341.43	1,689.43
2	0.7972	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	22,626.28	1,508.42
3	0.7118	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	20,202.03	1,346.80
4	0.6355	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	18,037.53	1,202.50
5	0.5674	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	16,104.94	1,073.66
6	0.5066	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	14,379.41	958.63
7	0.4523	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	12,838.76	855.92
8	0.4039	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	11,463.18	764.21
9	0.3606	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	10,234.98	682.33
10	0.3220	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	9,138.37	609.22
11	0.2875	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	8,159.26	543.95
12	0.2567	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	7,285.06	485.67
13	0.2292	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	6,504.51	433.63
14	0.2046	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	5,807.60	387.17
15	0.1827	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	5,185.36	345.69
16	0.1631	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	4,629.78	308.65
17	0.1456	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	4,133.74	275.58
18	0.1300	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	3,690.84	246.06
19	0.1161	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	3,295.39	219.69
20	0.1037	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	2,942.31	196.15
21	0.0926	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	2,627.06	175.14
22	0.0826	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	2,345.59	156.37
23	0.0738	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	2,094.28	139.62
24	0.0659	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	1,869.89	124.66
25	0.0588	1,892.16	0.0	0.0	28,382.40	0.0	1,669.55	111.30
						0.0	250,989.51	16,732.63

*Tabla 4.2. Obtención del Costo Total de O&M y Generación Total*

<sup>23</sup> Las cantidades obtenidas en las 3 últimas columnas, son el resultado de la aplicación del FVP (Factor de Valor Presente) a los costos de combustible, generación, operación y mantenimiento.

Costo Nivelado de Generación		
TOT Inv	\$	4,247,667.20
TOT Comb	\$	-
TOT O&M	\$	250,989.51
TOT Gen		16,732.63 MWh
CNG	\$	<b>268.86</b> dol/MWh
CNG	\$	<b>26.89</b> cdol/kWh

**C.N.G. Tecnología Solar**  
Desglose de Costos



*Grafica 4.1. Desglosé de Costos del CNG de la Tecnología Solar*

## 4.1.2 Motores de Combustión Interna (M.C.I)

### 4.1.2.1 Motor de Combustión Interna, ¿Qué es?

El motor de combustión interna ha reemplazado con largueza al motor de vapor y en la actualidad sólo la turbina de vapor es comparable con él, por lo que respecta a la cantidad de energía que genera. El motor de combustión interna ha sido un factor determinante en el desarrollo técnico global y actualmente, la construcción de motores de combustión para automóviles, lanchas, aeroplanos y trenes, lo mismo que para pequeñas plantas de energía, constituye una de las grandes industrias en el mundo.

En un motor de combustión externa, los productos de la combustión del aire y el combustible, le transfieren calor a un segundo fluido, el cual se convierte en el flujo motriz o el elemento productor del trabajo. En un motor de combustión interna, los productos de la combustión son, directamente, el fluido motriz. Debido a este rasgo simplificador y al alto rendimiento térmico resultante, el motor de combustión es una de las unidades generadoras de trabajo más ligeras (en peso) que se conocen y, por lo mismo, su mayor campo de aplicación es en la transportación por su autonomía.

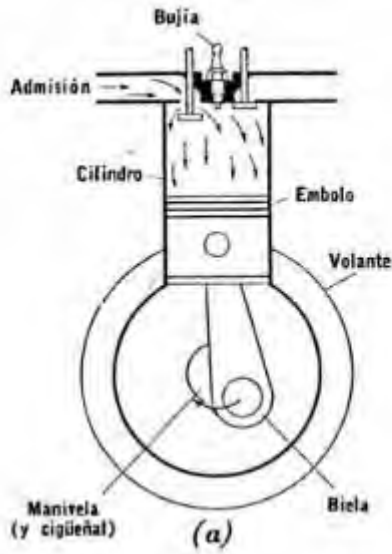
Resumiendo, un motor de combustión interna es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha combustión se produce dentro de la máquina misma. A continuación se describen los tipos de motores de combustión.

### 4.1.2.2 Motor de 4 Tiempos Encendido por Chispa (ECH)

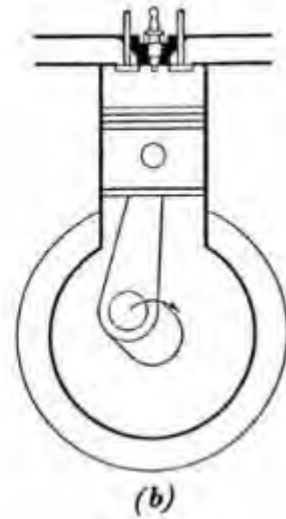
La mayoría de los motores de combustión interna, utilizan el principio del émbolo reciprocante, mostrado en la figura 4.3, según el cual, un émbolo se desliza dentro de un cilindro, hacia atrás y hacia adelante y transmite fuerza a la flecha motriz, por lo general, mediante un simple mecanismo de biela y manivela. En 1862, Beau de Rochas propuso la secuencia de funcionamiento para el motor de émbolo reciprocante, que aún hoy en día es típica de la generalidad de los motores encendidos por chispa (abreviados ECH) y que es:

- Una Carrera de admisión para inducir una mezcla combustible hacia el interior del cilindro del motor, figura 4.3a (válvula de admisión abierta)
- Una carrera de compresión, para elevar la temperatura de la mezcla, figura 4.3b (ambas válvulas cerradas)

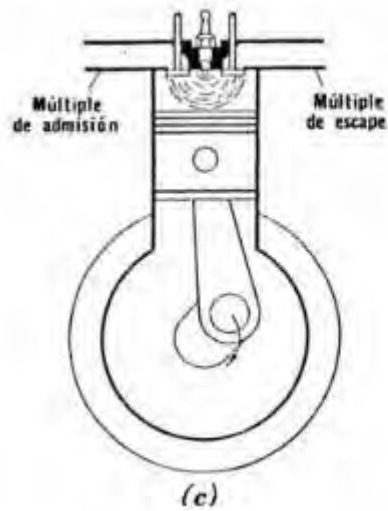




Carrera de Admisión



Carrera de Compresión



Carrera de Potencia o de Trabajo



Carrera de Escape

Figura 4.3. El ciclo de cuatro carreras encendido por chispa (ECH). Cuatro carreras, girando el cigüeñal 180 grados por cada una, o 720 grados por ciclo.  
Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.

- Al final de la carrera de compresión, ocurre la chispa y el encendido consecuente de la mezcla homogénea, liberando energía que aumenta la temperatura y la presión de los gases; en seguida desciende el émbolo en la carrera de expansión o de potencia, figura 4.3c (ambas válvulas cerradas).
- Una carrera de escape, para barrear al cilindro, dejándolo libre de los gases quemados, figura 4.3d (válvula de escape abierta).

En 1876, Otto, un ingeniero alemán, aprovechando el principio de Beau de Rochas, construyó un motor con ciclo de trabajo de cuatro carreras que resultó muy afortunado, habiéndose conocido el ciclo de sucesos, como ciclo Otto.

#### 4.1.2.3 Motor de 4 Tiempos Encendido por Compresión (EC)

En 1892, Rudolph Diesel, diseñó un nuevo tipo de motor capaz de quemar polvo de carbón. El ciclo Diesel era similar al ciclo Otto, excepto que debía tenerse una alta relación de compresión, admitiendo solamente aire, en lugar de la mezcla combustible en la carrera de admisión. Era bien sabido que la rápida compresión del aire hasta presiones elevadas, podía elevar su temperatura hasta un valor tal, que si se surtía dentro de la cámara de combustión un combustible, este se incendiaba espontáneamente sin depender de una chispa para iniciar la combustión o de una mezcla homogénea para propagar la llama. Diesel propuso al principio, regular la inyección del combustible para tener la combustión a temperatura constante, pero encontró que esto no era práctico. Posteriormente, trató de regular la inyección del combustible para conseguir una combustión a presión constante, siendo más afortunado este arreglo. Muy pronto encontró Diesel, que el polvo de carbón no era un combustible satisfactorio, pero unos años después se desarrollaron nuevos combustibles específicamente para usarse en su motor, por lo que el combustible tomó el nombre del motor.

Se puede emplear la figura 4.3, para visualizar el motor Diesel o de encendido por compresión (EC), reemplazando la bujía por una válvula inyectora de combustible y aumentando la relación de compresión hasta más o menos 15 a 1. El afortunado motor Diesel incorpora los siguientes ciclos de sucesos:

- Una Carrera de admisión para inducir dentro del cilindro, solamente aire, figura 4.3a (válvula de admisión, abierta).
- Una carrera de compresión para llevar el aire hasta una temperatura superior a la del punto de encendido del combustible (actualmente se tienen relaciones de compresión de 12 a 1 hasta de 18 a 1), figura 4.3b (ambas válvulas cerradas).
- Inyección del combustible durante la primera parte de la carrera de expansión con una rapidez tal, que la presión se mantenga en un valor constante, siguiendo la expansión, hasta el volumen inicial del cilindro, figura 4.3c (ambas válvulas cerradas).
- Una carrera de escape para purgar del cilindro los gases quemados, figura 4.3d (válvula de escape, abierta).

El método moderno de inyección es, el comprimir y pulverizar solamente combustible: dependiendo de la alta presión de inyección.

140.62-2 109 kg/cm<sup>2</sup>  
2000 a 30 000 lb/plg<sup>2</sup> absolutas (psia)

Para la atomización del mismo. La figura 4.4 es un dibujo esquemático de un sistema de inyección mecánico o sólido. Cuando el émbolo inyector está en la parte más baja de su carrera (no mostrada), el combustible es forzado hacia el interior de la cámara por el conducto de entrada A. En un instante conveniente del ciclo, se elevará el embolo inyector, cerrando el conducto de entrada con la consecuente compresión de combustible. Este abrirá la válvula de retención, comunicando su presión al residuo de combustible detenido en la tubería de descarga. La misma acción se repite en la válvula de retención próxima a la salida de la tobera, siendo pulverizado el combustible desde el orificio de ella al interior de la cámara de combustión. El final del periodo de inyección, ocurrirá después que el conducto de entrada es descubierto por la ranura helicoidal del embolo de la bomba, porque la alta presión arriba de éste se descarga por la ranura B, en comunicación con el conducto A.

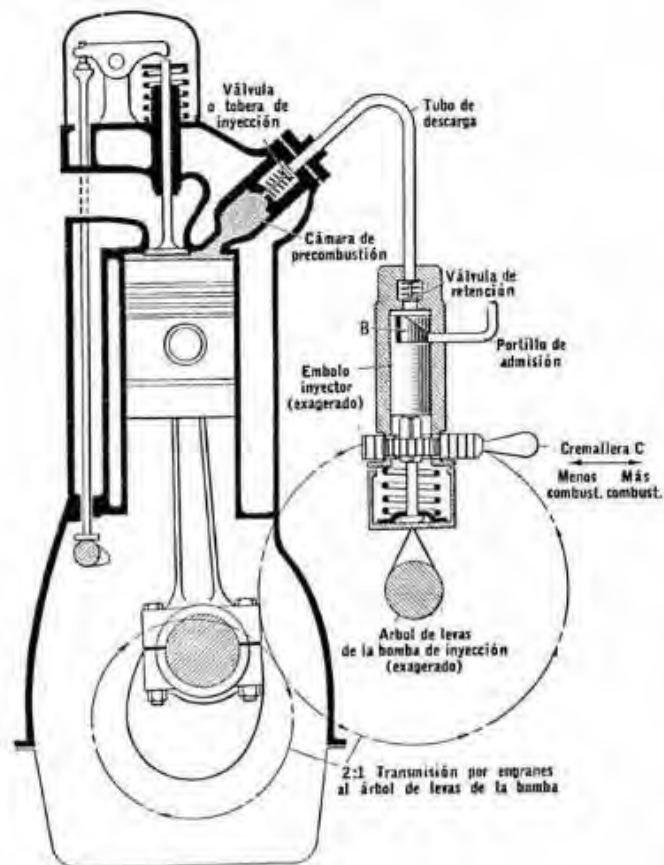


Figura 4.4. Sistema de inyección mecánico o sólido, en un motor de cuatro carreras, EC  
Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.

#### 4.1.2.4 El Ciclo de 2 Tiempos

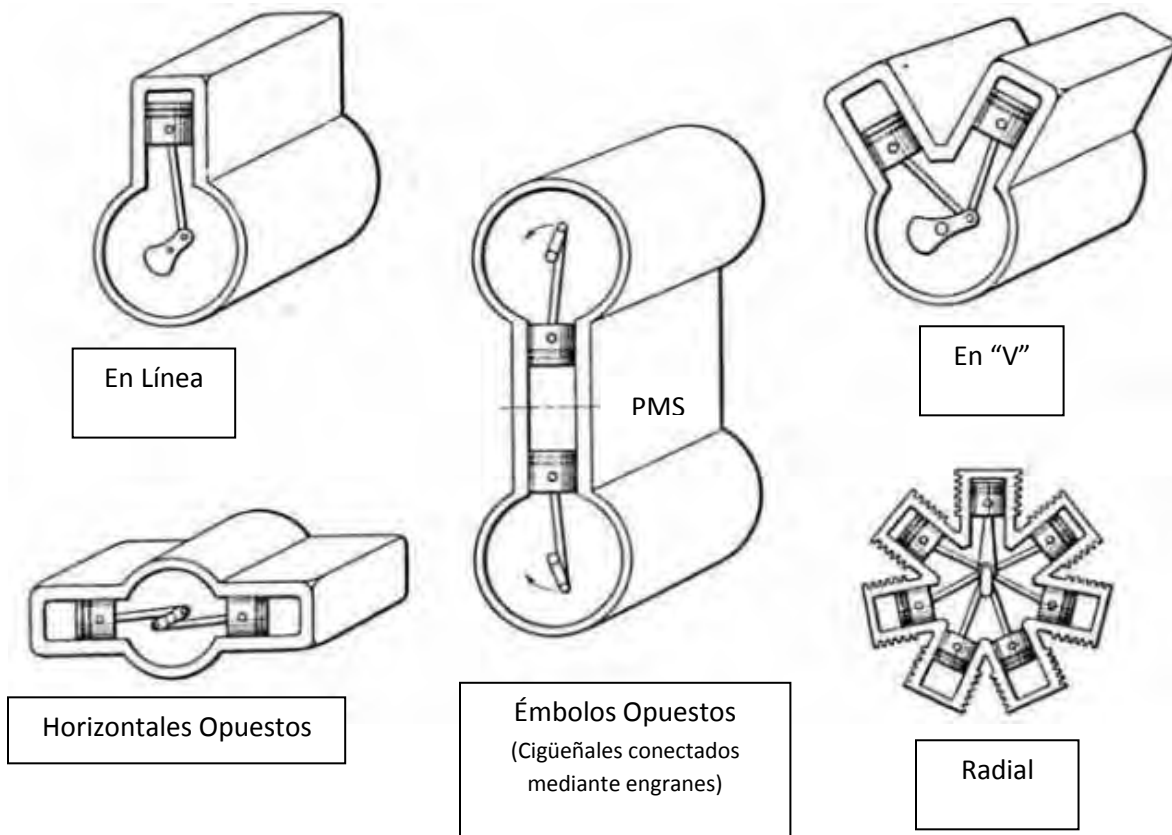
El ciclo de 4 tiempos requiere dos revoluciones del cigüeñal por cada carrera de potencia. Con objeto de tener un mayor rendimiento con el mismo tamaño de motor y también una simplificación en las válvulas, fue diseñado por Dugald Clerk, en 1878, el ciclo de 2 carreras. Este ciclo es aplicable tanto al motor encendido por compresión como el encendido por chispa, pero al principio, solamente tuvo éxito con el primero.

Si se emplea el ciclo de dos carreras para un motor carburado con gasolina, parte de la mezcla fresca será desalojada junto con los gases de escape. Es difícil conseguir una carga eficiente del cilindro sin grandes pérdidas de combustible. En los motores EC o diesel, no existe la desventaja de la pérdida de combustible, porque se emplea solamente aire y, por lo tanto, sólo se pierde aire en el barrido del cilindro.

Considérese que un motor, por razones de su gran tamaño, deba ser limitado a trabajar a velocidades bajas. Por ejemplo, un motor con émbolos grandes y, en consecuencia, pesados, no deberá funcionar a velocidades altas por los esfuerzos que desarrollan las fuerzas de inercia creadas al acelerar y retardar las partes reciprocantes. En tales casos, puede usarse ventajosamente el ciclo de dos carreras para aumentar la producción de la potencia.

#### 4.1.2.5 Tipos de Motores

En vista de que la velocidad y consecuentemente la potencia de un motor son limitadas por las fuerzas de inercia originadas al acelerar y desacelerar algunas de sus partes, es conveniente dividir el motor en un cierto número de cilindros individuales. Mediante este recurso, se reducen las fuerzas de inercia por cilindro; incluso, las fuerzas en uno de ellos pueden contrarrestarse o “balancearse”, con un acomodo conveniente de los otros. En la figura 4.5 se muestran diferentes arreglos. El motor en línea es el diseño usual para aplicaciones tanto estacionario como de transportación, porque ofrece la solución más simple de construcción y mantenimiento. Un motor con menor longitud que el del tipo en línea y de la misma potencia, es el motor en V, que consiste en dos bancadas de cilindros en línea, colocadas una con respecto a la otra un cierto ángulo (generalmente 90°) para formar la letra V. En este caso se sujetan dos bielas a un muñón del cigüeñal. Cuando se presenta el problema de falta de espacio, como es el caso de los motores colocados en la parte posterior para accionar vehículos, puede ser preferible un motor plano con cilindros horizontales. En el motor horizontal opuesto de la figura 4.5, los émbolos están desalineados y se requiere un muñón por separado para cada cilindro.



*Figura 4.5. Clasificación de los Motores por la Disposición de los Cilindros  
Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.*

También se muestra un motor de émbolos opuestos y que consiste en un cilindro conteniendo dos émbolos. El superior, controla la lumbrera de admisión en tanto que el inferior, controla la lumbrera de escape. En esta forma se obtiene el barrido de flujo unidireccional o lineal. La disposición de cilindros radiales, con todos los cilindros en un plano y con igual separación angular entre sus ejes, es muy común para motores de aviación enfriados por aire.

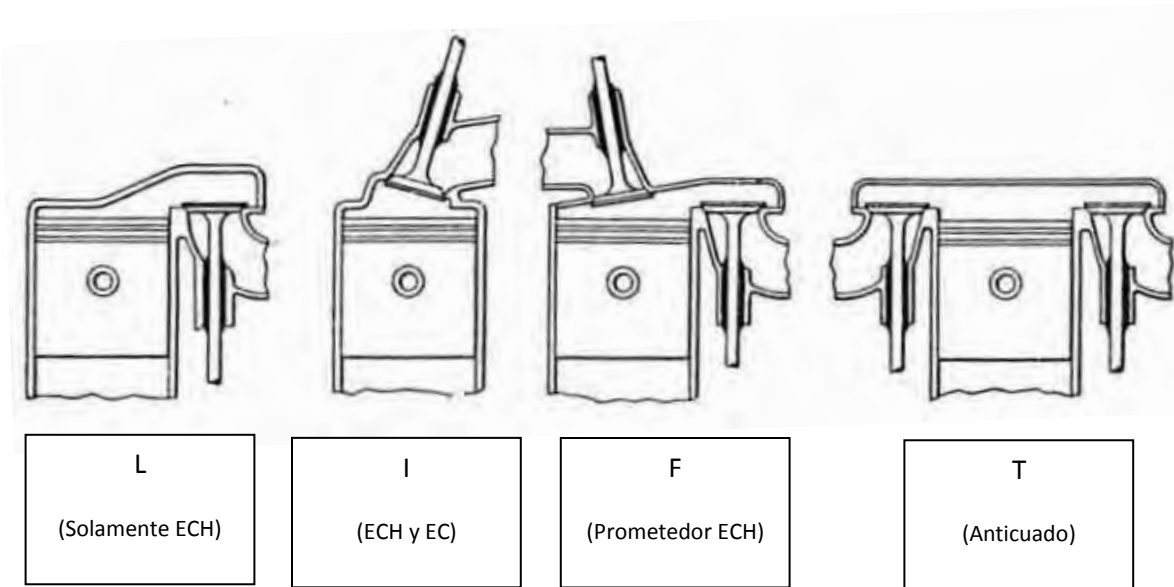
El motor radial presenta el problema de sujetar 3, 5, 7 o 9 bielas a un solo muñón. Se emplea una biela principal para un cilindro, siendo acopladas a ella, otras bielas articuladas. Debe notarse que la biela principal ejecuta el mismo movimiento que la biela de la mayoría de los motores, en tanto que una biela articulada sigue una trayectoria ligeramente diferente debido a que el punto de fijación no queda en el centro del muñón del cigüeñal sino que gira 40 grados desde el PMS del cilindro principal; el émbolo número 2 no estará en él PMS, pero estará aproximadamente a 3 grados de él. Esta diferencia se ha de tomar en cuenta para el tiempo de encendido.

Los motores en línea y en V pueden diseñarse para trabajar con el cigüeñal arriba de los cilindros, en cuyo caso se dice que el motor es invertido.

Todos los diseños anteriores pueden ser igualmente enfriados por aire o por agua. El enfriamiento por agua es el método más común, pero cuando se desea simplicidad (motores de motocicleta) o se requiere poco peso (motores de aviación), lo usual es el enfriamiento por aire. Todos los motores de transporte de carga y de pasajeros hoy en día son enfriados con agua.

#### 4.1.2.6 Clasificación por la Posición de las Válvulas.

Se hace otra clasificación de los motores de combustión considerando la posición de las válvulas, figura 4.6. El diseño más común es el del motor con válvulas en la parte superior y que se llama motor de cabeza en I o de válvulas en la cabeza. Las válvulas debajo de la cabeza o cabeza en L se ilustran en la figura 4.8. Ocasionalmente se hace una combinación de estas dos posiciones para obtener una cabeza en F. En este caso, la válvula de admisión se coloca en la cabeza (arriba) en tanto que la válvula de escape se coloca en el bloque (abajo).



*Figura 4.6. Clasificación de los Motores por la Posición de las Válvulas*  
*Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.*

#### 4.1.2.7 Partes y Detalles del Motor.

A continuación serán analizadas brevemente las funciones que realiza cada parte componente del motor de combustión (las letras de identificación se muestran en las figuras 4.7 y 4.8).

- **Conjunto de los Cilindros:** Los cilindros se mantienen en posición fija mediante el bloque de cilindros (g) el cual, en los motores pequeños, forma solo una pieza con el cárter (k) para obtener mayor rigidez. Esta estructura se hace generalmente de hierro fundido aun cuando en algunos casos se forma mediante placas de acero soldadas.

- Los Ductos (j): Pueden ser hechos mediante corazones en el bloque al fundirlo y sirven para distribuir la lubricación a presión hasta los cojinetes principales, los cilindros se taladran y se rectifican directamente en el bloque, siendo seguido este método en los motores de aviación con objeto de reducir peso. Para motores de trabajo pesado se instalan forros que pueden ser húmedos (w) o secos. Los forros secos son menos susceptibles a las fallas que los forros húmedos, los cuales deben independizar las camisas de agua de enfriamiento (v) del depósito de aceite (z). por otra parte, el pequeñísimo espacio entre el forro seco y las paredes del bloque, obliga a tener una alta resistencia a la transmisión del calor, lo cual puede reducirse un tanto, cobrizando la parte exterior del forro. Tanto para los forros, como para los cilindros, el material usual es la fundición gris por su buena resistencia al desgaste que puede mejorarse mediante la adición de pequeñas cantidades de níquel, cromo y molibdeno.
- El Cigüeñal (m): Es generalmente una pieza de acero forjado, sin embargo, el advenimiento de cigüeñales largos y rígidos en motores multicilíndricos con esfuerzos relativamente bajos, permiten emplear el hierro fundido como sustituto, con el objeto de reducir costos. El cigüeñal se apoya sobre los cojinetes principales (y); Después de la parte concéntrica del cigüeñal sigue el muñón (l) que conecta al cojinete (x) de la biela. Los cojinetes de las bielas y los principales son suplementos reemplazables con la parte posterior de acero, de bronce, de cobre-plomo o aleaciones de cadmio usadas frecuentemente como materiales antifricción.
- Conjunto de Émbolos y Bielas: El émbolo (e) se construye de aluminio, acero fundido o hierro siendo su función principal la de transmitir a la biela (h) la fuerza originada en el proceso de combustión. Al realizar esto, las posiciones angulares de la biela permiten que se ejerza un esfuerzo considerable en un lado de las paredes del cilindro y este empuje es creado por el faldón del mismo, esto es la sección debajo de los anillos. Ya que éste se provee de cuando menos tres anillos. Los superiores se llaman de compresión, porque su función es la de detener los gases de alta presión dentro del anillo y evitar en esa forma el escape de ellos hacia el interior del cárter en las carreras de compresión y de potencia. El inferior, generalmente es el controlador del aceite; el objeto de este anillo es el de quitar el aceite sobrante de la pared del cilindro y transferirlo a través de ranuras en el anillo hasta los agujeros de drenaje en el émbolo que permitan al aceite regresar al depósito. La biela (h) de acero forjado, con sección I, une al embolo y al cigüeñal. Puede tener un taladro a todo lo largo para conducir el aceite lubricante desde el cojinete (x) de la biela hasta el perno (f) del émbolo que puede tener un pequeño agujero como lo muestra la figura 4.8, para atomizar aceite en el pasador de éste igualmente que el árbol de levas (u) y a las paredes del cilindro. En los motores de servicio pesado, la práctica común es conducir el aceite a través del taladro de la biela y luego atomizarlo contra el lado interior de la cabeza del mismo. En esta forma se reduce grandemente la temperatura de los anillos y se obtiene una lubricación mejor.

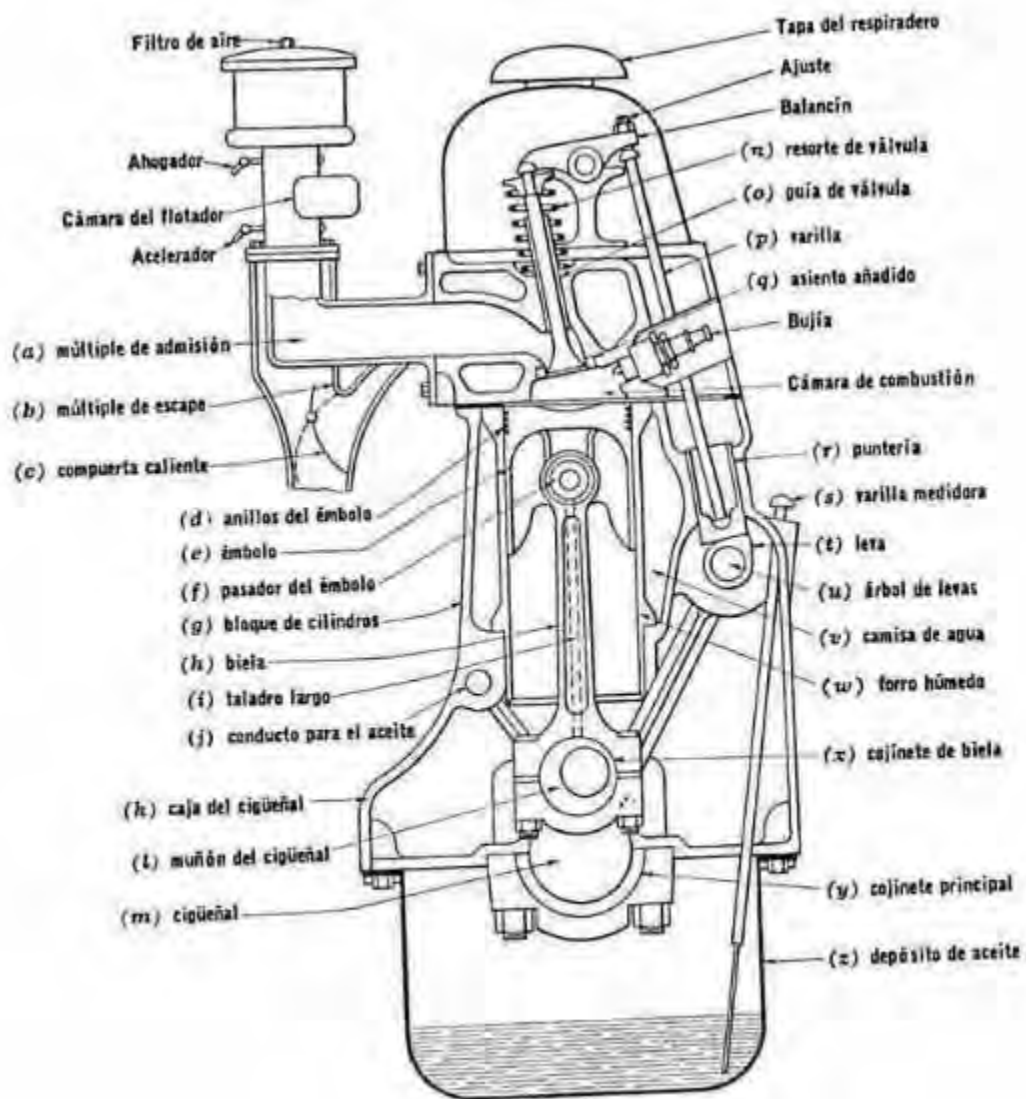


Figura 4.7. Sección Transversal de un Motor ECH,  
Ciclo de 4 Carreras con Válvulas en la Cabeza  
Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.



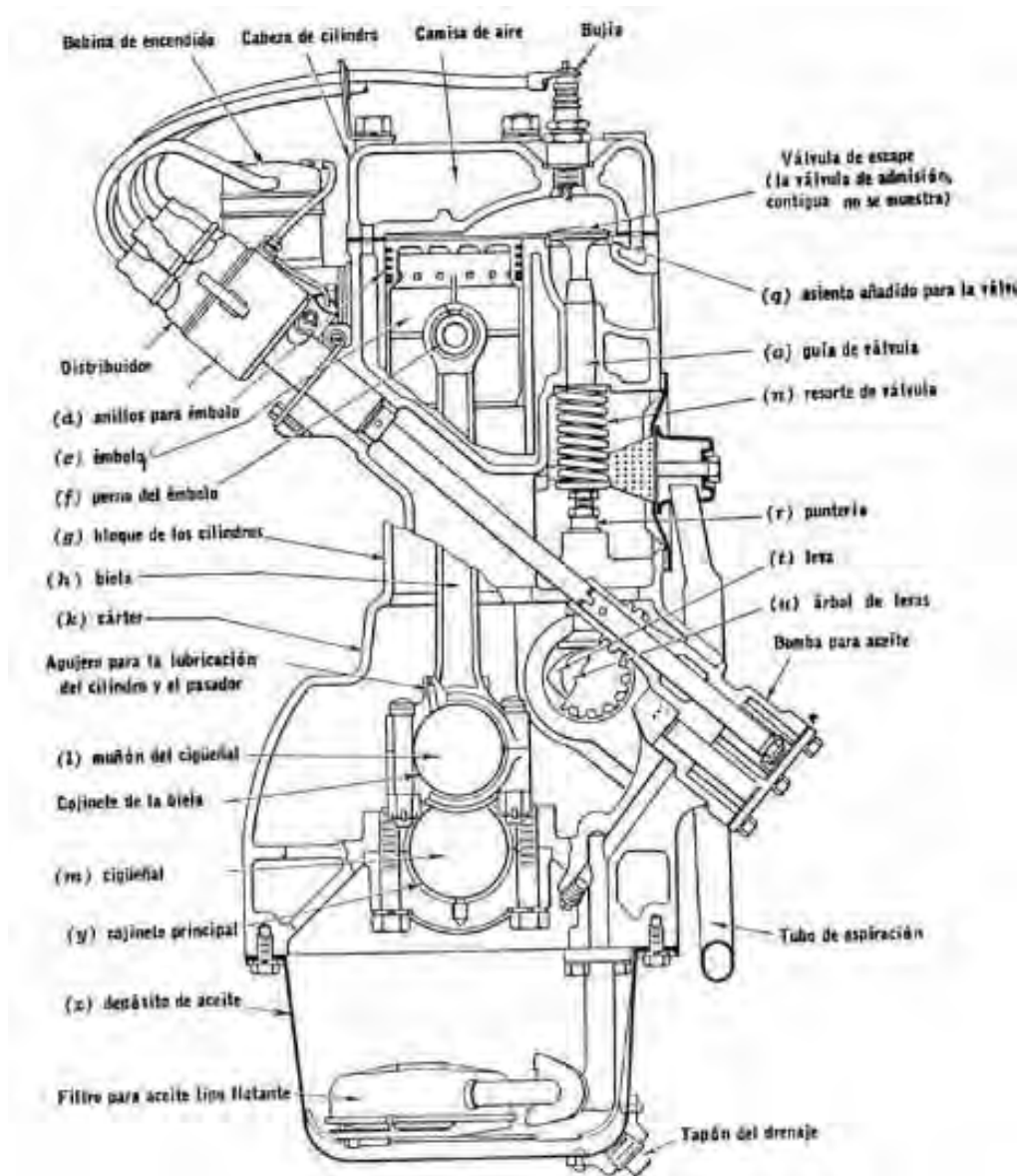


Figura 4.8. Motor Automotriz con Válvulas en el Bloque (Cabeza en L),  
Ciclo de 4 Carreras

Referencia: Motores de Combustión Interna, Análisis y Aplicaciones, Edward Obert.

#### 4.1.2.8 Especificaciones Técnicas del Modelo de Motor de Combustión Interna

Grupo Electrónico, compuesto por un motor de combustión interna a diesel de capacidad continua y formado por un generador eléctrico asíncrono de inducción tipo jaula de ardilla Marca Power by Cummins, Modelo “PC800”, a continuación se muestran sus especificaciones técnicas en la tabla 4.3.

<b>Grupo Electrónico, compuesto por un motor de combustión interna a diesel de capacidad continua en emergencia durante el tiempo de falla de red comercial, hasta 2550 m.s.n.m. Marca Power by Cummins, Modelo PC800</b>	
<b>Capacidad Máxima</b>	<b>800 kW</b>
<b>Voltaje a Máxima Potencia</b>	<b>1,000 V</b>
<b>Frecuencia del Alternador</b>	<b>60 Hz</b>
<b>Velocidad del Alternador</b>	<b>1,500 rpm</b>
<b>Eficiencia</b>	<b>45%</b>
<b>Numero de Cilindros</b>	<b>12 Cilindros</b>
<b>Consumo de Combustible</b>	<b>215 lts/hr</b>
<b>Trabajando al 100% de Capacidad</b>	
<b>Factor de Planta</b>	<b>0.65</b>
<b>Vida Económica</b>	<b>20 años</b>
<b>Dimensiones</b>	<b>485 x 183 x 240 cm</b>
<b>Peso</b>	<b>8,900 kg</b>
<b>Costo</b>	<b>\$8,492,800 M.N. \$ 640,000 Dls.</b>



*Figura 4.9. Motor de Combustión Interna a Diesel*

*Tabla 4.3.*



*Figura 4.10. Grupo Electrónico de 800 kW, Modelo “PC800, Marca Power By Cummins*

#### 4.1.2.9 C.N.G. para un Proyecto de Motor de Combustión Interna

A continuación se muestran los datos técnicos<sup>24</sup> y económicos que utilizaremos para obtener el costo nivelado de generación para el grupo electrógeno, formado a base de un motor de combustión interna de una capacidad de 800 kW, modelo PC800 de la empresa Power By Cummins, utilizando la metodología del valor presente obtendremos los costos de operación y mantenimiento además de la generación de energía eléctrica en el transcurso de los años, cabe mencionar que los costos se presentan en dólares.

##### Datos Técnicos

Tecnología	<b>Motor de Combustión Interna</b>	
Capacidad	0.8	MW
Costo de Inversión	800	dol/kW
Costo de Oper. y Mant.	15	dol/MWh
Eficiencia	45	%
Factor de Planta	0.65	
Costo de Combustible	0.5	dol/lt
Tasa de Descuento	0.12	
Tiempo de Instalación	1	año(s)
Vida Económica	20	años
No. de Unidades	1	pza.

##### Programa de Erogaciones Durante la Construcción

Erogaciones Durante la Construcción		
Años	%	Costo
-1	100	\$ 640,000.00 dol
-2	-	\$ -

##### Costos Principales

Costos		
Costo Total Inversión	640,000.00	dol.
Costo Total Oper. y Mant.	68,328.00	dol/año
Generación	4,555.20	MWh/año
Cantidad de Combustible	829,047.23	lt/año
Costo de Combustible	414,523.61	dol/año

<sup>24</sup> Los datos técnicos presentados son los proporcionados por la ficha técnica del Grupo Electrógeno, modelo PC800, de la empresa que lo fabrica "Power By Cummins".

## Valor del Dinero en el Tiempo

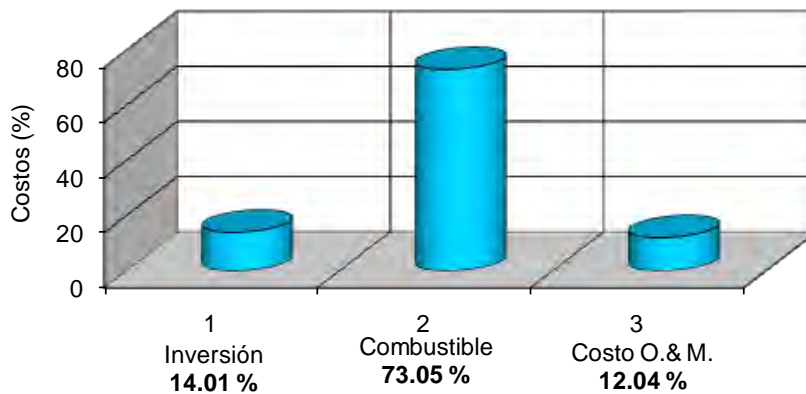
<b>Valor del Dinero en el Tiempo</b>								
Año	FVP	Generación	Inversión	Combustible	Operación y Mant.	Combustible	Operación y Mant.	Generación <sup>25</sup>
		MWh/año	Pesos \$	MBTU/año	Pesos \$/año	MBTU/año	Pesos \$/año	MWh/año
-1	1.1200	0.0	640,000.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	1.0000	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	414,523.61	68,328.00	4,555.20
1	0.8929	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	370,110.37	61,007.14	4,067.14
2	0.7972	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	330,455.69	54,470.66	3,631.38
3	0.7118	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	295,049.72	48,634.52	3,242.30
4	0.6355	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	263,437.25	43,423.68	2,894.91
5	0.5674	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	235,211.83	38,771.14	2,584.74
6	0.5066	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	210,010.56	34,617.09	2,307.81
7	0.4523	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	187,509.43	30,908.12	2,060.54
8	0.4039	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	167,419.14	27,596.53	1,839.77
9	0.3606	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	149,481.37	24,639.76	1,642.65
10	0.3220	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	133,465.51	21,999.79	1,466.65
11	0.2875	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	119,165.63	19,642.67	1,309.51
12	0.2567	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	106,397.89	17,538.10	1,169.21
13	0.2292	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	94,998.11	15,659.01	1,043.93
14	0.2046	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	84,819.74	13,981.26	932.08
15	0.1827	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	75,731.91	12,483.27	832.22
16	0.1631	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	67,617.78	11,145.78	743.05
17	0.1456	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	60,373.02	9,951.59	663.44
18	0.1300	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	53,904.48	8,885.35	592.36
19	0.1161	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	48,129.00	7,933.34	528.89
20	0.1037	4,555.20	0.0	414,523.61	68,328.00	42,972.32	7,083.34	472.22
						<b>3,510,784.38</b>	<b>578,700.14</b>	<b>38,580.01</b>

*Tabla 4.4. Obtención del Costo Total de O&M y Generación Total*

<sup>25</sup> Las cantidades obtenidas en las 3 últimas columnas, son el resultado de la aplicación del FVP (Factor de Valor Presente) a los costos de combustible, generación, operación y mantenimiento.

Costo Nivelado de Generación		
TOT Inv	\$	716,800.00
TOT Comb	\$	3,510,784.38
TOT O&M	\$	578,700.14
TOT Gen		38,580.01 MWh
CNG	\$	<b>124.58</b> dol/MWh
CNG	\$	<b>12.46</b> cdol/kWh

**C.N.G. Tecnología Motor de Combustion Interna**  
Desgloce de Costos



*Grafica 4.2. Desglosé de Costos del CNG de la Tecnología del MCI*

### 4.1.3 Aerogeneradores

#### 4.1.3.1 Características de los Aerogeneradores

Los aerogeneradores han evolucionado cada vez más en los últimos años y sus costos han ido disminuyendo, haciéndolos cada vez más accesibles comercialmente. Los sistemas de seguridad diseñados especialmente para estos equipos, son cada vez son más sofisticados, haciendo de ellos, una opción cada vez más segura y confiable para la generación de energía eléctrica.

Su diseño mecánico contiene un tren de potencia con eje principal, soportado por dos rodamientos esféricos que transmiten las cargas laterales directamente al bastidor a través de un caballete. Esto permite que la multiplicadora reciba cargas adicionales, con lo que se reducen las posibilidades de avería, además de facilitar su servicio.

Los aerogeneradores deberán de utilizar los sistemas de “Protección total contra rayos” siguiendo la normativa “IEC-61024-1”<sup>26</sup>. Este sistema conduce el rayo desde ambas caras de la punta del alabe hasta la raíz y desde ahí, a través de la góndola y de la estructura de la torre, hasta el sistema de puesta de tierra de las cimentaciones. De esta forma se protege el alabe y se evita que los elementos eléctricos sensibles resulten dañados.

El sistema de mantenimiento predictivo es usado para la detección prematura de posibles deterioros o fallas en los principales componentes del aerogenerador, por lo cual sus ventajas son: la disminución de grandes correctivos, aumento de la disponibilidad y de la vida útil de la máquina.

#### 4.1.3.2 Impacto de los Aerogeneradores en el Medio Ambiente

Antes de construir un parque eólico es necesario realizar un estudio de impacto ambiental que determine los posibles efectos negativos que la instalación de aerogeneradores pueda causar en el entorno. El primer impacto en el entorno se produce en el momento de la construcción del parque eólico ya que es necesaria la construcción de vías de acceso. La simple instalación de un aerogenerador supone su transporte hasta la zona escogida con el consiguiente impacto ambiental, la creación de vías de acceso y el movimiento de tierras que alteran definitivamente el entorno.

Otro impacto de los aerogeneradores es el acústico. A pesar de los constantes avances un aerogenerador produce ruido y vibraciones. Los fabricantes tienen como gran objetivo la construcción de nuevos aerogeneradores mucho más silenciosos.

---

<sup>26</sup> Planteada por la Comisión Electrónica Internacional

Aunque el sonido no es un problema capital para la industria, dada la distancia a la que se encuentran los vecinos más cercanos (normalmente se observa una distancia mínima de unos 7 diámetros de rotor o 300 metros), no por ello es este un detalle que se descuide totalmente a la hora de diseñar nuevos equipos. Además, ningún paisaje está nunca en silencio absoluto. Por ejemplo, las aves y las actividades humanas emiten sonidos y, a velocidades del viento alrededor de 4-7 m/s y superiores, el ruido del viento en las hojas, arbustos, árboles, mástiles, etc. enmascarará gradualmente cualquier potencial sonido de los aerogeneradores.

Aunque la medición del sonido de los aerogeneradores de forma precisa es muy difícil, generalmente, a velocidades de 8 m/s y superiores llega a ser una cuestión bastante confusa el discutir las emisiones de sonido de los modernos aerogeneradores, dado que el ruido de fondo enmascarará completamente cualquier ruido de la turbina. Al menos este es el punto de vista defendido por los fabricantes de equipos eólicos.

También es importante el impacto visual de los parques eólicos. Hay que tener en cuenta que un parque eólico está formado por varios aerogeneradores, y que en una zona idónea de vientos fuertes y constantes se pueden instalar varios parques. Este impacto visual de los aerogeneradores es el motivo de rechazo de algunas instalaciones proyectadas.

Y como último y polémico está el impacto de los aerogeneradores en la fauna avícola. El gran debate de los efectos que producen en éstas la instalación de grandes parques eólicos en zonas de migración, con contantes polémicas sobre la mortandad de aves por colisión con las aspas de los aerogeneradores.

La instalación de aerogeneradores en zonas naturales produce un inevitable impacto medio ambiental sobre el entorno. Una posibilidad de evitar esos impactos negativos es su instalación cerca de autopistas, redes eléctricas y polígonos industriales.

### 4.1.3.3 Especificaciones Técnicas del Modelo del Aerogenerador

Para el cálculo del CNG se utilizara un aerogenerador Marca Gamesa Modelo “G52-850 kW”, con las especificaciones técnicas que se muestran en la tabla 4.5. Así mismo en la tabla 4.6 se proporcionan los datos de su curva de potencia.

<b>Aerogenerador Marca Gamesa, Modelo G52-850</b>	
<b>Capacidad Máxima</b>	<b>850 kW</b>
<b>Frecuencia de Red</b>	<b>50/60 Hz</b>
<b>Velocidad del Rotor</b>	<b>14.6 - 30.8 rpm</b>
<b>Velocidad de Corte Inf.</b>	<b>4 m/s</b>
<b>Velocidad de Corte Sup.</b>	<b>25 m/s</b>
<b>Para una densidad de aire</b>	<b>1.225 kg/m<sup>3</sup></b>
<b>Área de Barrido</b>	<b>2,124 m<sup>2</sup></b>
<b>Vida Económica</b>	<b>20 años</b>
<b>Diámetro de Alabes</b>	<b>52 m</b>
<b>Altura</b>	<b>44 a 65 m</b>
<b>Peso</b>	<b>112,000 kg</b>
<b>Costo</b>	<b>\$ 15,888,397 M.N.</b>
	<b>\$ 1,200,030 Dls.</b>



*Modelo “G52-850 kW*

*Tabla 4.5.*

<b>Curva de Potencia</b>	
<b>Velocidad (m/s)</b>	<b>Potencia (kW)</b>
4	27.9
5	65.2
6	123.1
7	203
8	307
9	435.3
10	564.5
11	684.6
12	779.9
13	840.6
14	848
15	849
16	850
17-25	850

*Tabla 4.6.*



#### 4.1.3.4 C.N.G. para un Proyecto de Aerogeneradores.

A continuación se muestran los datos técnicos<sup>27</sup> y económicos que utilizaremos para obtener el costo nivelado de generación para el generador eólico, modelo G52-850 de la empresa Gamesa, utilizando la metodología del valor presente obtendremos los costos de operación y mantenimiento además de la generación de energía eléctrica en el transcurso de los años, cabe mencionar que los costos se presentan en dólares.

##### Datos Técnicos

Tecnología	<b>Aerogeneradores</b>	
Capacidad	0.85	MW
Costo de Inversión	1,764.7	dol/kW
Costo de Oper. y Mant.	30	dol/MWh
Eficiencia	-	%
Factor de Planta	0.27	
Costo de Combustible	-	dol/lt
Tasa de Descuento	0.12	
Tiempo de Instalación	1	año(s)
Vida Económica	20	años
No. de Unidades	1	pza.

##### Programa de Erogaciones Durante la Construcción

Programa de Erogaciones Durante la Construcción		
Años	Factor	Costo
-1	100	\$ 1,499,995.00 dol
-2	-	\$ -

##### Costos Principales

Costos		
Costo Total Inversión	1,499,995.00	dol
Costo Total Oper. y Mant.	60,312.60	dol/año
Generación	2,010.42	MWh/año
Cantidad de Combustible	0.00	lt/año
Costo de Combustible	0.00	dol/año

<sup>27</sup> Los datos técnicos presentados son los proporcionados por la ficha técnica del generador eólico modelo G52-850, de la empresa que lo fabrica "Gamesa".

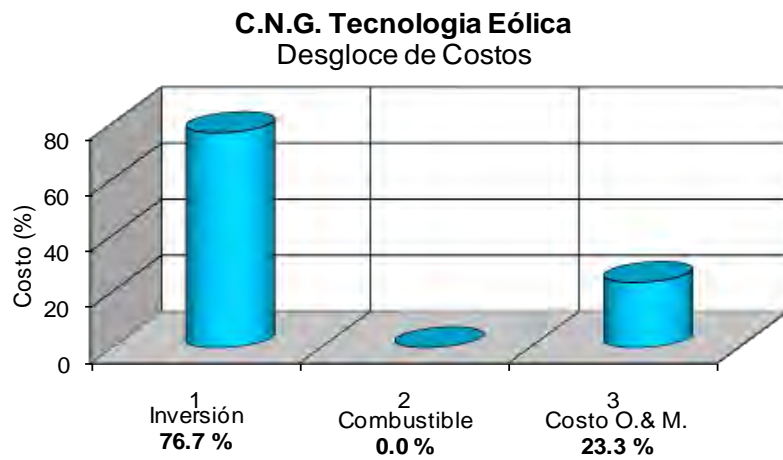
### Valor del Dinero en el Tiempo

<b>Valor del Dinero en el Tiempo</b>								
Año	FVP	Generación	Inversión	Combustible	Operación y Mant.	Combustible	Operación y Mant.	Generación <sup>28</sup>
		MWh/año	Pesos \$	MBTU/año	Pesos \$/año	MBTU/año	Pesos \$/año	MWh/año
-1	1.1200	0.0	1,499,995	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
0	1.0000	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	60,312.60	2,010.42
1	0.8929	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	53,850.54	1,795.02
2	0.7972	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	48,080.84	1,602.69
3	0.7118	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	42,929.32	1,430.98
4	0.6355	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	38,329.75	1,277.66
5	0.5674	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	34,222.99	1,140.77
6	0.5066	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	30,556.24	1,018.54
7	0.4523	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	27,282.36	909.41
8	0.4039	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	24,359.25	811.97
9	0.3606	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	21,749.33	724.98
10	0.3220	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	19,419.04	647.30
11	0.2875	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	17,338.43	577.95
12	0.2567	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	15,480.74	516.02
13	0.2292	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	13,822.09	460.74
14	0.2046	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	12,341.15	411.37
15	0.1827	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	11,018.89	367.30
16	0.1631	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	9,838.29	327.94
17	0.1456	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	8,784.19	292.81
18	0.1300	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	7,843.03	261.43
19	0.1161	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	7,002.70	233.42
20	0.1037	2,010.42	0.0	0.0	60,312.60	0.0	6,252.41	208.41
						0.0	510,814.17	17,027.14

*Tabla 4.7. Obtención del Costo Total de O&M y Generación Total*

<sup>28</sup> Las cantidades obtenidas en las 3 últimas columnas, son el resultado de la aplicación del FVP (Factor de Valor Presente) a los costos de combustible, generación, operación y mantenimiento.

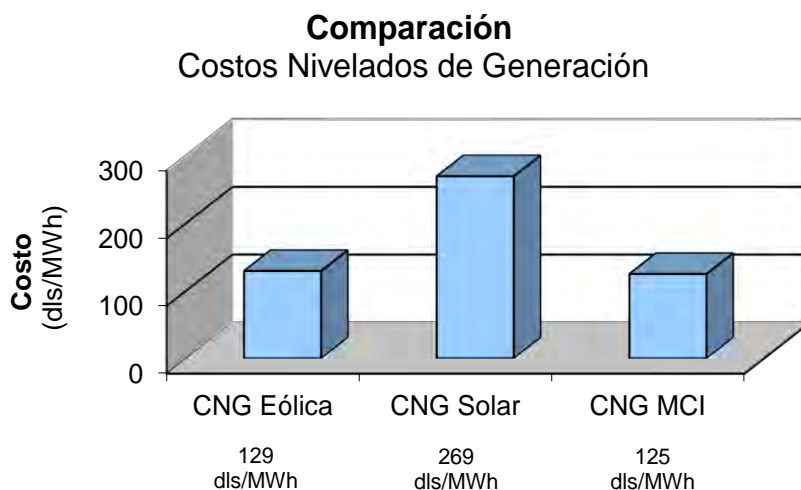
Costo Nivelado de Generación		
TOT Inv	\$	1,679,994.40
TOT Comb	\$	-
TOT O&M	\$	510,814.17
TOT Gen		17,027.14 MWh
CNG	\$	<b>128.67</b> \$/MWh
CNG	\$	<b>12.87</b> c\$/kWh



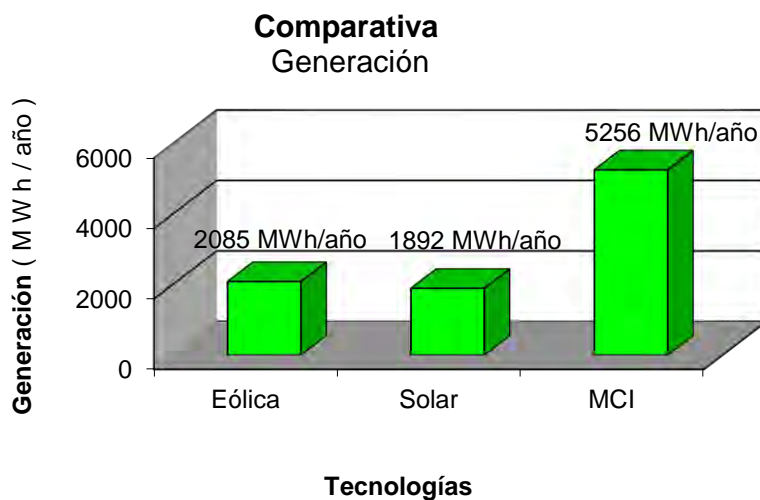
*Grafica 4.3. Desglosé de Costos del CNG de la Tecnología Eólica*

## 4.2 Obtención de Resultados

Los CNG para cada una de las tecnologías analizadas tienen diferente composición, Para la tecnología solar y eólica está principalmente compuesto por los costos de inversión y de operación y mantenimiento. Por otro lado, el de generación para la tecnología del motor de combustión interna está principalmente compuesto por el costo de combustible. En la gráfica 4.4 y 4.5 se resumen los costos de generación y la generación eléctrica calculados para cada una de las tecnologías que se estudiaron.



Grafica 4.4. Resumen de los CNG calculados para cada una de las Tecnologías que se Estudiaron



Grafica 4.5. Resumen de la generación calculada para cada una de las Tecnologías que se Estudiaron

### 4.3 Comparación de Tecnologías y Escenarios de Decisión

#### 4.3.1 Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología Eólica

El punto de partida para la comparación de las tecnologías solar y eólica es su costo de inversión (\$/kW). La comparación entre estas tecnologías se hace mediante la gráfica 4.6 En el eje de las X se tiene el costo de inversión para la tecnología solar y en el eje de las Y el costo de inversión para la tecnología eólica. Los puntos (X,Y) que pertenecen a la curva A indican los valores para los cuales las dos tecnologías tienen el mismo CNG; es decir, que para un costo de inversión “x” en la tecnología solar corresponde un costo de inversión “y” de tal forma que ambas tecnologías tengan igual CNG.

Ahora bien, para realizar una comparación entre la tecnología solar y la eólica se entra a la curva con una pareja de puntos (X', Y') que representan los costos de inversión. Si este punto (X',Y') se ubica a la derecha de la curva A, la recomendación sería seleccionar la tecnología eólica debido a que en estas condiciones sería ésta tecnología la que tendría un CNG menor. En cambio, si el punto (X',Y') se ubica a la izquierda de la curva A, la recomendación ahora sería elegir la tecnología solar puesto que ahora ésta sería la de menor CNG. Por último, si el punto (X',Y') se ubicara muy cerca de la curva A sería necesario realizar estudios más detallados puesto que no se podría recomendar o comentar con certeza cuál de las dos tecnologías es la mejor opción.

Esta metodología de comparación establecida permite conocer los escenarios, basados en costos de inversión, bajo los cuales la tecnología eólica representa una mejor opción que la tecnología solar para la generación de electricidad.

La comparación entre tecnologías se realiza utilizando las tablas 4.8 y 4.9, la primera de ellas representa todos los puntos (X,Y) descritos anteriormente y que pertenecen a la curva A, mientras que en la tabla 4.9 se muestra los valores que conforman el punto de análisis (X',Y'), los resultados se muestran en la gráfica 4.6.

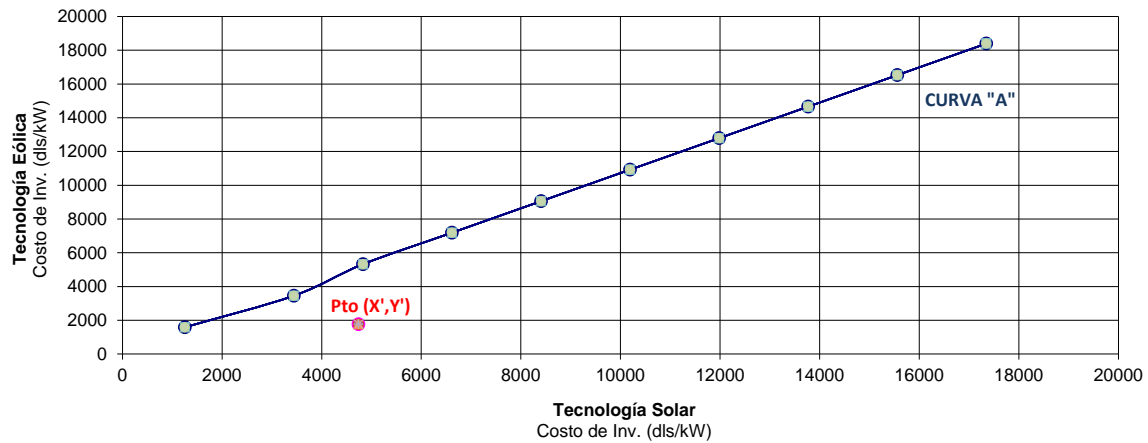
Eólica	Solar	CNG (cdls/kWh)
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)	
1,252	1,587	10
3,441	3,455	20
4,829	5,322	30
6,618	7,190	40
8,406	9,057	50
10,195	10,925	60
11,983	12,792	70
13,772	14,660	80
15,561	16,527	90
17,349	18,395	100

Tabla 4.8

Eólica	Solar
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)
1,765	4,741

Tabla 4.9

### Tecnología Eólica vs Tecnología Solar Comparativa



Grafica 4.6. Comparativa del Costo de Inversión de la Tecnología Eólica vs Tecnología Solar

### 4.3.2 Comparación Entre la Tecnología del Motor de Combustión Interna y la Tecnología Solar

El punto de partida para la comparación de las tecnologías solar y el motor de combustión interna es su costo de inversión (\$/kW). La comparación entre estas tecnologías se hace mediante la gráfica 4.7. En el eje de las X se tiene el costo de inversión para la tecnología del motor de combustión interna y en el eje de las Y el costo de inversión para la tecnología solar. Los puntos (X,Y) que pertenecen a la curva B indican los valores para los cuales las dos tecnologías tienen el mismo CNG; es decir, que para un costo de inversión "x" en la tecnología del motor de combustión interna corresponde un costo de inversión "y" de tal forma que ambas tecnologías tengan igual CNG.

Ahora bien, para realizar una comparación entre la tecnología del motor de combustión interna y la solar se entra a la curva con una pareja de puntos (X'', Y'') que representan los costos de inversión. Si este punto (X'', Y'') se ubica a la derecha de la curva B, la recomendación sería seleccionar la tecnología solar debido a que en estas condiciones sería ésta tecnología la que tendría un CNG menor. En cambio, si el punto (X'', Y'') se ubica a la izquierda de la curva B, la recomendación ahora sería elegir la tecnología del motor de combustión interna puesto que ahora ésta sería la de menor CNG. Por último, si el punto (X'', Y'') se ubicara muy cerca de la curva B sería necesario realizar estudios más detallados puesto que no se podría recomendar o comentar con certeza cuál de las dos tecnologías es la mejor opción.

Esta metodología de comparación establecida permite conocer los escenarios, basados en costos de inversión, bajos los cuales la tecnología solar representa una mejor opción que la tecnología del motor de combustión interna para la generación de electricidad.

La comparación entre tecnologías se realiza utilizando las tablas 4.10 y 4.11, la primera de ellas representa todos los puntos (X,Y) descritos anteriormente y que pertenecen a la curva B, mientras que en la tabla 4.10 se muestra los valores que conforman el punto de análisis (X'',Y''), los resultados se muestran en la gráfica 4.7.

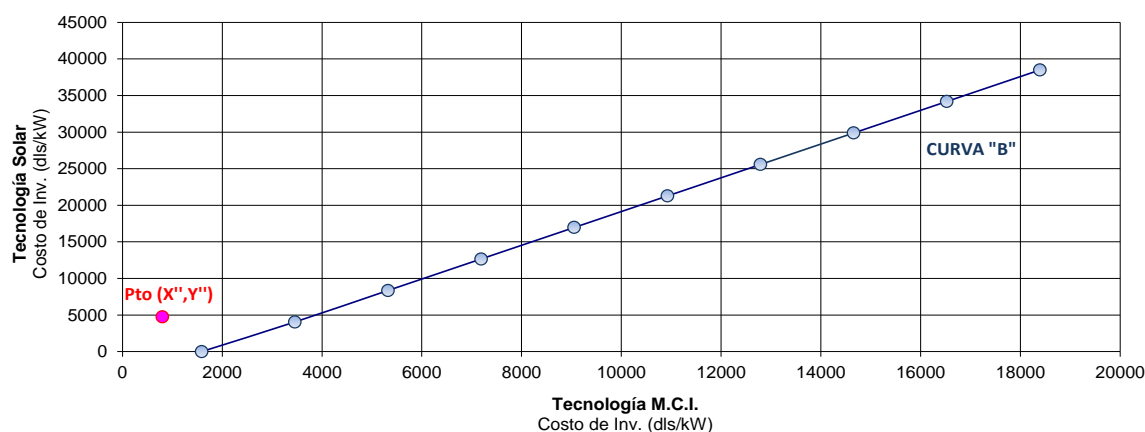
Solar	M.C.I.	CNG (cdls/kWh)
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)	
1,587	-	10
3,455	4,047	20
5,322	8,353	30
7,190	12,659	40
9,057	16,965	50
10,925	21,271	60
12,792	25,576	70
14,660	29,882	80
16,527	34,188	90
18,395	38,494	100

Solar	M.C.I.
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)
4,741	800

Tabla 4.11

Tabla 4.10

**Tecnología M.C.I. vs Tecnología Solar  
Comparativa**



Gráfica 4.7. Comparativa del Costo de Inversión de la Tecnología del M.C.I. vs Tecnología Solar

### 4.3.3 Comparación Entre la Tecnología Eólica y la Tecnología del Motor de Combustión Interna

El punto de partida para la comparación de las tecnologías solar y el motor de combustión interna es su costo de inversión (\$/kW). La comparación entre estas tecnologías se hace mediante la gráfica 4.8. En el eje de las X se tiene el costo de inversión para la tecnología eólica y en el eje de las Y el costo de inversión para la tecnología del motor de combustión interna. Los puntos (X,Y) que pertenecen a la curva C indican los valores para los cuales las dos tecnologías tienen el mismo CNG; es decir, que para un costo de inversión “x” en la tecnología eólica corresponde un costo de inversión “y” de tal forma que ambas tecnologías tengan igual CNG.

Ahora bien, para realizar una comparación entre la tecnología eólica y el motor de combustión interna se entra a la curva con una pareja de puntos ( $X''', Y'''$ ) que representan los costos de inversión. Si este punto ( $X''', Y'''$ ) se ubica a la derecha de la curva C, la recomendación sería seleccionar la tecnología del motor de combustión interna debido a que en estas condiciones sería ésta tecnología la que tendría un CNG menor. En cambio, si el punto ( $X''', Y'''$ ) se ubica a la izquierda de la curva C, la recomendación ahora sería elegir la tecnología eólica puesto que ahora ésta sería la de menor CNG. Por último, si el punto ( $X''', Y'''$ ) se ubicara muy cerca de la curva C sería necesario realizar estudios más detallados puesto que no se podría recomendar o comentar con certeza cuál de las dos tecnologías es la mejor opción.

Esta metodología de comparación establecida permite conocer los escenarios, basados en costos de inversión, bajos los cuales la tecnología eólica representa una mejor opción que la tecnología del motor de combustión interna para la generación de electricidad.

La comparación entre tecnologías se realiza utilizando las tablas 4.12 y 4.13, la primera de ellas representa todos los puntos (X,Y) descritos anteriormente y que pertenecen a la curva C, mientras que en la tabla 4.13 se muestra los valores que conforman el punto de análisis ( $X''', Y'''$ ), los resultados se muestran en la gráfica 4.8.



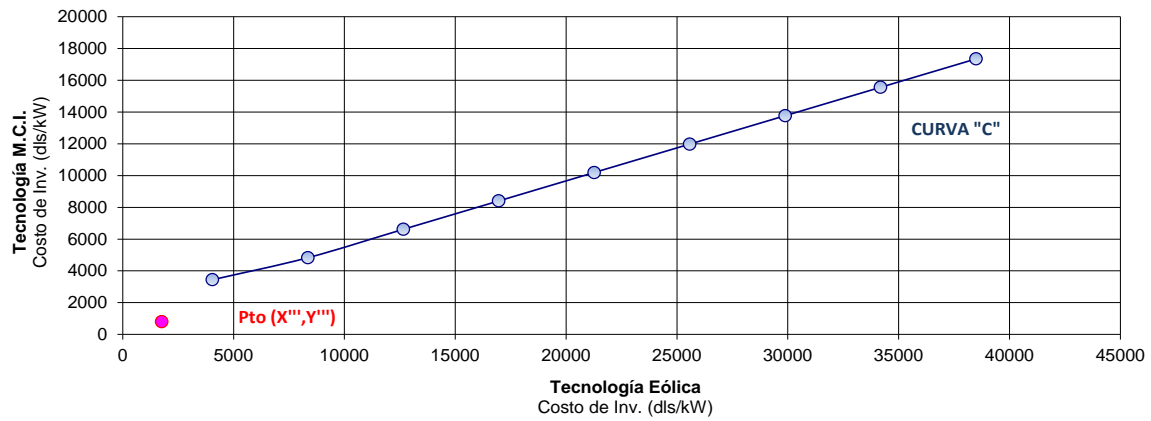
MCI	Eólica	CNG (cdls/kWh)
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)	
-	1,252	10
4,047	3,441	20
8,353	4,829	30
12,659	6,618	40
16,965	8,406	50
21,271	10,195	60
25,576	11,983	70
29,882	13,772	80
34,188	15,561	90
38,494	17,349	100

Tabla 4.12

MCI	Eólica
Costo de Inv.(dls/kW)	Costo de Inv.(dls/kW)
800	1,765

Tabla 4.13

Tecnología Eólica vs Tecnología M.C.I.  
Comparativa



Grafica 4.8. Comparativa del Costo de Inversión de la Tecnología Eólica vs Tecnología M.C.I.

## 4.4 Análisis de Resultados

### 4.4.1 Análisis de la Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología Eólica

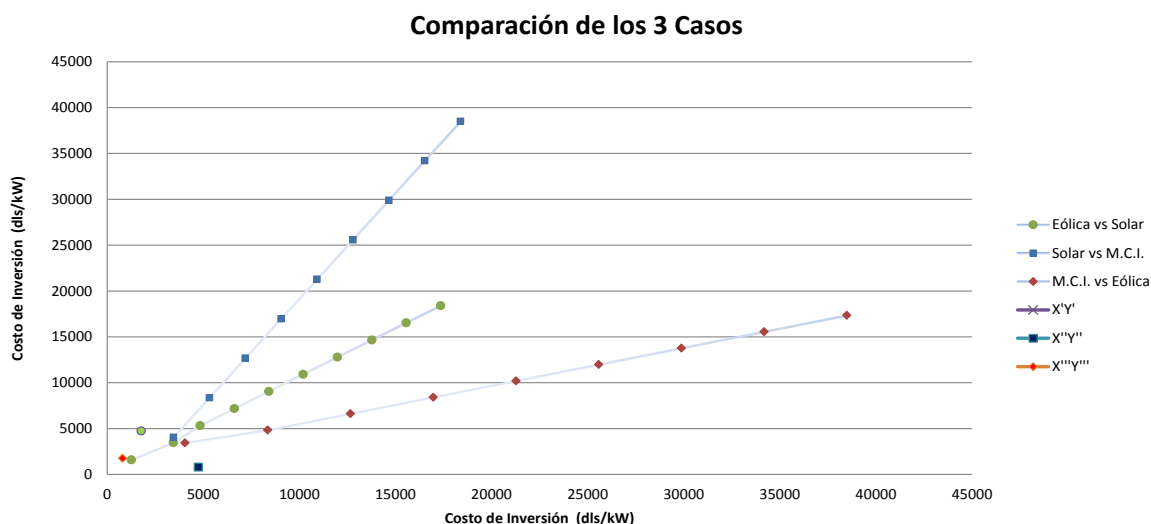
Para la primer comparativa entre la “Tecnología Solar vs Tecnología Eólica” podemos observar que el punto (X',Y') en cuestión recae a la derecha de la curva A, lo cual nos indica que la tecnología eólica es la más adecuada con respecto a la tecnología solar, esto debido a que el costo de inversión de la tecnología eólica es menor que el de la tecnología solar y se ve reflejado directamente en su CNG.

### 4.4.2 Análisis de la Comparación Entre la Tecnología Solar y la Tecnología del Motor de Combustión Interna

Para la segunda comparativa entre la “Tecnología Solar vs Tecnología del Motor de Combustión Interna” podemos observar que el punto (X'',Y'') en cuestión recae a la izquierda de la curva B, lo cual nos indica que la tecnología del motor de combustión interna es la más adecuada en su comparación con la tecnología solar, esto se debe principalmente a que el CNG de la Tecnología Solar se basa mayormente en su alto costo de inversión, elevándolo aunque no tenga un consumo de combustible.

### 4.4.3 Análisis de la Comparación Entre la Tecnología del Motor de Combustión Interna y la Tecnología Eólica

Para la tercer comparativa entre la “Tecnología del Motor de Combustión Interna vs Tecnología Eólica” podemos observar que el punto (X''',Y''') en cuestión recae muy cerca de la curva C, por lo cual sería necesario realizar estudios más detallados puesto que no se podría recomendar o comentar con certeza cuál de las dos tecnologías es la mejor opción. En la gráfica 4.9 se muestra una comparativa de las 3 curvas y sus puntos de análisis.



Gráfica 4.9. Comparativa las 3 Curvas con sus Respetivos Puntos de Análisis.

## Conclusiones Finales

---

La generación distribuida se considera la potencia eléctrica conectada directamente a los niveles de voltaje de la red de distribución o en la acometida de alimentación, cuya capacidad instalada es del orden de magnitud de la carga local de la zona atendida por esa red de distribución o acometida.

La generación distribuida, es una opción real de generación de electricidad que puede abastecer a las comunidades que se encuentran alejadas de la red central de CFE, y en las cuales se lleva una línea de transmisión no resuelta económicamente factible. Esto representa una ventaja al reducir considerablemente las pérdidas de energía en transmisión por la distancia que existe entre la fuente de generación y la carga que va a alimentar. Es importante observar que mientras los costos asociados con la transmisión se han incrementado, debido principalmente a la mano de obra y derechos de paso los costos de inversión de la generación distribuida han disminuido ya que estas plantas se construyen de forma estándar y se instalan en forma modular.

En este trabajo se realizó una investigación de la generación distribuida y se identificaron los siguientes beneficios adicionales:

1. Reducción de pérdidas en la red de distribución.
2. Mayor confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
3. Las energías renovables pueden resultar una opción adecuada.
4. Liberación de capacidad en las líneas de transmisión.

Hay varias tecnologías de generación eléctrica que se pueden emplear en la generación distribuida, que van desde las más usuales como son el motor de combustión interna, las hidro turbinas, las celdas fotovoltaicas, la biomasa y, aunque las energías renovables no son tan frecuentes (a excepción de la mini hidráulica) en esta alternativa, son realmente una opción viable que debe ser considerada ya que además de resultar económicamente factibles, tienen la ventaja de no contaminar el medio ambiente. Por mencionar algunos ejemplos, la energía solar fotovoltaica se utiliza como fuente complementaria de alimentación en edificios inteligentes o en alumbrados públicos, por su lado, la tecnología eólica ha tenido grandes aplicaciones principalmente en parques de gran capacidad, como el proyecto instalado en Oaxaca denominado "EURUS" de 250 MW de capacidad siendo el más grande en toda Latinoamérica; sin embargo se pueden presentar escenarios y condiciones en los cuales la tecnología eólica resulta también una opción factible para aplicarla en la generación distribuida.

El propósito de esta tesis ha sido desarrollar una metodología de análisis para identificar los escenarios y condiciones en los cuales la tecnología eólica resulta más viable que otra. Para el desarrollo del estudio, se eligió la opción de generación con un motor de combustión interna, y los paneles solares fotovoltaicos para compararlas con la tecnología eólica.

La metodología que se desarrolló se basó en el cálculo del costo nivelado de generación. El principio de aplicación es elegir para cada tecnología un parámetro de comparación; para la tecnología solar y eólica se eligió el costo de inversión, mientras que para el motor de combustión interna fue el costo del combustible.

En este trabajo se han presentado tres comparaciones: eólica-solar, solar-motor de combustión interna y finalmente eólica-motor de combustión interna. Los resultados mostrados en esta tesis de ninguna manera deben tomarse como definitivos, ya que al ser obtenidas de un modelo (que es una representación matemática de la realidad) depende en gran manera de la información disponible en cuanto a costos de equipos, combustibles, disponibilidad del recurso, etc. Sin embargo, la aportación de este estudio es precisamente esa, la de obtener un modelo y si es que se puede contar con información más detallada de la que se contó en este trabajo, la metodología dará resultados más exactos y permitirá identificar con mayor facilidad los escenarios que se han mencionado.

## Apéndice A, Memoria de Cálculo

### A1. Calculo de la Distribución Weibull para Obtener el Factor de Planta

Con base en la tabla de datos de las velocidades del viento obtenidas durante un año de estudio para una cierta región. Tenemos los siguientes datos que representan las velocidades de viento con el tiempo que sostuvieron durante un año.

Vel. Viento	Horas	Vel. Viento	Horas	Vel. Viento	Horas	Vel. Viento	Horas
0.000	0.000	6.759	471.420	13.241	107.140	19.586	0.000
0.828	82.140	7.241	421.420	13.724	89.286	20.069	0.000
1.241	160.710	7.724	400.000	14.138	78.571	20.552	0.000
1.793	203.570	8.276	407.140	14.621	67.857	21.034	0.000
2.345	292.850	8.690	321.420	15.172	67.857	21.517	0.000
2.759	357.140	9.241	307.140	15.586	39.286	22.069	0.000
3.170	425.000	9.655	239.280	16.138	46.429	22.552	0.000
3.724	425.000	10.207	221.420	16.690	28.571	23.034	0.000
4.276	500.000	10.759	207.140	17.172	28.571	23.517	0.000
4.759	500.000	11.241	207.140	17.586	28.571	24.000	0.000
5.310	517.850	11.724	171.420	18.138	10.714	24.552	0.000
5.793	471.420	12.207	142.850	18.621	10.714	25.034	0.000
6.276	442.850	12.690	121.420	19.103	0.000		

*Tabla A1. Datos de Velocidades del Viento*

Con base en los datos obtenemos una grafica del comportamiento del viento, en el cual podemos observar cual velocidad es más frecuente en la zona estudiada. Grafica A1

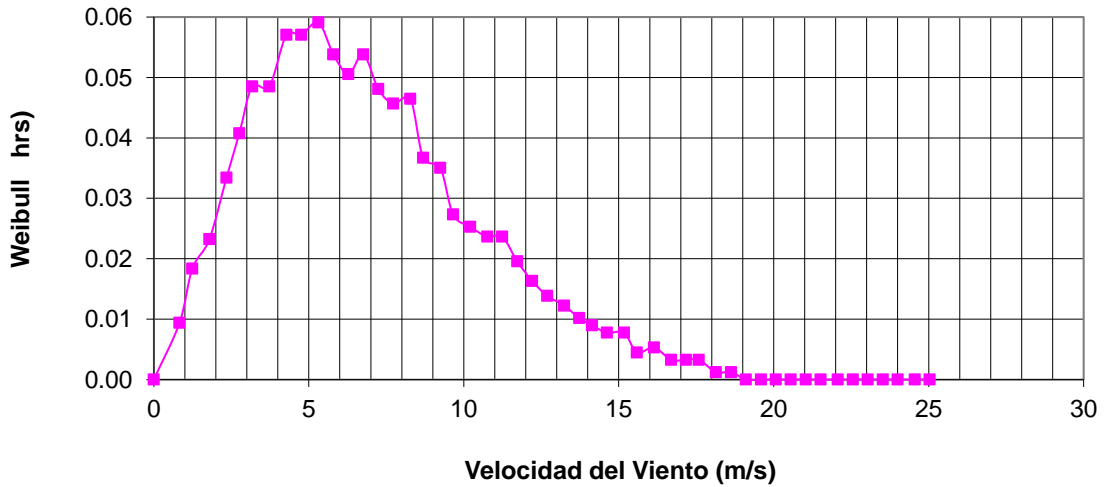
**Vel. del Veinto (m/s) vs Tiempo (hrs)**



*Grafica A1*

Retomando los datos de las velocidades del viento, calcularemos su probabilidad de cada velocidad. Para ello debe realizarse la normalización de la curva, dividiendo cada valor de horas de duración del viento entre 8760 (hrs en un año). Grafica A2

**Distribucion de Frecuencia de las Velocidades del Viento**



*Grafica A2*

Para determinar los parámetros de la distribución Weibull que son K y C, primero se calcula el logaritmo natural de  $F'(v)$

$$\ln F'(v) = \ln \left[ e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \right]$$

$$\ln F'(v) = -\left(\frac{v}{C}\right)^K$$

Después calculamos

$$\ln[-\ln \cdot F'(v)]$$

$$\ln[-\ln \cdot F'(v)] = \ln\left(\frac{v}{C}\right)^K$$

$$= K \cdot \ln\left(\frac{v}{C}\right)$$

$$= K \cdot \ln v - K \cdot \ln C$$

Esta última expresión de una línea recta “ $y = mx+a$ ”

Si graficamos en el eje “y” el valor de “ $\ln[-\ln \cdot F'(v)]$ ” y en el eje “x” el valor de “ $\ln(v)$ ” y se obtiene una línea recta con una pendiente en  $m=K$ . Además la intersección de esta línea con el eje x ocurre en  $y = 0$  haciendo que:

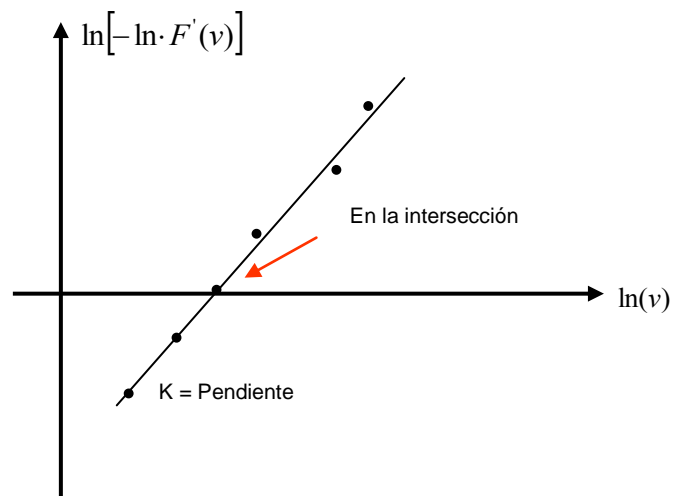
$$K \cdot \ln(v) = K \cdot \ln(c)$$

$$\ln(v) = \ln(c)$$

$$\forall K \neq 0$$

$$C = e^{\ln(v)}$$

$$C = v$$



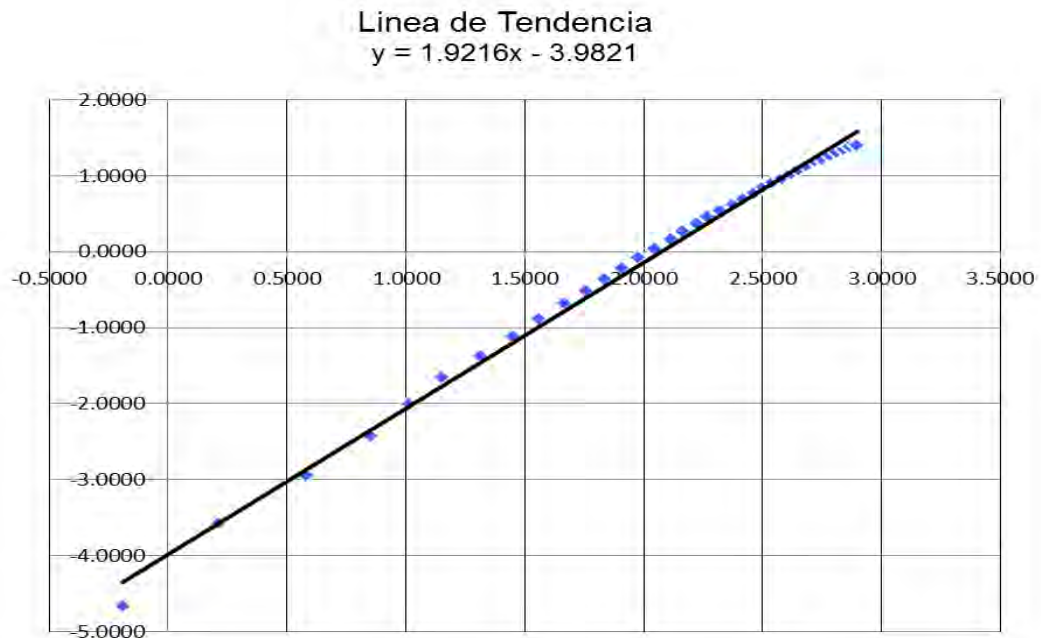
<b>Vel. Viento V(m/s)</b>	<b>Horas</b>	<b>Probabilidad</b>	<b>F (v)</b>	<b>F' (v)</b>	<b>ln</b>	<b>ln-ln</b>
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000	#¡NUM!
0.8275	82.1428	0.0094	0.0094	0.9906	0.0094	-4.6648
1.2413	160.7142	0.0183	0.0277	0.9723	0.0281	-3.5715
1.7931	203.5714	0.0232	0.051	0.949	0.0523	-2.9506
2.3448	292.8571	0.0334	0.0844	0.9156	0.0882	-2.4285
2.7586	357.1428	0.0408	0.1252	0.8748	0.1337	-2.012
3.17	425	0.0485	0.1737	0.8263	0.1908	-1.6567
3.7241	425	0.0485	0.2222	0.7778	0.2513	-1.3812
4.2758	500	0.0571	0.2793	0.7207	0.3275	-1.1163
4.7586	500	0.0571	0.3364	0.6636	0.41	-0.8916
5.3103	517.8571	0.0591	0.3955	0.6045	0.5033	-0.6866
5.7931	471.4285	0.0538	0.4493	0.5507	0.5965	-0.5166
6.2758	442.8571	0.0506	0.4998	0.5002	0.6928	-0.367
6.7586	471.4285	0.0538	0.5537	0.4463	0.8067	-0.2149
7.2413	421.4285	0.0481	0.6018	0.3982	0.9207	-0.0826
7.7241	400	0.0457	0.6474	0.3526	1.0425	0.0416
8.2758	407.1428	0.0465	0.6939	0.3061	1.1838	0.1688
8.6896	321.4285	0.0367	0.7306	0.2694	1.3115	0.2712
9.2413	307.1428	0.0351	0.7657	0.2343	1.451	0.3722
9.6551	239.2857	0.0273	0.793	0.207	1.5749	0.4542
10.2068	221.4285	0.0253	0.8182	0.1818	1.7051	0.5336
10.7586	207.1428	0.0236	0.8419	0.1581	1.8445	0.6122
11.2413	207.1428	0.0236	0.8655	0.1345	2.0065	0.6964
11.7241	171.4285	0.0196	0.8851	0.1149	2.1638	0.7719
12.2068	142.8571	0.0163	0.9014	0.0986	2.3169	0.8402
12.6896	121.4285	0.0139	0.9153	0.0847	2.4684	0.9036
13.2413	107.1428	0.0122	0.9275	0.0725	2.6243	0.9648
13.7241	89.2857	0.0102	0.9377	0.0623	2.7759	1.021
14.1379	78.5714	0.009	0.9467	0.0533	2.9313	1.0755
14.6206	67.8571	0.0077	0.9544	0.0456	3.0883	1.1276
15.1724	67.8571	0.0077	0.9622	0.0378	3.2745	1.1862
15.5862	39.2857	0.0045	0.9667	0.0333	3.4007	1.224
16.1379	46.4285	0.0053	0.972	0.028	3.5738	1.2736
16.6896	28.5714	0.0033	0.9752	0.0248	3.6974	1.3076
17.1724	28.5714	0.0033	0.9785	0.0215	3.8385	1.3451
17.5862	28.5714	0.0033	0.9817	0.0183	4.0028	1.387
18.1379	10.7142	0.0012	0.983	0.017	4.0721	1.4042
18.6206	10.7142	0.0012	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
19.1034	0	0	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223



Vel. Viento V(m/s)	Horas	Probabilidad	F (v)	F' (v)	ln	ln-ln
19.5862	0	0	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
20.0689	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
20.5517	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
21.0344	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
21.5172	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
22.0689	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
22.5517	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
23.0344	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
23.5172	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
24	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
24.5517	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223
25.0344	0.0000	0.0000	0.9842	0.0158	4.1466	1.4223

Tabla A2. Datos Obtenidos para Graficar la Línea de Tendencia

Así se tiene la siguiente gráfica, que al agregar su línea de tendencia, obtenemos la ecuación de la recta que es de  $y = 1.921x - 3.9821$ , y a partir de esta ecuación tendremos los factores de K y C (Grafica 3A)



Grafica 3A

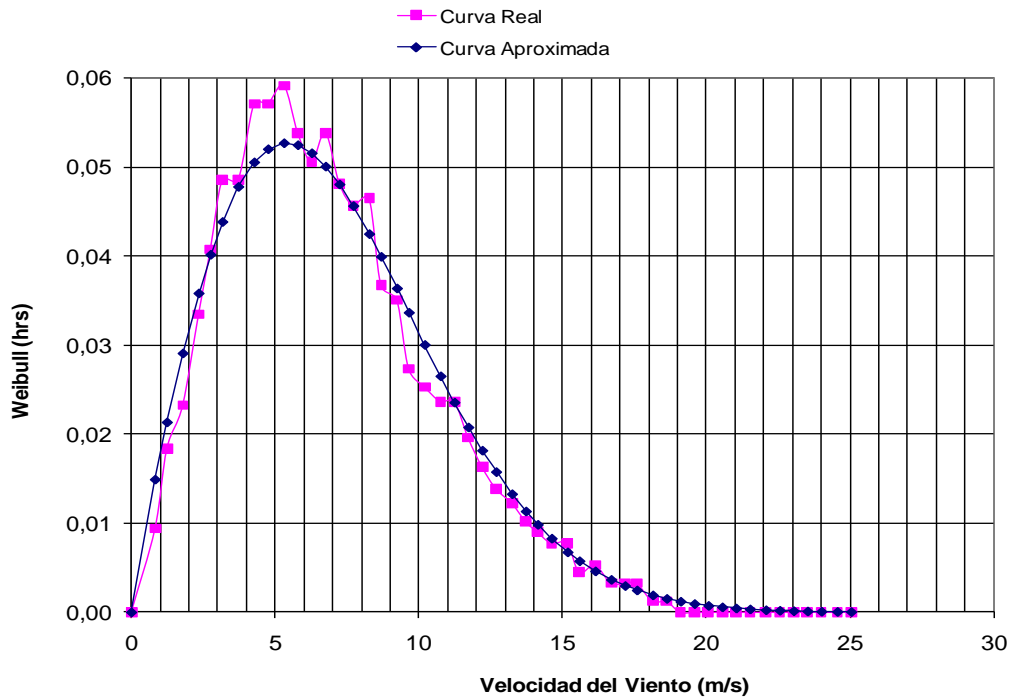
Con el procedimiento descrito anteriormente se obtiene un valor de  $K = 1.9216$  y  $C = 7.92$

Hasta este punto hemos obtenido los parámetros de una distribución Weibull  $W(v)$  para una variable aleatoria continua (velocidad de viento), sin embargo, nosotros partimos de una distribución de frecuencia lo que puede representar una variable aleatoria discreta, es por esta razón que normalizamos la función  $W(v)$  para obtener una representación discreta que pueda compararse directamente con los datos de partida.

Vel. Viento	$W(v)$	Vel. Viento	$W(v)$	Vel. Viento	$W(v)$	Vel. Viento	$W(v)$
0	0	6.7586	0.05	13.2413	0.0133	19.5862	0.0009
0.8275	0.0149	7.2413	0.048	13.7241	0.0113	20.0689	0.0007
1.2413	0.0213	7.7241	0.0456	14.1379	0.0098	20.5517	0.0006
1.7931	0.0291	8.2758	0.0425	14.6206	0.0083	21.0344	0.0004
2.3448	0.0358	8.6896	0.0399	15.1724	0.0067	21.5172	0.0003
2.7586	0.0401	9.2413	0.0364	15.5862	0.0057	22.0689	0.0002
3.17	0.0438	9.6551	0.0336	16.1379	0.0046	22.5517	0.0002
3.7241	0.0478	10.2068	0.03	16.6896	0.0037	23.0344	0.0001
4.2758	0.0505	10.7586	0.0265	17.1724	0.003	23.5172	0.0001
4.7586	0.052	11.2413	0.0235	17.5862	0.0025	24.000	0.0001
5.3103	0.0527	11.7241	0.0208	18.1379	0.0019	24.5517	0.0001
5.7931	0.0524	12.2068	0.0181	18.6206	0.0015	25.0344	0
6.2758	0.0515	12.6896	0.0157	19.1034	0.0012		

*Tabla A3. Datos de Partida para Normalizar la Función  $W(v)$*

De esta forma nos queda representada la siguiente gráfica, donde se sobrepone la curva aproximada sobre la curva real. Grafica 4A



*Grafica 4A*

Una vez que contamos con los valores obtenidos con la distribución Weibull, observamos en la tabla de los datos de partida, las velocidades de viento y colocaremos la probabilidad respectiva para esa velocidad de viento.

Una vez que se tiene el valor de probabilidad correspondiente, observamos las velocidades que están por arriba de la velocidad de corte inferior y debajo de la velocidad de corte superior, para una turbina ya antes seleccionada.

En este caso se seleccionó la turbina modelo G52-850kW de la empresa Gamesa Eólica, que cuenta con una velocidad de corte inferior de 4 m/s y una velocidad de corte superior de 25 m/s.

V / m/s	Potencia kW
4	27.9
5	65.2
6	123.1
7	203
8	307
9	435.3
10	564.5
11	684.6
12	779.9
13	840.6
14	848
15	849
16	850
17 - 25	850



*Tabla A4. Datos de la Curva de Potencia del Aerogenerador*

Una vez que se tiene seleccionada la potencia para la velocidad correspondiente, se calculan los kWh/año para esta velocidad, y esto se calcula al multiplicar la probabilidad por potencia por 8760 (hrs en un año), para después sumar todas las producciones de kWh/año por 100 y dividirlo entre la potencia mayor de la turbina por 8760 (hrs en año) y el resultado de esta operación será el Factor de Planta.

Velocidad del Viento	Probabilidad	Hrs/año	Potencia	kWh/año
0	0.00000	0.0000		0.00
0.8275	0.00938	82.1428		0.00
1.2413	0.01835	160.7142		0.00
1.7931	0.02324	203.5714		0.00
2.3448	0.03343	292.8571		0.00
2.7586	0.04077	357.1428		0.00
3.17	0.04852	425.0000		0.00
3.7241	0.04852	425.0000		0.00
4.2758	0.05708	500.0000	27.9	13,950.00
4.7586	0.05708	500.0000	27.9	13,950.00
5.3103	0.05912	517.8571	65.2	33,764.28
5.7931	0.05382	471.4285	65.2	30,737.14
6.2758	0.05055	442.8571	123.1	54,515.71
6.7586	0.05382	471.4285	123.1	58,032.85

Velocidad del Viento	Probabilidad	Hrs/año	Potencia	kWh/año
7.2413	0.04811	421.4285	203	85,549.99
7.7241	0.04566	400.0000	203	81,200.00
8.2758	0.04648	407.1428	307	124,992.84
8.6896	0.03669	321.4285	307	98,678.55
9.2413	0.03506	307.1428	435.3	133,699.26
9.6551	0.02732	239.2857	435.3	104,161.07
10.2068	0.02528	221.4285	564.5	124,996.39
10.7586	0.02365	207.1428	564.5	116,932.11
11.2413	0.02365	207.1428	684.6	141,809.96
11.7241	0.01957	171.4285	684.6	117,359.95
12.2068	0.01631	142.8571	779.9	111,414.25
12.6896	0.01386	121.4285	779.9	94,702.09
13.2413	0.01223	107.1428	840.6	90,064.24
13.7241	0.01019	89.2857	840.6	75,053.56
14.1379	0.00897	78.5714	848	66,628.55
14.6206	0.00775	67.8571	848	57,542.82
15.1724	0.00775	67.8571	849	57,610.68
15.5862	0.00448	39.2857	849	33,353.56
16.1379	0.00530	46.4285	850	39,464.23
16.6896	0.00326	28.5714	850	24,285.69
17.1724	0.00326	28.5714	850	24,285.69
17.5862	0.00326	28.5714	850	24,285.69
18.1379	0.00122	10.7142	850	9,107.07
18.6206	0.00122	10.7142	850	9,107.07
19.1034	0.00000	0.0000	850	0.00
19.5862	0.00000	0.0000	850	0.00
20.0689	0.00000	0.0000	850	0.00
20.5517	0.00000	0.0000	850	0.00
21.0344	0.00000	0.0000	850	0.00
21.5172	0.00000	0.0000	850	0.00
22.0689	0.00000	0.0000	850	0.00
22.5517	0.00000	0.0000	850	0.00
23.0344	0.00000	0.0000	850	0.00
23.5172	0.00000	0.0000	850	0.00
24	0.00000	0.0000	850	0.00
24.5517	0.00000	0.0000	850	0.00
25.0344	0.00000	0.0000	850	0.00

*Tabla A5. Relación de los Datos de la Curva de Potencia del Aerogenerador para Obtener su Factor de Planta*

De tal forma realizamos la sumatoria de la columna de kWh/año y una vez que se transforman a Wh / año, se dividen entre la potencia mayor obtenida y así se tiene como resultado el factor de planta.

Sumatoria

2,051,235.27	kWh/año
2,051.24	MWh/año

Potencia Mayor	
850 * 8,760 =	7,446,000

<b>Factor de Planta</b>	
0.27	

## A2. Calculo del Costo Nivelado de Generación

Como se mencionó en el capítulo 2, el costo nivelado es la herramienta mas básica que se utiliza para comparar una tecnología con las demás y partiendo de este punto buscaremos los valores necesarios para calcular el CNG.

Estos valores se encuentran dentro del manual de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) también llamado Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico 2008 conocido como COPAR de Generación.

Tecnología	Aereo-generadores	
Capacidad	7.5	MW
Costo de Inversión	2,476.87	\$/kW
Costo de Operación y Mantenimiento	11.41	\$/MWh
Eficiencia	--	%
Factor de Planta	0.27	
Costo de Combustible	0	\$/MBTU
Tasa de Descuento	0.12	
Tiempo de Construcción	2	Meses
Vida Económica	20	Años
No. de Unidades	5	Aerog.

Una vez que tenemos estos datos, que varían dependiendo de las necesidades de cada proyecto, proseguimos con el cálculo del costo total de inversión, el costo total de operación y mantenimiento, y por ultimo la generación por año, ya que para el caso de la energía eólica no es necesario el cálculo de la cantidad de combustible y el precio de este, porque no lo utiliza.

Costo Total Inversión	18,576,525.00	\$
Costo Total Oper. y Mant.	202,401.99	\$/año
Generación	17,739.00	MWh/año

El Costo Total de Inversión = resultado de multiplicar la Capacidad (Potencia Instalada) x (Costo de Inversión) x (1000 (para pasar a MW el Costo de Inversión))

Costo Total de Operación y Mantenimiento = resultado de multiplicar el (Costo de Operación y Mantenimiento) x (Generación)

Generación = resultado de multiplicar la Capacidad (Potencia Instalada) x (Factor de Planta) x (8760 (hrs. en un año))

Una vez que tenemos el costo total de inversión, entonces calculamos el costo de inversión de cada mes o año, dependiendo del tiempo de construcción de la planta; pero antes, es necesario encontrar los porcentajes de la inversión para cada año o cada mes de su construcción, estos también se encuentran dentro del COPAR.

Construcción			
Meses	Factor	Costo	
1	50.5	9,381,145.13	\$
2	49.5	9,195,379.88	\$



El Costo = se obtiene de multiplicar el (Factor de cada mes) x (el Costo Total de Inversión), todo / (100 (porque es porcentaje))

Valor del Dinero en el Tiempo								
Años	FVP	Generación	Inversión	Combustible	Operación y Mant.	Combustible	Operación y Mant.	Generación
		MWh/año	Pesos \$	MBTU/año	Pesos \$/año	MBTU/año	Pesos \$/año	MWh/año
-1	1.1200	0.00	18,576,525.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0	1.0000	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	202,401.99	17,739.00
1	0.8929	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	180,716.06	15,838.39
2	0.7972	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	161,353.63	14,141.42
3	0.7118	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	144,065.74	12,626.27
4	0.6355	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	128,630.12	11,273.46
5	0.5674	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	114,848.32	10,065.58
6	0.5066	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	102,543.15	8,987.13
7	0.4523	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	91,556.38	8,024.22
8	0.4039	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	81,746.77	7,164.48
9	0.3606	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	72,988.19	6,396.86
10	0.3220	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	65,168.02	5,711.48
11	0.2875	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	58,185.74	5,099.54
12	0.2567	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	51,951.55	4,553.16
13	0.2292	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	46,385.31	4,065.32
14	0.2046	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	41,415.46	3,629.75
15	0.1827	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	36,978.09	3,240.85
16	0.1631	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	33,016.15	2,893.62
17	0.1456	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	29,478.70	2,583.58
18	0.1300	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	26,320.27	2,306.77
19	0.1161	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	23,500.24	2,059.62
20	0.1037	17,739.00	0.00	0.00	202,401.99	0.00	20,982.36	1,838.94
						0.00	1,714,232.24	150,239.46

Ya que calculamos el Costo de Inversión de cada mes; calcularemos el valor del dinero en el tiempo es decir, calcularemos las ganancias y los gastos programados para cada año a partir de que inicia la construcción y hasta que termine la vida útil de la planta, es decir su Vida Económica.

Factor de Valor Presente (FVP) = es el resultado de la ecuación 
$$FVP = \frac{1}{(1+r)^n}$$

Donde:        r = Tasa de Descuento  
               n = Numero de Años, Vida Económica

Inversión = suma del costo de inversión de todos los meses si se construye en un año y si se construye en varios años, se pone el costo de inversión para cada año correspondiente, dependiendo del tiempo de la construcción.

Generación = resultado de multiplicar el (FVP) x (la generación por año), y se calcula a partir del primer año de producción

Operación y Mantenimiento = resultado de multiplicar el (FVP) x (el costo de operación y mantenimiento de cada año), y se calcula a partir del primer año de producción

Una vez calculado los gastos y/e ingresos para cada año, calcularemos el Total de Inversiones, el Total de Operación y Mantenimiento, y el Total de Generación, para obtener el Costo Nivelado de Generación.

Costo Nivelado de Generación		
TOT Inv	20,805,708.00	\$
TOT Comb	0.00	\$
TOT O&M	1,714,232.24	\$
TOT Gen	150,239.46	MWh
CNG	149.89	\$/MWh
CNG	14.99	c\$/kWh

Total de Inversión = resultado de multiplicar (Inversión Total) x (FVP)

Total de Operación y Mantenimiento = sumatoria de cada uno de los años de la Operación y Mantenimiento durante su Vida Económica, siempre y cuando no se modifique la potencia instalada.

Total de Generación = sumatoria de cada uno de los años de generación durante los años de su Vida Económica, siempre y cuando no se modifique la potencia instalada.

CNG = suma de Total de Inversión, Total de O&M y Total de Combustible, entre Total de Generación.

## Referencias

---

- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), 2006.
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), 2007.
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), 2008.
- Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), 2009.
- Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, Secretaria de Energía (SENER)
- Balance Nacional de Energía 2006, Secretaria de Energía (SENER)
- Guía Básica de la Generación Distribuida, Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. [www.fenercom.com](http://www.fenercom.com)
- Introducción a la Generación Distribuida, Ayuntamiento de Málaga, Agencia Municipal de Energía.
- Tesis “Viabilidad Económica de Proyectos Geotermoelectricos, un Enfoque Integral”, Ing. Salvador Espiándola Hernández, Facultad de Ingeniería 2006
- Tesis “Modern Portfolio Theory Applied to Electricity Generation Planning”, M. en I. Héctor Alejandro Beltrán Mora, University of Illinois at Urbana-Champaign 2009
- Diseño, Animación y Funcionamiento de Generadores Eólicos como Nueva Metodología Didáctica Aplicada a la Enseñanza de las Energías Renovables, Universidad del País Vasco, Departamento de Ingeniería Eléctrica; San Martín Díaz Javier, Romero García David, Aperribay Maiztegui Víctor, Martín Amundarain Iñaki, San Martín Díaz José Ignacio, Arrieta Albizu José María, Zuazua Ojanguren Jon.
- Wind Energy for Electric Power, by Ari Reeves with Fredric Beck, Renewable Energy Policy Project, Washington, DC. July 2003
- Theory of Wind Machines, Betz Equation, Book Authored by German Physicist Albert Best 1926
- International Electrotechnical Commission (IEC), International Standard Wind Turbine Generator Systems 1998-2002.
- Airborne Wind Turbine Concepts, M. Ragheb, 2008
- Electrical Generation and Grid System Integration, M Ragheb, 2008
- Energy and Power Content of the Wind, M Ragheb, 2009
- Environment Considerations, M. Ragheb, 2008
- Energía Eólica – Fundamentos, Ortiz Nahui Johnny, Ph.D. LARC
- Desalación con Energía Eólica, Ing. Eduardo Navarrete Talento, Instituto de Ingeniería UNAM 2006.
- Proyectos Eólicos Oaxaca I,II,III Y IV, Ing. Eugenio Laris Alanis, Comisión Federal de Electricidad.
- Impacto de la Generación eólica en el Sistema Eléctrico Nacional, Ing. Gustavo Salvador Torres, Comisión Federal de Electricidad.
- Sistema Eléctrico Nacional, Ing. Eric Bolívar Villagómez, Comisión Federal de Electricidad.

- Asociación Mexicana de Energía Eólica, AMDEE. [www.amdee.org](http://www.amdee.org)
- Perspectiva del Mercado Huatulco, Asociación Mexicana de Energía Eólica
- Costo Nivelado de Generación en una Central de Ciclo Combinado con Gasificador Integrado, Dr. Gerardo Hiriart Le Bert e Ing. Héctor Beltrán Mora, Instituto de Ingeniería UNAM.
- Motores de Combustión Interna, Analisis y Aplicaciones, Edward F. Obert, Universidad de Wisconsin, 1982
- Internal Combustion Engines, Theory and Design, V.L. Maleev, M.E. Dr. A.M. 1945.
- El proceso de Desregulación Eléctrica, Enrique Caldera Muños.
- Gamesa Eolica, [www.gamesa.es](http://www.gamesa.es)
- Modelo G52-850 kW, Especificaciones Técnicas de Turbina eólica, Gamesa Eólica.
- Kyocera Solar, [www.kyocera.es](http://www.kyocera.es)
- Modelo KC70, Especificaciones Técnicas de Panel Fotovoltaico, Kyocera Solar.