

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



**“ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTO-BENEFICIO Y
MODELADO DE GENERACIÓN DISPERSA EN LOS
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN”**

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA

ING. OSWALDO GUILLERMO BERMAN MORATO

ASESOR

M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

CO-ASESOR DE TESIS

M.C. EDUARDO NACÚ SALAS CABRERA.

CIUDAD MADERO TAMAULIPAS MÉXICO MARZO 2014

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



**“ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTO-BENEFICIO Y
MODELADO DE GENERACIÓN DISPERSA EN LOS
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN”**

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA

ING. OSWALDO GUILLERMO BERMAN MORATO

JURADO

PRESIDENTE:	MC. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
SECRETARIO:	MC. EDUARDO NACÚ SALAS CABRERA
VOCAL:	MC. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE:	MC. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ

CIUDAD MADERO TAMAULIPAS MÉXICO MARZO 2014

"2014, Año de Octavio Paz"

Ciudad Madero, Tamps; a **28 de Abril de 2014**

OFICIO No.: U2.096/14
AREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

C. ING. OSWALDO GUILLERMO BERMAN MORATO.
NO. DE CONTROL G03070947
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
SECRETARIO :	M.C. EDUARDO NACÚ SALAS CABRERA
VOCAL :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
SUPLENTE :	M.C. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
DIRECTOR DE TESIS :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

"ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTO-BENEFICIO Y MODELADO DE GENERACIÓN DISPERSA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN"

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE

"Por mi patria y por mi bien"®


M.P. MARIA YOLANDA CHÁVEZ CINCO
JEFA DE LA DIVISIÓN

c.c.p.- Minuta
Archivo
MYCHC 'HCV' jat


S.E.P.
DIVISIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN
I T C M



Ave. 1° de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz, Col. Los Mangos, CP. 89440 Cd. Madero, Tam.
Tel. (833) 357 48 20, Fax, Ext. 1002, e-mail: itcm@itcm.edu.mx
www.itcm.edu.mx



Dedicatoria

Quiero dedicar esta tesis a varias personas;

A mis Padres, Federico Guillermo Berman Ham y Maria Irene Morato Castro, a quienes les debo más de lo que podría plasmar en papel, sin su apoyo, no habría sido posible la realización de esta tesis.

A Willma A. Berman Morato, mi hermana, la mejor herencia que podrían dejarme mis padres y de quien espero siga sus propios pasos en la Ciencia de la Medicina.

A las familias, Berman Ham, Barron Berman y Colunga Barron, y en especial a mis tías, Francelina Berman Ham y Blanca Soledad Berman Ham, que me dieron amparo y cobijo en sus hogares en algún momento durante mis estudios de posgrado.

A los pequeños, Ximena, Iker y Sophia, así como para las futuras generaciones de mi familia, para dejarles un legado y un camino en el saber, donde mis huellas puedan orientar e inspirar sus futuros pasos.

Y finalmente, a toda la planta de la División de Estudios de Posgrado e Investigación de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, a mi Asesor de Tesis, demás Catedráticos y Compañeros Tesistas, por permitirme ingresar al programa y estudiar con ustedes, dos años es un corto tiempo para estar con tan excelentes personas, no obstante, suficiente.

Agradecimientos

A mis maestros.

MC. Rafael Castillo Gutiérrez.
Sistemas Eléctricos de Potencia, Distribución y Generación dispersa.

MC. Eduardo Nacú Salas Cabrera.
Métodos de Solución de Ecuaciones de Flujos de potencia y programación en MatLab.

Dr. Rubén Salas Cabrera
Modelado Dinámico de Maquinas Eléctricas y Estabilidad de los Sistemas.

Dr. Gastón Hernández Martínez.
Transitorios y Teoría Electromagnética.

MC. Hermenegildo Cisneros Villegas
Regulación de Potencia Activa y Reactiva en Líneas de Transmisión.

MC. Rodolfo Castillo Ibarra.
Sistemas Lineales y el Espacio Estado.

Y por último, pero no menos importante al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt), por darme la oportunidad de pertenecer a su programa de becas y de esta forma solventar económicamente la realización y estadía durante el tiempo que tuvo lugar la realización de mi maestría.

Resumen

ANÁLISIS ECONÓMICO DE COSTO-BENEFICIO Y MODELADO DE GENERACIÓN DISPERSA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN

Presenta: Ing. Oswaldo Guillermo Berman Morato

Asesor: M.C. Rafael Castillo Gutiérrez.

Co-Asesor: M.C. Eduardo Nacú Salas Cabrera

En este trabajo se propone el análisis económico de costo beneficio enfocado a la generación dispersa en los sistemas eléctricos de distribución, en donde se realizará el estudio y selección de las fuentes de generación dispersa más eficientes con la finalidad de realizar la simulación de cada una de ellas en una red de distribución dada, para finalmente hacer una comparativa y análisis económico del costo beneficio de su implementación en los sistemas de distribución entre las fuentes de generación dispersa seleccionadas.

Abstract

ECONOMIC ANALYSIS OF COST-BENEFIT AND MODELING OF DISPERSED GENERATION IN ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEMS

Presenta: Ing. Oswaldo Guillermo Berman Morato

Asesor: M.C. Rafael Castillo Gutiérrez.

Co-Asesor: M.C. Eduardo Nacú Salas Cabrera

This paper proposes the cost-benefit economic analysis focused on distributed power generation in electrical distribution systems, where we perform the study and selection of the distributed generation more efficient sources in order to perform the simulation of each one of them in a given distribution power network, to finally make a comparative economic analysis of cost and benefit of its implementation in distribution power systems of the distributed power generation sources chosen for this analysis.

Contenido

DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS	5
RESUMEN	6
ABSTRACT	7
CONTENIDO	8
LISTA DE FIGURAS	12
LISTA DE TABLAS	13
CAPÍTULO 1	
INTRODUCCIÓN	14
1.1. ANTECEDENTES.	15
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	15
1.3. JUSTIFICACIÓN.	16
1.4. OBJETIVO.	17
1.5. HIPÓTESIS.	18
1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES.	18
REFERENCIAS CAPITULO 1	19
CAPÍTULO 2	
MARCO TEÓRICO	20
2.1. INTRODUCCIÓN.	21
2.2. RED DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	21
2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN.	22
2.3.1. REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.	22
2.3.2. REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS.	22
2.3.3. REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS.	22
2.3.4. REDES DE DISTRIBUCIÓN SECUNDARIOS.	22
2.4. TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	23
2.5. GENERACIÓN DISPERSA VS GENERACIÓN DE LAS GRANDES CENTRALES ELÉCTRICAS.	24
2.6. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	25
2.7. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA GD.	26
2.12. MATLAB.	26
REFERENCIAS CAPÍTULO 2	27

CAPÍTULO 3

<i>FUENTES DE GENERACIÓN DISPERSA (F.G.D.)</i>	28
3.1. INTRODUCCIÓN.	29
3.2. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISPERSA (GD).	29
3.3. TIPOS DE FUENTES DE GENERACIÓN DISPERSA.	30
3.4. MICRO-TURBINAS DE GAS.	31
3.4.1. INTRODUCCIÓN.	31
3.4.2. MICROTURBINAS CAPSTONE.	31
3.4.3. FUNCIONAMIENTO.	31
3.5. MAQUINA DE COMBUSTIÓN INTERNA.	33
3.5.1. CLASIFICACIÓN.	34
3.5.2. ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO.....	35
3.5.3. MOTOR OTTO FUNCIONAMIENTO.	36
3.5.4. MOTOR DIESEL FUNCIONAMIENTO.....	36
3.6. GRUPO ELECTRÓGENO.	37
3.6. AEROGENERADORES.	38
3.6.1. DEFINICIÓN.....	38
3.6.2. PARTES DE UN AEROGENERADOR.....	38
3.6.3. TIPOS DE AEROGENERADORES.....	38
3.6.4. FUNCIONAMIENTO.	39
3.7. FOTOVOLTAICA.	39
3.7.1. DEFINICIÓN.	39
3.7.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.	40
3.7.2. PARTES DE UN PANEL SOLAR.....	41
3.7.3. SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	41
3.8. CELDAS DE COMBUSTIBLE.	42
3.8.1. DEFINICIÓN.	42
3.8.2. CARACTERÍSTICAS.	42
3.8.3. FUNCIONAMIENTO.	42
3.9. COMPARATIVAS ENTRE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.	43
<i>REFERENCIAS CAPITULO 3</i>	46

CAPÍTULO 4

<i>MARCO REGULATORIO</i>	47
4.1. INTRODUCCIÓN.	48
4.2. LEY PARA EL APROVECHAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA (LASE).	49
4.3. LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (LAERFTE).	49
4.4. LEY DEL LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (LCRE).	51
4.5. LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE).	52
4.6. LEY FEDERAL DE DERECHOS.	55
4.7. LA NORMA OFICIAL MEXICANA (NOM).	57

4.8. REFORMA ENERGÉTICA.....	58
<i>REFERENCIAS CAPITULO 4.....</i>	<i>59</i>

CAPÍTULO 5

<i>CONCEPTOS ECONÓMICOS.....</i>	<i>60</i>
5.1 INTRODUCCIÓN.....	61
5.2 PLAN DE NEGOCIO.....	61
5.3 VALORACIÓN DEL PROYECTO.....	62
5.4 MÉTODOS DE VALORACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.....	63
5.5. DESCUENTOS DE FLUJOS DE CAJA.....	63
5.6. MÚLTIPLOS DE TRANSACCIONES COMPARABLES.....	64
5.7. PROYECTO DE LA INSTALACIÓN DE UNA FGD DENTRO DE UN SED.....	64
5.8. PARÁMETROS DE ESTUDIO.....	64
5.9. INDICADORES DE RENTABILIDAD.....	65
5.10. PERÍODO DE RECUPERACIÓN O PAYBACK.....	65
5.11. VALOR ACTUAL NETO.....	66
5.12. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR).....	67
5.13. ELECCIÓN DEL INDICADOR DE RENTABILIDAD.....	68
5.14. RIESGOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	68
5.15. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	68
5.16. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO.....	68
5.16.1. OBJETIVO.....	68
5.16.2. UTILIDAD.....	69
5.17. PROCEDIMIENTO PARA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO.....	69
5.17.1. LOS COSTOS.....	69
5.17.2. LOS BENEFICIOS.....	70
5.18. DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y SU ACEPTACIÓN.....	70
<i>REFERENCIAS CAPITULO 5.....</i>	<i>72</i>

CAPÍTULO 6

<i>COSTOS Y RENTABILIDAD DE PROYECTOS DE PLANTAS DE GENERACIÓN DISPERSA.....</i>	<i>73</i>
6.1. INTRODUCCIÓN.....	74
6.2. HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA LA CUANTIFICACIÓN DE RENTABILIDAD DE PROYECTOS.....	74
6.3. MODELO DE RENTABILIDAD PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DISPERSA.....	74
6.4. HOJAS DE CÁLCULO DEL MODELO DE RENTABILIDAD.....	74
6.4.1. DATOS DE ENTRADA.....	74
6.4.2. PRODUCCIÓN DE LA PLANTA ELÉCTRICA.....	75
6.4.3. TESORERÍA.....	75

6.4.4. CUENTA DE RESULTADOS.....	75
6.4.5. BALANCE.....	75
6.4.6. RENTABILIDAD.....	76
6.4.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	77
6.5. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.....	77
6.5.1. PRECIOS DE LA ENERGÍA.....	78
6.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE AEROGENERADORES EÓLICOS.	79
6.6.1. COSTOS PARQUE EÓLICO.....	79
6.6.2. PARÁMETROS PARA EL MODELO DE RENTABILIDAD PARQUE EÓLICO.....	79
6.6.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO DE PARQUE EÓLICO.....	80
6.6.4. SENSIBILIDAD DEL PROYECTO DE PARQUE EÓLICO.....	81
6.7. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	82
6.7.1. COSTOS PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	82
6.7.2. PARÁMETROS DEL PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	83
6.7.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	84
6.7.4. SENSIBILIDAD DEL PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	84
6.8. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.....	85
6.8.1. COSTOS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.....	85
6.8.2. PARÁMETROS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.....	86
6.8.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.....	89
6.8.4. SENSIBILIDAD DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.....	89
<i>REFERENCIAS CAPITULO 6.....</i>	<i>91</i>

CAPÍTULO 7

<i>EL ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO.....</i>	<i>93</i>
7.1. INTRODUCCIÓN.....	94
7.2. ALGORITMO DEL ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO.....	94
7.3. ANÁLISIS DE COSTO/ BENEFICIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.....	95
7.4. LA RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.....	97
7.5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	97
7.6. TRABAJOS FUTUROS.....	99
<i>REFERENCIAS CAPITULO 7.....</i>	<i>101</i>

APÉNDICE A

<i>HOJAS DE CÁLCULO DEL MODELO DE RENTABILIDAD.....</i>	<i>102</i>
APÉNDICE A1 DATOS DE ENTRADA.....	102
APÉNDICE A2 PRODUCCIÓN PLANTA ELÉCTRICA.....	105
APÉNDICE A3 TESORERÍA.....	105
APÉNDICE A4 RESULTADOS.....	106

APÉNDICE A5 BALANCE GENERAL	107
APÉNDICE A6 RENTABILIDAD	108
APÉNDICE A7 DATOS OBTENIDOS EN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO.	109
APÉNDICE B	
<i>PROGRAMA VISUAL BASIC BOTONES PARA GENERAR Y BORRAR DATOS EN EL MODELO DE RENTABILIDAD EN MICROSOFT EXCEL 2007.</i>	110
APÉNDICE C	
<i>PRESUPUESTOS DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.</i>	111
APÉNDICE C1.- PRESUPUESTO DEL PROYECTO DE PLANTA EÓLICA DE 20 MW	111
APÉNDICE C2.- PRESUPUESTO DEL PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW	114

Lista de Figuras

Figura 2.1 <i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>	21
Figura 2.2. <i>Alimentador de distribución de 34 nodos de la IEEE.</i>	22
Figura 2.3. <i>Topología tipo Radial.</i>	23
Figura 2.4. <i>Topología tipo anillo.</i>	23
Figura 2.5. <i>Topología tipo malla</i>	23
Figura 2.6. <i>Generación dispersa como parte de una red inteligente (smart grid).</i>	24
Figura 3.1. <i>Diagrama de flujo proceso micro turbina</i>	32
Figura 3.2. <i>Diagrama conceptual Microturbina Capstone</i>	32
Figura 3.3. <i>Conjunto Microturbina Capstone.</i>	33
Figura 3.4. <i>Microturbina Capstone.</i>	33
Figura 3.5. <i>Motor de combustión interna</i>	34
Figura 3.6. <i>Proceso termodinámico de un motor Otto a 4 tiempos.</i>	36
Figura 3.7. <i>Grupo Electrógeno.</i>	37
Figura 3.8. <i>Aerogenerador de eje horizontal.</i>	38
Figura 3.9. <i>Distintos tipos de Aerogeneradores de eje Vertical.</i>	39
Figura 3.10. <i>Celda Solar</i>	40
Figura 3.11. <i>Sistema de generación solar.</i>	41
Figura 3.12. <i>Celda de combustible.</i>	43
Figura 5.1. <i>Rentabilidad en el proyecto.</i>	63
Figura 5.2. <i>Flujos de Caja.</i>	65
Figura 5.3. <i>Periodo de Recuperación PayBack.</i>	66
Figura 6.1. <i>Esquema de la realización de la cuenta de resultados.</i>	75
Figura 6.2. <i>Esquema del Balance General</i>	76
Figura 6.3. <i>Detalle modelo informático, Análisis de Sensibilidad.</i>	78
Figura 6.4. <i>Rentabilidad ante variaciones del monto de inversión planta eólica.</i>	81
Figura 6.5. <i>Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta eólica.</i>	82
Figura 6.6. <i>Rentabilidad ante variaciones del monto de la inversión planta solar.</i>	85

Figura 6.7. Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta solar.	85
Figura 6.8. Flujos de caja sin inversiones de modelado de la planta de microturbinas de 20 MW.	89
Figura 6.9. Rentabilidad ante variaciones del monto de la inversión planta de microturbinas de 20 MW.	90
Figura 6.10. Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta de microturbinas de 20 MW.	90
Figura 7.1. Flujos de carga de los proyectos de generación dispersa.	96

Lista de Tablas

Tabla 3.1. Comparación entre tipos de Generación Dispersa en función de sus aplicaciones.	44
Tabla 3.2. Comparativa de los tipos de GD según la energía eléctrica producida y la duración del suministro.	44
Tabla 3.3. Características de las tecnologías de Generación Dispersa.	45
Tabla 6.1. Precios para la venta de energía.	78
Tabla 6.2. Resumen de costos de construcción de un proyecto eólico.	79
Tabla 6.3. Aportaciones para la realización del parque eólico.	79
Tabla 6.4. Paramentos para el modelo del Parque Eólico.	80
Tabla 6.5. Resultados de modelo de rentabilidad del parque eólico.	81
Tabla 6.6. Resumen de costos de construcción de un proyecto de planta solar fotovoltaica.	82
Tabla 6.7. Aportaciones para la realización de la planta solar fotovoltaica.	82
Tabla 6.8. Paramentos para el modelo de la Planta Solar Fotovoltaica.	83
Tabla 6.9. Resultados del modelo de rentabilidad de la planta solar fotovoltaica.	84
Tabla 6.10. Presupuesto para la Planta de Microturbinas de 20 MW.	86
Tabla 6.11. Aportaciones para la Planta de Microturbinas de 20 MW.	86
Tabla 6.12. Parámetros para el modelado de la Planta de Microturbinas de 20 MW.	87
Tabla 6.13. Costo del consumo de combustible anual de las microturbinas para la planta de 20 MW.	88
Tabla 6.14. Resultados del modelado de la Planta de Microturbinas de 20 MW.	89
Tabla 7.1 Costos totales de los proyectos de generación dispersa.	95
Tabla 7.2 Beneficios totales de los proyectos de generación dispersa.	95
Tabla 7.3 Índice de Costo/Beneficio de los proyectos de generación dispersa.	96
Tabla 7.4 Rentabilidad de los distintos proyectos de generación dispersa.	97

Capítulo

1

Introducción

Este capítulo muestra una introducción del trabajo a desarrollar, se presentan los antecedentes, la definición del problema, la justificación del mismo, así como los objetivos, la hipótesis, los alcances y limitaciones.

1.1. ANTECEDENTES.

Convencionalmente en el sistema eléctrico, la energía es producida en grandes centrales eléctricas, luego esta es transportada por los sistemas de transmisión, luego la energía es re- direccionada a los usuarios por el sistema de distribución para finalmente ser consumida por los usuarios. Se hace notar que es un largo recorrido hasta que la energía eléctrica es empleada en aparatos y máquinas eléctricas de todo tipo por los consumidores, y en dicho recorrido no es de extrañarse que se pierda potencia de manera natural, debido básicamente a la distancia y la infraestructura que la energía tiene que recorrer, así también es lógico que al disminuir la distancia entre la fuente de energía y el consumidor, ayuda a disminuir estas pérdidas y economizar en cuanto a medidas para contrarrestarlas en lo posible, optando en algunos casos, por la generación dispersa, otro tipo de generación de energía eléctrica menos convencional. La generación dispersa o GD es básicamente la generación de energía por muchas y pequeñas fuentes de energía, incluye la aplicación de pequeños generadores generalmente en el rango de entre 3 a 10 000 kW. La mayoría utiliza formas tradicionales de generación como, motores diesel, ciclo combinado, hidroeléctricas de bajo nivel, así como también la energía solar y la del viento, que si bien no son tan convencionales si son modelos renovables de generación de energía eléctrica. [1]

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En los últimos años, con las alzas en los precios de los combustibles así como los nuevos requerimientos en cuanto a las políticas de desarrollo sustentable y el cuidado del medio ambiente, se han presentado distintas alternativas para abordar la problemática del abasto, distribución, transmisión y generación de la energía eléctrica, una de estas alternativas que se hace notar para la solución de algunos de los aspectos de esta problemática es la GD.

En la actualidad la mayor parte de la generación de energía está a cargo de grandes centrales eléctricas las cuales representan las formas convencionales de la producción de energía eléctrica, durante varias décadas a pesar del aumento de la tecnología y su modernización así como el aumento en la eficiencia de sus equipos de generación estas no se dan abasto del todo, debido a la proliferación de los aparatos que consumen energía eléctrica ya sean portátiles o estacionarios, así como el aumento de motores que se alimentan de los mismos combustibles, que en su mayor parte impulsan estas grandes centrales, esto agrava la situación y da paso a crisis energéticas, lo que obliga a los ingenieros electricistas a abordar la problemática desde otro punto de vista. Actualmente con el avance de la tecnología en técnicas y materiales, se han hechos grandes avances en distintos aspectos en contraste a las grandes centrales generadoras, transformando a la GD en los últimos años es una opción a estudiar y a tomar en cuenta con respecto al abasto de energía eléctrica se refiere.

Aun así la física está del lado de los grandes generadores, el tamaño incrementa la eficiencia térmica, una unidad más grande siempre puede duplicar los beneficios de varias plantas pequeñas a menor costo, no obstante mientras que a lo largo de la segunda mitad

del siglo XX, en cuanto a ventajas económicas se refiere, las grandes centrales eléctricas ofrecían un 60% más, que plantas más pequeñas de generación dispersa esto en los últimos años se ha reducido en un 30% debido a varios factores entre los que se encuentran los avances en la tecnología, en la alta eficiencia conversión del combustible, que ahora es un 40% más eficiente, así como en las turbinas de gas o en algunas turbinas de ciclo Cheng, las cuales han mejorada el desempeño y eficiencia hasta alcanzar mejoras de hasta un 30 %, que si bien no parece mucho, es bastante bueno considerando el tamaño de las pequeñas unidades generadoras.[2]

1.3. JUSTIFICACIÓN.

Es bien conocido que a través de los sistemas eléctricos de potencia existen pérdidas de distintos tipos a lo largo de todas sus líneas, estas son provocadas por distintas razones que obedecen a leyes naturales y en algunos casos son acentuados por la arquitectura del sistema. Desde la generación hasta el punto donde se consume la energía eléctrica se presentan aspectos que pueden ser mejorados para reducir estas pérdidas al mínimo, sin embargo, estas no pueden ser eliminadas por completo. Así pues, algunas técnicas y prácticas en ingeniería para resolver esta problemática es el constante mantenimiento y el mejoramiento del sistema, realizando reparaciones pertinentes así como la adecuada modernización en sus distintos elementos eléctricos según se requiera, el cambio de conductores con mayor conductividad así como el incremento de conductores por fase y cambio de transformadores de mayor capacidad son prácticas comunes para reducir las caídas de tensión, las pérdidas por efecto Joule y los puntos calientes provocados por las distintas conexiones, en el largo camino que la energía eléctrica tiene que recorrer, sin embargo, todo lo anterior representa un costo, el cual se ha incrementado considerablemente con los años, elevando los costos de generación y a su vez de la factura del consumo de electricidad. Si bien el problema radica en las largas distancias que la energía tiene que recorrer, una solución alternativa a los convencionales remodelaciones del sistema sería la generación a nivel de distribución o generación dispersa, que propone la generación de energía eléctrica directamente a los usuarios con grupos electrógenos más pequeños que las fuentes masivas convencionales de generación, los cuales no solo atenuarían la problemática citada sino que también se propone a sí misma como una alternativa económicamente viable sin sacrificar los estándares de calidad y confiabilidad de la energía eléctrica entre otros beneficios para los usuarios, es por esto que la investigación y desarrollo de la generación dispersa es un tópico que no solo establece las bases de una gama de soluciones sino la posibilidad de varios beneficios para la sociedad.[3]

Aun así centrales a base de carbón podrían seguir siendo competitivas esto debido a la tendencia a la alza del gas natural y el poco costo que representa el control de la contaminación emitida por las mismas en comparación con otras grandes centrales. De lo anterior podemos ya concluir que la eficiencia aunque aceptable de la GD, no es precisamente el factor determinante para colocarlo como una opción a tomar en cuenta, sí lo es la elevación en los costos de transmisión y distribución de las grandes centrales eléctricas, en muchos casos la proximidad es incluso más importante que la eficiencia y aun así la GD puede no ser proveedora de un excelente servicio aun, pero sin lugar a duda, sí un buen servicio, a un costo que ha venido a reducirse en las últimas 3 décadas del siglo

XX, esto tiene sus causas en el incremento en los costos laborales del personal así como el incremento en los requerimientos ambientales, estéticos y restricciones de diseño de los equipos, lo que incrementó los gastos de transmisión y distribución en un 35 % en el periodo de 1995 al 2000. Aunque la eficiencia de un buen sistema de suministro de energía se encuentra alrededor de un 99.96% esto es prescindir del servicio eléctrico durante 3 y media horas al año, la GD solo alcanzan el 98% en las mejores condiciones sin embargo si se cuentan unidades adicionales estas pueden llegar a tener una sustentabilidad de cerca de 100% esto es corte del suministro eléctrico de solo algunos minutos por año, aun así en la mayoría de los casos en los que el costo se impone sobre la eficiencia del sistema a un nivel tolerable la GD también se impone aportando un amplio rango de combinaciones de costo y confiabilidad, ya que los grandes sistemas utilizan equipos sofisticados y por consiguiente nada baratos para mantener al extremo su eficiencia y confiabilidad, la GD sacrifica estos aspectos consiguiendo reducir considerablemente sus precios, modulando su ingeniería, aislamiento y protección así como la expansión del sistema. Esto, sin mencionar que la GD cuenta con opciones para el desarrollo sustentable con el medio ambiente, como lo son las plantas Fotovoltaicas (PV), plantas eléctricas impulsadas por el viento y las células de combustible, las cuales además de limpias son bastante silenciosas también.[4]

Finalmente la GD actualmente está reservada para sistemas con déficit de energía, en la generación de energía de algún lugar remoto en aquellos lugares donde no hay suministro a través de la red eléctrica, o cuando hay un corte en el suministro y se necesita tener un soporte eléctrico, como en hospitales o plantas con procesos delicados donde necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse en caso de emergencia, así como también en zonas agrícolas con pocas infraestructuras o viviendas aisladas donde su uso ha proliferado.

1.4. OBJETIVO.

Hacer un estudio de las fuentes de GD más representativas en el campo de la ingeniería, tomando en cuenta el costo/benéfico que traería al sistema para así tener una idea de la mejor opción a elegir, en el caso de que se desee implementar este tipo de generación. Así mismo, establecer una referencia en cuanto el punto de la red dada, en que se pueden instalar este tipo de plantas para que sus beneficios sean óptimos, con esto se pretende poner a prueba las ventajas de la generación dispersa en comparación con sistemas tradicionales de generación masiva y establecer los parámetros cuantitativos de dichos beneficios.

- Identificar y escoger tres fuentes de GD para su análisis, estudio y modelado.
- Analizar las tecnologías de GD escogidas y realizar un modelo económico que permita cuantificar el comportamiento económico, contemplando la mayor cantidad de costos asociados a la realización y operación de los proyectos.
- Realizar corridas de flujos de carga, simulando, de forma independiente, la conexión de las FGD dentro de una red de distribución, a fin de obtener los perfiles

de voltajes y cuantificar las pérdidas aproximadas durante la vida de útil de los proyectos.

- Realizar una comparativa y análisis de costo beneficio entre los distintos proyectos, usando los datos obtenidos, con el objetivo de cuantificar la rentabilidad de cada uno de ellos y validar dichos resultados.

1.5. HIPÓTESIS.

El desarrollo de este estudio económico a partir del modelado en estado estable de una fuente de GD dentro de una red de distribución, permitirá al ingeniero electricista llevar a cabo un estudio pertinente para conocer el tipo de GD más conveniente para su uso e implementación comercial e industrial.

- Será posible modelar la instalación de fuentes de GD en un sistema de distribución en estado estable a potencia constante en las carga.
- Se podrá cuantificar económicamente el costo-beneficio de la implementación de una GD en un sistema de distribución.

1.6. ALCANCES Y LIMITACIONES

- Se escogerán tres tipos distintos de fuentes de GD para su modelado económico y un SED, para los estudios de flujos de carga, donde se contemplara conectado una FGD como una inyección de potencia activa en un nodo determinado.
- Los estudios de flujos de carga se realizarán en el mismo SED y la FGD de cada proyecto se conectara en el mismo nodo.
- El modelado económico de los distintos proyectos de FGD se realizara por separado.
- Los datos de las fuentes de generación serán los aportados por el fabricante y/o la empresa que los suministre, para los distintos estudios.
- Se modelarán cada una de las fuentes de GD escogidas de manera independiente, solo simbólicamente y no de manera física en el mismo diagrama del SED.
- Se realizará el análisis de costos-beneficios de manera comparativa entre las 3 fuentes de GD.

Referencias Capitulo 1

- [1] Generación distribuida. Wikipedia La enciclopedia libre.
http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_distribuida
- [2] Distributed power generation, H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 1 Distributed Generation versus Traditional Power Systems, page 2.
- [3] Generación distribuida con moto generadores Wärtsilä operando en paralelo: alta eficiencia y máxima confiabilidad; Carlos Álvarez, Wärtsilä Usinas termoeléctricas de generación de electricidad.
- [4] Distributed power generation, H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 1 Distributed Generation versus Traditional Power Systems, page 7.

Capítulo **2**

Marco Teórico

La generación dispersa reduce al mínimo la distancia entre la fuente y la carga entregando directamente la energía a los usuarios, resolviendo la problemática de transportar energía eléctrica desde las distantes centrales eléctricas convencionales, aspectos más particulares que de igual manera tienen que ser abordados para entender mejor la problemática.

2.1. INTRODUCCIÓN.

La generación dispersa reduce al mínimo la distancia entre la fuente y la carga entregando directamente la energía a los usuarios, resolviendo la problemática de transportar energía eléctrica desde las distantes centrales eléctricas convencionales, aspectos más particulares que de igual manera tienen que ser abordados para entender mejor la problemática.

2.2. RED DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

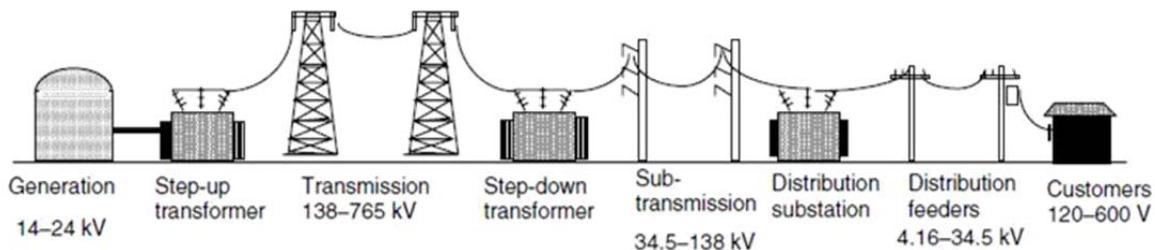


Figura 2. 1 *Sistema Eléctrico de Potencia*

La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica, es el conjunto de elementos encargados de conducir la energía eléctrica desde una subestación de potencia hasta el usuario. Básicamente, la distribución de energía eléctrica comprende las líneas primarias de distribución, los transformadores de distribución, las líneas secundarias de distribución y las acometidas y los medidores. [1]

Dichos elementos que conforman la red de distribución son los siguientes.

- a) **Subestaciones receptoras secundarias o subestación de distribución:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.[2]
- b) **Circuitos primarios:** El circuito primario toma la energía de la barra común de la subestación de distribución a tensiones nominales entre 2.4 kV y 35.5 kV y la entrega a los devanados primarios de los transformadores de distribución.
- c) **Transformadores de distribución:** Estos transformadores convierten la energía eléctrica de los voltajes de los alimentadores primarios a los de utilización.
- d) **Circuitos secundarios:** Encargados de distribuir la energía a niveles de voltaje de utilización a los usuarios con voltajes nominales no mayores a 600 volts.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN.

2.3.1. Redes de distribución aéreas.

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.

2.3.2. Redes de distribución subterráneas.

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

2.3.3. Redes de distribución primarias.

El alimentador principal suele ser un circuito trifásico tetra-filar y los ramales laterales son bifásicos o monofásicos, con voltajes trifásicos de 13.2 kV o 11.4 kV. También se emplea alimentación monofásica a 7.62 kV y 6.6 kV.[2]

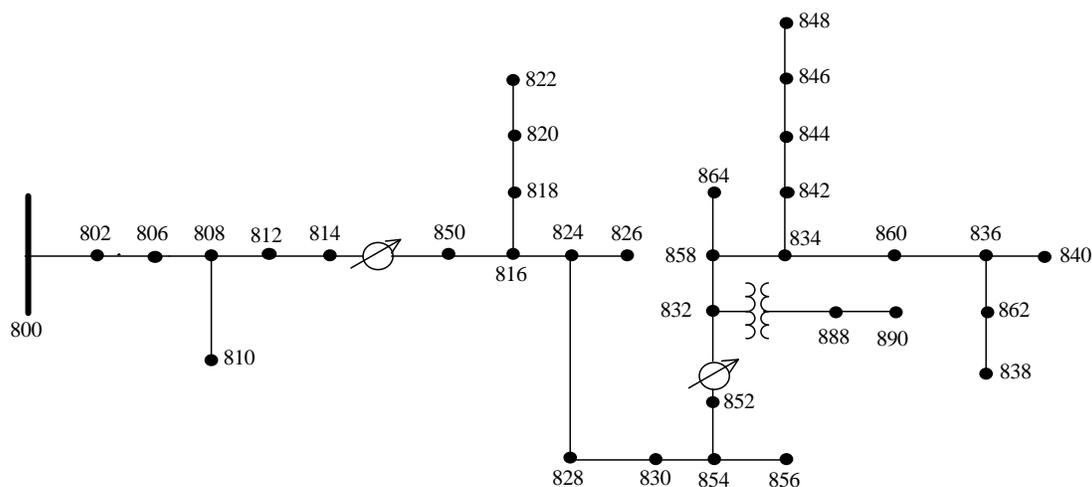


Figura 2.2. Alimentador de distribución de 34 nodos de la IEEE.

2.3.4. Redes de distribución secundarios.

Existen varios voltajes de diseño para circuitos secundarios. Los siguientes son los voltajes de diseño de redes urbanas y rurales: Monofásico tres hilos 240/120 V con punto central a tierra y trifásico cuatro hilos 208/120 V con neutro a tierra. Para los sistemas industriales y de alumbrado público, son muy comunes las siguientes tensiones nominales: Trifásico 480/277 V en estrella y Trifásico 480/240 V en delta.[2]

2.4. TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

- a) **Tipo radial.-** Transfiere la potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria. Es el más económico pero cualquier falla en uno de los elementos, interrumpe la alimentación a la carga.

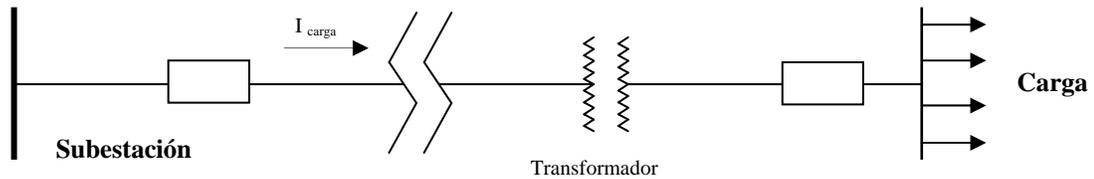


Figura 2.3. Topología tipo Radial.

- b) **Tipo anillo.-** Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por dos trayectorias, este arreglo aumenta considerablemente la confiabilidad del sistema de distribución.

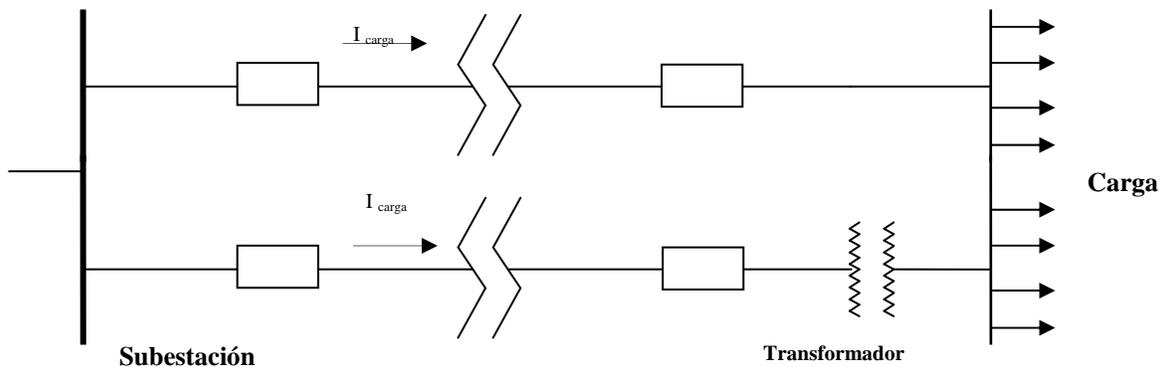


Figura 2.4. Topología tipo anillo.

- c) **Tipo mallado.-** Es un sistema el cual permite la transferencia de potencia aportada por distintas fuentes para varias cargas por múltiples trayectorias, en un arreglo mucho más confiable pero más costoso. [3]

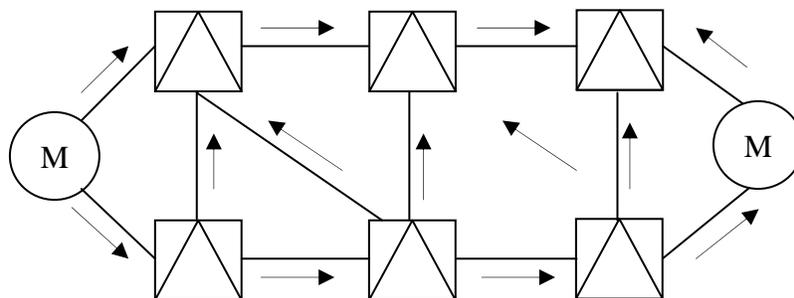


Figura 2.5. Topología tipo malla

2.5. GENERACIÓN DISPERSA VS GENERACIÓN DE LAS GRANDES CENTRALES ELÉCTRICAS.

La diferencia principal entre la generación en grandes centrales eléctricas y la generación dispersa es la distancia y el camino que la energía tiene que recorrer para llegar a los usuarios, es precisamente este recorrido el que se ve recortado al mínimo entregando directamente la energía a los usuarios y por lo consiguiente resuelve la problemática de transportar energía eléctrica desde las distantes centrales eléctricas convencionales así como las pérdidas que esto conlleva, esto es un gran bosquejo sin embargo hay aspectos más particulares que de igual manera tienen que ser abordados para entender mejor la problemática.

Uno de estos aspectos es la operación de las plantas de GD y los inconvenientes de reparación y mantenimiento que el equipo de mantenimiento tendrá que sobrellevar, que en muchos casos es constituido solo por el propietario, esto se agrava con el aumento de unidades de GD con el cual el costo de mantenimiento se eleva, así mismo en el caso de zonas muy remotas y varias locaciones, donde la entrega del combustible puede hacer que este aumente su precio hasta en un 25% sumado ya a los costos normales para combustible en el caso de locaciones a una distancia de 80 km o más.[4]

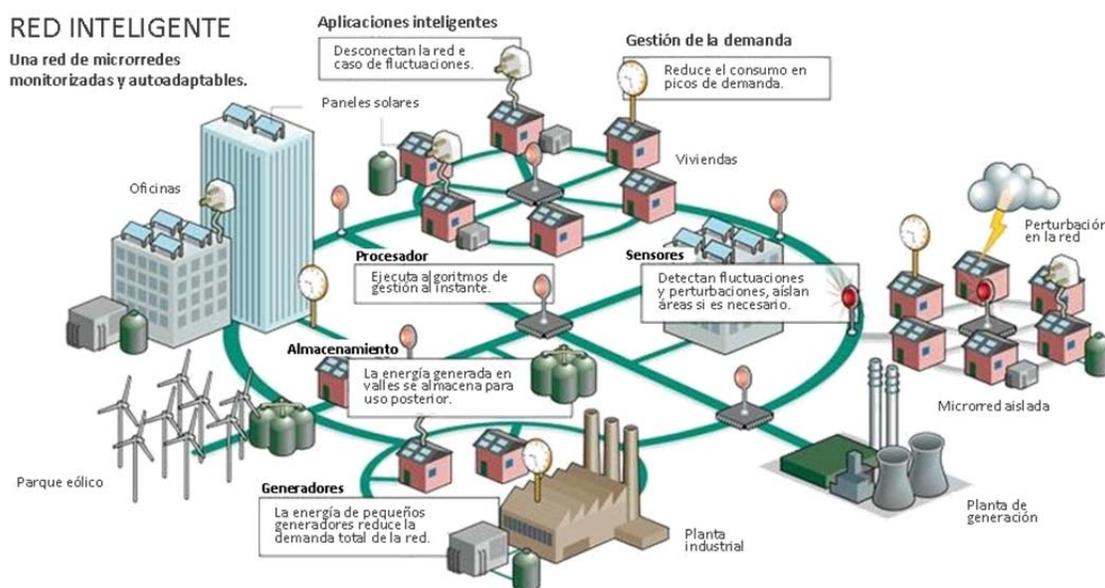


Figura 2.6. Generación dispersa como parte de una red inteligente (smart grid).

Así mismo es valioso reconocer que muchas de las más prometedoras unidades de GD han sido probadas en el laboratorio y cuentan con pruebas longevas de campo que ratifican su eficiencia y confiabilidad de acuerdo a los parámetros esperados. Siendo pues la GD una propuesta de reciente viabilidad, hay ciertos aspectos de las redes tradicionales que debe no solo emular si no también mejorar su desarrollo de ser posible como los siguientes puntos importantes a tomar en cuenta [1]:

- Cobertura total del territorio a suministrar haciendo llegar la energía a los usuarios como es debida.
- Tener suficiente capacidad en el sistema de GD para encarar las demandas pico de los consumidores así como la flexibilidad para afrontar el incremento de demanda futura.
- Proveer un suministro de alta confiabilidad a los usuarios, continuo y sin interrupciones.
- Mantener la calidad y estabilidad del voltaje el cual debe ser, con un valor de tensión adecuado y que la onda senoidal sea pura, es decir que esté libre de armónicas para los consumidores.

2.6. PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Las pérdidas en el sistema eléctrico de distribución (SED), obedecen a leyes naturales (Efecto Joule, histéresis, efecto corona, etc.), estas se incrementan si la infraestructura del SED esta falta de mantenimiento o en mal estado, es por esto, que si las pérdidas en el sistema son considerables, la renovación del SED se justifica pese al costo ya que estas también representan pérdidas económicas considerables. Aun así, la ingeniería solo puede reducir estas pérdidas hasta cierto límite ya que no pueden ser eliminadas completamente. Así pues el costo que representan estas pérdidas puede calcularse de la siguiente manera:

Costo de las pérdidas del sistema= (% de pérdidas pico)*(Carga en watts)*(Horas periodo de un año = 8760 hrs)*(% anual de factor de carga)*(% de pérdidas por año)* (costo del kWh)... [4]

Es de notar que si el % de de pérdidas pico se incrementa, los costos también, en algunos casos pueden superar el valor capitalizable de la línea o del alimentador. En muchas situaciones el SED puede ser un blanco para la GD sobretodo donde ésta es pobre o inexistente, esto considerando que las condiciones y el costo de la red del SED siempre dependen de la localización.

Así pues la variación de los costos y la confiabilidad de la distribución de acuerdo a la locación puede ser un factor que se decline por la GD, esto, claro si el SED convencional demanda altos costos de mantenimiento o reparación constante y pobre confiabilidad en relación al promedio, obedeciendo a que el costo de envío de la energía eléctrica depende mucho del lugar donde se ubica, así mismo también cabe no olvidar que aunque las redes sean iguales existen redes más eficientes que otras, debido a que operan con distintos parámetros geográficos, climáticos y ambientales.

Es por esto que la GD continua siendo competitiva, incluso en cuanto al problema del incremento de la demanda de energía y la consiguiente expansión del sistema, la GD encuentra lugar en aquellos sistemas donde los costos de expansión de la red eléctrica sean muy elevados, no solo se presenta como una opción más económica sino que también se presentan meritos en confiabilidad por sí misma.

2.7. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN LA GD.

Las fuentes de energía renovable ofrecen un enorme potencial para la producción de energía eléctrica, y utilizan fuentes derivadas de procesos naturales del ambiente para la producción de energía eléctrica, entre las cuales encontramos las siguientes: La energía solar, la energía del viento, las hidroeléctricas, la biomasa, la energía geotérmica, la energía de las mareas y la energía de las corrientes marinas.

La mayoría tienen un impacto ecológico mucho menor, sin embargo, también su costo-beneficio es mucho menor, debido a lo impredecible de las fuentes que los impulsan. La mayor parte de sus instalaciones requieren ser establecidas en un lugar en donde la combinación de factores naturales contribuya a la eficiencia en la producción. [12]

2.12. MATLAB.

MATLAB es el nombre abreviado de “MATRIX LABORATORY”. MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con *vectores* y *matrices*. Como caso particular puede también trabajar con números escalares, tanto reales como complejos. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de *gráficos* en dos y tres dimensiones. MATLAB tiene también un lenguaje de programación propio.[13]

MATLAB es un gran programa para cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización. En otras aplicaciones resulta bastante más lento que el código equivalente desarrollado en C/C++ o Fortran. Sin embargo, siempre es una magnífica herramienta de alto nivel para desarrollar aplicaciones técnicas, fácil de utilizar y que aumenta la productividad de los programadores respecto a otros entornos de desarrollo.

Trabajar con el software MATLAB (Matrix Laboratory), obedece las siguientes razones:

- MATLAB es un lenguaje de alto nivel que tiene datos básicos del tipo matricial, el cual no requiera de dimensionamiento.
- Todos los cálculos en MATLAB son realizados con valores complejos de doble precisión para garantizar una alta exactitud.
- MATLAB se puede correr como cualquier otra aplicación de WINDOWS 95/98/2000/ME/XP/NT/Vista.

Referencias Capítulo 2

- [1] Sistemas Eléctricos de distribución. Autor: Juan Antonio Yebra Morón, Editorial Reverté 2009.
- [2] Manual de Ingeniería Eléctrica Decimotercera Edición, Donal G. Fink/ H.Wayne Beaty, Tomo II- Sección 18.- Distribución de la energía eléctrica, Editorial McGraw Hill 2002.
- [3] Redes de distribución de energía, Autor: Samuel Ramírez Castaño, Universidad nacional de Colombia.
- [4] Distributed power generation. Autor: H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 1 distributed Generation versus Traditional Power Systems.
- [5] Guía Básica de la Generación distribuida (2007), fundación de la Energía de la comunidad de Madrid, autor: Labein Tecnalia.
- [6] “Go Power” by Americans Generators, <http://www.gopower.com/>
- [7] Distributed power generation. Autor: H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 6 Reciprocating Piston Engine Distributed Generators.
- [8] Distributed power generation. Autor: H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 7 Gas Turbine Powered Distributed Generators.
- [9] Microturbinas hacia la generación distribuida de energía y calor, Anders Malmquist, Ola Aglén, Edgar Keller, Marco Suter, Jari Wickström, ABB Power & Productivity for a better world™ <http://www.abb.com.mx/>
- [10] Distributed power generation. Autor: H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 8 Fuel Cell Powered Distributed Generators.
- [11] United Technologies Corporation, UTC Power, Fuel Cells, <http://www.utcpower.com/>.
- [12] Distributed power generation. Autor: H. Lee Willis/Walter G. Scott. Chapter 9 Renewable Resource Distributed Generators.
- [13] Wikipedia La enciclopedia libre, MATLAB, <http://es.wikipedia.org/wiki/MATLAB>.

Capítulo

3

Fuentes de Generación Dispersa (F.G.D.)

En el Capítulo 2, las FGD's fueron mencionadas aunque de forma superficial, es por esto que es el propósito del presente capítulo ahondar más acerca de este tipo de generación y con ello profundizar más en el entendimiento de su concepto y la diferencia que existe con las centrales eléctricas convencionales.

3.1. INTRODUCCIÓN.

El concepto de Generación Dispersa (GD) ha surgido en los últimos años debido a la evolución que ha tenido el sistema eléctrico. Su definición se puede aproximar a la de generación de energía eléctrica a pequeña escala y próxima al consumidor. Paradójicamente esto ya se realizaba a los inicios del nacimiento de los grandes sistemas eléctricos, en aquel entonces los sistemas operaban corriente directa, la transmisión a largas distancias era un problema y bancos de baterías eran usados para equilibrar la producción y el consumo de la energía. Fue hasta la llegada de la corriente alterna que la transmisión a largas distancias fue práctica y así mismo las interconexiones entre sistemas aislados lo que dio origen a los grandes sistemas eléctricos de potencia, con lo cual estas pequeñas centrales eléctricas quedaron obsoletas y dieron paso a las grandes plantas centralizadas que hoy conocemos. Con el entusiasmo del progreso y sin darnos cuenta, dejamos de lado a las Fuentes de Generación Dispersa (FGD) y con ello sus beneficios. Hoy en día se propone su implementación en conjunto con las del sistema eléctrico existente para dar más flexibilidad, reducir pérdidas y mejor servicio a los usuarios.[1]

3.2. CONCEPTO DE GENERACIÓN DISPERSA (GD).

No existe un concepto bien definido al respecto ya que el término es muy flexible y abarca varias características a observar, así pues las diversas definiciones existentes tienden a concordar en varias características pero a diferir en otras. Así pues para fines prácticos nos apoyaremos en algunas conceptualizaciones prestadas por conocedores del tema y dejaremos al lector se forme así mismo una definición propia, haciendo uso del raciocinio y los criterios prestados en dichas definiciones.

“La generación dispersa es aquel generador o generadores con una capacidad máxima de entre 50 MW a 100 MW conectados al sistema eléctrico de distribución, y que no están diseñados ni despachados de forma centralizada” [2]

“Son aquellos generadores que se conectan a circuitos desde los cuales se suministra directamente energía demandada por los clientes, haciendo uso de fuentes de energía renovables, cogeneración y que no contempla despacho económico.” [3]

“La generación dispersa es aquella formada por pequeños generadores con potencias comprendidas entre los 10 kW y 250 kW, conectados a la red de distribución (de la empresa distribuidora o consumidores) o que estén aislados de esta, distingue la generación distribuida por generadores más grandes del orden, de entre 15 kW y 10 MW.” [4]

“Es aquella que no es planificada, despachada o programada centralmente, con potencia menor a 50 o 100 MW y conectada usualmente a la red de distribución.”[5]

“La GD es una fuente pequeña de generación o de almacenamiento de energía eléctrica (normalmente en un rango que oscila entre potencias inferiores a 1 kW hasta decenas de MW) que no forma parte de un sistema eléctrico centralizado y que está localizada cerca de la carga. Incluyen dentro de la definición las instalaciones de almacenamiento.” [6]

“La GD son generadores relativamente pequeños de 30 MW o inferiores. Estos generadores están ubicados cerca de los clientes para hacer frente a sus necesidades específicas, para apoyar el funcionamiento económico de la red eléctrica de distribución, o ambos.”[7]

Es notorio que existen muchos conceptos, algunos abarcan grandes parques eólicos o cogeneración a gran escala mientras que otros se centran en la capacidad de los generadores o a que red o nivel de voltaje se encuentran conectados, además que se le acuñan también diversos términos, por ejemplo, generación incrustada, generación distribuida, generación descentralizada, generación en sitio, etc.

Quizá una caracterización mas consensual es aportada por Ackermann y colaboradores quienes aportan una serie de aspectos para ayudar a definir este concepto, como lo son, ubicación, área de suministro, tecnología empleada, impacto ambiental, modo de funcionamiento, propiedad, porcentaje de penetración de GD en la red, etc. Así mismo concibe a la GD como una fuente de potencia a eléctrica activa y propone la siguiente clasificación en función de la potencia nominal. [8]

- Micro GD: 1 W < potencia < 5 kW.
- Pequeña GD: 5 kW < potencia < 5 MW.
- Mediana GD: 5 MW < potencia < 50 MW.
- Gran GD: 50 MW < potencia < 300 MW.

Y añade dos definiciones interesantes:

- Generación Distribuida Incrustada: Cuando la GD se utiliza exclusivamente para una red de distribución local.
- Generación Distribuida no despachada centralmente: Cuando el sistema GD no está sometido a control ni despachado.

3.3. TIPOS DE FUENTES DE GENERACIÓN DISPERSA.

Básicamente los tipos de fuentes de generación dispersa (FGD) pueden ser clasificados de de distintas maneras, según el criterio que se escoja, por lo que es mas practico diferenciarlas de acuerdo a la tecnología empleada en su proceso, de este modo podemos nombrar las siguientes tecnologías empleadas en la generación dispersa, de las cuales discutiremos algunas de ellas en los temas posteriores.

- Turbina de gas.
- Micro-turbina.
- Motores alternativos (maquinas de combustión interna).
- Eólica.
- Mini-hidráulica.
- Solar térmica.
- Solar Fotovoltaica.

- Geotérmica.
- Mareomotriz.
- Pilas de combustible.
- Sistemas que aprovechan la biomasa como combustible mediante la gasificación.

3.4. MICRO-TURBINAS DE GAS.

3.4.1. Introducción.

Una turbina de gas, es una turbomáquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas a gas son turbomáquinas térmicas. El aire fresco de la atmósfera fluye a través de un compresor que lo eleva a una alta presión. Luego se añade energía dispersando combustible en el mismo y quemándolo de modo que la combustión genera un flujo de alta temperatura. Este gas de alta temperatura y presión entra a una turbina, donde se expande disminuyendo hasta la presión de salida, produciendo el movimiento del eje durante el proceso. El trabajo de este eje de la turbina es mover el compresor y otros dispositivos, como generadores eléctricos, que pueden estar acoplados.[8]

Generadores impulsados por pequeñas o micro-turbinas de gas para proveer unidades confiables, duraderas de GD y con un consumo de combustible eficiente, no solo hoy es posible, si no que se encuentra en práctica y con resultados satisfactorios. Es el caso de compañías como Capstone Turbine Corporation, Honeywell Power Systems, Elliott Energy Systems, Turbec AB, Bowman Power Ltd y Ingersoll-Rand Energy Systems, que se dedican a la construcción de estos equipos. [9]

[-]J. C. Bruno, A. Hinestrosa y A. Coronas, Estado Actual de las microturbinas de gas, Universidad Rovira i Virgili.

3.4.2. Microturbinas Capstone.

Las microturbinas Capstone son equipos modulares, que producen energía eléctrica de calidad superior a la de Red sin armónicos ni distorsiones concebidos para energía distribuida y operan en paralelo con ella. Existen en potencias de 100, 200, 300 kW, etc. y funcionan con diversos combustibles como Gas Natural, GLP, Propano, Gas-oil, Keroseno, Biogás, etc., se dice que tienen 90% de rendimiento en sistemas con cogeneración y que prácticamente son libres de mantenimiento, fáciles de instalar, construir y de mínimas emisiones. Al no tener muchas partes móviles su diseño es bastante robusto relativamente, como otros sistemas asimilares están provistas de un sistema de control de lazo cerrado para la regulación de potencia, por lo que su uso a plena carga en horas pico es posible. [9]

3.4.3. Funcionamiento.

El funcionamiento de estos equipos no difiere mucho de una turbina convencional, la diferencia principal se encuentra en el hecho de tener un ciclo de recuperación para mejorar el

rendimiento eléctrico. Este proceso enfría los gases de escape, pero su temperatura de alrededor de los 315° C todavía permite una recuperación térmica útil para los procesos de cogeneración. El aire se hace pasar por el generador para conseguir una refrigeración adecuada, el compresor se comprime el aire hasta obtener la presión necesaria para la combustión, al pasar por el recuperador este aire a presión se calienta para mejorar el rendimiento del sistema. En la cámara de combustión se vaporiza el combustible con el aire a una presión y una temperatura adecuada y se inicia la combustión. Los gases en expansión se inyectan en la turbina que al girar produce el par necesaria para accionar el generador eléctrico que se encuentra acoplado a ella. Después los gases de escape a mas de 550°C se dirigen al recuperador y luego hacia la salida para ser aprovechados en otros usos a unos 315°C. en las microturbinas no existe reductor mecanico y se ataca directamente al generador de alta frecuencia , la tensión de salida se genera mediante electrónica de potencia haciendo uso de un convertidor AC-DC-AC.

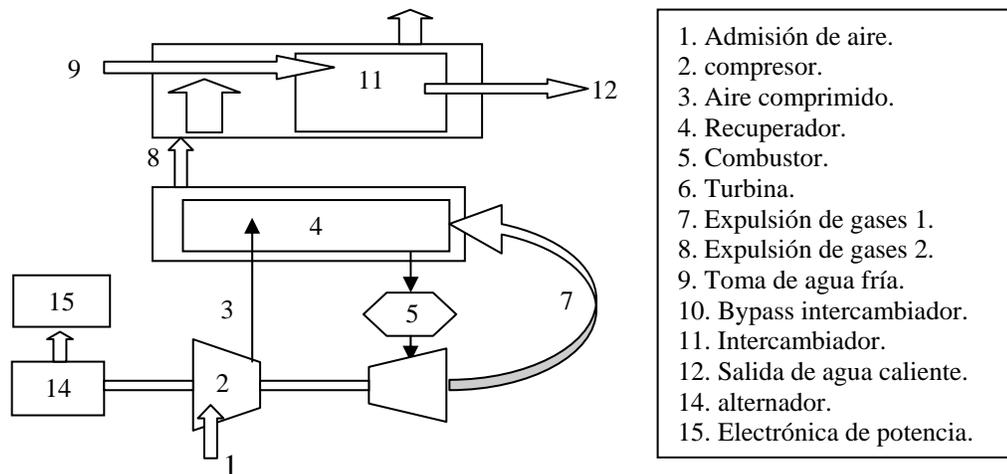


Figura 3.1. Diagrama de flujo proceso micro turbina

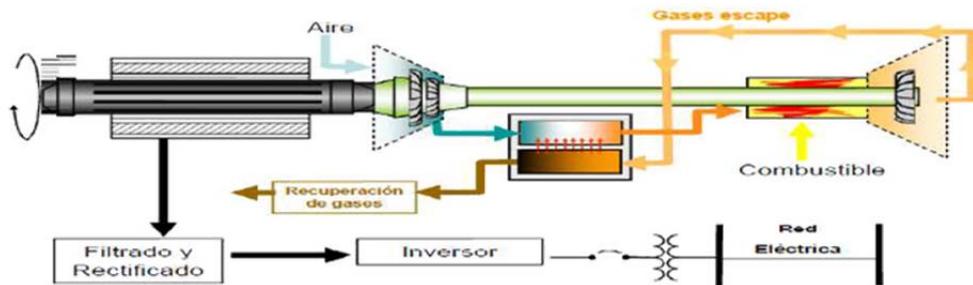


Figura 3.2. Diagrama conceptual Microturbina Capstone

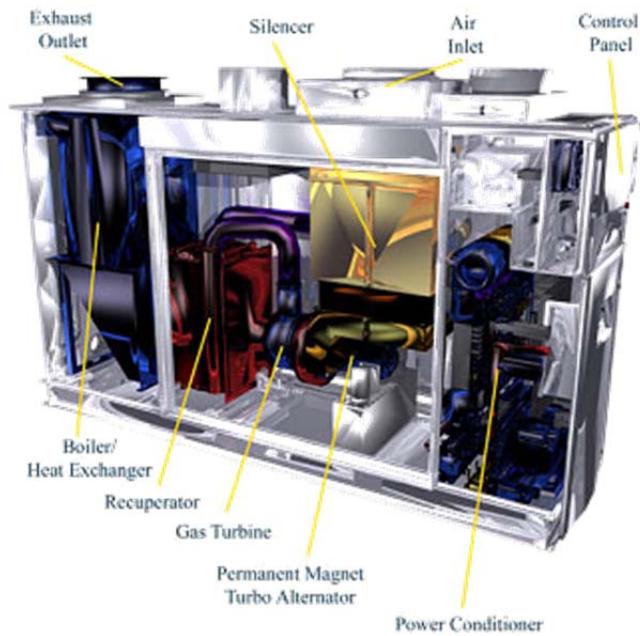


Figura 3.3. *Conjunto Microturbina Capstone.*

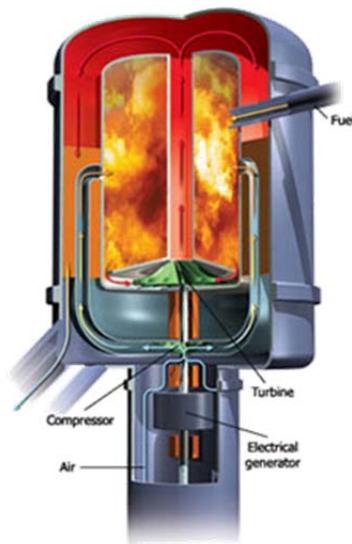


Figura 3.4. *Microturbina Capstone.*

3.5. MAQUINA DE COMBUSTIÓN INTERNA.

Un motor de combustión interna, motor a explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha

combustión se produce dentro de la propia máquina, a diferencia de, por ejemplo, la máquina de vapor.

En estos motores térmicos, los gases del proceso de combustión, empujan un émbolo o pistón, que se desplaza en el interior de un cilindro haciéndolo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. [6]

Esta tecnología aunque ya bastante madura y probada, también aporta algunos inconvenientes que frenan su implementación generalizada dentro de los sistemas eléctricos de distribución. Tiene un potencial económico de combustible tan alto como del 40 %, pero sus más grandes ventajas son los bajos costos de fabricación y simples necesidades de mantenimiento, así como de fácil reparación. [5]

Entre sus inconvenientes podemos mencionar que tienen un alto desgaste al ser una máquina térmica de piezas móviles, así mismo es señalada por sus emisiones de CO₂ contaminantes y el alto nivel de ruido que produce. Si bien estas características pueden ser atenuadas no pueden ser eliminadas del todo. [7]

3.5.1. Clasificación.

El motor alternativo de explosión ciclo Otto, cuyo nombre proviene del técnico alemán que lo desarrolló, Nikolaus August Otto, es el motor convencional de gasolina, aunque también se lo conoce como motor de ciclo Beau de Rochas debido al inventor francés que lo patentó en 1862. El motor diesel, otro motor alternativo llamado así en honor del ingeniero alemán nacido en Francia Rudolf Diesel, funciona con un principio diferente y suele consumir gasóleo. El motor rotatorio, inventado por Félix Wankel, que utiliza rotores en vez de los pistones de los motores alternativos. Así mismo para aquellos del tipo alternativo se los puede clasificar según el ciclo de trabajo, así pues existen los de dos tiempos los cuales efectúan un ciclo útil de trabajo en cada giro del cigüeñal y los de 4 tiempos los cuales efectúan un ciclo útil de trabajo cada dos giros.

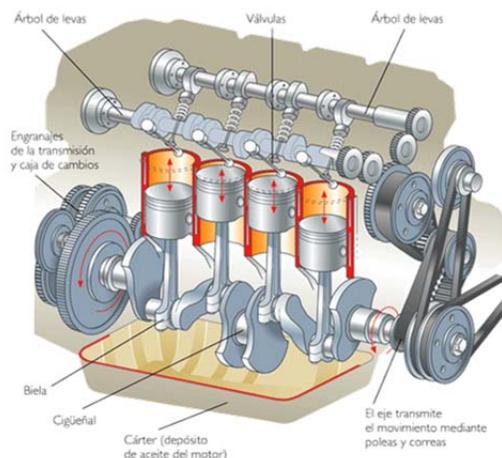


Figura 3.5. Motor de combustión interna

3.5.2. Estructura y funcionamiento.

Los motores Otto y los diesel tienen los mismos elementos principales: (bloque, cigüeñal, biela, pistón, culata, válvulas) y otros específicos de cada uno, como la bomba inyectora de alta presión en los diesel, o antiguamente el carburador en los Otto. Así mismo ambos efectúan las cuatro etapas del ciclo termodinámico (admisión, compresión, explosión y escape) en sus variantes de 2 y 4 tiempos. [10]

Con respecto a los diseños de 2 y 4 tiempos podemos citar como casos contrarios, enunciar las ventajas e inconvenientes que aparecen en el diseño de 2 tiempos e infiriendo de esta manera que en el de 4 tiempos no se presentan.

Ventajas.

- El motor de dos tiempos no precisa de válvulas ni de los mecanismos que las mueven, por lo tanto es más liviano y de construcción más sencilla, resultando más económico.
- Al producirse una explosión por cada vuelta del cigüeñal, desarrolla más potencia para una misma cilindrada y su par es más regular.
- Pueden operar en cualquier orientación ya que el cárter no almacena el lubricante.
- Son motores más ligeros y necesitan de menor mantenimiento, debido al menor número de piezas que los componen, aunque su desgaste es más rápido.
- Mayor eficiencia termodinámica, al ser menor la cantidad de calor procedente de la combustión.

Desventajas.

- El motor de dos tiempos es altamente contaminante en su combustión se quema aceite continuamente, y nunca termina de quemarse la mezcla en su totalidad.
- Al ser un motor cuyo régimen de giro es mayor, sufre un desgaste mayor que el motor de 4 tiempos.
- Son menos eficientes económicamente que los motores de 4 tiempos debido al consumo de aceite y al mayor consumo de combustible.

Incluso la eficiencia o el rendimiento de un buen motor Otto de 4 tiempos es de un 20 a un 25 %, por lo que solo una cuarta parte de la energía calorífica se transforma en energía mecánica.[11]

3.5.3 Motor Otto funcionamiento.

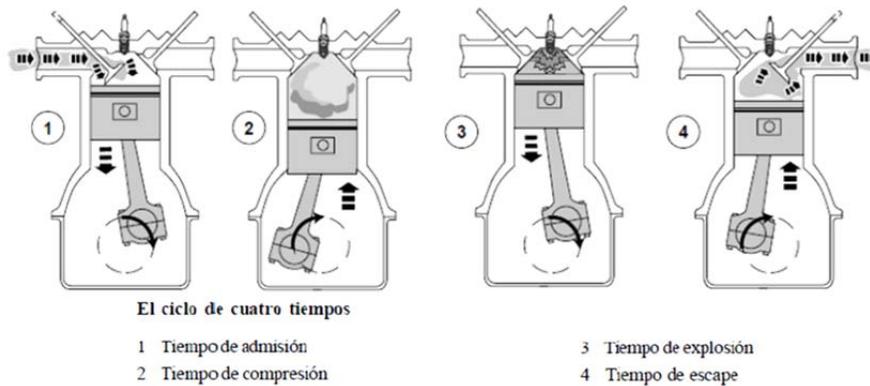


Figura 3.6. *Proceso termodinámico de un motor Otto a 4 tiempos.*

1. Tiempo de admisión - El aire y el combustible mezclados entran por la válvula de admisión.
2. Tiempo de compresión - La mezcla aire/combustible es comprimida y encendida mediante la bujía.
3. Tiempo de combustión - El combustible se inflama y el pistón es empujado hacia abajo.
4. Tiempo de escape - Los gases de escape se conducen hacia fuera a través de la válvula de escape

3.5.4 Motor Diesel funcionamiento.

En teoría, el ciclo diesel difiere del ciclo Otto en que la combustión tiene lugar en este último a volumen constante en lugar de producirse a una presión constante

1. Tiempo de admisión - el pistón sale hacia fuera, y se absorbe aire hacia la cámara de combustión
2. Tiempo de compresión - el pistón se acerca. el aire se comprime a una parte de su volumen original, lo cual hace que suba su temperatura hasta unos 850 °C. Al final de la fase de compresión se inyecta el combustible a gran presión mediante la inyección de combustible con lo que se atomiza dentro de la cámara de combustión, produciéndose la inflamación a causa de la alta temperatura del aire (no utiliza bujía).
3. Tiempo de combustión - los gases producto de la combustión empujan el pistón hacia fuera, transmitiendo la fuerza longitudinal al cigüeñal a través de la biela, transformándose en fuerza de giro par motor
4. Tiempo de escape - es, al igual que en los motores Otto, la fase de escape, cuando vuelve el pistón hacia dentro

Algunos motores diesel utilizan un sistema auxiliar de ignición para encender el combustible al arrancar el motor y mientras alcanza la temperatura adecuada.

3.6. GRUPO ELECTRÓGENO.

Cuando a un generador eléctrico, el cual está protegido contra salpicaduras, y es, auto-excitado, auto-regulado y sin escobillas es acoplado con precisión al motor, aunque también se pueden acoplar alternadores con escobillas para aquellos grupos cuyo funcionamiento vaya a ser limitado y, en ninguna circunstancia, forzado a regímenes mayores, se le denomina grupo electrógeno.

Este grupo electrógeno cuenta con dispositivos de control para mantener el régimen de estabilidad del sistema. Los lazos de P-f y Q-V se encuentran presentes, el regulador automático de velocidad (lazo P-f) se manifiesta con un dispositivo conocido como actuador o gobernador el cual controla la inyección de combustible de la maquina, y el Regulador Automatizo de Voltaje (lazo Q-V) , en un dispositivo de electrónica de potencia que controla la excitación del generador. [12]

Son muy comúnmente empleados principalmente como sistemas de respaldo más que como plantas permanentes de tiempo completo, situación que solo se presenta en lugares remotos o aislados como plataformas, embarcaciones o lugares muy remotos. Es más común asociarlos a edificios como centros comerciales u de oficinas y otros donde la interrupción del servicio eléctrico no pueda ser permitida y su instalación sea de carácter obligatorio como en hospitales, cárceles y algunas plantas.

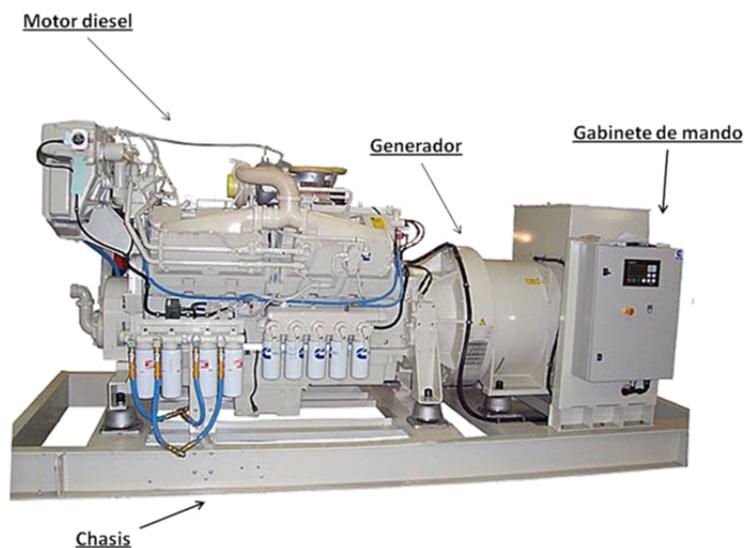


Figura 3.7. Grupo Electrónico.

3.6. AEROGENERADORES

3.6.1. Definición.

Un Aerogenerador es un generador eléctrico movido por una turbina accionado por el viento a la cual se le denomina turbina eólica, por lo cual el término generador eólico también es usado. [13]

3.6.2. Partes de un aerogenerador.

Aunque existen distintos diseños, las principales de un aerogenerador son la torre, la góndola y la turbina eólica.

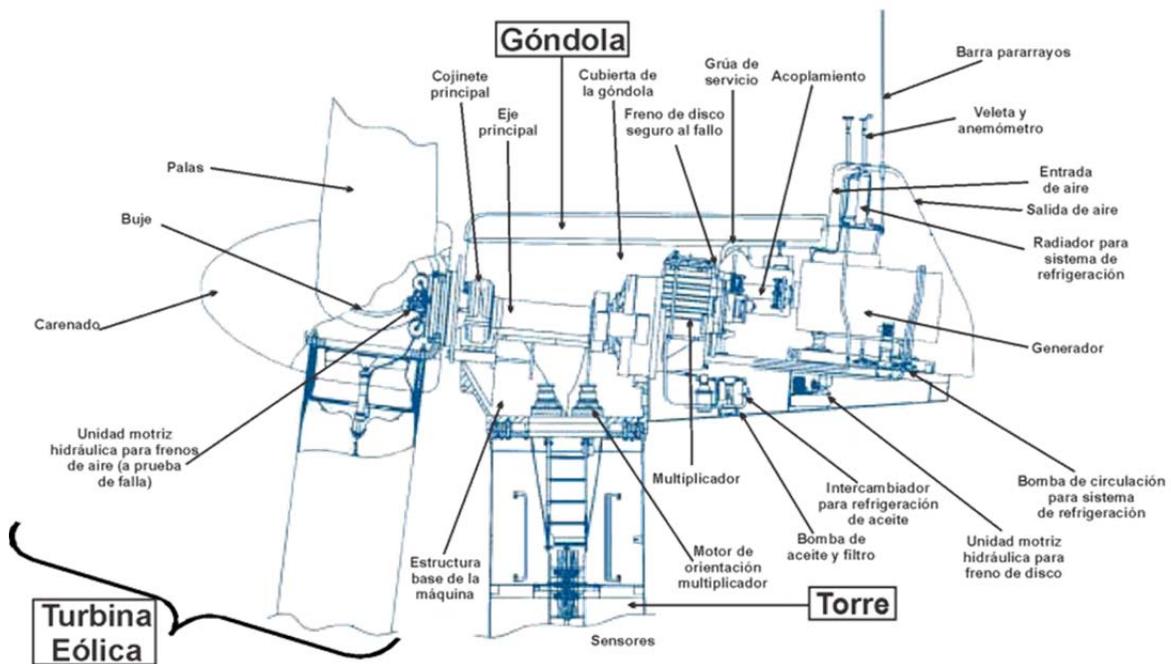


Figura 3.8. Aerogenerador de eje horizontal.

3.6.3. Tipos de Aerogeneradores.

Como se mencionó existen distintos diseños, aunque se pueden clasificar de dos maneras, aquellos de eje horizontal como el de la figura 3.8 y aquellos de eje vertical como los de la figura 3.9.

3.6.4. Funcionamiento.

Básicamente existen dos tecnologías principales en la construcción de estas máquinas, esta la llamada multipolos y esta la de imanes permanentes, los primeros funcionan a velocidades del orden de las 1000 rpm, por lo que requieren de una caja multiplicadora de engranajes dado que la velocidad de rotación de las palas es alrededor de 12 rpm. Y los de imanes permanentes simplemente no requieren de esta caja multiplicadora.

Así mismo el límite de potencia que puede ser extraída del viento viene definido por el límite de Albert Betz. El límite o coeficiente de Betz como se le conoce es de unos 59.3 % e indica que una turbina eólica no puede aprovechar más allá de este límite la energía cinética del viento. Por lo que los aerogeneradores considerados como buenos, aprovechan un poco menos de este límite del orden entre 75 y 80 % del límite de Betz.

Otra característica importante son las fluctuaciones del viento y la energía a la que está expuesto al rotor, esta depende mucho de la velocidad del viento, y varía exponencialmente al cubo de la velocidad del viento por lo que pequeñas fluctuaciones en el viento se traducen en grandes esfuerzos mecánicos en el rotor, es por ello que se incorporan convertidores AC-DC-AC para poder interconectar estas máquinas con el sistema eléctrico. También es importante recalcar que se requiere de una velocidad mínima de viento para la puesta en marcha del generador, a esta se le llama velocidad de conexión, a partir de esta la generación de potencia eléctrica aumenta conforme aumenta la velocidad del viento, siguiendo la llamada curva de potencia del aerogenerador, hasta alcanzar la velocidad de corte en el llamado régimen de pérdida aerodinámica, donde los vientos son tan fuertes que pueden amenazar los componentes del aerogenerador por lo que existen dispositivos de desconexión ante esta contingencia.



Figura 3.9. Distintos tipos de Aerogeneradores de eje Vertical.

3.7. FOTVOLTAICA.

3.7.1. Definición.

La energía solar fotovoltaica es un tipo de electricidad renovable obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado celda

fotovoltaica o bien una disposición de metales sobre un sustrato denominada celda solar de película fina.

3.7.1. Principio de funcionamiento.

En un semiconductor expuesto a la luz, un fotón de energía arranca un electrón, creando a la vez un “hueco” en el átomo excitado. Normalmente, el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volver a llenarlo, y la energía proporcionada por el fotón, por tanto, se disipa en forma de calor. El principio de una celda fotovoltaica es obligar a los electrones y a los huecos a avanzar hacia el lado opuesto del material en lugar de simplemente recombinarse en él: así, se producirá una diferencia de potencial y por lo tanto tensión entre las dos partes del material. Para lograr esto, se crea un campo eléctrico permanente, a través de una unión “p-n” entre dos capas dopadas respectivamente, p y n. en el momento de la formación de esta unión, los electrones libres de la capa “n” entran instantáneamente en la capa “p” y se ocupan el lugar de los huecos de la región “p”. Mientras exista esta unión, existirá una carga positiva en la región “n” y una carga negativa en la región “p”, a este conjunto se le denomina Zona de Carga de Espacio (ZCE) y existe un campo eléctrico entre ambas regiones, de “n” hacia “p”, transformando a la ZCE en un diodo donde los electrones solo pueden moverse de “p” a la “n” (corriente eléctrica) y los huecos de la “n” a la “p”. Si se instalan contactos en lamina semiconductor tipo “n” y tipo “p”, se podrá conectar entre estos una carga que consumirá la energía producida por la celda solar. A un arreglo de varias celdas solares interconectadas entre si para generar una mayor cantidad de energía es lo que se denomina comúnmente como panel solar.

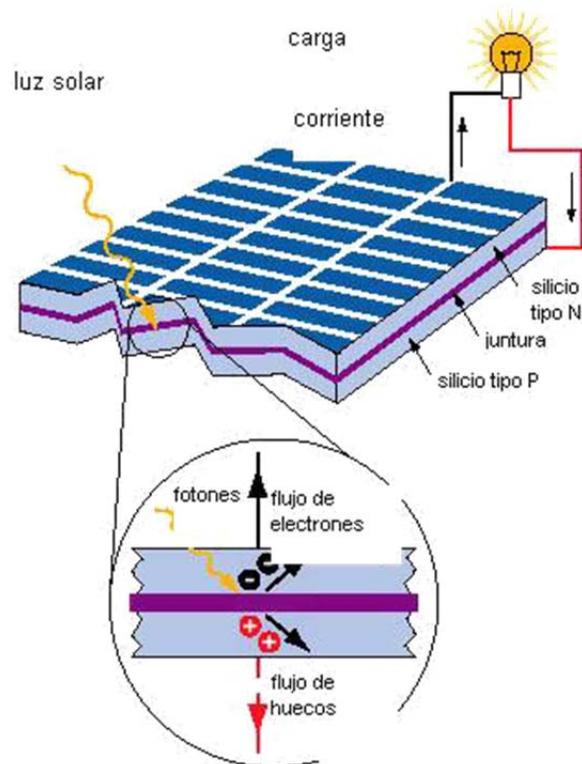


Figura 3.10. Celda Solar.

3.7.2. Partes de un panel solar.

Para que una panel solar sea práctico, es necesario que las celdas solares estén embebidas en algún material que las proteja pero a su vez deje pasar la luz solar, las interconexiones deben converger en terminales o bornes para poder extraer la totalidad de la producción de las celdas, también deben de contar con una capa anti reflectante para garantizar la absorción de los fotones así como otros elementos que aumenten la eficiencia de mismo.

3.7.3 . Sistema de generación de energía solar fotovoltaica.

Contando con uno o más paneles solares se pueden generar grandes cantidades de energía eléctrica, su implementación va desde la alimentación de pequeños equipos electrónicos remotos con un pequeño panel hasta las grandes plantas solares donde cientos de paneles son dispuestos y rotados mediante servomecanismos para seguir la trayectoria del sol para maximizar la generación de energía. Un modelo a medio camino es frecuentemente usado, donde paneles solares son instalados en los techos de las viviendas , estos acumulan energía en bancos de baterías, un regulador de carga y un inversor o convertidor CD-CA, para la utilización de la energía en CA por los usuarios. Así el mismo principio puede extenderse para mayores o menores aplicaciones.

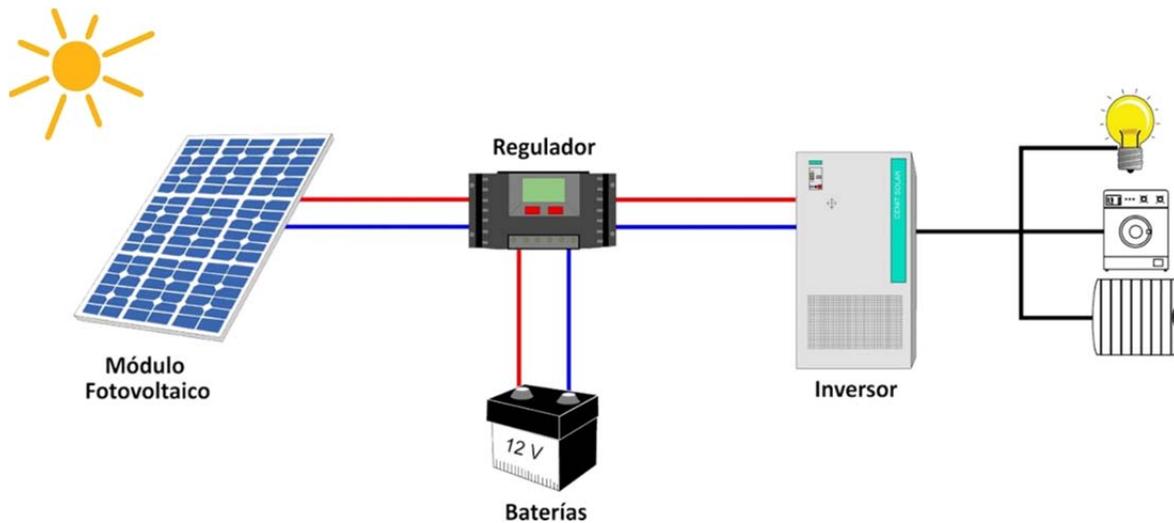


Figura 3.11. Sistema de generación solar.

3.8. CELDAS DE COMBUSTIBLE.

3.8.1. Definición.

Una celda de combustible es un generador que convierte la energía química de un combustible directamente en electricidad. En casi todos los casos el combustible es hidrógeno o una mezcla de gases rica en hidrógeno. La reacción en una celda de combustible es:

Hidrógeno + Oxígeno (del aire) --> Electricidad + Agua + Calor

3.8.2. Características.

Una celda de combustible es silenciosa, eficiente y limpia. No produce ningún tipo de contaminación durante su operación. Los únicos subproductos son calor (lo cual se utiliza para calentar aire o agua en un sistema de cogeneración) y agua. Esta agua producida tiene suficiente pureza para usarla como agua potable en las naves espaciales. Estas características hacen la celda de combustible un buen vecino que puede producir energía aún en los barrios urbanos muy poblados donde las leyes acerca de las emisiones son estrictas. Las celdas de combustible son eficientes en un 40-50%, significativamente más que las generadoras convencionales. Una planta de vapor es normalmente 35% eficiente, mientras la eficiencia de un motor de combustión interna en un vehículo típico es solo 15%. [14]

Entre los beneficios que conlleva esta tecnología se encuentran la casi inexistente emisión de contaminantes al ambiente, un funcionamiento silencioso y virtualmente libre de ruido, así como su alta eficiencia. Así mismo, existen cinco principales tecnologías que encabezan la lista de los distintos tipos de células de combustible, diferenciadas principalmente por el tipo de electrólito que usan en su proceso, su relevancia se debe principalmente a su maduración y desarrollo. [11]

Aunque existen inconvenientes para su comercialización y uso generalizado en el SED, aun así existen iniciativas en cuanto su uso y aplicación, que ven con muy buenos ojos el gran potencial de este tipo de GD a pesar de ser aun muy costosa y que en muchos de sus casos sus métodos aún están en investigación y desarrollo.

3.8.3. Funcionamiento.

En el típico ejemplo de una celda de combustible de intercambio protónico el proceso que tenemos es el siguiente.

1. Al ánodo las moléculas de hidrógeno pierden sus electrones y forman iones de hidrógeno, un proceso que se hace posible por medio de catalizadores de platino.
2. Los electrones se traspasan al cátodo a través de un circuito externo que produce electricidad al pasar por un motor (u otro mecanismo eléctrico).

3. Los iones de hidrógeno pasan al cátodo por la membrana de intercambio protónico, donde se unen con las moléculas de oxígeno y electrones para producir agua.
4. De esta manera, se utiliza el proceso natural de producción de agua por medio de la oxigenación de hidrógeno, para producir electricidad y trabajo útil.
5. No se produce ninguna contaminación y los únicos desechos son agua y calor.

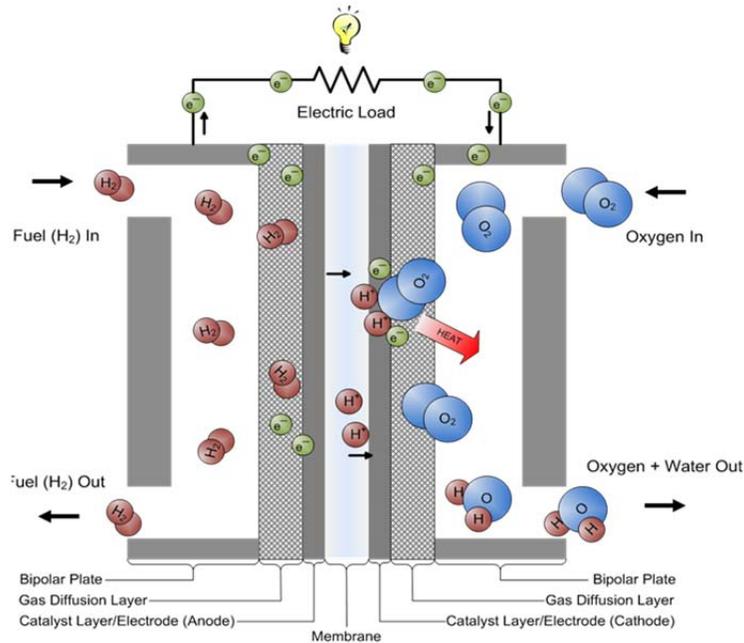


Figura 3.12. Celda de combustible.

3.9. COMPARATIVAS ENTRE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS.

Como de estudio anteriormente las distintas tecnologías presentadas pueden ser usadas en la llamada generación dispersa, su uso depende a muchos aspectos, por ejemplo, en el caso de la solar y la eólica, son muy dependientes del lugar geográfico donde se encuentra, los paneles solares suelen verse en lugares soleados la mayor parte del año y en corredores eólicos en el caso de los aerogeneradores, recordemos que todo conlleva un costo y siempre se pretende sacarle el mayor provecho posible. Por otra parte los motores de combustión interna son confiables y conocidos, aunque tienen que considerarse aspectos como la contaminación por CO_2 y auditiva, a parte de su desgaste y eficiencia térmica, las microturbinas de gas son eficientes pero también hay que comprender el abastecimiento de su combustible, las celdas de combustible son prometedoras pero aun muy costosas y una tecnología en desarrollo. Las siguientes tablas engloban estas ventajas y desventajas a fin de comparar las tecnologías antes citadas.

Tabla 3.1. Comparación entre tipos de Generación Dispersa en función de sus aplicaciones.

Tipo de GD	Aplicación
Micro-turbinas	Se utilizan para cualquier tipo de generación: básica, demanda de horas punta, cogeneración, etc.
Celdas de combustible	Las grandes plantas son adecuadas para aplicaciones de generación básica. También son apropiadas para proporcionar CHP. Disponibles desde el punto de vista comercial en pequeñas unidades y conectadas en forma modular para suministrar consumos elevados.
Fotovoltaica	Generación básica y autónoma en algunas aplicaciones rurales si se combina con baterías. Suministro de mantenimiento para las telecomunicaciones, iluminación exterior y señalización.
Aerogeneradores	Generación básica. En pequeña escala para suministro de viviendas alejadas, granjas y aplicaciones en la industria de procesos.
Maquina de combustión interna	Muchas de ellas se utilizan para la demanda en horas punta y operaciones de apoyo (para objetivos de fiabilidad) no para un funcionamiento continuo.

Tabla 3.2. Comparativa de los tipos de GD según la energía eléctrica producida y la duración del suministro.

Periodos de suministro de energía eléctrica	Tipo de GD	Observaciones
Periodo prolongado de suministro	Turbinas de gas y Pilas de combustible	Las turbinas de gas suministran P y Q. Las pilas de combustible suministran solamente P. Se emplean como suministradores de consumo base.
Suministro inestable	Sistemas de energía renovable (sistemas eólicos y fotovoltaicos)	Dependen de las condiciones atmosféricas. Suministran P solamente y necesitan una fuente de Q en el sistema eléctrico. Se utilizan en lugares alejados. Necesitan controlar su funcionamiento en algunas aplicaciones.
Periodo corto de suministro	Baterías, sistemas fotovoltaicos aislados	Almacenan energía para utilizarla en momentos necesarios durante un periodo corto de tiempo.

Tabla 3.3. Características de las tecnologías de Generación Dispersa.

Información general	Rango de aplicación	Eficiencia de conversión de energía eléctrica	de aplicación	de energía	Aplicación	Combustible	Comentarios
Motor de combustión o alternativos	Diesel: 20 kW-10+MW Gas: 5 kW - 5 + MW Con gran diferencia, la tecnología más común por debajo de 1 MW	Gas: 28 - 42 % (IEA)	CHP			Gas, principalmente gas natural, biogás y también se puede utilizar gas de la degradación de residuos.	
Turbinas de gas	1 - 20 MW (IEA)	21 - 40 % (IEA)	CHP			Gas, queroseno.	
Micro-turbinas	25 kW-200kW 35kW-1MW Aplicaciones a pequeña escala < 1 kW	25 - 30 % (IEA)			Generación de energía eléctrica y CHP	Generalmente utilizan gas natural, aunque también biogás y procedente de la degradación de residuos.	
Pilas de combustible	Carbonato fundido: MCFC Membrana de intercambio iónico: PEMFC Óxido sólido: SOFC Ácido Fosfórico: PAFC Conversión directa de metanol: DMFC	35 - 60 % (IEA) MCFC: ±50 - 55 % (IEA) PAFC: ±35% (IEA) PEMFC: ±35% (IEA) SOFC: ±50 - 55 % (IEA) Eficiencia de aplicaciones a pequeña escala: 25%			PEMFC: aplicaciones a baja temperatura en uso estacionario y portátil MCFC: elevada temperatura Mercado potencial en el sector de transporte SOFC: temperaturas elevadas Generación de energía eléctrica	Metanol o Hidrógeno natural Reformar CH4 a H2 da lugar a una eficiencia reducida.	
Fotovoltaica	1+kW (IEA)>20+kW (A) Es posible más potencia con más módulos	No aplicable			Aplicaciones comerciales pequeñas y domésticas Aplicaciones fuera del sistema	Sol.	Energía generada no previsible; capacidad de 10 - 15 % en el oeste de Europa.
Eólica	200 W - 3MW (A)	No aplicable			Aplicaciones a pequeña escala	Aire.	Energía generada no previsible; capacidad en tierra de 20 - 25 %.
Otras renovables	Solar térmica, geotérmica, mareomotriz, etc	No aplicable					

Referencias Capitulo 3

- [1] Tesis Doctoral “Sistema de generación eléctrica con pila de combustible de oxido solido alimentado con residuos forestales y su optimización mediante algoritmos basados en nubes de partículas”. Capitulo 2 “Generación Distribuida”. Autor: Manuel Gómez González.
- [2] Consejo Internacional sobre Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE)
- [3] El Congreso y Exposición Internacional Sobre Distribución de Energía Eléctrica (CIRED)
- [4] Willis ans Scott, 2000.H.L. Willis ans W.G.Scott; “ distributed Power Generation. Planing and Evaluation.
- [5] N. Jenkins, G. Strbac and J. Ekanayake, Distributed generation (Renewable energy series)
- [6] Dondi, P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., And Suter, M., (2002), Network integration of distributed power generation, Journal of Power Sources, vol. 106, p. 1-9.
- [7] Ann Chambers with Barry Schonoor and Stepany Hamilton. Distributed Generation : A Nontechnical Guide.
- [8] T. Ackermann, G. Anderson and L. soder: “ Distributed generation: a definition”; Electric Power Systems Reserch.
- [9] Capstone Microturbine Corporation Soluciones Energética.
- [10] Funcionamiento de Motores de Combustión Interna Manual universitario Para Estudiantes. Dr. Wladyslaw R. Pawlak, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- [11] Wikipedia la Enciclopedia Libre. Motor de combustión Interna.
http://es.wikipedia.org/wiki/Motor_de_combusti%C3%B3n_interna.
- [12] Wikipedia La Enciclopedia libre , Grupo Electrógeno.
http://es.wikipedia.org/wiki/Grupo_electr%C3%B3geno
- [13] Grupo Eólico México.Componentes de una Turbina Eólica o Aerogenerador.
<http://www.grupoeolico.com/#!componentes-turbinas-eolicas/c4dl>
- [14] Centro de Investigaciones de Energia Schatz SERC.
<http://www.schatzlab.org/spanish/>

Capítulo

4

Marco Regulatorio.

Ante la evolución del sector energético a través de los años y desde sus inicios legislativos, en México se han desarrollado leyes y normas así como organismos que regulen las relaciones en materia de energéticos, más comúnmente de la explotación de hidrocarburos en territorio nacional y poco más reciente, la explotación de otras fuentes de generación de energía. En el presente capítulo se pretenden abordar estos esfuerzos, las responsabilidades y la importancia que conllevan para el desarrollo sustentable del país

4.1. INTRODUCCIÓN.

Ante el calentamiento global, el daño al medio ambiente y la clara tendencia del agotamiento de los combustibles fósiles, nuestra sociedad y gobierno han empezado a reaccionar y buscar mecanismos, legislación y programas tendientes a generar alternativas. Es la coordinación de esfuerzos para poder acelerar la transformación de nuestros sistemas de generación y conservación de energía, para un uso más eficiente y con el menor impacto ambiental posible.

Por el alcance de sus implicaciones económicas, políticas y sociales, el cambio climático se encuentra en la agenda internacional y como país resultan cada vez más evidentes acciones y programas para contrarrestar sus efectos.

Por su parte, la Reforma Energética de 2008 y la del 2013, va más allá de una nueva regulación de Petróleos Mexicanos y a la forma como dicho organismo llevará a cabo la ejecución de proyectos relacionados con las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo. También considera el aprovechamiento de las denominadas energías renovables y el establecimiento a seguir para lograr la transición energética y pasar de un sistema de combustibles fósiles a otro de energías renovables, que empleen tecnologías limpias, mismas que contribuyan a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero y a la conservación y mejor aprovechamiento de nuestros recursos naturales.

La Ley Para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética tiene por objeto la regulación del aprovechamiento de distintas fuentes de energía renovables para la generación energía eléctrica tales como el viento, la radiación solar, el movimiento del agua en cauces naturales o artificiales, entre otros.

Es necesario resaltar que en esta Ley se establece la obligación por parte del Gobierno Federal de crear un Fondo que permita potenciar el financiamiento para la transición energética, el ahorro de energía, las tecnologías limpias y el aprovechamiento de las energías renovables. El monto asignado a dicho fondo ascendió a la cantidad de 3,000 millones de pesos para el ejercicio fiscal 2010.

La SENER creó un Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, el cual fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 6 de agosto de 2009 y que tiene por objeto propiciar la seguridad y diversificación energética, aplicando políticas públicas que alienten el uso sustentable de nuestros recursos naturales. En este programa se establecía que nuestro país cuenta con alrededor de 1,924.8 Mega Watts (MW) de capacidad instalada de generación eléctrica con base en energías renovables, y representa tan sólo el 3.3% del 100% de la capacidad instalada en el servicio público de energía eléctrica, la cual se encuentra completamente dominada en un 75.3% por la energía proveniente de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas.

Así pues, es necesario el desarrollo de proyectos que permitan el aprovechamiento de nuestros recursos para generar energía renovable y facilitar su desarrollo a nivel nacional. Así como ayudar a los estados y municipios, proveyéndoles de capacidad técnica suficiente, para

evaluar las zonas factibles para desarrollar proyectos, para la creación de un denominado Atlas Nacional de Zonas Factibles Para Desarrollar Proyectos Generadores de Energías Renovables.

Actualmente la Comisión Reguladora de Energía (CRE), cuenta y pone a disposición de los interesados un conjunto de leyes, reglamentos, disposiciones de carácter vigente y mucha más información relacionada con proyectos de generación de energía renovables, cogeneración, venta de energía, etc. Para la correcta y legal aplicación de los mismos, a continuación se exponen, a manera de referencia algunos de estos recursos y se extraen de estas algunas notas destacables. [1]

4.2. LEY PARA EL APROVECHAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA (LASE).

Esta ley fue publicada en el diario Oficial de la Federación el 28 de Noviembre del 2008, bajo el mandato del ex presidente Felipe de Jesús Calderón Hinojosa. La ley la conforman 6 Títulos con distinto número de Capítulos cada uno, dentro de los cuales se encuentran los 33 Artículos que comprende la ley y que a su vez se subdividen en fracciones. [2]

La presente Ley es de orden público e interés social. Tiene como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo. Entiéndase por, Aprovechamiento sustentable de la energía, a el uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluyendo la eficiencia energética. La Comisión Nacional del Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que cuenta con autonomía técnica y operativa. Tiene por objeto promover la eficiencia energética y constituirse como órgano de carácter técnico, en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

4.3. LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA (LAERFTE).

Esta ley fue publicada en el diario Oficial de la Federación el 28 de Noviembre del 2008, bajo el mandato del ex presidente Felipe de Jesús Calderón Hinojosa y última vez reformada el 7 de Junio del 2013. La ley la conforman 1 Título con un número de 4 Capítulos, dentro de los cuales se encuentran los 31 Artículos que comprende la ley y que a su vez se subdividen en fracciones. La presente Ley es de orden público y de observancia general en toda la República Mexicana. Tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética. Se excluye del objeto de la presente Ley, la regulación de las siguientes fuentes para generar electricidad:

I. Minerales radioactivos para generar energía nuclear;

II.- Energía hidráulica con capacidad para generar más de 30 megawatts, excepto cuando:

a) Se utilice un almacenamiento menor a 50 mil metros cúbicos de agua o que tengan un embalse con superficie menor a una hectárea y no rebase dicha capacidad de almacenamiento de agua. Estos embalses deberán estar ubicados dentro del inmueble sobre el cual el generador tenga un derecho real.

b) Se trate de embalses ya existentes, aún de una capacidad mayor, que sean aptos para generar electricidad.

c) Su densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, sea superior a 10 watts/m².

III. Residuos industriales o de cualquier tipo cuando sean incinerados o reciban algún otro tipo de tratamiento térmico, y

IV. Aprovechamiento de rellenos sanitarios que no cumplan con la normatividad ambiental.

La Ley comprende, las energías renovables, cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por la humanidad, que se regeneran naturalmente, por lo que se encuentran disponibles de forma continua o periódica, y que son: El viento; La radiación solar; en todas sus formas; El movimiento del agua en cauces naturales o artificiales; La energía oceánica en sus distintas formas, a saber: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal; El calor de los yacimientos geotérmicos Los bioenergéticos, que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos, y Aquellas otras que, en su caso, determine la Secretaría, cuya fuente cumpla con lo citado.

Así mismo y sin perjuicio de las que su propia ley le otorga, se le asignan a la CRE algunas atribuciones en relación a la regulación a expedir las normas, directivas, metodologías y demás disposiciones de carácter administrativo que regulen la generación de electricidad a partir de energías renovables, de conformidad con lo establecido en esta ley, atendiendo a la política energética establecida por la Secretaría de Energía (SENER).

Establecer, previa opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la SENER, los instrumentos de regulación para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí los Suministradores y los productores independientes.

Expedir las metodologías para determinar la aportación de capacidad de generación de las tecnologías de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional. Para la elaboración de dichas metodologías considerará la información proporcionada por los Suministradores, las investigaciones realizadas por institutos especializados, las mejores prácticas de la industria y demás evidencia nacional e internacional.

Expedir las reglas generales de interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que le deberán proponer los Suministradores, escuchando la opinión de los Generadores y expedir los

procedimientos de intercambio de energía y los sistemas correspondientes de compensaciones, para todos los proyectos y sistemas de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción

La CRE, previa opinión de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, de Energía, de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y de Salud, determinará las contraprestaciones mínimas y máximas que pagarán los suministradores a los generadores que utilicen energías renovables.

La Comisión expedirá las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato entre los Suministradores y los Generadores que utilicen energías renovables. En el caso de venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción, de conformidad con lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología que a tal efecto apruebe la CRE.

El Sistema Eléctrico Nacional recibirá la electricidad producida con energías renovables excedentes de proyectos de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad, de conformidad con lo establecido en el Artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y conforme a lo señalado en el presente ordenamiento. Los Generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la CRE para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de la CRE.

4.4. LEY DEL LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (LCRE).

Esta ley fue publicada en el diario Oficial de la Federación el 31 de Octubre del 1995, bajo el mandato del ex presidente Ernesto Zedillo Ponce de León y última vez reformada el 28 de Noviembre del 2008. La ley la conforman 1 Título con un número de 3 Capítulos, dentro de los cuales se encuentran los 13 Artículos que comprende la ley y que a su vez se subdividen en fracciones.[4]

La CRE tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes:

- I.** El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público;
- II.** La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;
- III.** La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público;
- IV.** Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, entre las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica y entre éstas y los titulares de permisos para la generación, exportación e importación de energía eléctrica;
- V.** Las ventas de primera mano del gas, del combustóleo y de los petroquímicos básicos. Por venta de primera mano se entenderá la primera enajenación que Petróleos Mexicanos y sus

subsidiarios realicen en territorio nacional a un tercero y para los efectos de esta Ley se asimilarán a éstas las que realicen a terceros las personas morales que aquellos controlen;
Fracción reformada DOF 28-11-2008

VI. El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos;

VII. El transporte y distribución de bioenergéticos que se realice por ductos, así como el almacenamiento de los mismos que se encuentren directamente vinculado a los sistemas de transporte o distribución por ducto, así como las terminales de importación o distribución de dichos productos; Para los efectos de esta Ley, se entenderá por actividades reguladas las mencionadas en las fracciones anteriores. En el cumplimiento de su objeto, la Comisión contribuirá a salvaguardar la prestación de los servicios públicos, fomentará una sana competencia, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

4.5. LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE).

Esta ley fue publicada en el diario Oficial de la Federación el 22 de Diciembre de 1975, bajo el mandato del ex presidente Luis Echeverría Alvares y ultima vez reformada el 9 de Abril del 2012. La ley la conforman 1 Título con un número de 9 Capítulos, dentro de los cuales se encuentran los 46 Artículos que comprende la ley y que a su vez se subdividen en fracciones. De la LSPEE se destaca lo siguiente.[5]

Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

La presente ley, afirma que, no se consideran servicios públicos, la generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción, la generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad, la generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, la importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios y la generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

El artículo 4to de esta Ley, nos dice que la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende: La planeación del sistema eléctrico nacional, la generación, conducción,

transformación, distribución y venta de energía eléctrica, y la realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional

El Artículo 7mo que la prestación del servicio público de energía eléctrica que corresponde a la Nación, estará a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, la cual asumirá la responsabilidad de realizar todas las actividades a que se refiere el Artículo 4o.

El Artículo 30vo que la venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Las condiciones de la prestación de los servicios que deban consignarse en los contratos de suministro y de los modelos de éstos, serán aprobadas por la Secretaría de Economía, oyendo a la de Energía. Dichas formas de contrato se publicarán en el Diario Oficial de la Federación.

El Artículo 31vo que La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las Secretarías de Energía y de Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía. Asimismo, y a través del procedimiento señalado, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público podrá fijar tarifas especiales en horas de demanda máxima, demanda mínima o una combinación de ambas.

El Artículo 36vo que La SENER considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

I. De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la SENER. Para el otorgamiento del permiso se estará a lo siguiente:

a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes; y

b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en los términos del Artículo 36-Bis.

II.- De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen

combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:

a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.

b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del Artículo 36-Bis.

III.- De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía conforme a lo previsto en la fracción III del Artículo 3o., podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación, y

c) Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en los términos del Artículo 36-Bis o, previo permiso de la Secretaría en los términos de esta Ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.

IV.- De pequeña producción de energía eléctrica, siempre que se satisfagan los siguientes requisitos:

a) Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;

b) Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en un área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y

c) Alternativamente a lo indicado en el inciso b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I, que los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de

la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW;

V.- De importación o exportación de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en las fracciones III y IV del Artículo 3o., de esta Ley.

El Artículo 37vo que Una vez presentadas las solicitudes de permiso de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de exportación o de importación, a que se refiere el Artículo 36, y con la intervención de la Secretaría de Economía en el ámbito de sus atribuciones, la Secretaría de Energía, resolverá sobre las mismas en los términos que al efecto señale esta Ley. Los titulares de dichos permisos quedan obligados, en su caso, a:

a) Proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso;

b) Cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas que expida la Secretaría de Energía, relativas a las obras e instalaciones objeto de los permisos a que se refiere el Artículo 36, y

c) La entrega de energía eléctrica a la red de servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la Comisión Federal de Electricidad.

Artículo 38vo.- Los permisos a que se refieren las fracciones I, II, IV y V del Artículo 36 tendrán duración indefinida mientras se cumplan las disposiciones legales aplicables y los términos en los que hubieran sido expedidos. Los permisos a que se refiere la fracción III del propio Artículo 36 tendrán una duración de hasta 30 años, y podrán ser renovados a su término, siempre que se cumpla con las disposiciones legales vigentes.

Artículo 39vo.- Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del Artículo 36, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW. Tampoco se requerirá de permiso para el funcionamiento de plantas generadoras, cualquiera que sea su capacidad, cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica; dichas plantas se sujetarán a las Normas Oficiales Mexicanas que establezca la Secretaría de Energía, escuchando a la Comisión Federal de Electricidad.

4.6. LEY FEDERAL DE DERECHOS.

Esta ley fue publicada en el diario Oficial de la Federación el 31 de Diciembre de 1981, bajo el mandato del ex presidente José López Portillo y ultima vez reformada el 11 de Diciembre

del 2013. La ley la conforman 1 Título con un número de 9 Capítulos, dentro de los cuales se encuentran los 46 Artículos que comprende la ley y que a su vez se subdividen en fracciones. De la LSPEE se destaca lo siguiente.[6]

CAPITULO V -SENER-SECCIÓN ÚNICA -Actividades Reguladas en Materia Energética.

Artículo 56vo. Se pagarán derechos en materia de energía eléctrica por los servicios que presta la CRE, conforme a lo siguiente:

I. Por el análisis, evaluación de la solicitud y, en su caso, la expedición del título de permiso, con base en la capacidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, exportación e importación de energía eléctrica solicitada, de conformidad con las siguientes cuotas:

a). Hasta 10 MW:	\$89,278.95
b). Mayor a 10 y hasta 50 MW:	\$116,507.63
c). Mayor a 50 y hasta 200 MW:	\$172,278.13
d). Mayor a 200 MW:	\$728,682.77

II. Por la supervisión de los permisos de energía eléctrica, se pagará anualmente el derecho de supervisión, conforme a las siguientes cuotas:

a). Hasta 3 MW	\$15,657.13
b). Mayor a 3 y hasta 10 MW	\$85,823.44
c). Mayor a 10 y hasta 50 MW	\$211,679.90
d). Mayor a 50 y hasta 200 MW	\$349,793.68
e). Mayor a 200 MW	\$1,063,862.76

III. Por la modificación de los títulos de permiso de energía eléctrica, se pagarán derechos conforme a las siguientes cuotas:

a). El 50 por ciento de la cuota establecida en la fracción I del presente Artículo, cuando la modificación implique un análisis técnico, jurídico, financiero o la opinión del suministrador en términos del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

IV. Por el análisis, evaluación y, en su caso, aprobación, modificación y publicación del catálogo de precios en materia de aportaciones aplicables a los organismos a cargo de la prestación del servicio público de energía eléctrica anualmente:**\$641,344.04**

V. Aprobación o modificación de los Modelos de Convenios y Contratos para la realización de actividades reguladas en términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía: **\$12,826.32**

Artículo 56 Bis. En ningún caso se pagará el derecho de permiso de generación de energía eléctrica por el análisis, evaluación de la solicitud y, en su caso, la expedición o modificación del

título de permiso, exclusivamente, cuando sea bajo las modalidades de fuentes de energía renovables.

4.7. LA NORMA OFICIAL MEXICANA (NOM).

En la NOM encontramos la NOM-001-2012 en materia de Instalaciones eléctricas (utilización), esta norma se describe su propósito como sigue:

NOM-001-SEDE-2012- Objetivo

El objetivo de esta NOM es establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades, en lo referente a la protección contra: Las descargas eléctricas, los efectos térmicos, las sobrecorrientes, las corrientes de falla y las sobretensiones.

El cumplimiento de las disposiciones indicadas en esta NOM promueve el uso de la energía eléctrica en forma segura; asimismo esta NOM no intenta ser una guía de diseño, ni un manual de instrucciones para personas no calificadas.[7]

Dentro de la Norma existen los siguientes artículos relacionados con la generación dispersa.

ARTÍCULO 690.- SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

690-1. Alcance. Lo dispuesto en este Artículo se aplica a sistemas eléctricos de energía solar fotovoltaica (FV), incluidos los arreglos de circuitos, inversores y controladores de dichos sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos cubiertos por este Artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas de utilización de corriente alterna o de corriente continua.

ARTÍCULO 692.- SISTEMAS DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

692-1. Alcance. Este Artículo identifica los requisitos para la instalación de sistemas de energía de celdas de combustible, los cuales pueden ser autónomos o interactivos con otras fuentes de generación de energía eléctrica y que pueden tener o no almacenamiento de energía eléctrica, tal como las baterías. Estos sistemas pueden tener salida de corriente alterna o de corriente continua para utilización.

ARTÍCULO 694.- SISTEMAS ELÉCTRICOS EÓLICOS PEQUEÑOS

694-1. Alcance. Las disposiciones de este Artículo aplica a sistemas eléctricos eólicos pequeños (turbina) que consisten de uno o más generadores eléctricos de viento, con generadores

individuales que tienen una potencia nominal hasta e incluyendo 100 kilowatts. Estos sistemas pueden incluir generadores, alternadores, inversores y controladores.

4.8. REFORMA ENERGÉTICA.

El pasado 20 diciembre del 2013 se adicionaron nuevas disposiciones en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía. El Presidente de los Estados Unidos Mexicanos, el Lic. Enrique Peña Nieto y la Comisión Permanente del honorable congreso de la Unión, expidieron un decreto del cual se extrae lo siguiente.

Artículo Único.- Se reforman los párrafos cuarto, sexto y octavo del Artículo 25; el párrafo sexto del Artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del Artículo 28; y se adicionan un párrafo séptimo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al Artículo 27; un párrafo octavo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al Artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. [8]

La reforma al Sector Eléctrico propone lo siguiente:

a) Se reforma el Artículo 27, para permitir la participación de particulares en la generación de electricidad. Con la reforma propuesta, habrá una mayor oferta de electricidad y a menor costo, para beneficio de todos los usuarios, incluyendo los hogares y las micro, pequeñas y medianas empresas, que son las que generan tres de cada cuatro empleos en el país.

b) El Estado mantendrá, en exclusividad, el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de las redes de transmisión y distribución, garantizando el acceso de todos los productores de electricidad a ellas. Con este modelo se adquirirá la energía en bloque más barata de cada productor.

c) Se fortalece a la Comisión Federal de Electricidad, mediante una mayor flexibilidad operativa y organizacional, que ayudará a reducir costos. Además, la Comisión se verá fortalecida al permitirle competir para recuperar a los grandes usuarios que compran más electricidad, y se le darán las herramientas necesarias para permitirle reducir las pérdidas de energía, el robo y el no pago.

d) Se refuerzan las facultades de planeación y rectoría de la SENER y de su órgano desconcentrado, la Comisión Reguladora de Energía.

e) La Reforma Energética también es una Reforma Verde, que favorecerá una mayor inversión en el desarrollo tecnológico y la adopción de fuentes de energía menos contaminantes y de bajo costo, como la solar, la eólica y el gas.

Referencias Capitulo 4

- [1] Iniciativa con proyecto de decreto que adiciona la fracción IV al artículo 6 de la Ley para el Aprovechamiento de energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Presentada por la C. Senadora Margarita Villaescusa Rojo, del grupo parlamentario del PRI)
- [2] Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Cámara de diputados H. Congreso de la Union. LXII Legislatura.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lase.htm>
- [3] Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Cámara de diputados H. Congreso de la Union. LXII Legislatura.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/laerfte.htm>
- [4] Ley de la Comisión Reguladora de Energía.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lcre.htm>
- [5] Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lspee.htm>
- [6] Ley Federal de Derechos.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lfed.htm>
- [7] NOM-001-SEDE-2012
<http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/Default.aspx?id=2250>
- [8] DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Lic. Presidente Enrique Peña Nieto.
- [9] Subsecretaria de Electricidad
Comité Consultivo Nacional de Normalizacion de Instalaciones Electricas.
<http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=980>
- [10] Comisión Reguladora de Energía.
Marco Regulado > Electricidad. http://www.cre.gob.mx/pagina_a.aspx?id=23
- [11] Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
<http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/cpeum.htm>

Capítulo 5

Conceptos Económicos.

En el presente capítulo se analizarán algunos conceptos que ayudarán en su realización del estudio de costo beneficio, así también se definirá el proceso mediante el cual se realizará. Para ello serán necesarias la realización de un modelo de rentabilidad y una cuantificación económica de los beneficios de los proyectos de Generación Dispersa, los cuales se desarrollarán y explicarán, en sus respectivos capítulos.

5.1 INTRODUCCIÓN.

En un proyecto, cualesquiera del que este se trate, es muy importante analizar, la rentabilidad del proyecto y la viabilidad del mismo, dicho esto es posible aplicar el mismo análisis para casi cualquier actividad o trabajo, sin embargo este trabajo se enfocara en una proyección empresarial, entiéndase por empresa, una actividad económica, que en nuestro caso será la producción de energía eléctrica. Cuando se forma una empresa hay que invertir un capital y se espera obtener una rentabilidad a lo largo de los años. Esta rentabilidad debe ser mayor al menos que una inversión con poco riesgo, de lo contrario es más sencillo invertir el dinero en dichas inversiones de bajo riesgo en lugar de dedicar tiempo y esfuerzo a la creación de un proyecto empresarial.

Así pues, para medir la rentabilidad de un proyecto es necesario antes realizar un estudio de rentabilidad empresarial. Este estudio no solo nos dirá en qué relación nuestro proyecto nos dará ganancias o pérdidas, sino que también nos dará una idea bastante específica de los costos que conlleva la realización un proyecto de esta clase.

Así mismo en anteriores capítulos ya se ha hablado de los beneficios que los proyectos de generación dispersa pueden tener para los consumidores, la red de distribución, proveedores del servicio eléctrico y productores independientes. Más sin embargo, es necesario, que estos beneficios se traduzcan a cantidades monetarias contables, para poder compararlas con los costos de realizar el proyecto.

5.2 PLAN DE NEGOCIO.

Los aspectos fundamentales a tener en cuenta a la hora de promocionar un proyecto de generación de energía son, entre otros, la legislación vigente, el emplazamiento, las infraestructuras eléctricas, el análisis y evaluación del proyecto de inversión, la construcción y montaje y el régimen de producción y la venta de energía.

Cabe destacar entre todos ellos el análisis y evaluación del proyecto de inversión o plan de negocio, son un reflejo económico-financiero y operativo de un proyecto u oportunidad de negocio basado en una serie de hipótesis que permite reflexionar sobre la viabilidad operativa y rentable de un proyecto a través del análisis de todas las variables que pueden jugar un papel importante en el entorno del mismo mediante la simulación de distintos escenarios de negocio.

Esta evaluación permite valorar un proyecto desde diferentes puntos de vista:

- Económico: rentabilidad, valor que aporta el proyecto, riesgos, plazos de recuperación de la inversión.
- Operativo: fechas de los hitos, impacto debido a la variación de los parámetros operativos, credibilidad de los inputs.
- Estratégico: ventajas competitivas, experiencia para una nueva área de negocio.

Los objetivos de este plan de negocio son principalmente el análisis de la viabilidad económica del proyecto y la evaluación de los riesgos del mismo.[1]

En este caso, se elaborará un modelo informático de análisis económico de proyectos orientado a generación de energía dispersa. A través del cálculo de la rentabilidad y de determinados análisis de sensibilidad se pretende examinar la predicción realizada sobre la retribución a lo largo de los años que se percibirá por la venta de la energía generada por una determina fuente de generación dispersa.

Con el objeto de elaborar este modelo, primero habrá que analizar las distintas opciones que existen dirigidas a la valoración de proyectos a la vez que se realiza un estudio del modelo de negocio para 3 fuentes de generación dispersa y los distintos parámetros de influencia en el cálculo de la rentabilidad.

5.3 VALORACIÓN DEL PROYECTO.

La rentabilidad mínima exigida es uno de los primeros aspectos que hay que tener en cuenta a la hora de valorar un proyecto es la estructura de financiación del mismo.

Un proyecto puede financiarse de muy diversas maneras. Las dos fuentes principales de financiación son:

- Fondos propios o los aportados por los accionistas del proyecto.
- Fondos ajenos que pueden ser aportados por entidades financieras, capital privado, inversores institucionales.

Además, estos recursos también pueden clasificarse atendiendo al coste de su devolución:

- Fondos sin coste
- Fondos ajenos con coste
- Fondos propios

El proyecto será económicamente viable cuando sea capaz de remunerar a los diferentes fondos con los que se ha financiado, es decir, cuando lo que obtenga del proyecto sea mayor que lo que cuesta los recursos invertidos. La rentabilidad mínima exigida a un proyecto o WACC (Weighted Averaged Cost of Capital) o Promedio Ponderado del costo del Capital, es aquella que me permite remunerar a las diferentes fuentes de capital utilizadas para la financiación del mismo y se calcula como la media ponderada del coste de capital y del coste de la deuda.[2]

El coste de capital es aquella retribución mínima que asigna cada inversor a sus recursos, mientras que el coste de la deuda será aquel estipulado por las entidades financieras a las que se ha recurrido. La rentabilidad real del proyecto será, por lo tanto, la diferencia entre la rentabilidad total del proyecto y la rentabilidad mínima exigida.

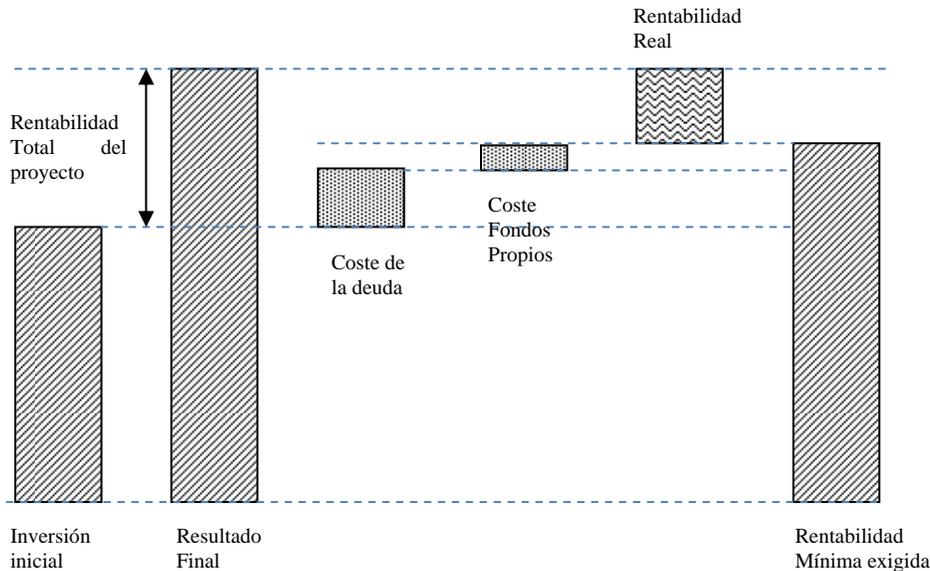


Figura 5.1. Rentabilidad en el proyecto.

Por lo tanto, se podría decir que cualquier proyecto con rentabilidad inferior a la mínima exigida estaría eliminando valor para el accionista.

5.4 MÉTODOS DE VALORACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.

La valoración económica de un proyecto puede realizarse de dos formas complementarias: por Descuentos de Flujos de Caja o por Múltiplos de Transacciones Comparables.

5.5. DESCUENTOS DE FLUJOS DE CAJA.

El método de Descuento de Flujos de Caja es el más apropiado para analizar la rentabilidad de un proyecto, ya que los flujos de caja recogen el valor producido por el mismo a lo largo de toda su vida útil, o lo que es lo mismo, la capacidad que tiene el negocio de generar liquidez. Se trata de un análisis de los fundamentales de la inversión. Para poder utilizar este método, los ingresos y costes generados durante la explotación deben ser predecibles con un elevado grado de certidumbre y además sus inversiones tienen que ser conocidas. Existen dos tipos de flujos de caja distintos: el flujo libre de caja y el flujo de caja del accionista.

El flujo libre de caja es el reflejo de las entradas y salidas de caja del negocio, sin tener en cuenta los costes de la estructura financiera, que aporta información sobre la rentabilidad del proyecto. [3]

El flujo de caja del accionista indica lo que obtiene el accionista de un proyecto. Se trata de la caja que le queda al accionista una vez devueltos los recursos obtenidos de terceros y su correspondiente coste.

5.6. MÚLTIPLOS DE TRANSACCIONES COMPARABLES.

Las metodologías de valoración por múltiplos son normalmente un complemento al de Descuentos de Flujo de Caja que es mucho más representativo cuando se conoce información fiable del proyecto. No obstante, en ocasiones, estos métodos son una única alternativa ya que el uso del Descuento de Flujo de Caja puede no ser conveniente

5.7. PROYECTO DE LA INSTALACIÓN DE UNA FGD DENTRO DE UN SED.

En este caso, para la valoración económica de proyectos de distintas Fuentes de Generación Dispersa se utilizará el Método de Descuentos de Flujo de Caja, ya que los ingresos y los costes en este tipo de instalaciones se pueden predecir con márgenes de error aceptables. Además, se utilizará el cálculo del Flujo Libre de Caja porque lo que se pretende es el cálculo de la rentabilidad del proyecto exclusivamente y no lo que obtiene el accionista del proyecto.

5.8. PARÁMETROS DE ESTUDIO.

Como acabamos de indicar, el método escogido para la valoración económica ha sido el de Descuentos de Flujo de Caja, por lo que para poder calcular la rentabilidad del proyecto será necesario obtener los distintos flujos de caja que tienen lugar a lo largo de la vida útil del mismo. A su vez, estas entradas y salidas de dinero dependen de distintas variables, en este caso muchas de ellas características los métodos de producción de energía eléctrica.

Normalmente, antes de la fecha de puesta en marcha (PEM), tienen lugar una serie de desembolsos para el pago de la inversión y de los costes de compra correspondientes, éstos representan las aportaciones de capital necesarias para financiar la adquisición o desarrollo de los activos del proyecto. Habrá que tener en cuenta tanto las cantidades desembolsadas como el calendario con las fechas en las que tienen lugar dichos pagos.

Una vez empieza el funcionamiento de las máquinas, se generarán unos determinados flujos de caja durante la vida útil del proyecto que representan el flujo neto de entradas y salidas de efectivo derivadas del funcionamiento de la instalación con los que se pretende una recuperación de la inversión llevada a cabo.

El ingreso principal en una fuente de generación dispersa se obtiene de la retribución de la energía que se vierte a la red, además puede haber otros ingresos debidos a la prestación de servicios complementarios a la venta de energía como es la regulación de potencia reactiva.

Hay costes de muy variadas naturalezas. Por un lado estarían los que hacen referencia a los gastos operativos como es el caso de la operación y mantenimiento, el pago de seguros, el canon de terrenos, la cuota de conexión a la red, la administración del parque. Por otra parte hay que considerar el pago de impuestos, tasas locales y costes derivados de la financiación. La inclusión de estos últimos a la hora de calcular los flujos de caja dependerá del tipo de rentabilidad que se pretende analizar. En el caso de tratarse exclusivamente de la rentabilidad del proyecto no se deberán tener en cuenta mientras que para la rentabilidad del accionista deberán descontarse. [4]

A su vez, los gastos e ingresos dependen de otras muchas variables que pueden estar relacionadas con:

- Características técnicas de la fuente de generación dispersa: potencia instalada, Número de horas equivalentes de funcionamiento
- Estructura de financiación: intereses, volumen de la deuda, porcentaje de fondos propios.
- Contabilidad: período de amortización fiscal, exenciones fiscales, tipo impositivo, inflación, plazo de cobro, plazo de pago.
- Negocio: tipos de FGD's, garantías Una vez alcanzada la vida útil, puede existir cierto valor residual que dependerá de la vida útil de los activos, el tipo de proyecto, etc.

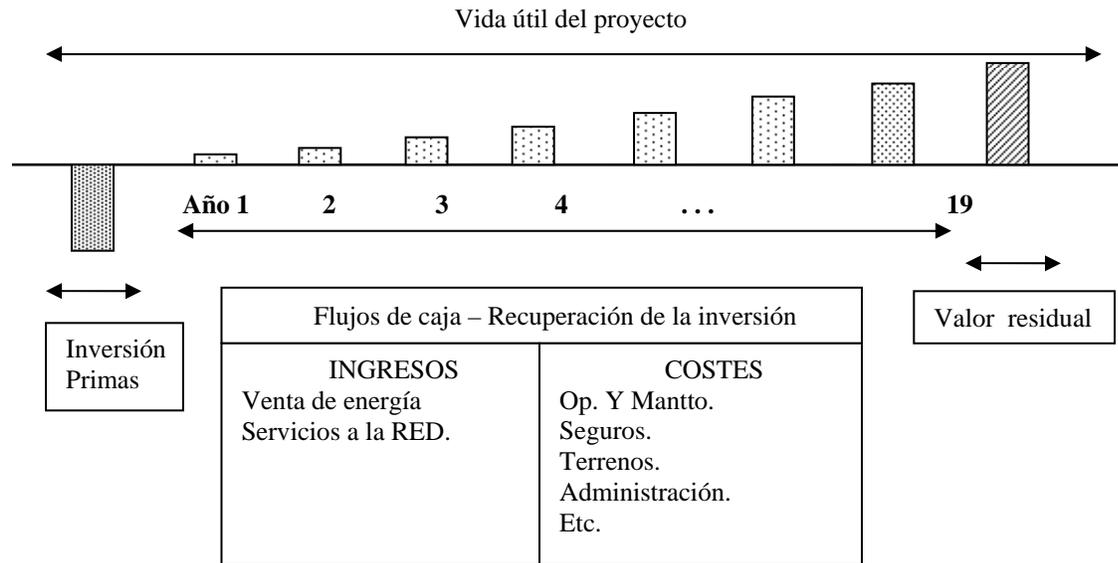


Figura 5.2. *Flujos de Caja.*

5.9. INDICADORES DE RENTABILIDAD.

De cara a la selección de un proyecto existen diferentes indicadores de rentabilidad basados en los Flujos de Caja. Los más característicos son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el Período de recuperación o Payback. Tanto en VAN como el TIR se basan en lo mismo, y es la estimación de los flujos de caja que tenga la empresa.

5.10. PERÍODO DE RECUPERACIÓN O PAYBACK.

Indica el período temporal desde que se realiza la inversión hasta que ésta es recuperada a través de los flujos de caja generados por la instalación. Dependiendo del perfil del inversor y de

su capacidad financiera, el Período de Recuperación de la inversión puede ser una variable importante a la hora de evaluar el proyecto.[5]

Esta variable cobra importancia cuando se desea generar más fondos o recursos, ya que períodos de recuperación pequeños dan la posibilidad de reinvertir los beneficios obtenidos de la actividad del negocio. Un proyecto puede tener, por lo tanto, varios períodos de recuperación en función del calendario de inversiones que se haya establecido.

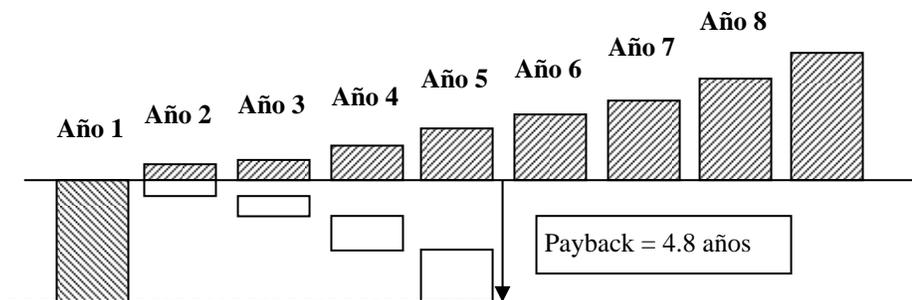


Figura 5.3. *Periodo de Recuperación PayBack.*

5.11. VALOR ACTUAL NETO.

Si tenemos un proyecto que requiere una inversión y nos generará flujos de caja positivos a lo largo de años, habrá un punto en el que recuperemos la inversión debido a las ganancias generadas. Pero claro, si en lugar de invertir el dinero en un proyecto empresarial lo hubiéramos invertido en un producto financiero, también tendríamos un retorno de dicha inversión. Por lo tanto a los flujos de caja hay que recortarles una tasa de interés que podríamos haber obtenido, es decir, actualizar los ingresos futuros a la fecha actual. [6]

Dicho de otra forma, se trata del valor financiero actual de los flujos de caja futuros generados por la inversión, usando una determinada tasa de descuento con el fin de traer a la fecha actual estos flujos. Como lo que se pretende es mantener las hipótesis de rentabilidad del proyecto, esa tasa de descuento coincidirá con la tasa de rentabilidad mínima exigida, habitualmente el WACC que, como ya se indicó, refleja la retribución de las diferentes fuentes de financiación del proyecto.

Si a este valor le descontamos la inversión inicial, tenemos el Valor Actual Neto del proyecto, la fórmula para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + R)^n}$$

n.- Año de los datos.

I.- Inversión inicial.

Qn.- Flujo de caja del año n.

R.- Tasa de interés de rentabilidad mínima exigida o WACC.

N.- el número de años de la inversión

Este parámetro nos permite tener en cuenta que un gasto invertido durante un cierto tiempo produce un beneficio y podremos determinar la cantidad de dinero que es viable invertir inicialmente para que se recupere la inversión en un periodo de tiempo determinado por la Directiva.

Si por ejemplo hacemos una estimación de los ingresos de nuestra empresa durante cinco años, para que el proyecto sea rentable el VAN tendrá que ser superior a cero, lo que significará que recuperaremos la inversión inicial y tendremos más capital que si lo hubiéramos puesto a renta fija.

Para determinar la viabilidad se toma a consideración lo siguiente. Si el VAN es mayor que cero, esto nos indicará que se están generando ganancias. Si el VAN es menor a cero esto nos indica que se están presentando pérdidas. La viabilidad del proyecto dependerá mucho de que se respete, el tiempo en que se pretende recuperar la inversión inicial, algo que ocurrirá con mayor prontitud cuanto menor sea la inversión inicial y mayores sean las ganancias generadas año tras año.

5.12. TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR).

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), es la tasa de interés que hace al VAN igual con cero. Este indicador es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto y con esto nos referimos a la tasa de interés necesaria a la que habrá que sujetarse para que la inversión sea recuperada. [7]

Si tenemos en cuenta que a dicho proyecto hay que exigirle una rentabilidad mínima, la rentabilidad real del mismo será la diferencia entre la TIR y el WACC. La fórmula es la siguiente:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

n.- Año de los datos.

I.- Inversión inicial.

Qn.- Flujo de caja del año n.

TIR.- Tasa de interna de Rentabilidad..

N.- el número de años de la inversión

Para que el proyecto sea viable será necesaria que la tasa de interés mínima este por encima de la TIR. Si la TIR es mayor que la tasa mínima exigida el proyecto no será aceptable para su realización.

5.13. ELECCIÓN DEL INDICADOR DE RENTABILIDAD.

Cada gestor seleccionará aquel indicador de rentabilidad, valor o riesgo que considere más adecuado y acorde a sus políticas de inversión, teniendo en cuenta el tipo de proyecto.

Considere el hecho de que siempre y cuando el VAN este por encima de cero, el proyecto será rentable y por ende viable, sin embargo, aquel VAN que permitirá que se recupere la inversión inicial sin riesgos y respetando el PAYBACK será aquella conocida como TIR y esta a su vez tendrá que estar por encima de la Tasa Mínima Exigida por la directiva del proyecto.[8]

5.14. RIESGOS Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

Todo proyecto lleva asociado una serie de riesgos. En el caso de la instalación de fuentes de generación dispersa, se pueden identificar las siguientes categorías fundamentalmente:

- Riesgos operativos
- Riesgos financieros.
- Riesgos regulatorios.
- Riesgos macroeconómicos.

5.15. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

El análisis de estos riesgos será muy importante para posteriormente poder elaborar un plan de contingencia y control a cada situación. Se requiere una valoración económica del impacto potencial de los mismos tanto cualitativamente como cuantitativamente para poder identificar de esta forma aquellos riesgos con una mayor influencia o sensibilidad en el proyecto, así como la posibilidad de ocurrencia de cada uno de ellos.

5.16. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO.

El análisis Costo-Beneficio, permitir definir la factibilidad de las alternativas planteadas o de proyectos a ser desarrollados. Es un planteamiento teórico aplicado a toda evaluación sistemática cuantitativa de un proyecto, para determinar si este es oportuno desde una perspectiva rentable y en que medida. Los resultados pueden expresarse en diferentes formas, entre las que destacan la TIR, el VAN y la relación beneficio/costo. [9]

5.16.1 Objetivo.

La técnica de Análisis de Costo - Beneficio, tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de los costos en que se incurren en la realización de un proyecto

informático, y a su vez comparar dichos costos previstos con los beneficios esperados de la realización de dicho proyecto.

5.16.2 Utilidad.

- La utilidad de la presente técnica es la siguiente:
- Valora la necesidad y oportunidad de acometer la realización del proyecto.
- Selecciona la alternativa más beneficiosa para la realización del proyecto.
- Permite estimar adecuadamente los recursos económicos necesarios, en el plazo de realización del proyecto.

5.17. PROCEDIMIENTO PARA REALIZACIÓN DE UN ANÁLISIS DE COSTO-BENÉFICO.

Si queremos realizar un Análisis de Costo - Beneficio fiable, debemos de elaborar dos tipos de listas, la primera con lo requerido para implantar el sistema y la segunda con los beneficios que traer consigo el nuevo sistema.

Antes de redactar la lista es necesario tener presente que los costos son tangibles, es decir, se pueden medir en alguna unidad económica, mientras que los beneficios pueden ser tangibles y no tangibles, es decir pueden darse en forma objetiva o subjetiva.

5.17.1 Los Costos.

La primera lista (requerimiento para implantar el sistema) deber estar integrada por requerimientos necesarios para ejecutar el proyecto, el valor que tiene cada uno y sus posibles variaciones de acuerdo a la inflación, de esta forma, la Dirección obtener información detallada de como se distribuyen sus recursos.

Para elaborar la lista, se necesita contar con experiencia en la participación de proyectos similares, así como datos históricos que, le permitan estimar adecuadamente los requerimientos necesarios para ejecutar el proyecto.

Para mayor explicación, proporcionaremos ejemplos de algunos gastos necesarios para ejecutar un proyecto cualquiera:

- Costos de equipo, donde se detallar el tipo de equipo requerido para el proyecto.
- Costos de infraestructura, donde se determinar el ambiente adecuado para el equipo, así como el mobiliario requerido para cada uno de ellos.

- Costo de personal, se determinará el número de personal requerido tanto técnico como administrativo, sus características y el tipo de capacitación que se le deberá proporcionar a cada empleado.
- Costo de materiales, se determinarán todos los materiales necesarios para el desarrollo del proyecto.
- Costo de consultora, se determinará el tipo de garantía a proporcionar a la Dirección luego de desarrollado el sistema.

Cada una de las valoraciones anteriores deberá ser realizada en sus áreas correspondientes. Para poder englobarlo todo, será preciso la realización de un modelo informático en Excel, con el cual no solo se contemplarán todos los costos asociados al proyecto si no que también nos permitirá observar la sensibilidad que puede tener el proyecto ante algunos de sus parámetros, su desarrollo se atenderá en extenso en el siguiente capítulo.

5.17.2 Los beneficios.

La segunda lista, los beneficios que traer consigo el proyecto, debe de ser elaborada en forma subjetiva y deben estar acorde a los requerimientos de información de los usuarios. Por ejemplo, los beneficios proporcionados por nuestro proyecto de generación dispersa pueden ser:

- Mejora en los perfiles de voltaje de utilización de los usuarios.
- Reducción de pérdidas por efecto Joule.
- Una mayor confiabilidad del servicio eléctrico.
- Ganancias de la venta de energía.

A diferencia del último, existe una necesidad, de traducir estos beneficios a cantidades contables para así poder compararlos con los costos, esto es posible mediante un estudio de flujos de carga, el cual se estudiará en su propio capítulo más adelante.

5.18. DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y SU ACEPTACIÓN.

Para determinar si la ejecución de un proyecto será rentable o no, según el análisis de costo beneficio, es necesario evaluar su rentabilidad, para lo cual nos basaremos en el método siguiente:

Para clarificar más entiéndase por costos, a aquel monto o cantidad invertida en el proyecto, dinero que se tuvo que desembolsar o que se pidió prestado y por ende está sujeto a

responsabilidades, en general se pueden englobar como “salidas de capital” y entiéndase por beneficios a toda ganancia obtenida por el proyecto “entradas de capital”.

Lo que se pretende es obtener los ingresos o ganancias totales acumuladas ya habiendo transcurrido un tiempo determinado, este tiempo está en función de la vida útil del proyecto. De igual manera se pretende cuantificar el costo o monto de la inversión, es decir, la cantidad acumulada de las salidas de capital hasta la fecha del mismo tiempo que ya se ha comentado.

Téngase en cuenta que en lo que a los ingresos concierne, se maneja una tasa de rentabilidad y para los costos que implicaron la inversión, un gasto o dinero que se pido a préstamo, se maneja una tasa de interés.

Una vez cuantificados los montos acumulados de los ingresos y la inversión así como sus tasas de rentabilidad e interés respectivamente, se procede a obtener el valor actual de ambos. El Valor Actual de los Beneficios (VAB) y el Valor actual de los Costos (VAC)

Esto se hace para obtener el índice de costo-beneficio (ICB) que es el índice de rentabilidad neta, cuya fórmula es la siguiente:

$$ICB = \frac{VAB}{VAC}$$

Donde:

$$VAB = \frac{B_{TOT}}{(1 + T_R)^t}$$

B_{TOT} - Beneficios o Ganancias acumuladas totales.

T_R - Tasa de rentabilidad.

t= último periodo de la vida útil del proyecto

$$VAB = \frac{C_{TOT}}{(1 + T_I)^t}$$

B_{TOT} - Costos o Inversiones acumuladas totales.

T_I - Tasa de interes.

t= último periodo de la vida útil del proyecto

Según el criterio si el $ICB > 1$ el proyecto es viable, y si el $ICB < 1$ No lo es, Asi mismo a la hora de elegir entre varios proyectos, siempre se optara por el que tenga la mayor relación de costo beneficio.

Referencias Capitulo 5

- [1] Beatriz Catasús Moreno, Análisis de Rentabilidad de proyectos Eólicos bajo distintos marcos regulatorios y proyecciones de distribución, Universidad Pontificia de comillas, Escuela Técnica superior de ingeniería (ICAI).
- [2] Finanzas Corporativas Segunda Edición. Michael C. Ehrhardt & Eugene F. Brigham, CENGAGE Learning.
- [3] Gallardo, Juan, Preparación y Evaluación de Proyectos, México, Mc Graw Hill, 1998.
- [4] Costs –Benefit Analysis for Development: A practical Guide. Asian Development Bank.
- [5] Economía de la empresa. Seminario de profesores de economía de Aragón, 2da Edición.
- [6] Planificación y rentabilidad de proyectos industriales, Ramón Companys Pascual, Albert Corominas Subías. Profesor Massino florio.
- [7] Evaluación de proyectos sociales, Ernesto Cohen, Rolando Ranco, Siglo 21 editores SA de CV.
- [8] L.A. Ismael Bautista Hernández, Métodos y Técnicas de evaluación de Proyectos de Inversión. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo-Huejutla.
- [9] Guia del análisis costes-beneficios de los proyectos de inversión. Dirección General política Regional Comisión Europea.

Capítulo 6

Costos y Rentabilidad de Proyectos de Plantas de Generación Dispersa.

En el presente capítulo estudiarán los costos asociados a tres fuentes de generación dispersa, así como su rentabilidad y la sensibilidad que tiene cada proyecto, con esto se pretende resaltar y definir las ventajas y desventajas de cada proyecto desde el punto de vista contable y económico.

6.1. INTRODUCCIÓN.

Como se comentó en los previos capítulos, la rentabilidad de un proyecto es muy importante, así mismo ya han tratado los métodos necesarios para cuantificar esta rentabilidad. Para poder llevar a cabo esta tarea, será prescindible seguir una serie de pasos, desde la investigación inicial, hasta la impresión de resultados. Lo que queda en medio estará robustamente sustentado por una herramienta informática que se desarrollara para el propósito de estimar la rentabilidad de estrés tres fuentes de generación dispersa. Así pues se comparara el costo y la rentabilidad de una planta eólica, una planta solar y una planta de microturbinas de gas.

6.2. HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA LA CUANTIFICACIÓN DE RENTABILIDAD DE PROYECTOS.

Para cuantificar los costos de las distintas FGD se realizara un modelo económico de rentabilidad de dichas plantas, para lo cual aremos uso de la herramienta Microsoft Excel, esta paquetería del programa Windows Microsoft Office, es elegido por su diversificación, ya que es casi un estándar como herramienta contable, formulas, base de datos, etc. dicho modelo informático será usado para evaluar cada una de las FGD, por lo que entre sus características habrá de presentar la generalidad y flexibilidad suficiente para poder ser usado para este u otros fines no tan similares.

6.3. MODELO DE RENTABILIDAD PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DISPERSA.

El modelo es una un archivo o libro de Microsoft Excel, el cual a su vez está conformado por siete hojas de cálculo, cada uno con un nombre y propósito propio, pero que en conjunto se encuentran relacionadas entre sí por medio de fórmulas y links (enlaces), dentro del libro. Las hojas mencionadas son las siguientes. Datos de Entrada, Producción de la planta eléctrica, Tesorería, Cuenta de resultados, Balance, Rentabilidad y Análisis de Sensibilidad.

6.4. HOJAS DE CÁLCULO DEL MODELO DE RENTABILIDAD.

6.4.1 Datos de Entrada.

Los datos de entrada son todos aquellos relacionados con las características de la planta, como capacidad y número de unidades, y nuestras obligaciones financieras, como las primas de compra, inversión, pago de impuestos etc. Puede apreciarse en el Apéndice A1.

6.4.2 Producción de la planta eléctrica.

Estima la producción que la planta de generación tendrá durante los periodos que comprendan su vida útil, y así mismo calcula las ganancias monetarias que se devengarán de esta producción. Puede apreciarse en el Apéndice A2.

6.4.3 Tesorería.

La tesorería es el dinero en efectivo que una empresa tiene. La hoja de Tesorería del modelo, son cobros, o entradas de dinero, y los pagos, o salidas de dinero. Como los son los cobros y pagos ordinarios, de inversiones, de financiación y del tipo extraordinarios, Estos pueden apreciarse en el Apéndice A3. [1]

6.4.4 Cuenta de resultados.

La cuenta de resultados o cuenta de pérdidas y ganancias refleja todas las operaciones de producción o servicio que se desarrollan en un ejercicio económico, conteniendo tanto los gastos para obtener ventas como los ingresos que se desprenden de dichas ventas. Por diferencia entre los ingresos y los gastos obtenemos los resultados, el detalle de esta hoja de cálculo se aprecia con más detalle en el Apéndice A4. [2]

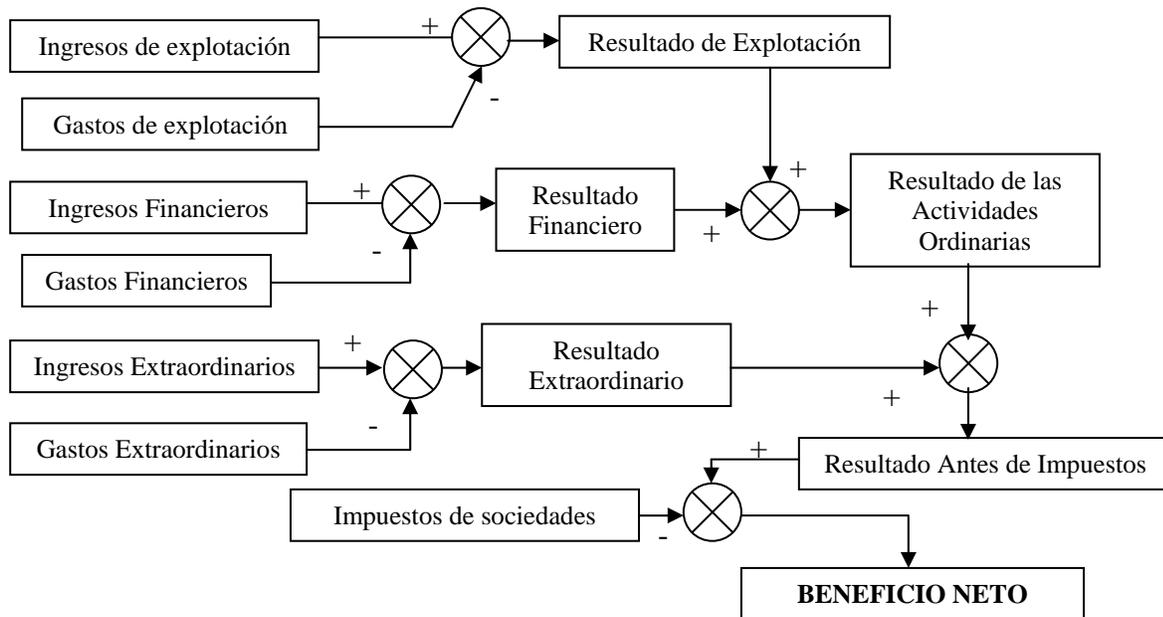


Figura 6.1. Esquema de la realización de la cuenta de resultados.

6.4.5 Balance.

El balance general es el estado financiero que muestra la situación financiera de una empresa a una fecha determinada, lo conforman tres elementos: el pasivo, el activo y el capital contable. [3]

- **Activo:** En contabilidad se le denomina así al total de recursos de que dispone la empresa para llevar a cabo sus operaciones, representa todos los bienes y derechos que son propiedad del negocio.
- **Pasivo:** En contabilidad se le denomina al total de deudas y obligaciones contraídas por una empresa, o a cargo del negocio.
- **Capital contable:** Esta expresión es empleada en contabilidad para referirse a la suma de las aportaciones de los propietarios modificada por los resultados de operación de la empresa; el capital social, que es el valor de los bienes de los socios de la empresa, más las utilidades o menos las pérdidas.

La hoja de la cuenta del balance se divide en dos partes, como mejor puede apreciarse en el Apéndice A5, una referida al activo, para obtener el total del activo y la otra referida a la suma del pasivo y el capital contable para obtener el total del pasivo. La diferencia entre el total el activo y el total del pasivo debe ser nula.

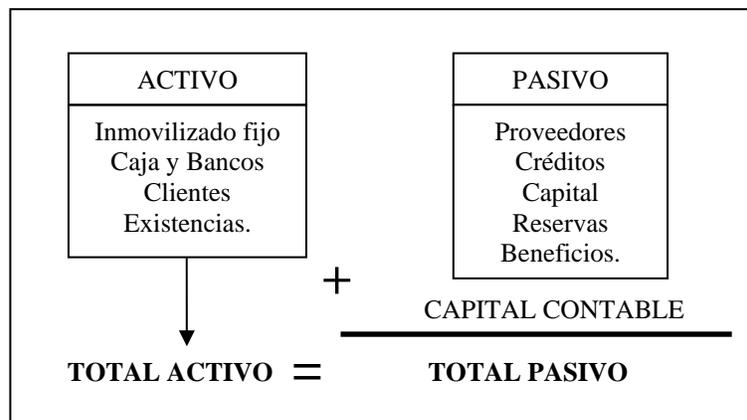


Figura 6.2. Esquema del Balance General

6.4.6 Rentabilidad.

En esta hoja se calculan los flujos netos de caja, estos, son la base para poder analizar la viabilidad de los proyectos de inversión. No obstante, cada uno de los flujos netos de caja estimados se genera en un determinado momento del tiempo, siendo necesario su descuento al momento actual para que sean cantidades comparables. Por tanto, es importante tener en cuenta que lo que se descuentan son los flujos netos de caja y no los beneficios contables. [4]

El método del descuento de los flujos de caja aplicado a la valoración de un proyecto de inversión se basa en que el valor del proyecto equivale al valor presente de los rendimientos futuros generados por el mismo, por aplicación de una tasa de descuento adecuada. De tal forma que:

En primer lugar se estiman los flujos netos de caja esperados, pero solo tomando en cuenta los ingresos y gastos operativos que estén directamente asociados al proyecto de inversión (flujos operativos).

A continuación, se determina cuál es la tasa de descuento adecuada a dicho proyecto de inversión, que vendrá determinada por el coste de capital medio ponderado o WACC por sus siglas en ingles. Es decir, por el coste de oportunidad del capital o la tasa de rentabilidad exigida por el inversor para inversiones de riesgo similar.

Para finalizar, se aplica alguno de los métodos de valoración de inversiones, que pueden ser el VAN, la TIR o incluso ambos. Estos indicadores valoran la inversión y su rentabilidad. Como en los anteriores incisos, lo mencionado puede apreciarse de manera mas extensa en el Apéndice A6.

6.4.7 Análisis de Sensibilidad.

El análisis de sensibilidad varia parámetros clave de un proceso para determinar la sensibilidad de los resultados a la variación en cada partida. Pretende estimar los resultados de eventos fuera de los planes de la empresa. Esto es muy importante, por ejemplo, para el caso de nuestros proyectos de FGD eólica y solar, donde las condiciones climáticas, del que depende, son muy cambiantes y pueden con esto variar la viabilidad del proyecto.[5]

En la hoja de análisis de sensibilidad se realiza el cálculo de la TIR, con ayuda de las demás hojas del modelo, para algún parámetro asociado a la rentabilidad del proyecto, por lo general su fuente de energía. Haciendo uso de la programación en Visual Basic con el que cuanta el software Excel, se programa un ciclo “for”, donde se calcula la TIR para cada variación del parámetro asociada a la rentabilidad del proyecto, el resultado es una matriz de resultados en forma de tabla. Los resultados que se mencionan, aparecen en el Apéndice A7, donde se recaba, la mencionada matriz de datos, cuyos elementos los conforman las diferentes TIR, en forma de porcentajes, ante la variación de la inversión y la prima, para el proyecto de generación eólico. Así mismo programa en Visual Basic que se menciona puede ser apreciado en el Apéndice B.

6.5. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.

Se analizaran tres proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de generación dispersa. En los tres proyectos se consideraran sus parámetros individuales, si bien se hace destacar que las plantas de generación de energía eléctrica serán equivalentes en capacidad de generación. Así mismo se presentara un resumen de los costos, los resultados del análisis de rentabilidad y el análisis de sensibilidad al que fueron sometidos.

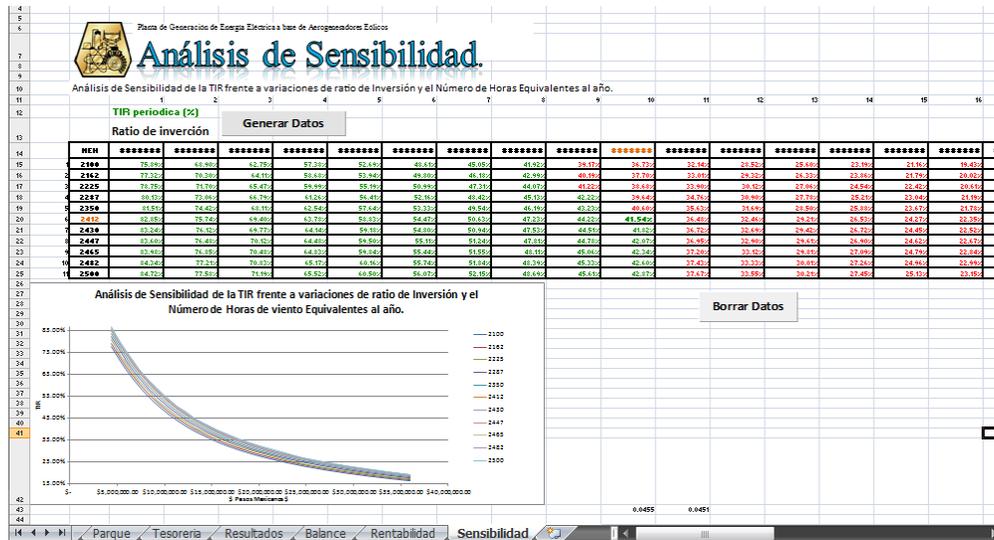


Figura 6.3. Detalle del modelo informático, Análisis de Sensibilidad.

6.5.1. PRECIOS DE LA ENERGÍA.

Para la cuantificación de los ingresos producto de la venta de energía se usaran los precios fijados en la Tabla 6.1, procedentes de la Comisión Reguladora de Energía. Cada productor de energía se enfrenta a distintas costos de producción, y el lógico pensar que a fin de obtener una ganancia elevan el precio del costo de producción a fin de obtener una ganancia o lo bajan para hacerse más competitivos. De no existir una comisión que regulara estos precios dichos productores podrían vender la producción al precio que ellos consideraran más competitivo y provechoso, y podrían presentarse dos casos extremos. El primero, vender la energía muy barata a fin de acaparar un mayor número de clientes, podría asfixiar la producción al no retroalimentarla con suficiente capital proveniente de las ventas. El segundo, conspiración de los productores para fijar precios altos, a fin de aumentar las ganancias, esto podría provocar desestabilidad en el mercado al no haber suficientes clientes que puedan aplicar a estos precios. Es por esto que la tabla será usada para las tres diferentes plantas de generación dispersa. Los valores de la Tabla 6.1 han sido calculados mediante la extrapolación de una línea de tendencia de los años de 1999 al 2013 y convertidos de Centavos por kilowatt a pesos por kilowatts. [6]

Tabla 6. 1. Precios para la venta de energía.

Año	Pesos/MWh	Año	Pesos/MWh	Año	\$/MWh	Año	Pesos/MWh
2015	2907.39	2020	3212.70	2025	3477.90	2030	3714.45
2016	2972.47	2021	3268.49	2026	3527.24	2031	3758.99
2017	3035.37	2022	3322.81	2027	3575.50	2032	3802.70
2018	3096.27	2023	3375.77	2028	3622.76	2033	3845.63
2019	3155.34	2024	3427.44	2029	3669.06	2034	3887.82
						2035	3929.30

6.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE AEROGENERADORES EÓLICOS.

6.6.1 Costos Parque Eólico.

En la Tabla se resumen los costos asociados a la construcción de un parque eólico con capacidad de 20 MW. [7],[8]

Tabla 6.2. *Resumen de costos de construcción de un proyecto eólico.*

Aerogeneradores	\$ 252,900,000.00 pesos
Obra Civil	\$ 22,568,145.62 pesos
Obra eléctrica	\$ 17,781,624.00 pesos
COSTO TOTAL	\$ 293,249,769.62 pesos

Para hacer frente al costo total de dicho proyecto se divide la suma del costo total de de la siguiente manera. Se pedirán dos préstamos, uno por el 50% del monto de la inversión y otro por el 50% del monto de la prima, así mismo se permitirá las aportaciones por “Deudas Subordinadas”, las cuales serán dos apartados , uno por el 10 % de inversión y otro por el 10 % de la prima. El resto del capital faltante para la realización del proyecto lo aportaran los accionistas y pasara a ser el llamado “capital social de la empresa”.

Tabla 6.3. *Aportaciones para la realización del parque eólico.*

Préstamo por el 50 % de la inversión	\$133,491,497.81
Préstamo por el 50 % de la prima.	\$13,133,387.00
Deuda Subordinada del 10% inversión.	\$26,698,299.56
Deuda Subordinada del 10% prima.	\$2,626,677.40
Resto del capital (Capital social) aportado por los inversionistas.	\$117,299,907.85
MONTO TOTAL	\$ 293,249,769.62 pesos

6.6.2. Parámetros para el Modelo de Rentabilidad Parque Eólico.

Sumándose a los costos se contemplaran los parámetros citados en la Tabla 6.3, se contemplaran una serie de parámetros a fin de poder modelar el comportamiento económico que tendrá la planta eólica a lo largo de sus 20 años de vida útil, los cuales quedan plasmados en la Tabla 6.4. [9]

Tabla 6.4. Paramentos para el modelo del Parque Eólico.

Número de Unidades Generadoras	10 Aerogeneradores.
Capacidad por aerogeneradores	2 Megawatts.
Capacidad de generación total instalada.	20 Megawatts.
Horas equivalentes de viento al año.	2412 horas.
Inversión.	\$ 13,349,149.78 pesos por MW instalado.
Prima.	\$ 1,313,338.70 pesos por MW instalado.
Puesta en Marcha	Agosto del 2015.
Periodo de Amortización	20 años.
Valor residual esperado	18%.
Crédito No 1. Del año 2008. 50 % prima	\$ 13, 133,387.00 pesos.
Crédito No 2. Del años 2010. 50 % Inversión	\$ 133, 491,497.80 pesos.
Plazo de los créditos	A pagar en 15 años.
Deuda subordinada 10 % de la prima	\$ 2, 626, 677.00 pesos.
Deuda subordinada 10 % de la inversión	\$ 26, 698,299.56 pesos.
Deuda Externa (cerditos y deudas subordinadas)	6 % del monto de la cuenta correspondiente.
Deposito fijo de la empresa	\$ 1, 000, 000.00 pesos.
Plazo de cobros operativos	100 días.
Tasa de impuestos	17 %
Operación y mantenimiento	\$ 195,030.00 pesos por MW en funcionamiento.
Garantía del proveedor	\$ 71,100.00 pesos/MW por los primeros 2 años
Gastos de Administración	9% de los ingresos.
Seguros	\$ 56, 160.00 pesos por MW en funcionamiento
Renta de terrenos [10]	\$ 204,120.00 pesos por año.
Impuestos	\$ 73,800.00 pesos por MW en funcionamiento.
Años de los datos	Año 2007
Plazo pagos operativos	100 días.
Tasa media de inflación a lo largo de la vida útil del activo.	3 %
Rentabilidad mínima exigida	8.04%

6.6.3. Rentabilidad del Proyecto de Parque Eólico.

En la Tabla 6.5 pueden apreciarse los resultados de modelo de rentabilidad, se aprecia que se exige una rentabilidad del 20% y que la obtenida es del 41.54%, esto contando con una cantidad de 2412 horas de viento al año, también nos indica que se ha obtenido un Valor Actual Neto positivo y que el reembolso de lo invertido en la construcción de la planta eólica se ha

recuperado en al cuarto año de su ejercicio. Todo lo anterior nos indica que el proyecto tiene valides y es económicamente rentable bajo estas condiciones.

Tabla 6.5. Resultados de modelo de rentabilidad del parque eólico.

RENTABILIDAD	
TIR	41.54%
TIR exigido	20.00%
VAN final	\$ 237,621,860.12 Pesos Mexicanos
PAY-BACK	4 AÑOS

6.6.4. Sensibilidad del Proyecto de Parque Eólico.

El estudio de sensibilidad es una variación de los parámetros más significativos del proyecto, en nuestro caso el número equivalente de horas de viento al año. La idea es plantear una variación de este número de horas equivalentes al año y así mismo el monto de la inversión, Figura 6.10, y el monto de la prima, Figura 6.11, dando como resultado una matriz de soluciones, formados por porcentajes que representan la rentabilidad (TIR) en cada caso.

En ambas graficas puede apreciarse algo bastante lógico, se puede deducir que, entre el número de horas equivalentes de viento sea mayor y el monto, ya sea de la inversión o de la prima, sea menor, la tasa de rentabilidad interna será mayor, es decir el proyecto será más rentable. Así mismo de forma inversa, cuanto mayor sea el monto invertido y menores las horas de viento al año, la rentabilidad del proyecto será menor.

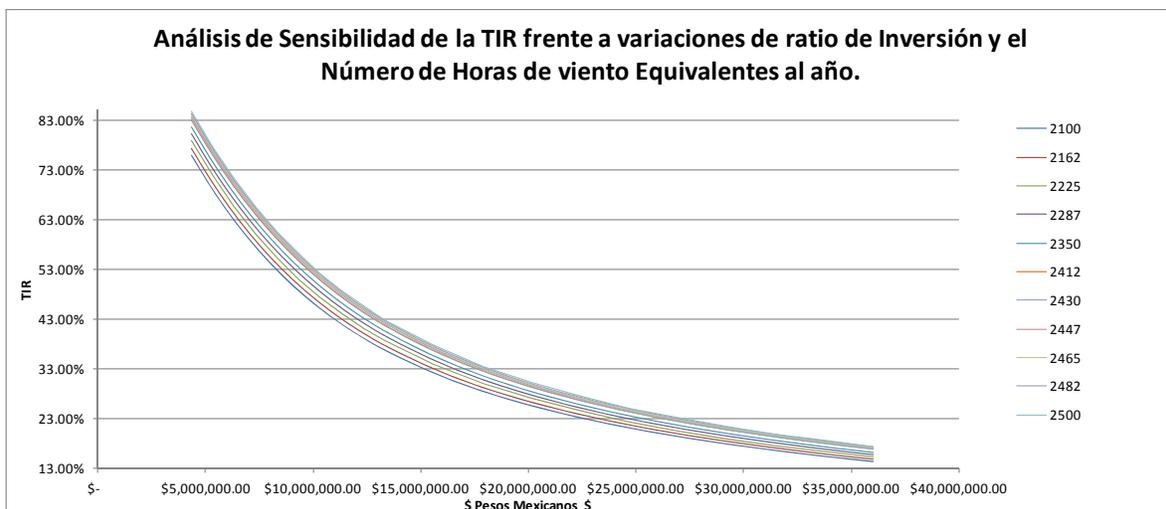


Figura 6.4. Rentabilidad ante variaciones del monto de inversión planta eólica.

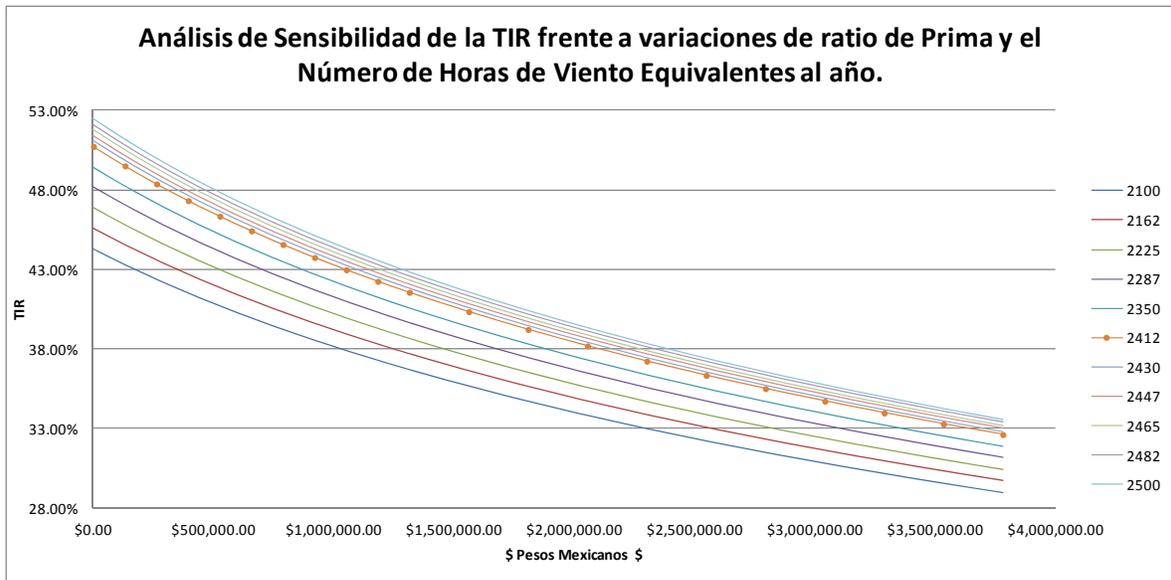


Figura 6.5. Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta eólica.

6.7. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A BASE DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.

6.7.1. Costos Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica.

Tal como se realizó con el proyecto de parque eólico, aquí también se resume, el costo que conllevaría la realización de una planta de solar fotovoltaica con una capacidad de generación de 20 MW. Dicho resumen se aprecia en la Tabla 6.7. El monto total se adquirirá de los montos proporcionados por las distintas entidades definidas por la Tabla 6.8. [11]

Tabla 6.6. Resumen de costos de construcción de un proyecto de planta solar fotovoltaica.

Equipos fotovoltaicos	\$419,054,085.84
Obra Civil	\$82,291,707.81
Conductores	\$24,409,683.48
Servicios	\$7,223,940.10
Suministros y montaje	\$45,068,620.87
COSTO TOTAL	\$578,048,038.10

Tabla 6.7. Aportaciones para la realización de la planta solar fotovoltaica.

Préstamo por el 50 % de la inversión	\$263,011,857.34
--------------------------------------	------------------

Préstamo por el 50 % de la la prima.	\$26,012,161.71
Deuda Subordinada del 10% inversión.	\$52,602,371.47
Deuda Subordinada del 10% prima.	\$5,202,432.34
Resto del capital (Capital social) aportado por los inversionistas.	\$231,219,215.24
MONTO TOTAL	\$578,048,038.10

6.7.2. Parámetros del Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica.

En la siguiente tabla pueden apreciarse los parámetros que se usaran en el modelo, se destaca que los parámetros que se cambian son los equipos de generación de energía eléctrica, así como el número de horas equivalentes de viento al año pasan a ser el número de horas equivalentes de sol al año. [12],[13] y [14]

Los demás parámetros se mantienen a fin no abandonar el marco de comparación al que se someterán los proyectos.

Tabla 6.8. Paramentos para el modelo de la Planta Solar Fotovoltaica.

Número de paneles solares [15]	79200 Paneles fotovoltaicos.
Capacidad por modulo	290 watt.
Capacidad de generación total instalada.	22.968 Megawatts.
Horas equivalentes de sol al año.	1980 horas.
Inversión.	\$26, 301,185.73 por MW instalado.
Prima.	\$2,601,216.17 por MW instalado.
Puesta en Marcha	Agosto del 2015.
Periodo de Amortización	20 años.
Valor residual esperado	18%.
Crédito No 1. Del año 2008. 50 % prima	\$26, 012,161.70 pesos.
Crédito No 2. Del años 2010. 50 % Inversión	\$263, 011,857.29 pesos.
Plazo de los créditos	A pagar en 15 años.
Deuda subordinada 10 % de la prima	\$5, 202,432.34 pesos.
Deuda subordinada 10 % de la inversión	\$52, 602,371.46 pesos.
Deuda Externa (cerditos y deudas subordinadas)	6 % del monto de la cuenta correspondiente.
Deposito fijo de la empresa	\$ 1, 000, 000.00 pesos.
Plazo de cobros operativos	100 días.
Tasa de impuestos	17 %
Operación y mantenimiento	\$ 195,030.00 pesos por MW en funcionamiento.

Garantía del proveedor	\$ 71,100.00 pesos/MW por los primeros 2 años
Gastos de Administración	9% de los ingresos.
Seguros	\$ 56, 160.00 pesos por MW en funcionamiento
Renta de terrenos	\$ 204,120.00 pesos por año.
Impuestos	\$ 73,800.00 pesos por MW en funcionamiento.
Años de los datos	Año 2007
Plazo pagos operativos	100 días.
Tasa media de inflación a lo largo de la vida útil del activo.	3 %
Rentabilidad mínima exigida	8.04%

6.7.3 Rentabilidad del Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica.

Tabla 6.9. Resultados del modelo de rentabilidad de la planta solar fotovoltaica.

RENTABILIDAD	
TIR	20.15%
TIR exigido	20.00%
VAN final	\$40,635,350.01 Pesos Mex
PAYBACK	4 AÑOS

6.7.4. Sensibilidad del Proyecto de Planta Solar Fotovoltaica.

El las Figuras 6.12 y 6.13 puede apreciarse la comparación ante la variación de la prima y la inversión, pero esta vez en relación a la variación de las horas equivalentes de sol al año, dado que el sol no incide perpendicularmente sobre los paneles fotovoltaicos se calculan una cantidad de 6 horas eficaces de radiación solar diarios con las cuales se obtiene el máximo desempeño de los paneles fotovoltaicos, y se contempla que en el lugar donde se construyo la planta están garantizados más o menos 330 días de sol al año.

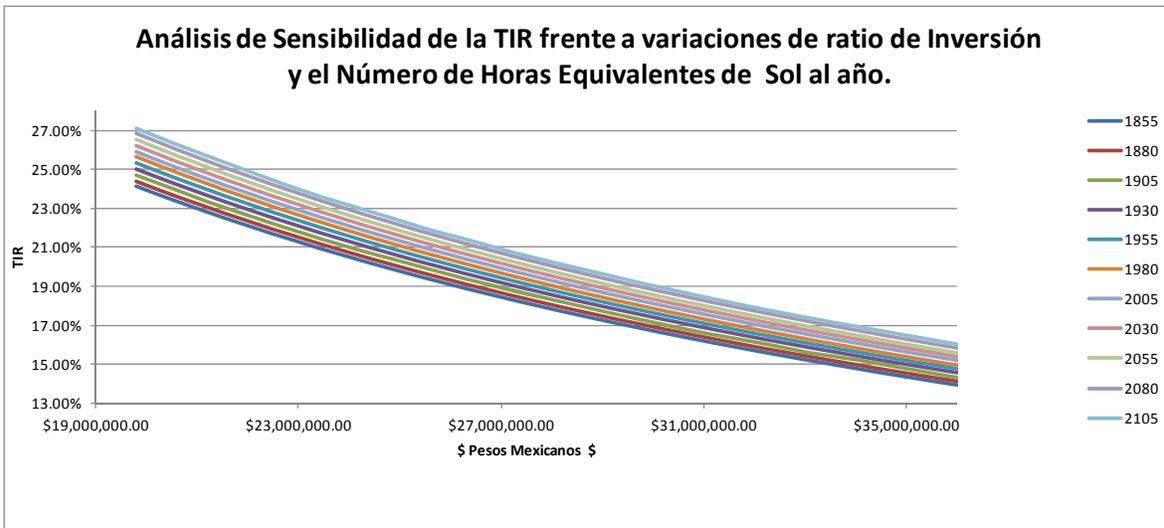


Figura 6.6. Rentabilidad ante variaciones del monto de la inversión planta solar.

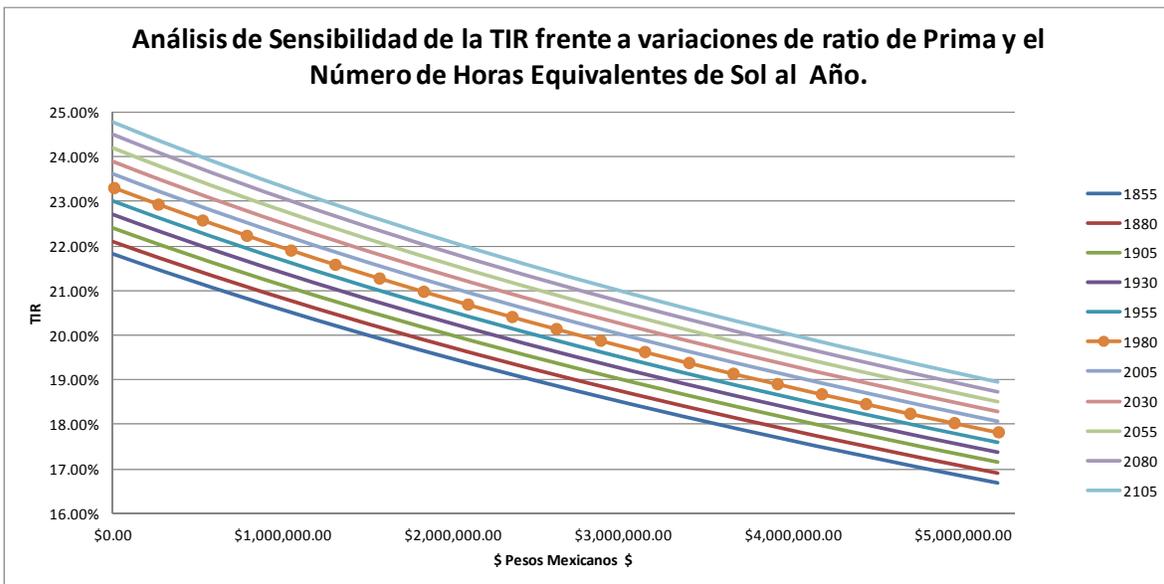


Figura 6.7. Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta solar.

6.8. PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE MICROTURBINAS DE GAS.

6.8.1 Costos del Proyecto de Generación de Energía a partir de Microturbinas de Gas.

En la tabla 6.11 pueden apreciarse los costos asociados en la realización de una planta compuesta por 20 microturbinas C1000 de de 1 MW cada una, sumando una capacidad de potencia instalada de 20 MM. Así mismo como se ha venido haciendo anteriormente también se expresan las aportaciones para el capital total del presupuesto en la Tabla 6.12. [16]

Tabla 6.10. Presupuesto para la Planta de Microturbinas de 20 MW.

PRESUPUESTO PROYECTOD DE PLANTA DE ENERGIA A BASE DE MICROTURBINAS GAS				
Potencia nominal instalada		20 MW		
		Cantidad	Prcio Unitario	Costo total
EQUIPOS				
Equipos Principales				
Microturbinas C1000 Paquete de 1000 kW	Unidades.	20	\$11,960,000.00	\$311,000,565.29
Compresor Boster	Unidades.	20	\$975,000.00	\$25,353,306.95
Recuperador de Calor	Unidades.	incluido	INCLUIDO	
Control / Conexiones.	Unidades.	20	\$1,300,000.00	\$33,804,409.27
Sub Total Equipo Principal				\$370,158,281.51
Labores y Materiales				
Labores/Materiales	...	20	\$5,239,000.00	\$136,231,769.36
Sub Total Labores y Materiales				\$136,231,769.36
Obra Civil				
Proyecto, supervisión y contrsrcción.	...	20	\$1,404,000.00	\$36,508,762.01
Ingeniería y comisiones.	...	20	\$1,144,000.00	\$29,747,880.16
Monto de Contingencias.	...	20	\$975,000.00	\$25,353,306.95
Sub total Obra civil				\$91,609,949.12
Costo total de La Planta				\$598,000,000.00

Tabla 6. 11. Aportaciones para la Planta de Microturbinas de 20 MW.

Préstamo por el 50 % de la inversión	\$272,090,000.00
Préstamo por el 50 % de la la prima.	\$26,910,000.00
Deuda Subordinada del 10% inversión.	\$54,418,000.00
Deuda Subordinada del 10% prima.	\$5,382,000.00
Resto del capital (Capital social) aportado por los inversionistas.	\$239,200,000.00
MONTO TOTAL	\$598,000,000.00

6.8.2. Parámetros del Proyecto de Generación de Energía a partir de Microturbinas de Gas.

En la Tabla 6.13 se exponen todos los parámetros a utilizar en el modelo informático, como se hizo con las plantas solar y eólica, si se pone cuidado en observar se apreciara que para este modelo se duplican los prestamos, la razón de esto obedece a la vida útil de los paquetes de Microturbinas C-1000, ya que su vida útil máxima es de alrededor de 10 años.

Como el estudio se extiende por 20 años, la premisa es mantener una capacidad instalada de 20 MW durante esos 20 años, por lo cual será necesaria una reestructuración alrededor del decimo año de operación a fin de reemplazar paulatinamente y sacar de servicio las microturbinas C-1000 que ya tengan cumplida su vida útil. Este es el motivo de los préstamos que se contemplan en los años 2023 y 2025, y cuyos efectos pueden verse en la grafica de la Figura 6.14 donde en dichos años se ve una caída en los flujos de caja. [17]

Tabla 6.12. Parámetros para el modelado de la Planta de Microturbinas de 20 MW.

Número de Unidades Generadoras	20 Unidades C1000.
Capacidad por modulo	1000 kW.
Capacidad de generación total instalada.	20 Megawatts.
Horas equivalentes de trabajo por año.	7748 horas.
Inversión.	\$27,209,000.00 por MW instalado.
Prima.	\$2,691,000.00 por MW instalado.
Puesta en Marcha	Agosto del 2015.
Periodo de Amortización	20 años.
Valor residual esperado	18%.
Crédito No 1. Del año 20013. 50 % prima	\$26,910,000.00 pesos.
Crédito No 2. Del años 2015. 50 % Inversión	\$272,090,000.00 pesos.
Crédito No 3. Del año 2023. 50 % prima	\$26,910,000.00 pesos.
Crédito No 4. Del años 2025. 50 % Inversión	\$272,090,000.00 pesos.
Plazo de los créditos	A pagar en 7 años.
Deuda subordinada 10 % de la prima	\$5,382,000.00 pesos.
Deuda subordinada 10 % de la inversión	\$54,418,000.00 pesos.
Deuda subordinada 10 % de la prima	\$5,382,000.00 pesos.
Deuda subordinada 10 % de la inversión	\$54,418,000.00 pesos.
Deuda Externa (cerditos y deudas subordinadas)	6 % del monto de la cuenta correspondiente.
Deposito fijo de la empresa	\$ 1, 000, 000.00 pesos.
Plazo de cobros operativos	100 días.
Tasa de impuestos	17 %
Operación y mantenimiento	\$3,021,720.00 pesos por MW en funcionamiento.
Garantía del proveedor	\$1,101,596.12 pesos/MW por los primeros 2 años
Gastos de Administración	9% de los ingresos.
Seguros	\$ 56, 160.00 pesos por MW en funcionamiento
Renta de terrenos	\$ 204,120.00 pesos por año.
Impuestos	\$ 73,800.00 pesos por MW en funcionamiento.
Años de los datos	Año 2013
Plazo pagos operativos	100 días.
Tasa media de inflación a lo largo de la vida útil del activo.	3 %
Rentabilidad mínima exigida	8.04%

Otro dato importante es el precio del combustible, que en este caso es el gas natural. Este parámetro es muy volátil y cambia constantemente, sin embargo y tal como lo hicimos con el precio de la energía este se puede estimar mediante interpolación de precios actuales y anteriores. Los precios actuales y anteriores son aportados por la Comisión Reguladora de Energía. [18]

Como nuestra planta se proyecta hasta el año 2035 hacemos uso de las estimaciones del organismo CME Group, el cual estima los precios del mercado del gas natural hasta el año 2023, de allí en adelante suponemos un aumento del 1% en el precio del gas natural hasta el año 2035, estos datos se encuentran en Dólares/MMBtu pero su oportuna conversión a pesos mexicanos se realiza en la Tabla 6.14 con un factor de conversión de dólares a pesos de 1:13. [19],[20]

El consumo de combustible de la planta lo obtenemos multiplicando los 11.4 MMBtu/hr, correspondientes a un paquete C 1000 de 1 MW por los 20 paquetes que conforman la planta dando como resultado un consumo de 228 MMBtu/hr.[21]

Tabla 6.13. Costo del consumo de combustible anual de las microturbinas para la planta de 20 MW.

Año	Precio del gas natural	Consumo de Combustible de la planta de 20 MW	Costo del consumo del combustible por hora.	Horas de servicio al año	Costo del combustible	Costo del combustible
	Dolares/MMBtu	MMbtu/hora	Dolares/hora	Horas al año	Dolares	Pesos
2015	\$4.67	228	\$1,065.06	7748	\$8,252,115.87	\$107,277,506.34
2016	\$4.22	228	\$961.57	7748	\$7,450,252.11	\$96,853,277.40
2017	\$4.26	228	\$971.19	7748	\$7,524,741.38	\$97,821,637.94
2018	\$4.29	228	\$979.15	7748	\$7,586,423.21	\$98,623,501.70
2019	\$4.35	228	\$991.53	7748	\$7,682,405.43	\$99,871,270.62
2020	\$4.47	228	\$1,018.95	7748	\$7,894,832.35	\$102,632,820.52
2021	\$4.59	228	\$1,046.88	7748	\$8,111,233.99	\$105,446,041.84
2022	\$4.69	228	\$1,068.86	7748	\$8,281,558.27	\$107,660,257.54
2023	\$4.75	228	\$1,083.97	7748	\$8,398,591.81	\$109,181,693.56
2024	\$4.80	228	\$1,094.81	7748	\$8,482,577.73	\$110,273,510.49
2025	\$4.85	228	\$1,105.76	7748	\$8,567,403.51	\$111,376,245.60
2026	\$4.90	228	\$1,116.81	7748	\$8,653,077.54	\$112,490,008.05
2027	\$4.95	228	\$1,127.98	7748	\$8,739,608.32	\$113,614,908.13
2028	\$5.00	228	\$1,139.26	7748	\$8,827,004.40	\$114,751,057.21
2029	\$5.05	228	\$1,150.65	7748	\$8,915,274.45	\$115,898,567.79
2030	\$5.10	228	\$1,162.16	7748	\$9,004,427.19	\$117,057,553.46
2031	\$5.15	228	\$1,173.78	7748	\$9,094,471.46	\$118,228,129.00
2032	\$5.20	228	\$1,185.52	7748	\$9,185,416.18	\$119,410,410.29
2033	\$5.25	228	\$1,197.38	7748	\$9,277,270.34	\$120,604,514.39
2034	\$5.30	228	\$1,209.35	7748	\$9,370,043.04	\$121,810,559.54
2035	\$5.36	228	\$1,221.44	7748	\$9,463,743.47	\$123,028,665.13

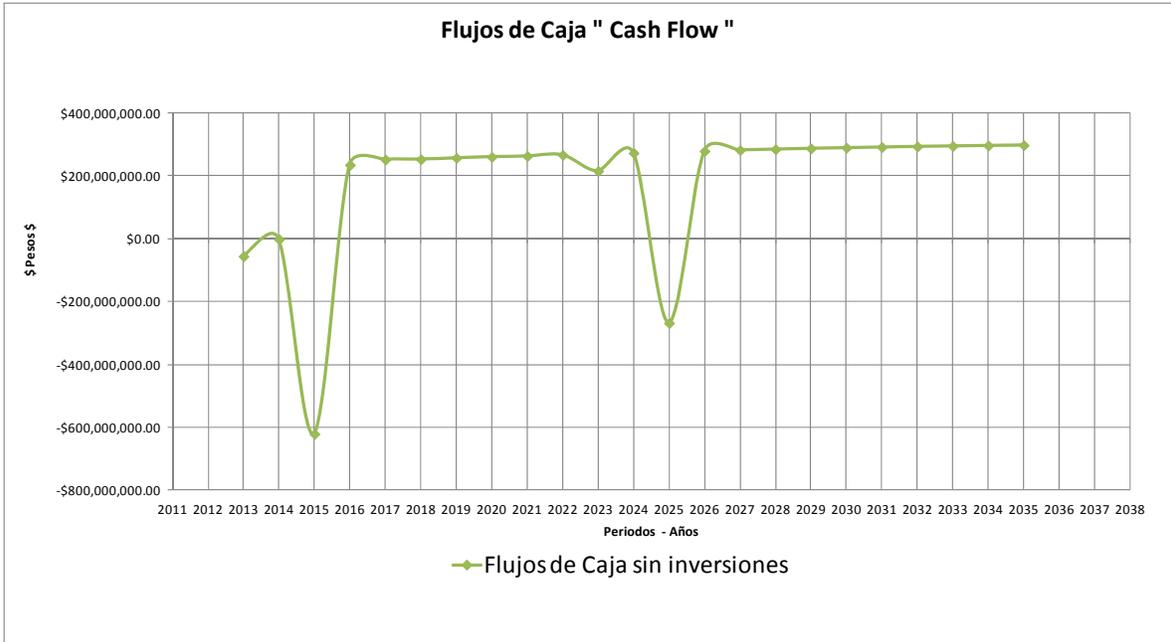


Figura 6.8. *Flujos de caja sin inversiones de modelado de la planta de microturbinas de 20 MW.*

6.8.3. Rentabilidad del Proyecto de Generación de Energía a partir de Microturbinas de Gas.

Tabla 6.14. *Resultados del modelado de la Planta de Microturbinas de 20 MW.*

RENTABILIDAD	
TIR	33.88%
TIR exigido	20.00%
VAN final	\$358,796,407.42 Pesos Mex
PAYBACK	5 AÑOS

En la pequeña Tabla. 6.14 se presentan los resultados del modelo para la planta de energía a base de microturbinas de 20 MW .

6.8.4. Sensibilidad del Proyecto de Generación de Energía a partir de Microturbinas de Gas.

Como en las anteriores plantas se presentan las graficas resultado del análisis de sensibilidad ante variaciones de los montos de inversión Figura 6.9 y monto de la prima Figura 6.10.

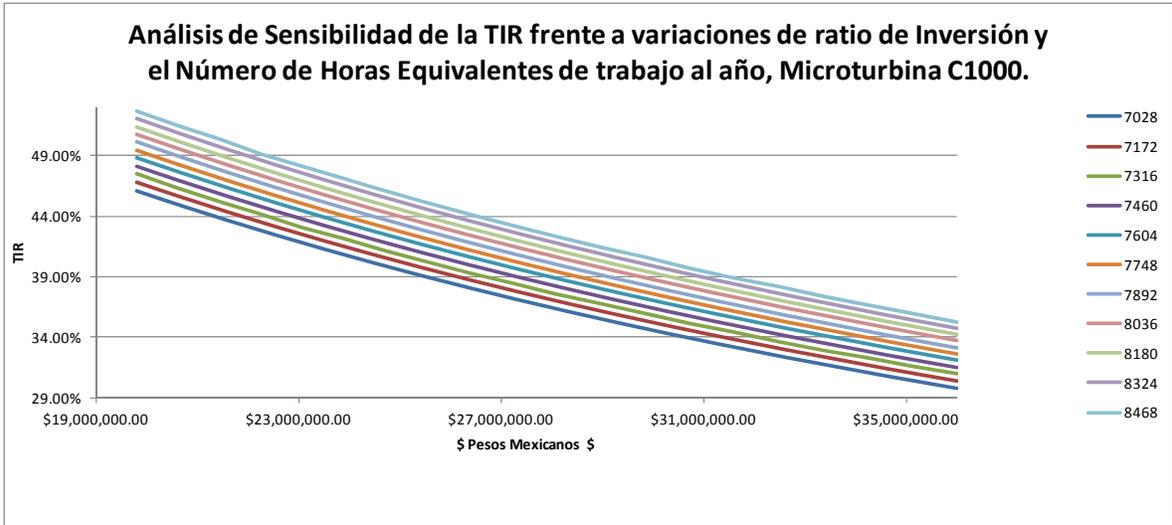


Figura 6.9. Rentabilidad ante variaciones del monto de la inversión planta de microturbinas de 20 MW.

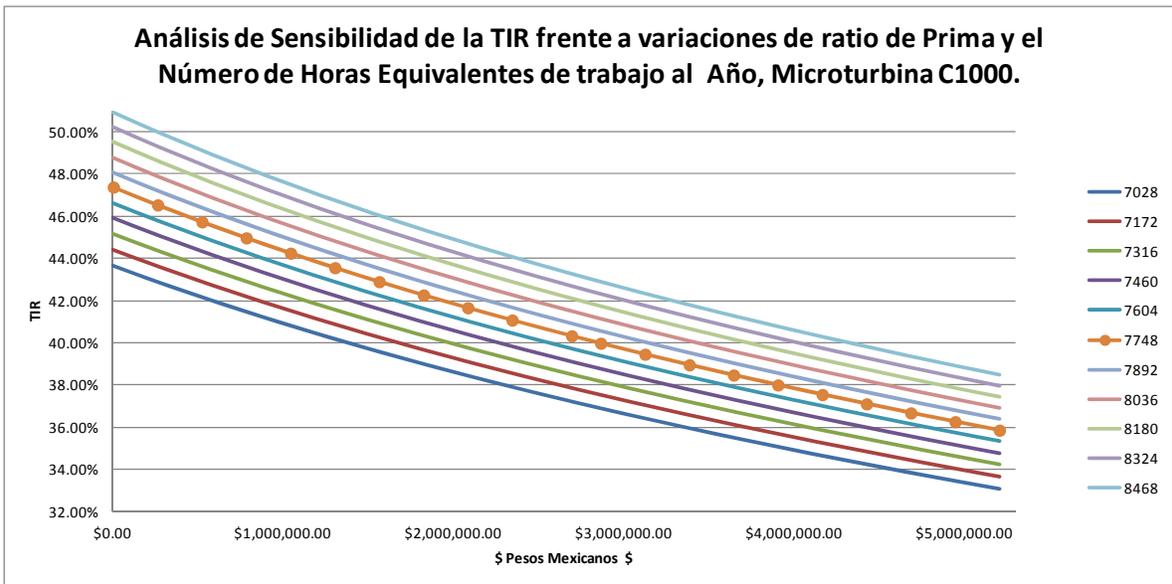


Figura 6.10. Rentabilidad ante variaciones del monto de la prima planta de microturbinas de 20 MW.

Referencias Capitulo 6

- [1] Oriol Amat, Comprender la contabilidad y las Finanzas. Ediciones Gestión 2009.
- [2] Referencias: Economía de la Empresa para la PyME, José L. Hervas Oliver, Joan Josep Senerti Moreno. Editorial Universidad Politécnica de Valencia.
- [3] Juan José Ávila Macedo, Introducción a la contabilidad, Editorial Umbral.
- [4] Flujo de Caja, Martín López , Sonia,
<http://www.expansion.com/diccionario-economico/flujo-de-caja.html>
- [5] Fundamentos de Administración Financiera, Duglas R. Emery, Jhon D. Finnerty, Jhon D. Stowe. Pearson Educación, 2000.
- [6] Comisión Reguladora de Energía (CRE), Precios medios de la energía 1999-2012.
- [7] Compañía, Gamesa “Gloval Technology everlasting Energy”, Aerogeneradores G-80, costos y especificaciones.
- [8] Alberto Molinero Benítez, PROYECTO DE UN PARQUE EÓLICO, 2009 Madrid .España.
- [9] Beatriz Catasús Moreno, Tesis: ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE PROYECTOS EÓLICOS BAJO DISTINTOS MARCOS REGULATORIOS Y PROYECCIONES DE RETRIBUCIÓN, 2008, Madrid, España.
- [10] “Guia técnica de aplicación para instalaciones de energías renovables instalaciones eólicas”, Gobierno de las Islas Canarias.
- [11] Macarena Jiménez Sánchez, DISEÑO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20MW EN CALIFORNIA Y CONEXIÓN A LA RED DE DISTRIBUCIÓN, Madrid, España, 2012.
- [12] Estudio: Energía solar disponible, Universidad autónoma de México.
- [13] Libro: Basic Photovoltaic Principles and Methods, SoIar Energy Research Institute 1617 Cole Boulevard, Golden, Colorado 80401.
- [14] Libro: Oscar Perpiñán Lamigueiro, Energía solar Fotovoltaica, España Crative Commons. Marzo 2011.

- [15] SUNTECH “Solar powering a green future TM ”, Paneles solares STP 250S-20/Wd costos y características técnicas.
- [16] Gas-Fired distributed energy Resource Technology Characterizations, NREL (National Renewable energy Laboratory, November 2003, US Department of Energy).
- [17] Ignacio Lizaranzu Pirinat, Tesis: Hibridación de una microturbina de gas operando en poli generación con ciclo de rankine orgánico, Madrid, España, 2007.
- [18] Secretarial de Economía, Seguimiento del precio del gas natural.
<http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/precios/701-seguimiento-precio-gas-natural-datos.html>
- [19] Henry Hub Penultimate NP Futures Quotes - CME Group
www.cmegroup.com
- [20] Prospectiva del mercado del gas natural 2010-2025, Secretaria de Energía (SENER), México, 2010.
- [21] Capstone ®, C1000 Megawatt Power Package High-pressure Natural,
(Características y especificaciones)

Capítulo **7**

El Análisis de Costo Beneficio

En el presente capítulo concluirá el análisis y propósito de esta tesis, está destinado de esta forma a trabajar con los datos que se han calculado en los anteriores capítulos, para realizar el análisis de la forma que se describió en el capítulo 5 y tomando en cuenta aspectos intrínsecos de cada planta de generación de energía.

7.1. INTRODUCCIÓN.

La técnica de Análisis de Costo/Beneficio, tiene como objetivo fundamental proporcionar una medida de la rentabilidad de un proyecto, mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados en la realización del mismo. Esta técnica se debe utilizar al comparar proyectos para la toma de decisiones. Un análisis Costo/Beneficio por si solo no es una guía clara para tomar una buena decisión. Existen otros puntos que deben ser tomados en cuenta, ej. La moral de los empleados, la seguridad, las obligaciones legales y la satisfacción del cliente. El análisis Costo-Beneficio, permite definir la factibilidad de las alternativas planteadas o de un proyecto a ser desarrollado. Para recordar, la utilidad de la presente técnica es la siguiente. [1]

- Para valorar la necesidad y oportunidad de la realización de un proyecto.
- Para seleccionar la alternativa más beneficiosa de un proyecto.
- Para estimar adecuadamente los recursos económicos necesarios, en el plazo de realización de un proyecto.

7.2. ALGORITMO DEL ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO.

Antes de proceder con el análisis de las plantas de generación dispersa y trabajar con sus datos, realizaremos una síntesis análisis Costo/Beneficio para prever los pasos que este involucra de manera general.

1. Llevar a cabo una lluvia de ideas o reunir datos provenientes de factores importantes relacionados con cada una de sus decisiones.
2. Elaborar dos listas, la primera con los requerimientos para implantar el proyecto y la segunda con los beneficios que traerá el nuevo sistema.

Antes de redactar la lista es necesario tener presente que los costos son tangibles, es decir, se pueden medir en alguna unidad económica, mientras que los beneficios pueden ser tangibles y no tangibles, es decir pueden darse en forma objetiva o subjetiva.

4. Determinar los costos relacionados con cada factor. Algunos costos como la mano de obra, serán exactos mientras que otros deberán ser estimados.
5. Sumar los costos totales para cada decisión propuesta.
6. Determinar los beneficios en alguna unidad económica para cada decisión.
7. Poner las cifras de los costos y beneficios totales en una forma de relación donde los beneficios son el numerador y los costos son el denominador. [2]

$$\text{Ratio de Rentabilidad} = \frac{\text{BENEFICIOS}}{\text{COSTOS}}$$

8. Comparar las relaciones Beneficios a costos para las diferentes decisiones propuestas. La mejor solución, en términos financieros, es aquella con la relación más alta.

7.3. ANÁLISIS DE COSTO/ BENEFICIO DE PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.

En los anteriores capítulos se realizó una exhaustiva investigación a fin de tener conocimiento del capital necesario para la realización de tres distintos proyectos de generación dispersa, que son, una planta eólica, una planta solar fotovoltaica y una planta que emplea microturbinas de gas con cogeneración para la producción de energía eléctrica.

Como se enuncio en el inciso anterior los pasos para el análisis de costo beneficio, es necesario cuantificar el costo de los proyectos, dichos costos se resumen en la Tabla 8.1

Tabla 7. 1 Costos totales de los proyectos de generación dispersa.

	EÓLICO	SOLAR	MICROTURBINAS
Costo total	\$293,249,769.62	\$578,048,038.10	\$1,196,000,000.00

Los beneficios económicos obtenidos por estos proyectos, están plasmados en los modelos económicos que se realizaron en el programa Excel. Estos se encuentran en los flujos de caja sin inversiones y es muy importante aclarar que cuando denominamos sin inversiones nos referimos a que hemos descontado de los flujos de caja o visto de otra forma que se les ha tomado en cuenta como valores negativos. De esta manera en estos flujos de caja se puede apreciar como el monto de la inversión va depreciando con forme se van obteniendo ganancias, llega un punto en donde los valores de tornan positivos, es en este punto cuando en orden de las ganancias obtenidas se ha recuperado el monto de los invertido.

A partir de ese momento y pese a los gastos asociados a la operación de la planta se va acumulando un capital año con año. Así pues al final de la vida útil del proyecto se cuanta con una cantidad de capital que viene a conformar el monto total de las ganancias obtenidas en esos 20 años. En la Tabla 7.2 se resumen las ganancias de los tres proyectos, estos valores son los flujos de caja del último año de servicios de los proyectos.

Tabla 7. 2 Beneficios totales de los proyectos de generación dispersa.

	EÓLICO	SOLAR	MICROTURBINAS
Flujo Caja del año 2035	\$147,095,947.91	\$140,551,198.23	\$299,317,665.62

Con los parámetros de las Tablas 7.1 y 7.2 podemos calcular el índice de costo beneficio (ICB) de cada proyecto, dividiendo los beneficios entre los costos. Estos índices de costo beneficio, se muestran en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3 Índice de Costo/Beneficio de los proyectos de generación dispersa.

	EÓLICO	SOLAR	MICROTURBINAS
ICB	50.16%	24.31%	25.03%

La interpretación de los parámetros del ICB de la Tabla 8.3 nos indican que el parque eólico es el más rentable. Sin detenernos en este punto, si observamos la Figura 7.1, podemos observar que los flujos de caja de la planta eólica y la solar tienen un comportamiento muy similar, la diferencia entre los ICB se debe a al costo de cada planta, la planta solar fotovoltaica es aproximadamente el doble de cara que la planta eólica. Este es una aspecto que de hecho, es bien conocido por aquellos que se dedican a este tipo de proyectos, y se pretende no solo reducir los costos de los paneles solares si no también aumentar su eficiencia para de esta manera hacer más rentables este tipo de plantas.

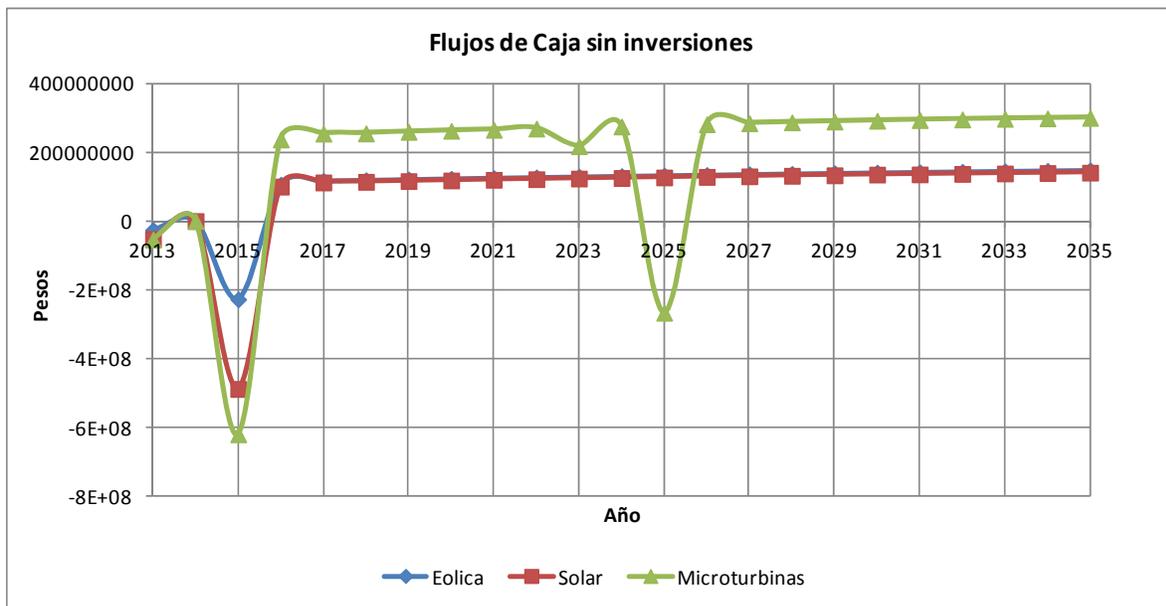


Figura 7.1. Flujos de carga de los proyectos de generación dispersa.

Por otro parte los flujos de carga de la planta que incorporo las microturbinas en la generación de energía, parecen mayores al final de los años de trabajo del proyecto, sin embargo recordemos que los paquetes de microturbogeneracion tienen una vida útil de 10 años y la duración del proyecto es de 20, por lo que hay necesidad de duplicar esta inversión, destinada a tener una capacidad de 20 MW constante a lo largo de la vida del proyecto. Si se analiza con cuidado puede deducirse que es un claro so en el que se gana mucho pero se invierte mucho también y esa es la razón del ICB de las microturbinas.

7.4. LA RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DISPERSA.

Tabla 7. 4. Rentabilidad de los distintos proyectos de generación dispersa.

	EÓLICO	SOLAR	MICROTURBINAS
TIR	42%	21%	34%
VAN	\$237,621,860.12	\$40,635,350.01	\$358,796,407.42
Pay-Back	4 años	4 años	5 años

La Tabla 7.4 también nos habla de las distintas rentabilidades del proyecto, la planta eólica al tener una tasa interna de retorno (TIR) del 42 %, es la ganadora. Entender este parámetro no requiere de mucho esfuerzo, la TIR en este caso es la tasa mínima promedio de interés que aportara capital a la empresa o proyecto, esto es muy útil a la hora de tomar la decisión si invertir en la construcción de una de estas plantas de energía dispersa o bien poner dicho monto a trabajar en una institución bancaria que ofrezca una mayor tasa de interés de la calculada. En este caso la tasa mínima exigida fue del 18% por lo que se gana más dinero con las plantas que con una supuesta inversión en alguna entidad financiera, donde el riesgo generalmente es menor.

En cuanto a los criterios de valoración del Valor Actual Neto, ya vistos en capítulos anteriores , también podemos concluir que todas las plantas son rentables, siendo en este caso, la que se destaca aparentemente entre las demás, de acuerdo con los datos de la Tabla 8.4 aquella conformada por microturbinas.

Este es un claro ejemplo del cuidado que se debe tener de estos indicadores, ya que como se comento, aparentemente las microturbinas serian más rentables, pero factores como el costo de los combustibles y el de los equipos les impide tener el ICB mayor entre las tres plantas.

Por otro lado el periodo de recuperación “Pay-Back” de todos los proyectos es de aproximadamente de 4 años, la planta de microturbinas, como se comento, debido a la vida útil de sus equipos, se requerirá nuevo capital para su restructuración, lo que se traducirá en nuevos préstamos, lo que detendrá la acumulación de ganancias de la empresa por otro año más.

7.5. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

El análisis de costo beneficios para proyectos de generación de energía conlleva un alto grado de búsqueda de información económica- financiera y de operación en cuanto a los presupuestos de los equipos de cada planta, no es el papel del autor ponerse a favor o en contra de alguna de las tecnologías aquí citadas, sino mas bien dar la objetiva visión de cada una de ellas y dar por sentado un aproximación al presupuesto u estimación de los mismos.

Pasa lo mismo a momento de modelar el supuesto comportamiento económico que tendrán los mismos durante los 20 años que estarán en servicio, ya que existen una serie de riesgos operativos, financieros, regulatorios y macroeconómicos que no pueden ser predichos y

que pueden modificar o no las ganancias del proyectos. Es por ello que los modelos aquí presentados son exclusivamente una referencia económica a la hora de toma de decisiones. Esto no desmerece su propósito, ya que la sola idea de referencia en un ambiente tan impredecible como lo es el económico, ya es una gran ayuda.

La herramienta informática desarrollada en Excel, nos permite aproximarnos bastante al planteamiento del negocio, y de manera rápida y sencilla realizar modificaciones si así se requiere. Aunque no es un programa tan robusto, desde el punto de vista didáctico, una vez que se le conoce este se puede ir modificando a fin de ajustarse mejor al perfil del negocio, y de esa manera ir personalizando nuestro modelo a nuestra voluntad.

La herramienta también nos permite realizar un estudio de sensibilidad, lo que nos da una mayor perspectiva de los riesgos antes mencionados, y la modificación del programa también en visual básicos es bastante sencilla, incluso para aquellos que tengan conocimiento básicos del tema.

Un tema que en este trabajo no se le da suficiente atención, es el del medio ambiente, si bien estas tecnologías aportan opciones, más ecológicas, existen otros beneficios como la reducción de CO₂ y los bonos internacionales que esto generan, este tipo de plantas indirectamente promueven no solo el uso eficiente de la energía si no también su producción de manera sustentable.

La valoración que desde el muy personal punto de vista del autor, en cuanto a las tres plantas de generación, es la siguiente. De acuerdo a los resultados obtenidos por los modelos, las plantas o parques eólicos son los más rentables entre los tres tipos de generación dispersa, el resultados de esta conclusión obedece a sus bajos costos de inversión y a su nivel de generación de energía, cabe mencionar que para que este régimen sea efectivo, será necesario que el parque eólico este correctamente sitiado obedeciendo las indicaciones de un correcto estudio de viento de la zona. [3]

Las microturbinas ofrecen también una buena opción, la principal problemática de estos equipos es el costo del combustible que consumen que a diferencia de las plantas eólicas y solares, tienen un costo que cambia con el tiempo, y ante la reducción de este energético no renovable, su precio tiende a incrementarse, otro problema es el transporte de dicho combustible, el transporte del gas natural dependerá mucho de la ubicación de la planta, lo más conveniente es que este muy cercana a un punto de donde pueda abastecerse de gas natural sin mayor inconveniente.

Cabe mencionarse que existen dos formas para el transporte de gas natural en nuestro país. Aquella que utiliza buque tanques gaseros, es más flexibles y competitiva, el gas se extraído se licua (pasa a estado gaseoso a liquido), se transporta a donde sea más necesario por medio de los buques, para posteriormente re gasificarse en plantas especializadas desde donde se distribuye. La otra forma, los gasoductos, son más rentables a distancias cortas y entablan una fuerte dependencia entre el suministrador y el consumidor.

Ambos métodos de transporte, requieren capitales intensivos, con tiempos largos de construcción y por tanto requieren de periodos considerables para recuperar la inversión aportada para su construcción, aunque según un estudio publicado por Center for Energy Economics de Estados Unidos establece que existen mayores beneficios en transportar gas natural licuado por medio de gasoductos solo cuando estos están sumergidos a menos de 1,126.5 km o que tienen una longitud inferior a 3,540.5 km.[4]

En nuestro país la infraestructura de transporte de gas natural está integrada principalmente por el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica, así como gasoductos fronterizos en las regiones Noreste y Noroeste, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados.[5]

Por lo anterior los costos asociados al transporte de la materia prima, que es el gas licuado, en lo que respecta a la planta de microturbinas, no está contemplado, ya que se requeriría de una ubicación exacta y disponible, al plantearnos que la planta de microturbinas está cerca de estos abastecedores, los precios del gas natural incluidos en el modelo, provenientes del mismo sistema de distribuidores de gas natural, no sería muy diferente o se podría considerar como el costo de transporte está incluido dentro del precio fijado en el modelo.

Por otro lado, la energía fotovoltaica, sigue manteniéndose como una gran promesa, y en la actualidad son cada vez más comunes. Históricamente Estados Unidos lidero en este tipo de instalaciones hasta 1997, cuando Japón tomo su lugar, seguido por Alemania en el 2005 quien mantiene esa posición hasta la fecha junto a países como Italia, Japón y China. A finales del 2013 se han instalados alrededor de 140 GW de potencia instalada.[6]

Así mismo la disminución de los costos de energía fotovoltaica a entrado en una clara fase industrial. A finales de 2012 el precio medio de los módulos fotovoltaicos había caído a 6.5 pesos/ Wpico y se estima que seguirán reduciéndose hasta 4.68 pesos/ Wpico para el 2017. El potencial de la energía solar en el planeta tierra es monumental, alrededor de 122 petavolts (10^{15} Volts), que es mas de 10 mil veces que los 13 Terawatts consumidos por la humanidad en el 2005. Sumado a esto, una instalación fotovoltaica puede operar hasta 30 años o más y las emisiones de gas invernadero en su ciclo de vida son extremadamente bajas, del orden de 46 g/kWh, en comparación con los 400-600 g/kWh de las plantas de gas de ciclo combinado, por lo que la rentabilidad y la preponderancia de este tipo de instalaciones, se estima, irá en aumento.[7]

7.6. TRABAJOS FUTUROS.

Existen muchas líneas de investigación a partir del presente trabajo, una de las más importantes es, la optimización desde el punto de vista de la localización para una planta de generación dispersa. Ya que la incorporación de datos reales y escenarios más exactos harían menos general el proyectos y más exactos los resultados, claro está que para ellos se tendría que ser muy específico en cuanto el tipo de tecnología de generación de energía a utilizar y recabar datos exactos de la red de distribución a la que se pretendería interconectar.

Dados los límites que el estudio económico del cual comprende este trabajo de investigación, datos acerca de la red de distribución, son poco mencionados, mas no por que estos sean poco interesantes o inválidos para un ejercicio académico innovador. Al contrario, el estudio de estos sistemas mediante flujos de carga u otros estudios, permitiría a los realizadores ahondar en temas como la protección de sistemas de generación dispersa de energía o en la incorporación de dispositivos de compensación e potencia reactiva en las redes de distribución.

Otros temas , sin olvidarnos de las tecnologías en uso en la generación dispersa, como el desarrollo de celdas de combustible, control para la eficiencia en paneles fotovoltaicos, diseño de aerogeneradores, modelado de maquinas primas de fuentes de generación dispersa, así como el desarrollo de técnicas software para estudios de flujos de carga seria el punto de partida para muchos trabajos similares.

Quedan pendientes estos y otros temas para futuros trabajos, para el uso de aquellos ingenieros, maestros y docentes que estén interesados en la línea de investigación y tengan la oportunidad de desarrollarlos.

Referencias Capitulo 7

- [1] Ginés de Rus, Análisis de Coste – Beneficio, evaluación económica de políticas y proyectos de inversión.
- [2] Evaluación de proyectos de inversión, Lic. Aydil Orama Véliz.
- [3] Energía eólica, curso de física medioambiental, Universidad de Castilla- la Mancha, España.
- [4] Introducción al GNL, Energy Economics Research at the Bureau of Economic Geology, CEE, Michelle Michots Foss, Ph.D.
- [5] Industria petrolera Mexicana, Sistema nacional de gasoductos, <http://www.industriapetroleramexicana.com/tag/sistema-nacional-de-gasoductos/>
- [6] OECD Global Science Forum, Conference on Scientific Challenges for Energy Research, Mayo 2006, Paris.
- [7] Contribution of Geothermal Energy to Climate Change Mitigation: the IPCC Renewable Energy Report, Chris J. Bromley, Proceedings World Geothermal Congress 2010.

Apéndice

A

Hojas de Cálculo del Modelo de Rentabilidad.

APÉNDICE A1 DATOS DE ENTRADA

NOMBRE DEL PROYECTO		Parque Eólico para Generación Eléctrica Dispersa			
Fecha de puesta en marcha		RENTABILIDAD			
Año	2015	WACC (%)		18%	
Mes	3	TIR exigida (%)		20%	
Vida de la Instalación en (años)	20				
		2013	2014	2015	2016
DATOS TÉCNICOS					
No. De Aerogeneradores.	10				
Potencia Unitaria(MW).	2				
Potencia Total (MW)	20				
Número de horas equivalentes (NEH)	2412	0	0	2412	2412
DATOS DE LA INVERSIÓN					
Moneda	Peso Mexicano				
Ratio de la inversión(\$/MW)	\$13,349,149.78	Auxiliar	\$	13,349,149.78	
Factor de Corrección PEM(%)	100				
Primas (\$/MW)	\$1,313,338.70	Auxiliar	\$	1,313,338.70	
Año de prima	2013				
Mes de prima	9				
Fondo de Comercio deducible	NO				
Periodo de amortización fiscal(años)	20				
Valor residual(%)	0.18				

				2013	2014	2015	2016
FINANCIACIÓN							
Crédito A	Año de préstamo	0					
	N° de años a devolver	0					
	Cantidad (%inversión)	0	0	0	0	0	
	Comisión de apertura(%)	0					
	Cantidad(%prima)	0	0	0	0	0	
Crédito B	Año de préstamo	0					
	N° de años a devolver	0					
	Cantidad (%inversión)	0	0	0	0	0	
	Comisión de apertura(%)	0					
	Cantidad(%prima)	0	0	0	0	0	
Crédito C	Año de préstamo	2013					
	N° de años a devolver	15					
	Cantidad (%inversión)	0	0	0	0	0	
	Comisión de apertura(%)	0					
	Cantidad(%prima)	50%	\$13,133,387.00	0	0	0	
Crédito D	Año de préstamo	2015					
	N° de años a devolver	15					
	Cantidad (%inversión)	50%	0	0	\$133,491,497.80	0	
	Comisión de apertura(%)	0					
	Cantidad(%prima)	0	0	0	0	0	
Deuda Subordinada							
	Cantidad(%inversión)	10%	0	0	\$26,698,299.56	0	
	Cantidad(%prima)	10%	\$2,626,677.40	0	0	0	

Coste de la Deuda				6	6	6	6
				2013	2014	2015	2016
INGRESOS							
Senda(\$/MWh)	→			\$0.00	\$0.00	\$2,907.39	\$2,972.47
Plazo de Cobro (días)				100			
Tipo impositivo (%)				17	17	17	17

APÉNDICE A2 PRODUCCIÓN PLANTA ELÉCTRICA.

		2013	2014	2015	2016	2017	2018
Potencia instalada							20
Calendario de producciones (MWh)		\$0.00	\$0.00	20,100.00	48,240.00	48,240.00	48,240.00
Potencia media instalada en funcionamiento (MW)		\$0.00	\$0.00	8.33	20.00	20.00	20.00
Ingresos (miles\$)		\$0.00	\$0.00	\$58,438,587.81	\$143,392,068.01	\$146,426,390.42	\$149,364,367.56
Inversiones (miles\$)		\$0.00	\$0.00	\$266,982,995.60	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Primas (miles\$)		\$26,266,774.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Calendario de amortizaciones (miles \$)		\$0.00	\$0.00	\$5,562,145.74	\$13,349,149.78	\$13,349,149.78	\$13,349,149.78
Calendario de amortizaciones FCC (miles \$)		\$47,000.00	\$1,313,338.70	\$1,313,338.70	\$1,313,338.70	\$1,313,338.70	\$1,313,338.70
Valor Residual (miles \$)		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Operaciones y Mantenimiento (miles \$)		\$0.00	\$0.00	\$621,543.12	\$1,600,473.53	\$4,521,864.45	\$4,657,520.39
Seguros (miles \$)		\$0.00	\$0.00	\$490,940.39	\$1,264,171.50	\$1,302,096.64	\$1,341,159.54

APÉNDICE A3 TESORERÍA

		4	5	6	7	8			
		2015	2016	2017	2018	2019	2020		
Cobros operativos		\$0.00	\$0.00	\$42,205,646.75	\$119,793,879.07	\$145,583,523.08	\$148,548,262.80	\$151,422,187.62	\$154,212,276.17
Inversiones		\$0.00	\$0.00	-\$266,982,995.60	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Prima(FCC)		-\$26,266,774.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Pagos operativos		\$0.00	\$0.00	-\$1,719,176.12	-\$4,979,774.68	-\$8,194,707.56	-\$9,226,084.09	-\$9,488,623.90	-\$9,757,509.43
Netos financieros		\$15,208,462.15	-\$1,794,896.22	\$152,840,791.78	-\$19,933,667.16	-\$19,347,167.62	-\$18,760,668.08	-\$18,174,168.54	-\$17,587,669.00
Principal deuda financiera A		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Principal deuda financiera B		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Principal deuda financiera C		\$13,133,387.00	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13
Principal deuda financiera D		\$0.00	\$0.00	\$133,491,497.80	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19
Principal deuda subordinada		\$2,626,677.40	\$0.00	\$26,698,299.56	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Servicio deuda financiera A		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Servicio deuda financiera B		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Servicio deuda financiera C		-\$394,001.61	-\$761,736.45	-\$709,202.90	-\$656,669.35	-\$604,135.80	-\$551,602.25	-\$499,068.71	-\$446,535.16
Servicio deuda financiera D		\$0.00	\$0.00	-\$4,004,744.93	-\$7,742,506.87	-\$7,208,540.88	-\$6,674,574.89	-\$6,140,608.90	-\$5,606,642.91
Servicio deuda subordinada		-\$157,600.64	-\$157,600.64	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62
Apertura deuda financiera		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Extraordinarios		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Impuestos /sociedades		\$0.00	\$93,772.38	\$156,287.31	-\$7,491,904.83	-\$19,360,699.19	-\$19,459,115.40	-\$20,014,399.93	-\$20,553,561.78
Subtotal operativo		-\$11,058,311.85	-\$1,701,123.84	-\$73,499,445.88	\$87,388,532.40	\$98,680,948.71	\$101,102,395.23	\$103,744,995.24	\$106,313,535.96
Reparto de dividendos		\$0.00	\$0.00	\$28,211,827.89	-\$74,569,942.36	-\$74,954,344.48	-\$77,123,220.53	-\$79,229,123.29	-\$101,595,418.27
Reintegro de Capital		\$10,506,709.60	\$0.00	\$106,793,198.24	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Intereses corrientes		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Movimiento neto		-\$551,602.25	-\$1,701,123.84	\$61,505,580.25	\$12,818,590.04	\$23,726,604.23	\$23,979,174.70	\$24,515,871.96	\$4,718,117.69

Cobros operativos			\$0.00	\$0.00	\$42,205,646.75	\$119,793,879.07	\$145,583,523.08	\$148,548,262.80	\$151,422,187.62	\$154,212,276.17
del balance			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$16,232,941.06	\$39,831,130.00	\$40,673,997.34	\$41,490,102.10	\$42,281,571.35
de la cifra de negocios			\$0.00	\$0.00	\$42,205,646.75	\$103,560,938.01	\$105,752,393.08	\$107,874,265.46	\$109,932,085.52	\$111,930,704.82
Saldo clientes			\$0.00	\$0.00	\$16,232,941.06	\$39,831,130.00	\$40,673,997.34	\$41,490,102.10	\$42,281,571.35	\$43,050,271.08
Crédito A			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldo final			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldo medio			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Crédito B			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldo final			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldo medio			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Crédito C			\$0.00	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13	-\$875,559.13
Saldo final			\$13,133,387.00	\$12,257,827.87	\$11,382,268.73	\$10,506,709.60	\$9,631,150.47	\$8,755,591.33	\$7,880,032.20	\$7,004,473.07
Saldo medio			\$6,566,693.50	\$12,695,607.43	\$11,820,048.30	\$10,944,489.17	\$10,068,930.03	\$9,193,370.90	\$8,317,811.77	\$7,442,252.63
Crédito D			\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19	-\$8,899,433.19
Saldo final			\$0.00	\$0.00	\$133,491,497.80	\$124,592,064.61	\$115,692,631.43	\$106,793,198.24	\$97,893,765.05	\$88,994,331.87
Saldo medio			\$0.00	\$0.00	\$66,745,748.90	\$129,041,781.21	\$120,142,348.02	\$111,242,914.83	\$102,343,481.65	\$93,444,048.46
Pagos operativos			\$0.00	\$0.00	-\$1,719,176.12	-\$4,979,774.68	-\$8,194,707.56	-\$9,226,084.09	-\$9,488,623.90	-\$9,757,509.43
del balance			\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$648,046.45	-\$1,666,049.32	-\$2,511,022.40	-\$2,582,716.03	-\$2,656,118.41
operaciones y mantenimiento			\$0.00	\$0.00	-\$447,511.04	-\$1,155,897.55	-\$3,265,790.99	-\$3,363,764.72	-\$3,464,677.67	-\$3,568,618.00
gastos administración			\$0.00	\$0.00	-\$379,850.82	-\$932,048.44	-\$951,771.54	-\$970,868.39	-\$989,388.77	-\$1,007,376.34
seguros			\$0.00	\$0.00	-\$353,477.08	-\$913,012.75	-\$940,403.13	-\$968,615.22	-\$997,673.68	-\$1,027,603.89
comisión bancos			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
canon terrenos			\$0.00	\$0.00	-\$67,120.76	-\$165,922.51	-\$170,900.18	-\$176,027.19	-\$181,308.01	-\$186,747.25
impuesto municipal			\$0.00	\$0.00	-\$471,216.42	-\$1,164,846.98	-\$1,199,792.39	-\$1,235,786.16	-\$1,272,859.75	-\$1,311,045.54
Grid de conexión			\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Saldos a pagar			\$0.00	\$0.00	\$648,046.45	\$1,666,049.32	\$2,511,022.40	\$2,582,716.03	\$2,656,118.41	\$2,731,304.24
Capital social restante			\$10,506,709.60	\$10,506,709.60	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84

APÉNDICE A4 RESULTADOS

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	Planta de Generación de Energía Eléctrica a base de Aerogeneradores Eólicos.							
	Cuenta de Resultados.							
Ingresos por ventas	\$0.00	\$0.00	\$58,438,587.81	\$143,392,068.01	\$146,426,390.42	\$149,364,367.56	\$152,213,656.87	
Coste de ventas	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Margen bruto	\$0.00	\$0.00	\$58,438,587.81	\$143,392,068.01	\$146,426,390.42	\$149,364,367.56	\$152,213,656.87	
Otros ingresos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Margen operativo	\$0.00	\$0.00	\$58,438,587.81	\$143,392,068.01	\$146,426,390.42	\$149,364,367.56	\$152,213,656.87	
Operación y mantenimiento	\$0.00	\$0.00	-\$621,543.12	-\$1,600,473.53	-\$4,521,864.45	-\$4,657,520.39	-\$4,797,246.00	
Gastos administración	\$0.00	\$0.00	-\$504,909.40	-\$1,290,528.61	-\$1,317,837.51	-\$1,344,279.31	-\$1,369,922.91	
Seguros	\$0.00	\$0.00	-\$490,940.39	-\$1,264,171.50	-\$1,302,096.64	-\$1,341,159.54	-\$1,381,394.33	
Comisión bancos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Canon terrenos	\$0.00	\$0.00	-\$89,218.97	-\$229,738.86	-\$236,631.02	-\$243,729.95	-\$251,041.85	
Impuesto municipal	\$0.00	\$0.00	-\$626,355.36	-\$1,612,865.05	-\$1,661,251.00	-\$1,711,088.53	-\$1,762,421.19	
Grid conexión	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Gastos operativos	\$0.00	\$0.00	-\$2,332,967.24	-\$5,997,777.55	-\$9,039,680.64	-\$9,297,777.72	-\$9,562,026.28	
EBITDA	\$0.00	\$0.00	\$56,105,620.58	\$137,394,290.46	\$137,386,709.78	\$140,066,589.83	\$142,651,630.59	

Amortización inmobiliario	A	\$0.00	\$0.00	-\$5,562,145.74	-\$13,349,149.78	-\$13,349,149.78	-\$13,349,149.78	-\$13,349,149.78
Amortización fondo de comercio	A	-\$47,000.00	-\$1,313,338.70	-\$1,313,338.70	-\$1,313,338.70	-\$1,313,338.70	-\$1,313,338.70	-\$1,313,338.70
Amortizaciones	A	-\$47,000.00	-\$1,313,338.70	-\$6,875,484.44	-\$14,662,488.48	-\$14,662,488.48	-\$14,662,488.48	-\$14,662,488.48
Resultado exploración		-\$47,000.00	-\$1,313,338.70	\$49,230,136.13	\$122,731,801.98	\$122,724,221.30	\$125,404,101.35	\$127,989,142.11
Servicio deuda financiera A		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Servicio deuda financiera B		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Servicio deuda financiera C		-\$394,001.61	-\$761,736.45	-\$709,202.90	-\$656,669.35	-\$604,135.80	-\$551,602.25	-\$499,068.71
Servicio deuda financiera D		\$0.00	\$0.00	-\$4,004,744.93	-\$7,742,506.87	-\$7,208,540.88	-\$6,674,574.89	-\$6,140,608.90
Servicio deuda subordinada		-\$157,600.64	-\$157,600.64	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62	-\$1,759,498.62
Otros financieros		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Resultado financiero		-\$551,602.25	-\$919,337.09	-\$6,473,446.45	-\$10,158,674.84	-\$9,572,175.30	-\$8,985,675.76	-\$8,399,176.22
Extraordinarios	A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Resultado bruto	A	-\$598,602.25	-\$2,232,675.79	\$42,756,689.69	\$112,573,127.14	\$113,152,046.00	\$116,418,425.59	\$119,589,965.89
Renta y contribución social		\$93,772.38	\$156,287.31	-\$7,491,904.83	-\$19,360,699.19	-\$19,459,115.40	-\$20,014,399.93	-\$20,553,561.78
Otros conceptos		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Impuestos y Sociedades		\$93,772.38	\$156,287.31	-\$7,491,904.83	-\$19,360,699.19	-\$19,459,115.40	-\$20,014,399.93	-\$20,553,561.78
Resultado Neto	A	-\$504,829.87	-\$2,076,388.48	\$35,264,784.86	\$93,212,427.95	\$93,692,930.60	\$96,404,025.66	\$99,036,404.11

Del B neto la empresa obtiene		-\$504,829.87	-\$2,076,388.48	\$35,264,784.86	\$93,212,427.95	\$93,692,930.60	\$96,404,025.66	\$99,036,404.11
A repartir		-\$504,829.87	-\$2,581,218.36	\$32,683,566.50	\$125,895,994.46	\$219,588,925.06	\$315,992,950.72	\$415,029,354.83
Remanente anterior		\$0.00	-\$504,829.87	-\$2,581,218.36	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Resultado neto		-\$504,829.87	-\$2,076,388.48	\$35,264,784.86	\$125,895,994.46	\$219,588,925.06	\$315,992,950.72	\$415,029,354.83
Caja disponible		-\$11,058,311.85	-\$1,701,123.84	-\$73,499,445.88	\$87,388,532.40	\$98,680,948.71	\$101,102,395.23	\$103,744,995.24
Reparto de resultados		-\$504,829.87	-\$2,076,388.48	\$32,683,566.50	\$93,212,427.95	\$93,692,930.60	\$96,404,025.66	\$99,036,404.11
A reserva legal		\$0.00	\$0.00	\$7,052,956.97	\$18,642,485.59	\$18,738,586.12	\$19,280,805.13	\$19,807,280.82
Al accionista		\$0.00	\$0.00	\$25,630,609.53	\$74,569,942.36	\$74,954,344.48	\$77,123,220.53	\$79,229,123.29
Por dividendos		\$0.00	\$0.00	\$28,211,827.89	\$74,569,942.36	\$74,954,344.48	\$77,123,220.53	\$79,229,123.29
Por remanente		\$0.00	\$0.00	-\$2,581,218.36	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
A remanente		-\$504,829.87	-\$2,076,388.48	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00

APÉNDICE A5 BALANCE GENERAL



Planta de Generación Dispersa de Energía Eléctrica a base de Aerogeneradores Eólicos

Balance General.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACTIVO								
Gastos amortizables	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Instalaciones	\$0.00	\$0.00	\$22,897,854.26	\$9,548,704.48	-\$3,800,445.30	-\$17,149,595.08	-\$30,498,744.86	-\$43,847,894.64
Parque Eólico	\$0.00	\$0.00	\$28,460,000.00	\$28,460,000.00	\$28,460,000.00	\$28,460,000.00	\$28,460,000.00	\$28,460,000.00
Amortizaciones	\$0.00	\$0.00	-\$5,562,145.74	-\$18,911,295.52	-\$32,260,445.30	-\$45,609,595.08	-\$58,958,744.86	-\$72,307,894.64
Fondo de comercio	\$26,219,774.00	\$24,906,435.30	\$23,593,096.60	\$22,279,757.90	\$20,966,419.20	\$19,653,080.50	\$18,339,741.80	\$17,026,403.10
Gastos a distribuir	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Circulante	-\$551,602.25	-\$2,252,726.09	\$75,485,795.21	\$111,902,574.19	\$136,472,045.76	\$161,267,325.22	\$186,574,666.43	\$192,061,483.85
Cuentas a cobrar	\$0.00	\$0.00	\$16,232,941.06	\$39,831,130.00	\$40,673,997.34	\$41,490,102.10	\$42,281,571.35	\$43,050,271.08
Hacienda publica	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Caja	-\$551,602.25	-\$2,252,726.09	\$59,252,854.15	\$72,071,444.19	\$95,798,048.42	\$119,777,223.12	\$144,293,095.08	\$149,011,212.76
Ajuste periodificables	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total activo	\$25,668,171.75	\$22,653,709.21	\$121,976,746.07	\$143,731,036.57	\$153,638,019.66	\$163,770,810.64	\$174,415,663.37	\$165,239,992.30

PASIVO									
Patrimonio									
	\$10,001,879.73	\$7,925,491.24	\$121,771,783.80	\$142,995,487.74	\$161,734,073.86	\$181,014,878.99	\$200,822,159.82	\$200,822,159.82	
Capital social	\$10,506,709.60	\$10,506,709.60	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84	\$117,299,907.84
Reservas	\$0.00	\$0.00	\$7,053,094.31	\$25,695,579.90	\$44,434,166.02	\$63,714,971.15	\$83,522,251.98	\$83,522,251.98	\$83,522,251.98
Remanente	-\$504,829.87	-\$2,581,218.36	-\$2,581,218.36	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Ingreso a distribuir	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Provisiones a largo plazo	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Deuda financiera	\$15,760,064.40	\$14,884,505.27	\$174,198,743.49	\$164,423,751.17	\$154,648,758.85	\$144,873,766.53	\$135,098,774.21	\$125,323,781.89	
Crédito A	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Crédito B	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Crédito C	\$13,133,387.00	\$12,257,827.87	\$11,382,268.73	\$10,506,709.60	\$9,631,150.47	\$8,755,591.33	\$7,880,032.20	\$7,004,473.07	
Crédito D	\$0.00	\$0.00	\$133,491,497.80	\$124,592,064.61	\$115,692,631.43	\$106,793,198.24	\$97,893,765.05	\$88,994,331.87	
Deudas subordinadas	\$2,626,677.40	\$2,626,677.40	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96	\$29,324,976.96
Otras cuentas	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Circulante	-\$93,772.38	-\$156,287.31	\$8,139,951.28	\$21,026,748.51	\$21,970,137.80	\$22,597,115.96	\$23,209,680.19	\$23,809,001.45	
Cuentas a pagar	\$0.00	\$0.00	\$648,046.45	\$1,666,049.32	\$2,511,022.40	\$2,582,716.03	\$2,656,118.41	\$2,731,304.24	
Hacienda publica	-\$93,772.38	-\$156,287.31	\$7,491,904.83	\$19,360,699.19	\$19,459,115.40	\$20,014,399.93	\$20,553,561.78	\$21,077,697.21	
Otros pasivos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total pasivo	\$25,668,171.75	\$22,653,709.21	\$304,110,478.57	\$328,445,987.43	\$338,352,970.51	\$348,485,761.49	\$359,130,614.22	\$349,954,943.16	
Diferencia activo y pasivo	\$0.00	\$0.00	-\$182,133,732.50	-\$184,714,950.85	-\$184,714,950.85	-\$184,714,950.85	-\$184,714,950.85	-\$184,714,950.85	-\$184,714,950.85
Fondo maniobra	-\$93,772.38	-\$62,514.92	-\$7,936,702.47	-\$10,711,391.71	\$100,521.95	-\$189,126.59	-\$178,905.03	-\$169,378.47	

APÉNDICE A6 RENTABILIDAD

Planta de Generación de Energía Eléctrica a base de Aerogeneradores Eólicos									
Rentabilidad del proyecto.									
6 7									
WACC	18%							18%	18%
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Margen operativo		\$0.00	\$0.00	\$58,438,587.81	\$143,392,068.01	\$146,426,390.42	\$149,364,367.56	\$152,213,656.87	
Gastos operativos		\$0.00	\$0.00	-\$2,332,967.24	-\$5,997,777.55	-\$9,039,680.64	-\$9,297,777.72	-\$9,562,026.28	
Efecto impositivo		\$0.00	\$0.00	-\$8,592,390.72	-\$21,087,673.92	-\$21,086,385.20	-\$21,541,964.81	-\$21,981,421.74	
Flujo de caja operativo		\$0.00	\$0.00	\$47,513,229.85	\$116,306,616.55	\$116,300,324.58	\$118,524,625.02	\$120,670,208.86	
Inversiones		\$0.00	\$0.00	-\$266,982,995.60	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Primas		-\$26,266,774.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Fondo maniobra		-\$93,772.38	-\$62,514.92	-\$7,936,702.47	-\$10,711,391.71	\$100,521.95	-\$189,126.59	-\$178,905.03	
Valor residual		\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	
Cash flow libre sin inversiones		-\$26,360,546.38	-\$62,514.92	-\$227,406,468.22	\$105,595,224.84	\$116,400,846.53	\$118,335,498.43	\$120,491,303.83	
Cash flow libre con inversiones		-\$93,772.38	-\$62,514.92	\$39,576,527.38	\$105,595,224.84	\$116,400,846.53	\$118,335,498.43	\$120,491,303.83	
Flujo de caja acumulado		-\$26,360,546.38	-\$26,423,061.31	-\$253,829,529.52	-\$148,234,304.69	-\$31,833,458.16	\$86,502,040.27	\$206,993,344.10	
Línea auxiliar del payback		1	2	3	4	5	6	7	

RENTABILIDAD	
TIR	41.54%
TIR exigido	20.00%
VAN final	\$237,621,860.12 Pesos Mex
PAYBACK	4 AÑOS

APÉNDICE A7 DATOS OBTENIDOS EN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO EÓLICO.

Variación del monto de la inversión y el número de horas equivalentes de viento al año..

NEH	\$ 4,349,149.78	\$ 5,349,149.78	\$ 6,349,149.78	\$ 7,349,149.78	\$ 8,349,149.78	\$ 9,349,149.78	\$ 10,349,149.78	\$ 11,349,149.78	\$ 12,349,149.78	\$ 13,349,149.78
2100	75.89%	68.90%	62.75%	57.38%	52.69%	48.61%	45.05%	41.92%	39.17%	36.73%
2162	77.32%	70.30%	64.11%	58.68%	53.94%	49.80%	46.18%	42.99%	40.19%	37.70%
2225	78.75%	71.70%	65.47%	59.99%	55.19%	50.99%	47.31%	44.07%	41.22%	38.68%
2287	80.13%	73.06%	66.79%	61.26%	56.41%	52.16%	48.42%	45.13%	42.22%	39.64%
2350	81.51%	74.42%	68.11%	62.54%	57.64%	53.33%	49.54%	46.19%	43.23%	40.60%
2412	82.85%	75.74%	69.40%	63.78%	58.83%	54.47%	50.63%	47.23%	44.22%	41.54%
2430	83.24%	76.12%	69.77%	64.14%	59.18%	54.80%	50.94%	47.53%	44.51%	41.82%
2447	83.60%	76.48%	70.12%	64.48%	59.50%	55.11%	51.24%	47.81%	44.78%	42.07%
2465	83.98%	76.85%	70.48%	64.83%	59.84%	55.44%	51.55%	48.11%	45.06%	42.34%
2482	84.34%	77.21%	70.83%	65.17%	60.16%	55.74%	51.84%	48.39%	45.33%	42.60%
2500	84.72%	77.58%	71.19%	65.52%	60.50%	56.07%	52.15%	48.69%	45.61%	42.87%

\$ 15,614,234.80	\$ 17,879,319.82	\$ 20,144,404.85	\$ 22,409,489.87	\$ 24,674,574.89	\$ 26,939,659.91	\$ 29,204,744.93	\$ 31,469,829.96	\$ 33,734,914.98	\$ 36,000,000.00
32.14%	28.52%	25.60%	23.19%	21.16%	19.43%	17.93%	16.62%	15.45%	14.41%
33.01%	29.32%	26.33%	23.86%	21.79%	20.02%	18.49%	17.14%	15.95%	14.89%
33.90%	30.12%	27.06%	24.54%	22.42%	20.61%	19.05%	17.68%	16.46%	15.38%
34.76%	30.90%	27.78%	25.21%	23.04%	21.19%	19.60%	18.20%	16.96%	15.85%
35.63%	31.69%	28.50%	25.88%	23.67%	21.78%	20.15%	18.72%	17.46%	16.33%
36.48%	32.46%	29.21%	26.53%	24.27%	22.35%	20.69%	19.23%	17.94%	16.79%
36.72%	32.69%	29.42%	26.72%	24.45%	22.52%	20.84%	19.38%	18.08%	16.93%
36.95%	32.90%	29.61%	26.90%	24.62%	22.67%	20.99%	19.52%	18.21%	17.05%
37.20%	33.12%	29.81%	27.09%	24.79%	22.84%	21.14%	19.66%	18.35%	17.19%
37.43%	33.33%	30.01%	27.26%	24.96%	22.99%	21.29%	19.80%	18.49%	17.31%
37.67%	33.55%	30.21%	27.45%	25.13%	23.15%	21.44%	19.95%	18.62%	17.45%

Variación del monto de la prima y el número de horas equivalentes de viento al año.

NEH	\$0.00	\$131,333.87	\$262,667.74	\$394,001.61	\$525,335.48	\$656,669.35	\$788,003.22	\$919,337.09	\$1,050,670.96	\$1,182,004.83	\$1,313,338.70
2100	44.32%	43.33%	42.41%	41.55%	40.74%	39.98%	39.26%	38.58%	37.93%	37.32%	36.73%
2162	45.59%	44.56%	43.60%	42.71%	41.87%	41.07%	40.33%	39.62%	38.95%	38.31%	37.70%
2225	46.89%	45.81%	44.81%	43.87%	43.00%	42.18%	41.40%	40.67%	39.97%	39.31%	38.68%
2287	48.16%	47.03%	45.99%	45.02%	44.11%	43.25%	42.45%	41.69%	40.97%	40.29%	39.64%
2350	49.45%	48.27%	47.18%	46.17%	45.23%	44.34%	43.51%	42.72%	41.98%	41.27%	40.60%
2412	50.71%	49.49%	48.36%	47.31%	46.33%	45.41%	44.55%	43.74%	42.97%	42.24%	41.54%
2430	51.08%	49.84%	48.70%	47.64%	46.65%	45.72%	44.85%	44.03%	43.25%	42.52%	41.82%
2447	51.42%	50.17%	49.02%	47.95%	46.95%	46.01%	45.13%	44.30%	43.52%	42.78%	42.07%
2465	51.79%	50.52%	49.36%	48.27%	47.26%	46.32%	45.43%	44.60%	43.81%	43.06%	42.34%
2482	52.14%	50.86%	49.68%	48.58%	47.56%	46.61%	45.71%	44.87%	44.07%	43.32%	42.60%
2500	52.50%	51.21%	50.01%	48.91%	47.88%	46.92%	46.01%	45.16%	44.36%	43.59%	42.87%

\$1,560,004.83	\$1,806,670.96	\$2,053,337.09	\$2,300,003.22	\$2,546,669.35	\$2,793,335.48	\$3,040,001.61	\$3,286,667.74	\$3,533,333.87	\$3,780,000.00
35.69%	34.74%	33.85%	33.02%	32.25%	31.52%	30.83%	30.18%	29.57%	28.99%
36.63%	35.64%	34.73%	33.87%	33.07%	32.32%	31.62%	30.95%	30.32%	29.72%
37.57%	36.55%	35.61%	34.73%	33.91%	33.13%	32.41%	31.72%	31.08%	30.46%
38.49%	37.44%	36.47%	35.56%	34.72%	33.93%	33.18%	32.48%	31.81%	31.18%
39.42%	38.34%	37.34%	36.40%	35.53%	34.72%	33.96%	33.23%	32.55%	31.91%
40.33%	39.21%	38.18%	37.22%	36.33%	35.50%	34.71%	33.97%	33.27%	32.61%
40.59%	39.47%	38.43%	37.46%	36.56%	35.72%	34.93%	34.18%	33.48%	32.82%
40.84%	39.70%	38.66%	37.68%	36.78%	35.93%	35.13%	34.39%	33.68%	33.01%
41.10%	39.96%	38.90%	37.92%	37.01%	36.15%	35.35%	34.60%	33.88%	33.21%
41.34%	40.19%	39.13%	38.14%	37.22%	36.36%	35.56%	34.80%	34.08%	33.40%
41.60%	40.44%	39.37%	38.38%	37.45%	36.58%	35.77%	35.01%	34.28%	33.60%

Apéndice

B

Programa Visual Basic botones para generar y borrar datos en el modelo de rentabilidad en Microsoft Excel 2007.

```
Private Sub CommandButton1_Click()

    Dim i As Integer
    Dim j As Integer

    For i = 1 To 11

        ' NEH
            Hoja1.Cells(30, 5) = Hoja7.Cells(14 + i, 2)

        For j = 1 To 20

            ' RATIO DE INVERCION
                Hoja1.Cells(35, 5) = Hoja7.Cells(14, j + 2)
            ' TIR
                Hoja7.Cells(14 + i, 2 + j) = Hoja6.Cells(60, 24)
            Next j

        Next i

        Hoja1.Cells(30, 5) = 2412
        Hoja1.Cells(35, 5) = Hoja1.Cells(35, 8)

    End Sub

Private Sub CommandButton2_Click()

    Dim n As Integer
    Dim m As Integer

    For n = 1 To 11

        ' NEH
            Hoja1.Cells(30, 5) = Hoja7.Cells(49 + n, 2)

        For m = 1 To 21

            ' RATIO DE PRIMA
                Hoja1.Cells(39, 5) = Hoja7.Cells(49, m + 2)
            ' TIR
                Hoja7.Cells(49 + n, 2 + m) = Hoja6.Cells(60, 24)
            Next m

        Next n

        Hoja1.Cells(30, 5) = 2412
        Hoja1.Cells(39, 5) = Hoja1.Cells(39, 8)

    End Sub

Private Sub CommandButton3_Click()

    Hoja7.Range("C50:W60").ClearContents
    Hoja7.Range("C15:V25").ClearContents

End Sub
```

Apéndice

C

Presupuestos de los Proyectos de generación dispersa.

APÉNDICE C1.- PRESUPUESTO DEL PROYECTO DE PLANTA EÓLICA DE 20 MW

PRESUPUESTO PROYECTO DE PLANTA DE ENERGÍA EÓLICA				
Potencia nominal instalada	20 MW			
	Cantidad	Precio Unitario	Costo total	
EQUIPOS				
Equipos Principales				
Aerogeneradores G80 2MW Gamesa 2MW	piezas.	10	\$25,290,000.00	\$252,900,000.00
Sub Total Equipo Principal	Sub Total Aerogeneradores			\$252,900,000.00
OBRA CIVIL				
Movimiento de tierras				
Desbroce del terreno	m2	31460.5	\$3.24	\$101,932.02
Excavaciones para cimentación de los aerogeneradores y ducteria eléctrica	m3	17840	\$194.40	\$3,468,096.00
Relleno de la cimentaciones aerogeneradores	m3	2560	\$270.00	\$691,200.00
Relleno excavaciones de los ductos eléctricos	m3	5160	\$48.60	\$250,776.00
Relleno en núcleos viales	m3	3985	\$64.80	\$258,228.00
Relleno en firmes viales	m3	1854	\$216.00	\$400,464.00
Señalización ductos y cables eléctricos enterrados	m	16000	\$32.24	\$515,840.00
Paso de zanja de cables camino interior, Tubería de PVC y encofrado	m	4	\$945.00	\$3,780.00
plataforma de 25x20 metros a lado de aerogeneradores	unidades	10	\$4,680.00	\$46,800.00
Cimentaciones				
Hormigón para cimentación de aerogeneradores	m3	1040	\$1,296.00	\$1,347,840.00
Hormigón para armar la cimentación de los aerogeneradores	m3	4160	\$1,620.00	\$6,739,200.00
encofrado y desencofrado en zona superior de cimentación de aerogeneradores	m2	553	\$360.00	\$199,080.00
Acero Redondo Corrugado	kg	328810	\$12.96	\$4,261,377.60
Colocación y embebido en la zapata del carrete de apoyo del fuste del aerogenerador y tub. PVC.	Unidades	36	\$3,789.00	\$136,404.00

Arqueta de hormigón armado con tapa de fundición.	Unidades	36	\$21,600.00	\$777,600.00
Hormigón para canalizaciones de PVC para acometida de cables a Aerogeneradores	m3	540	\$1,359.00	\$733,860.00
Área perimetral en Aerogeneradores	Unidades	36	\$8,118.00	\$292,248.00
Tubería PVC diámetro 250 mm para cableado	mts.	1226	\$270.00	\$331,020.00
Tubería PVC diámetro 150 mm para cableado	mts.	900	\$162.00	\$145,800.00
Tubería PVC diámetro 80 mm para cableado	mts.	900	\$118.80	\$106,920.00
Accesos y otras partidas			\$0.00	
Acondicionamiento camino de acceso al Parque Eólico, 4.5 metros de ancho. Formación y perfilado de cunetas laterales para aguas fluviales. Capa de grava de 20 centímetros de grosor.	km	0.82	\$324,000.00	\$265,680.00
Drenaje transversal del camino, registros de 1x1x1 metros, tubo albañal de 40 cm encofrado.	Unidades	7	\$16,200.00	\$113,400.00
Varios, Remates diversos, montaje, etc.				\$246,600.00
Centro de control				
Edificio para subestación y control, y recinto para transformador de potencia.	m2	70	\$16,200.00	\$1,134,000.00
Sub Total Obra Civil				\$22,568,145.62
OBRA ELÉCTRICA				
Cableado Exterior				
Conductor aislamiento tipo seco DHV 15/25 kV 3x1x 185 mm2 Al. Instalado incluyendo cintas de aislamiento y material para sujeción y conexiones.	m	18530	\$432.00	\$8,004,960.00
Cable transmisor de señales y datos para conductor multipolar 3x2 x 0.5 mm2 Cu, apantallado, blindado, tendido en zanja, ya instalado para conexiones a los aerogeneradores y edificio de control	m	7200	\$32.40	\$233,280.00
Terminal MT enchufable apantallable y atornillable 15/25 kV para conductor DHV de 150 mm2 de Al, ya instalado.	Unidades	282	\$3,348.00	\$944,136.00
Terminal MT 15/25 kV para conductor DHV de 150 mm2 de Al, ya instalado.	Unidades	24	\$972.00	\$23,328.00
Tomas de Tierra				
Ud. Puesta a tierra de aerogenerador, a base de cobre desnudo de 50 mm2 de sección dispuesto en anillo cuadrado de 12 x 12 mm. en base de la cimentación de aerogenerador, 50 mm2 de sección de cobre, conectado a la ferralla de la cimentación en los 4 vértices, 4 picas de acero-cobre de 2m, 2 rabillos de 9m para conexionado de elementos del aerogenerador y un rabillo de 9m para conexionado con red general del parque y anillo de 4m de diámetro enterrado a 1 m. de la base del fuste del aerogenerador unido al fuste en 2 puntos, incluso 16 soldaduras aluminotérmicas, pequeño material y conexionado.	Unidades	10	\$10,800.00	\$108,000.00
Ud. Puesta a tierra de Centro de seccionamiento, protección y medida, a base de cobre desnudo de 50 mm2 de sección dispuesto en anillo cuadrado de 12 x 9 mm. conectado a la ferralla de cimentación en los 4 vértices, incluido 8 picas de acero-cobre de 2m, 4 rabillos de 5m para conexionado a estructura de edificio, un rabillo de 9m para interconexión con red general del parque y un rabillo de 4m para conexión a puente de pruebas, incluso 25 soldaduras aluminotérmicas, pequeño material y conexionado según esquema.	Unidades	1	\$16,200.00	\$16,200.00

Instalación de puesta a tierra para enlace entre aerogeneradores, centros de transformación y subestación, a base de conductor de cobre desnudo de 50 mm2, incluso tendido del conductor en zanja, p/p de soldadura aluminotérmica, pequeño material y conexionado según esquemas.	m	7200	\$54.00	\$388,800.00
Trasformador elevador en Aerogeneradores.				
Transformador elevador de aislamiento seco encapsulado en resina epoxi de las siguientes características: Tensión lado M.T. 20.000 V, Tensión lado B.T. 690 V, Tensión de cortocircuito: 6% .Estarán dotados de un segundo bobinado en baja tensión de 25 kVA de potencia, trifásico y 220 V de tensión entre fases. Grupo de conexión: DYN11, Potencia: 800 kVA, Nivel de aislamiento: 24 kV Neutro accesible.	Unidades	10	\$216,000.00	\$2,160,000.00
Interconexión transformador elevador-célula de protección del transformador. Unidad formada por 1 kit de conexión de cable DHV 15/25 kV 3 x 1 x 95 mm2 aluminio tendido sobre bandeja. La interconexión en ambos extremos se hará mediante terminales enchufables, apantallados y atornillables.	Unidades	10	\$8,640.00	\$86,400.00
Celda protección transformador elevador e interconexión a la línea de interconexión aerogeneradores. Ud. De celda compacta de aislamiento en SF6 de la gama CAS 24 kV de MESA o similar, de 3 funciones OL + 1L + 1P (Llegada de línea y remonte, protección con ruptura fusible y salida con seccionador y seccionador de puesta a tierra) de las siguientes características: Nivel de aislamiento: 24kV, Intensidad nominal: 400 A, Intensidad de cortocircuito: 16/40 kA, Corte y aislamiento en SF6. Conexión mediante terminales enchufables. Para garantizar la operación de transformación, la protección del transformador se realizará mediante fusibles e interruptor autoneumático en SF6 de 3 posiciones: conectado, desconectado y puesto a tierra. El accionamiento de disparo automático será por fusión de fusibles, bobina a 220 V., c.a. o manual. Para la conexión a estas cabinas se emplearán terminales aislados, enchufables, apantallados y atornillables.	Unidades	10	\$108,000.00	\$1,080,000.00
Centro de seccionamiento , medida y protección.				
Celda de Seccionador General	Unidades	1	\$64,800.00	\$64,800.00
Celda de medida	Unidades	1	\$162,000.00	\$162,000.00
Celda disyuntor general.	Unidades	1	\$194,760.00	\$194,760.00
Celda de remonte	Unidades	1	\$54,000.00	\$54,000.00
Celda de protección de líneas de interconexión de aerogeneradores.	Unidades	3	\$260,100.00	\$780,300.00
Celda de protección de trasformador de servicios auxiliares.	Unidades	1	\$75,600.00	\$75,600.00
Celda del trasformador de servicios auxiliares.	Unidades	1	\$86,400.00	\$2,497,860.00
Armario de relays de red.	Unidades	1	\$129,600.00	\$129,600.00
Armario de medida	Unidades	1	\$75,600.00	\$75,600.00
Material de seguridad	Unidades	1	\$43,200.00	\$43,200.00
Instalación de centro de seccionamiento , medida y protección.	Partida	1	\$75,600.00	\$75,600.00
Instalaciones auxiliares	Unidades	1	\$432,000.00	\$432,000.00
Instalaciones de detección de incendios y anti intrusión.	Partida	1	\$97,200.00	\$97,200.00
Cuadro general de distribución en baja tensión.	Unidades	1	\$54,000.00	\$54,000.00
Sub Total Obra Eléctrica.	Sub Total Obra Eléctrica.			\$17,781,624.00

TOTAL	\$293,249,769.62
-------	------------------

APÉNDICE C2.- PRESUPUESTO DEL PROYECTO DE PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 20 MW

PRESUPUESTO PROYECTO DE PLANTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA				
Potencia nominal instalada	20 MW			
Potencia pico de la instalación	22.968 MWp	* Wp.- Watts pico		
		Cantidad	Precio Unitario	Costo total
EQUIPOS				
Equipos Principales				
Modulo fotovoltaico Stop290-24/Vd(suntech)	piezas.	79200	\$3,958.50	\$313,513,200.00
Combiner box SCCB-12(5MA)	piezas.	600	\$6,565.00	\$3,939,000.00
Inversor SunnyCentral 500HE-US (SMA)	piezas.	40	\$1,274,000.00	\$50,960,000.00
Trasformador Pad-Mounted 750 kVA (Copper Industries)	piezas.	20	\$390,000.00	\$7,800,000.00
Estructura metálica soporte de los paneles fotovoltaicos, 4 módulos horizontal, a 3 alturas	piezas.	6600	\$6,110.00	\$40,326,000.00
Centro de seccionamiento				
Celda Línea UniMix-P2 (ABB)	piezas.	9	\$165,785.62	\$1,492,070.58
Celda Protección UniMix-P1F (ABB):	piezas.	1	\$271,392.81	\$271,392.81
Celda Medida UniMix-M (ABB)	piezas.	2	\$137,681.05	\$275,362.10
Servicios auxiliares				
Trasformador 150 kVA (21kV/480V)	piezas.	1	\$53,462.50	\$53,462.50
Batería de condensadores 40 kVAR	piezas.	1	\$33,597.85	\$33,597.85
Grupo electrógeno 150 kVA	piezas.	1	\$390,000.00	\$390,000.00
Total Subpartida Equipos				\$419,054,085.84
OBRA CIVIL				
Cimentaciones de estructura metálica para paneles fotovoltaicos				
Hormigón de limpieza con dosificación mínima de cemento 150 kg/m ³ (m ³)	m3	3529	\$1,357.33	\$4,790,017.57
Hormigón de resistencia característica 25 Mpa	m3	22938	\$1,435.59	\$32,929,563.42
Acero corrugado B%00S (40 kg /m3)	kg	917501	\$25.35	\$23,258,650.35
Acero S-275 en elementos auxiliares (Placas anclaje 300*300*20 mm).	kg	176436	\$25.35	\$4,472,652.60
Acero corrugado B500S (Pernos de anclaje ø=12mm).	kg	35680	\$25.35	\$904,488.00
Excavación material banco en cimentaciones. Terreno con estabilidad vertical competente.	m3	21173	\$18.59	\$393,606.07
Cimentaciones de estructura metálica para inversores y transformadores Pad-Mount				
Hormigón de limpieza con dosificación mínima de cemento 150 Kg/m3.	m3	20	\$1,357.33	\$27,146.60
Hormigón de resistencia característica 25 Mpa.	m3	61	\$1,435.59	\$87,570.99
Canalizaciones				

CombinerBox-Inversor: Canalización prefabricada de hormigón armado, (10' x 10" x 12")/ (3,048m x 0,25m x 0,3048m) (largo x ancho x profundo) con tapas.	m	3360	\$329.29	\$1,106,414.40
Canalización eléctrica Inv-Transf. Excavación de 0,675m x 0,85m (ancho x profundo), 6 tubos de HDPE Ø78 mm. Cinta señalizadora de peligro eléctrico. Relleno y compactación.	m	220	\$293.28	\$64,521.60
Canalización eléctrica Anillo MT. Excavación de 0,29m x 0,6m (ancho x profundo), 1 tubo de HDPE Ø103 mm. Cinta señalizadora de peligro eléctrico. Relleno y compactación.	m	9340	\$56.94	\$531,819.60
Urbanización				
Edificio prefabricado de hormigón (Centro de Seccionamiento). Constituido por una envolvente de estructura panelable, de dimensiones generales 9.760 x 2.500 x 3.300 mm. Incluye el edificio y todos sus elementos auxiliares de iluminación, fuerza, ventilación, seguridad y protección contra incendios. Dispondrá de un recinto independiente para la instalación del transformador y el equipamiento de media tensión.	piezas.	1	\$312,131.17	\$312,131.17
Cerramiento perimetral de altura 2m con vallado de simple torsión con postes verticales separados cada 3,5 m.	m	2450	\$904.93	\$2,217,078.50
Cabina de seguridad de 6 m2	m2	6	\$3,864.64	\$23,187.84
Sala de control (55 m2), aseos (5m2), vestuario (20m2) y sala almacén (80m2). Superficie de ocupación.	m2	160	\$15,081.56	\$2,413,049.60
Viales de acceso			\$0.00	
Capa de base de 20 cm. de zahorra artificial sobre explanada con condiciones mínimas Ev2>35MPa y CBR>10.	m	9350	\$270.53	\$2,529,455.50
Movimiento de tierra				
Limpieza y desbroce de terreno a máquina	m2	368660	\$16.90	\$6,230,354.00
Total Subpartida Obra civil				\$82,291,707.81
CABLE				
Cables				
BT DC Cable PVmod-CombinerBox: CABLE TECSUN(UL)-PV Wire, (PRYSMIAN), 600 V, 10 AWG/6.0mm² Cu, código 20025136	m	360000	\$15.86	\$5,709,600.00
BT DC Cable Combiner Box - Inversor: CABLE SUPERFLEX XLP, (PRYSMIAN), 600V, 500 kcmil/253.4mm² Al, código QOW300A	m	54990	\$98.80	\$5,433,012.00
BT AC Cable Inv-Transf: Cable OKOGUARD-OKOLON, RHH o RHW-2, (Okonite), 2kv, 500 kcmil/253,4mm² Cu, código 113-24-2531	m	3960	\$812.50	\$3,217,500.00
AT AC Cable anillos M.T: Cable Okoguard URO-J, 25kv EPR, (Okonite), 3 x (1 x 350 kcmil/177,348mm²), Al, código 160-23-4090	m	28018	\$206.83	\$5,794,962.94
AT AC Cable línea de evacuación: Cable Okoguard URO-J, 25kv EPR, (Okonite), 2 x 3 x (1 x 1000 kcmil/506,708mm²), Al, código 160-23-5099	m	3600	\$650.52	\$2,341,872.00
Red de tierras				
Conductor de Cu desnudo 1AWG (42,4 mm²)	m	9926	\$187.59	\$1,862,018.34
Pica de acero cobrizado L=13' (4m), D=5/8" (15,87mm).	piezas.	40	\$362.18	\$14,487.20
Conductor aislado de PVC Cu 2/0 AWG (67,43mm²).	m	300	\$120.77	\$36,231.00

Sub total partida Cable				\$24,409,683.48
SERVICIOS				
Protecciones				
Fusibles cilíndricos KTK-R Cooper Industries Bussmann; 600V; 15A; poder de corte 200kA	piezas.	7200	\$15.21	\$109,512.00
Descargador de tensión para aplicaciones fotovoltaicas, Cooper Industries Bussmann; 600V; Uprot 2,5kV; Int.descarga nom. 12,5kA; Int.descarga máx 25kA	piezas.	600	\$1,054.82	\$632,892.00
Alumbrado exterior				
Iluminación Viales, lámpara de halogenuros metálicos de 100W . IP-66. Clase I. (9 circuitos, perímetro de la planta. 1ud / 30m)	piezas.	90	\$5,135.65	\$462,208.50
Terreno				
Terreno de 33,75 ha (750m x 450m)	m2	368660	\$12.61	\$4,648,802.60
Ingeniería				
Horas trabajadas y desplazamientos a obra		1	\$1,370,525.00	\$1,370,525.00
Total subpartida Servicios				\$7,223,940.10
SUMINISTRO Y MONTAJE				
Suministro y montaje de los equipos, cableado, tendidos, servicios generales, etc.			\$0.00	\$45,068,620.87
TOTAL				\$578,048,038.10