

1-1-2009

Simulación y análisis del comportamiento técnico y económico de las alternativas de generación distribuida, microturbina a gas celdas de combustible y cogeneración mediante el Software especializado homer aplicado al circuito emisoras de la subestación Fontibón

Ronald Andrés Mayorga Escobar
Universidad de La Salle, Bogotá

Johnny Andrés Rivera Florian
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Mayorga Escobar, R. A., & Rivera Florian, J. A. (2009). Simulación y análisis del comportamiento técnico y económico de las alternativas de generación distribuida, microturbina a gas celdas de combustible y cogeneración mediante el Software especializado homer aplicado al circuito emisoras de la subestación Fontibón. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/561

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO TÉCNICO Y
ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
MICROTURBINA A GAS, CELDAS DE COMBUSTIBLE Y COGENERACIÓN
MEDIANTE EL SOFTWARE ESPECIALIZADO HOMER APLICADO AL
CIRCUITO EMISORAS DE LA SUBESTACIÓN FONTIBÓN.**

MAYORGA ESCOBAR RONALD ANDRES

RIVERA FLORIAN JOHNNY ANDRES

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA

BOGOTÁ D.C.

2009

**SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO TÉCNICO Y
ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA,
MICROTURBINA A GAS, CELDAS DE COMBUSTIBLE Y COGENERACIÓN
MEDIANTE EL SOFTWARE ESPECIALIZADO HOMER APLICADO AL
CIRCUITO EMISORAS DE LA SUBESTACIÓN FONTIBÓN.**

MAYORGA ESCOBAR RONALD ANDRES

42022019

RIVERA FLORIAN JOHNNY ANDRES

42012022

**Trabajo de tesis para optar por el título de
Ingeniero Electricista**

Director:

**FERNANDO GOMEZ GOMEZ
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERIA ELECTRICA
BOGOTÁ D.C.**

2009



Nota de aceptación:

Ing. Fernando Gómez Gómez
DIRECTOR DEL PROYECTO

JURADO DEL PROYECTO

JURADO DEL PROYECTO



AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres por su amor, por ese infinito apoyo e inmensa confianza.

Agradecemos a todos aquellos que de buena forma y sin ningún interés, nos dieron su apoyo para la realización de este trabajo.

A todos los maestros que con su paciencia y sabiduría nos formaron durante este tiempo.

A nuestro director de tesis por sus conocimientos y tiempo dedicado.

Gracias a Dios.



A mi padre y a mi madre por su incansable lucha para hacer realidad este logro,

A Carolina por su constante apoyo para continuar en el camino

A los maestros que hicieron posible mi formación académica.

A Dios por mantenerme siempre en el camino correcto

Gracias por confiar en mi

Ronald

A toda mi familia, con todo mi amor,

En especial a ti Madre por todos tus sacrificios

Que han hecho posible realizar este trabajo.

A ti Jennifer por ser la persona que llena mi vida

Gracias por confiar en mi.

Johnny



CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN.....	11
INTRODUCCION	13
2. OBJETIVO GENERAL.....	15
3. ASPECTOS GENERALES DE LA GD	16
3.1. CONCEPTUALIZACION Y REGULACION DEL TEMA EN COLOMBIA. ...	16
4. GENERACION DISTRIBUIDA EN OTROS PAISES	19
4.1. ESTADOS UNIDOS (CALIFORNIA).....	19
4.2. ESPAÑA.....	20
4.3. URUGUAY	24
4.4. CHILE.....	25
5. INTERCONEXION DE LA GD A LA RED	27
6. TECNOLOGIAS DE GD APLICADAS	29
6.1. MICROTURINA A GAS	29
6.1.1. Aspectos generales	29



6.1.2. Costos	31
6.2. CELDAS DE COMBUSTIBLE	33
6.2.1. Aspectos generales	33
6.2.2. Costos	36
6.3. COGENERACION	37
6.3.1. Aspectos generales	37
6.3.2. Costos	40
7. ZONA DE ESTUDIO	41
7.1. DESCRIPCION DE LA ZONA	41
8. MODELO HOMER COMO HERRAMIENTA	45
8.1. QUE ES EL MODELO HOMER.....	45
8.2. ¿POR QUÉ SE LE LLAMA HOMER?	46
8.3. COMO FUNCIONA EL MODELO HOMER	46
8.4. DONDE OBTENER EL MODELO HOMER	47
9. ENFOQUE DEL ANALISIS	48
9.1. CONCEPTO GENERAL	48
9.2. VARIABLES Y PARAMETROS A CONSIDERAR	48
10. CASOS Y SIMULACIONES	51
10.1. CASO1: MICROTURBINA A GAS	51
10.1.1. Información de la microturbina seleccionada	51
10.1.2. Análisis de costos de inversión y operación	51



10.1.3. Datos de entrada considerados	52
10.2. CASO 2: CELDA DE COMBUSTIBLE.....	52
10.2.1. Información de la celda de combustible seleccionada	52
10.2.2. Análisis de costos de inversión y operación	52
10.2.3. Datos de entrada considerados	53
10.3. CASO3: COGENERACION CON MICROTURBINA A GAS.....	53
10.3.1. Información de la microturbina seleccionada	53
10.3.2. Análisis de costos de inversión y operación	53
10.3.3. Datos de entrada considerados	54
11. ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SIMULACIONES	55
11.1. SIMULACION CASO 1 (MICROTURBINA A GAS).....	55
11.1.1. Resultados Obtenidos	56
11.2. SIMUACION CASO 2 (CELDA DE COMBUSTIBLE).....	57
11.2.1. Resultados Obtenidos	58
11.3. SIMULACION CASO 3 (COGENERACION).....	59
11.3.1. Resultados Obtenidos	60
11.4.DETERMINACION DE UN ESCENARIO ECONOMICO	61
11.5. COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS.....	62
12. CONCLUSIONES.....	63
13. RECOMENDACIONES.....	65



14. APORTE PARA FUTURAS SIMULACIONES.....	66
BIBLIOGRAFIA.....	75
INDICE DE FIGURAS.....	79
INDICE DE TABLAS.....	81
ANEXO A	82



1. RESUMEN

En los comienzos de la industria eléctrica la necesidad de energía en una localidad era satisfecha por la propia municipalidad a través de la instalación de generadores distribuidos en la misma. La industria eléctrica comenzó su historia utilizando generación distribuida (GD), es decir generación situada en la propia red de distribución, muy cerca de la demanda. La generación era diseñada de tal forma que satisficiera la demanda con cierto margen de reserva (seguridad). Más adelante, con el creciente aumento de la demanda de electricidad y debido a las economías de escala involucradas, se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía (ej. carbón, hidroeléctricas) y lejos de los centros de consumo¹.

Actualmente se está volviendo al uso de sistemas de generación distribuida con diversas fuentes de energía como una forma de aprovechar al máximo los recursos energéticos, reducir el calentamiento global y mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. Un ejemplo de esto es el uso simultáneo de energía eléctrica y térmica útil a partir de una misma fuente primaria de energía.

En este trabajo se realizó una simulación y análisis técnico-económico de las alternativas de generación distribuida: microturbina a gas, celdas de combustible y cogeneración, aplicadas al sistema de distribución de CODENSA SA ESP, en el circuito Emisoras de la subestación Fontibón, por medio del software especializado HOMER, para determinar si son o no viables desde los puntos de vista técnico y económico. “Los algoritmos del análisis de optimización y sensibilidad de HOMER permiten evaluar la viabilidad económica y técnica de una gran cantidad de opciones de tecnologías y explicar la variación en costos de la tecnología y disponibilidad de los recursos energéticos. HOMER modela tecnologías de energía convencional y renovable”².

En la metodología propuesta se plantearon siete etapas para la realización del proyecto, la primera etapa consta de la revisión bibliográfica de la generación distribuida en el mundo, aquí se encontró información general sobre generación distribuida y avances en otros países en esta materia. La segunda etapa está relacionada con los precios de la energía y los combustibles utilizados por las alternativas objeto de este estudio. La tercera etapa consta

¹ Zeballos Raul, Vignolo Mario, ¿Redes de transmisión o generación distribuida?

² National Renewable Energy Laboratory, Cole Boulevard Golden USA 2008



de la obtención de información técnica y económica de las alternativas analizadas, la cuarta etapa es la relacionada con la información de la zona de estudio y del circuito Emisoras de la subestación Fontibón, en la etapa cinco se realiza una clasificación de la información obtenida en las etapas anteriores, y las dos últimas etapas están relacionadas con la obtención de información del software HOMER y los resultados arrojados por las simulaciones para los tres casos: GD con celda de combustible, microturbina a gas y cogeneración y el análisis posterior de estas.

De los tres casos analizados se llegó a la conclusión de que la alternativa más rentable y de mayor beneficio es la Cogeneración, ya que puede hacerse uso de esta tecnología en combinación con la red por mucho más tiempo y bajo constantes incrementos en los precios del gas y la electricidad. Mientras que las celdas de combustible y la microturbina a gas ofrecen beneficios pero ante variaciones muy mínimas en los costos de energía y gas.



INTRODUCCION

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica, de hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio de consumo, después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor [20].

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro de combustible y de agua. En los años setentas, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una de las alternativas tecnológicas es generar energía lo más cerca posible al lugar de consumo, precisamente como se hacía en los principios de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía. A esta modalidad de generación de energía se le conoce como Generación en Sitio, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida [20].

Las interrupciones en el servicio de energía y el aumento de la demanda de éste, son dos factores importantes para CODENSA SA ESP. Por lo anterior se hace necesario realizar un estudio en un punto del sistema de distribución de CODENSA SA ESP, para analizar las posibles ventajas o desventajas que traería consigo la implementación en un futuro de alternativas de generación distribuida. Se escogió la subestación Fontibón ya que cuenta con uno de los circuitos más extensos, como lo es el circuito Emisoras (aproximadamente 40 km) y por tanto es uno de los tantos que presenta un aumento considerable de demanda en el servicio eléctrico. La empresa CODENSA SA ESP, ha venido realizando estudios sobre pérdidas de energía, problemas de regulación y confiabilidad de sistemas en diferentes circuitos de la capital pero no ha contemplado la implementación de alternativas



de generación dentro de los sistemas de distribución, lo cual nos lleva a desarrollar un estudio del circuito Emisoras implementando en este alternativas de generación distribuida.

Este documento está estructurado de la siguiente manera; en el capítulo 3 se hace una introducción a los aspectos generales de la generación distribuida, el capítulo 4 hace un breve recuento de la generación distribuida en otros países, el capítulo 6 expone los aspectos generales de las tecnologías objeto de este estudio, el capítulo 7 contiene toda la información relacionada con la zona de estudio y finalmente los capítulos 9, 10, 11 y 12 contienen toda la información referente a las simulaciones, resultados, análisis y conclusiones del estudio realizado.



2. OBJETIVO GENERAL

Hacer un análisis técnico-económico de las alternativas de generación distribuida, microturbina a gas, celdas de combustible y cogeneración, aplicadas al circuito emisoras de la subestación Fontibón de CODENSA SA ESP, por medio del software especializado HOMER para determinar la viabilidad de estas desde los puntos de vista técnico y económico.

Para hacer posible esto, se interpretó y se estudió el modelo HOMER mediante la lectura de sus instructivos, se solicitó a CODENSA SA ESP un histórico de cargas del circuito emisoras del año 2007, se establecieron precios correspondientes al año 2007 de combustible, tasa de interés y costos relacionados con las tecnologías aplicadas. Finalmente se ingresaron los datos requeridos por el software y se llevó a cabo el respectivo análisis de la información obtenida del modelo HOMER, determinando de esta manera todos los puntos de vista técnicos y económicos de la aplicación de dichas tecnologías de generación distribuida en este circuito y estableciendo así un escenario económico para el uso de estas.



3. ASPECTOS GENERALES DE LA GD

3.1. CONCEPTUALIZACION Y REGULACION DEL TEMA EN COLOMBIA.

“Según estudios realizados por universidades del país, en Colombia el marco regulatorio actual no cuenta con una definición exacta para este tipo de tecnología, puesto que sigue la concepción tradicional de la industria eléctrica”³, pero a pesar de esto contempla una serie de definiciones que podrían considerarse como generación distribuida. Lo anterior hace que la generación distribuida como tal, se vea poco llamativa ya que su ventaja proviene de no usar el sistema de transmisión, haciéndolo poco atractivo.

En Colombia no se cuenta con una regulación específica y acorde con la generación distribuida, sin embargo, las características de su aplicación se pueden asimilar con el esquema de regulación de la categoría de “Autogeneradores, Cogeneradores y Plantas menores” que están reglamentados por las resoluciones CREG 084, 085 y 086 de 1996 respectivamente, las cuales establecían el siguiente esquema de comercialización para la venta de su producción o sus excedentes de energía:

Autogeneradores: “Se define como autogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN)”⁴.

Cogeneradores: “Se define como cogenerador, aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración y que puede ser o no, el propietario del sistema de Cogeneración. Entendiendo como Cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales”⁵. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la resolución CREG - 085 de 1996.

³ Duque Cristhian, ANÁLISIS DE PROSPECTIVA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD) EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO, Eduardo Felipe Marmolejo y María Teresa Rueda de Torres. UNIANDES Pág. 88-89.

⁴ Comisión Reguladora de energía y Gas, Resolución CREG-084 de 1996, Artículo 1 definiciones, Bogotá.

⁵ Empresa de Energía de Bogotá, Febrero 24 de 2009



Plantas Menores: Se condiciona la forma de comercialización de su energía a su capacidad instalada, así:

Plantas de capacidad menor a 10 MW: No tiene acceso al despacho central. Puede vender su energía a precio de bolsa, a Comercializadores que atiendan usuarios regulados sin convocatoria pública, o a los mismos por convocatoria pública, la cual se otorga por mérito de precio, y por último a usuarios no regulados y generadores y comercializadores que atiendan a usuarios no regulados a precios pactados libremente.

Plantas con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW: Pueden optar por el despacho central al igual que los generadores, acogiéndose a la misma reglamentación que aplica en ellos, o comercializar su energía de la misma manera que las plantas menores de 10 MW⁶.

Con las resoluciones CREG 217 de 1997 y 119 de 1998 se establece el denominado (Estatuto de Racionamiento), con el cual se abre la posibilidad que Autogeneradores, Cogeneradores y Plantas menores ofrezcan su energía al SIN en caso de racionamiento programado bien a precios libres con generadores o comercializadores, o participar en la bolsa sin importar su capacidad instalada.

Estas consideraciones fueron ratificadas en la resolución CREG 002 de 2002. Se podría decir que con el actual Marco Regulatorio, si el mercado propiciase la aparición de nuevos agentes, con intenciones de comercializar directamente su producción energética a la red local o al STN directamente, existen tres posibilidades de remuneración de los excedentes o producción de energía para agentes de GD, a saber:

- De acuerdo con el costo marginal del sistema en la hora correspondiente, es decir al precio de bolsa, de manera automática.
- Mediante la posibilidad de realizar contratos a precios, bien sea pactados previamente o por concurso otorgado por mérito de precio.
- Por último se puede acceder al despacho central en la Bolsa de Energía, en caso de racionamiento programado, así como la posibilidad de lograr eventualmente un bajo factor de utilización⁷.

Lo anterior se debe estudiar con detenimiento, tratando de ser consistentes con la reglamentación vigente que establece que el costo final de la energía, debe involucrar los rubros necesarios para su obtención, adicionalmente a un margen de rentabilidad necesario que promueva dichas inversiones.

⁶ Una visión del mercado eléctrico Colombiano, UPME, Julio de 2004.

⁷ UPME, Unidad de Planeación Minero Energética



En lo relacionado con la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, la generación distribuida a pesar de no tener una regulación particular, es un tema de estudio actualmente en la Comisión, además de formar parte de equipos interdisciplinarios que promueven esta temática.

Sin embargo la comisión ha desarrollado regulación sobre el tema de la generación marginal, tomando como base la autogeneración, la cogeneración y la generación marginal.



4. GENERACION DISTRIBUIDA EN OTROS PAISES

4.1. ESTADOS UNIDOS (CALIFORNIA)

LOS ORÍGENES DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CALIFORNIA

La generación distribuida existía bien antes del desarrollo de la red eléctrica de transmisión. El concepto fue reintroducido en los años 70, aunque el término de "generación distribuida" no fue importante hasta que el interés público en los 90 por la protección del medio ambiente favoreció la "energía limpia" una visión al futuro del gas natural en la cual la conservación y la energía renovable substituyeron totalmente un sistema eléctrico basado en grande, energía nuclear y fósil que aprovisionaban de combustible a las plantas de energía. La generación distribuida fue incluida en esta visión como alternativa hasta que las tecnologías renovables podrían asumir el control [8].

La política de regulación de 1978 inició los primeros pasos en California a lo largo de la "energía limpia" se impulso las instalaciones de generación eléctrica de productores independientes de energía más que las compañías de electricidad. Además, garantizó un mercado para la electricidad de "instalaciones calificativas" obligando a las partes que compren su energía bajo contratos a largo plazo. Más de 5.000 MW de energía renovable e instalaciones de gas de cogeneración fueron construidos en California debido a las ventajas de impuesto federal y de estado, para las instalaciones eléctricas de viento y energía solar. La mayoría de estas fueron interconectadas a los sistemas de alto voltaje para uso general de la transmisión, más que a los sistemas de distribución de baja tensión. Las granjas de viento y las instalaciones solares no se consideraban generación distribuida, mientras que las instalaciones de cogeneración si lo podrían ser [8]

En los años 80, a través de un plan de expansión, se estableció a futuro generar 1.500 MW provenientes de nuevas fuentes eléctricas a través de instalaciones calificadas pero la Comisión reguladora de energía federal (FERC) paró este proceso basándose en preocupaciones para uso general por el costo de estas [8]

En los años 90, antes de la reestructuración de la industria eléctrica, se conducían programas de investigación y desarrollo de energías renovables. El programa de RD&D del gas pacífico y de la compañía eléctrica se puede acreditar con el concepto de "generación



distribuida" y con conducir las primeras demostraciones del campo de las celdas fotovoltaicas para realzar la confiabilidad de la red eléctrica. Su visión del futuro era un sistema eléctrico para uso general que incluyó no solamente las centrales eléctricas, sino también tecnologías pequeñas, limpias, y producidas en masa para reducir la demanda máxima, para realzar la estabilidad en el voltaje, ayudar a evitar las pérdidas en las redes y mejorar las relaciones con el cliente [8].

La ley de California para reestructurar su industria regulada de la compañía de electricidad creó programas con "propósito público", incluyendo dos administradores por la Comisión de energía que afectan directamente la generación distribuida: el programa de las energías renovables y el programa público de investigación en materias energéticas de interés. La legislatura estableció estos programas para asegurar al contribuyente que financiaba. Ambos programas proporcionan subsidios al contribuyente a los reveladores o a los usuarios de las instalaciones o de las tecnologías de generación distribuida [8].

En California, más de 2.000 megavatios se pueden clasificar como generación distribuida. Los generadores de reserva de emergencia agregan otros 3.000 megavatios de la generación distribuida al total. La mayoría de la capacidad de la generación se agrupa en tecnologías como motores de combustión interna. Aunque la magnitud de la capacidad de la generación disponible es pequeña, se asocian a menudo a la extensa mayoría de instalaciones físicas de GD. En California se clasificaron más de 500 unidades de generación como generación distribuida [8].

Desde la aprobación de las nuevas reglas de la interconexión en California, varios cientos de megavatios de nuevos proyectos se han propuesto. Desde enero de 2001 a mayo de 2002, 192 proyectos de generación distribuida fueron propuestos a través del estado, representando más de 400 megavatios de nueva generación. De esa cantidad, 101 megavatios son operacionales ahora, con la autorización pendiente del resto para interconectar. Esta estimación no incluye centenares de los proyectos de energías renovables a reducida escala de la generación que son aptos para la red o cualquier generador instalado para la emergencia [8].

4.2. ESPAÑA

A continuación en la *Tabla 1* se mostraran las potencias instaladas desde los años 1990 a 2004, según datos de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), teniendo en cuenta los siguientes tipos de tecnología: Cogeneración, Eólica, Hidráulica, Residuos, Biomasa, tratamiento de Residuos y Solar [35].

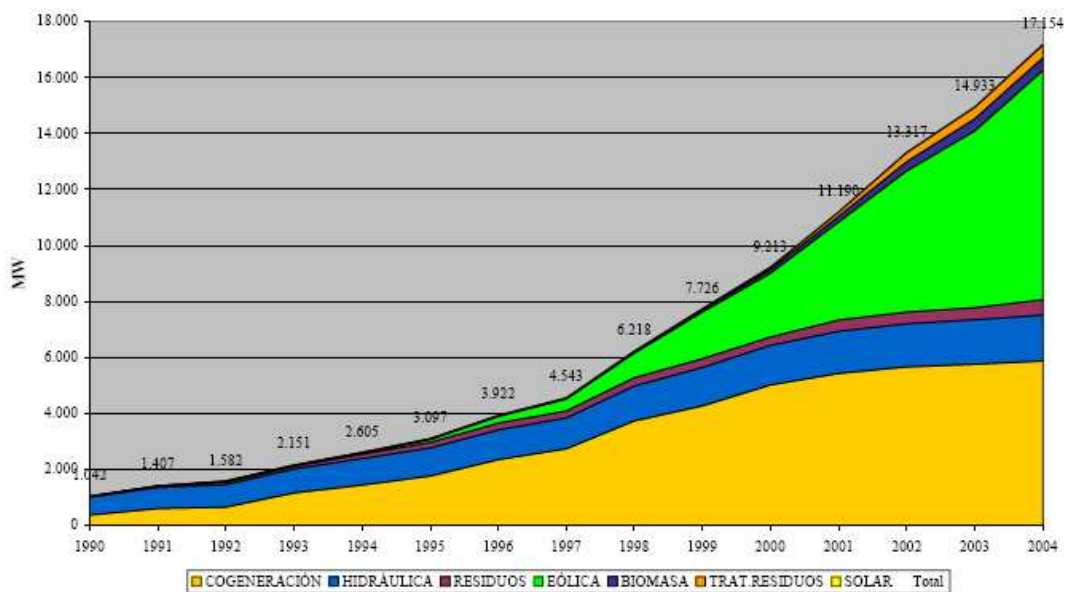


Tabla 1. Potencias instaladas de diferentes tecnologías de GD.

AÑO/ P.Instalada (MW)	COGENERACIÓN	EOLICA	HIDRÁULICA	RESIDUOS	BIOMASA	TRAT RESIDUOS	SOLAR	Total
1990	356	2	640	43				1042
1991	597	3	754	52	1			1407
1992	648	33	796	82	24			1582
1993	1150	34	856	87	24			2151
1994	1441	41	940	158	26		1,0	2605
1995	1759	98	998	201	40		1,0	3097
1996	2350	227	1058	247	40		1,0	3922
1997	2728	420	1107	247	41		1,0	4543
1998	3734	884	1240	292	68		1,1	6218
1999	4256	1674	1377	311	77	29	1,1	7726
2000	5015	2289	1407	294	127	82	1,4	9213
2001	5429	3501	1499	404	197	159	3,2	11190
2002	5663	5059	1532	416	321	327	6,8	13317
2003	5745	6320	1602	423	421	423	10,8	14993
2004	5869	8203	1641	540	433	468	21,1	17154

Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág 41.

Figura 1. Evolución de la potencia instalada en el régimen especial en España



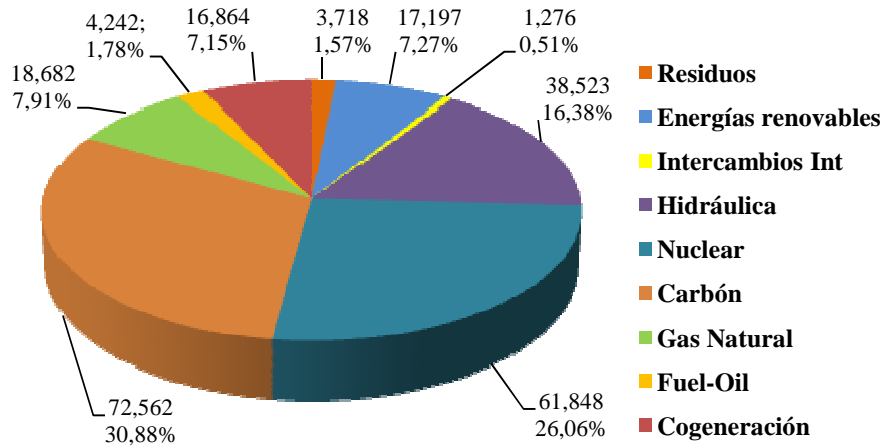
Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág 42.

En la Figura 1 se observa como en España las tecnologías de GD que más auge han tenido han sido la energía eólica llegando a una potencia instalada a finales del año 2005 de 9.300 MW. Le sigue la biomasa aunque en los últimos años se ha estabilizado su crecimiento.



Según los nuevos incentivos económicos parece ser que la energía solar va a ser la que experimente un auge importante en los años venideros [35].

Figura 2. Producción de la GD en GWh. Año 2003.



Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 49

Las energías renovables invirtieron un total de 1500 millones de euros en el año 2003 y facturaron un total de 1.050 millones de euros. Esto significa que las energías renovables proporcionaron suministro eléctrico a 4.776.000 familias, evitaron la emisión de 16.509.000 toneladas de CO₂ y evitaron la importación de 1.478.000 toneladas de petróleo.

En la *Figura 2* podemos observar el porcentaje de generación por alternativas para el año 2003, donde los porcentajes más altos los tienen el carbón, la energía nuclear y las hidroeléctricas respectivamente [35].

Potencial de las energías renovables en la España peninsular

Según un informe elaborado por Greenpeace (Greenpeace, 2005), la demanda energética esperada para el año 2050 será de 1.525 TWh/año, lo que equivale a decir 109kWh/ (hab-día). España tendría el siguiente potencial en cuanto a potencia instalada de carácter renovable y producción:

Tabla 2. Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050.

Potencial GD	Potencia instalada (GW)	Producción (TWh/año)
Geotérmica	2,48	19,53
Hidráulica	18,8	37,61
Biomasa	19,46	141,16

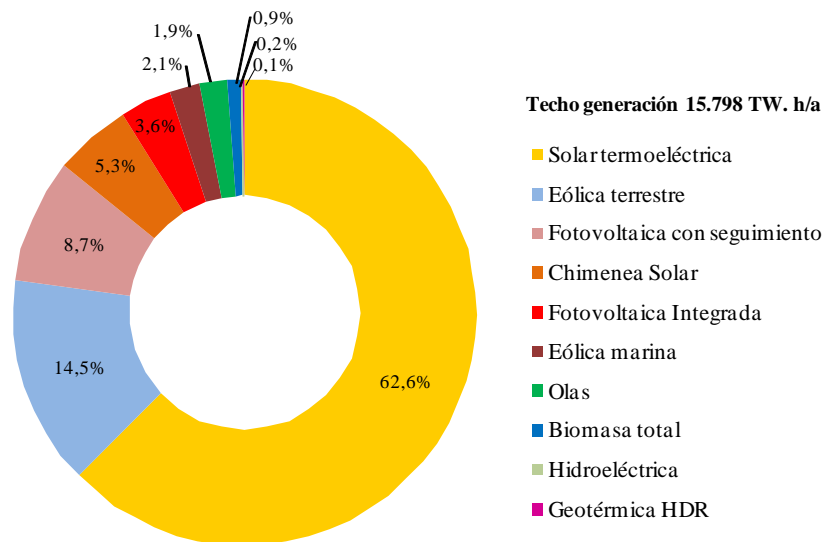
**Tabla 2.** (Continuación)

Potencial GD	Potencia instalada (GW)	Producción (TWh/año)
Olas	84,4	296
Eólica marina	164,76	334
Fotovoltaica	1202,9	1951,5
Solar Térmica	2729	9897
Chimenea Solar	324,3	836,2
Eólica terrestre	915	2285

Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 50

En la tabla anterior no se han tenido en cuenta restricciones de tipo regulatorio, ni de transporte y distribución de electricidad, técnicos, etc.

No obstante se pretende tener un orden de magnitud del posible potencial energético que podría tener la península teniendo en cuenta los recursos energéticos distribuidos de carácter renovable. En la *Figura 3* se muestran los porcentajes por potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050 [35].

Figura 3. Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050.

Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 51



4.3. URUGUAY

La Industria Eléctrica en el Uruguay está procesando transformaciones en lo que hace a los aspectos regulatorios y de coordinación de mercados al interior de esta Industria. Por otra parte, existe un gran desarrollo de aplicaciones, estudios e investigaciones sobre la Generación Distribuida en el mundo que han coincidido en promover sus fortalezas sobretodo en términos de eficiencia, flexibilidad operativa, seguridad y baja inversión unitaria.

La visión que inspira esta propuesta es que la Generación Distribuida, dada las fortalezas propias y adquiridas, tiene potencial de cambio estructural para toda la Industria Eléctrica y para el caso específico del Uruguay, considerando su fortaleza propia de baja inversión unitaria independiente y la disponibilidad de gas natural y otras fuentes alternativas con que se cuenta. Adicionalmente, las regulaciones deben promover la competitividad en la Industria sin obstaculizar el desarrollo de la innovación-difusión tecnológica, la maximización de la eficiencia operativa y la adaptabilidad a los cambios del entorno [36].

Fortalecimiento de la interconexión con Brasil

Hasta el momento la conexión con Brasil admite un intercambio de potencia menor o igual a 70 MW. La posibilidad de instalación de otra convertidora AC/AC en la frontera permitiría ampliar el ingreso de energía desde el vecino país. A su vez se ampliaría la disponibilidad de potencia. En caso de apostar el país a fortalecer dicha interconexión, por las diferencias de escala, el precio spot seguramente bajaría debido al anclaje que sufriría con el de la zona sur de Brasil. Como este es históricamente inferior al de Uruguay en momentos de baja hidraulicidad, la energía y potencia se comprarían directamente a Brasil, privando a generadores locales de ingresar en el mercado [36].

Expansión del parque generador convencional en el Uruguay

La GD compite directamente con la generación convencional por la expansión del parque generador nacional. En una economía de recursos limitados, parece poco probable que coexistan una expansión amplia del parque generador convencional con el distribuido, teniendo en cuenta que promedialmente se duplicarían los costos de inversión en el corto plazo. La anunciada instalación de centrales de ciclo abierto y ciclo combinado han resultado un freno a los posibles intentos de instalación de pequeños generadores, dado que existiría un excedente en la oferta de potencia (no necesariamente de energía) [36].

Existencia de períodos largos de precios bajos

Los hechos acontecidos en el curso de 2005 mostraron como ante una inminente crisis energética producto de un extenso período de baja hidraulicidad, se manejó la posibilidad de hacer ingresar todo tipo de generadores que pudiera colaborar para paliar la adversa



situación, mas al momento de pasar el sofoco producto de precipitaciones en los meses de abril y mayo todos aquellos mecanismos quedaron desactivados al menos transitoriamente. Siguiendo los preceptos básicos de la economía, la carestía de un bien genera suba del precio y por ende entran al mercado otros productores que anteriormente no ingresaban por sus altos costos marginales. Por las propias características de la GD que fueran mencionadas en reiteradas ocasiones a lo largo de este documento, el costo marginal de generación en muchos casos es mayor que el de centrales mayores, motivo por el cual si se producen largos períodos de precios bajos, la GD no será competitiva y la única forma de ingreso se dará a través de políticas especiales que apunten a subsidios [36].

A pesar de que entonces estarían apareciendo las primeras señales de una política energética que apoya el desarrollo de la GD renovable, todavía resta por implementar regulaciones específicas a nivel tarifario que reconozcan los costos y beneficios reales de la GD, todo parece indicar que el grado de penetración de la GD en el Uruguay se ira incrementando en el correr de los próximos años [36].

4.4. CHILE

La normativa vigente respecto a la cogeneración a pequeña escala, es la ley N°19.940, conocida como la “Ley Corta”. Esta ley no define explícitamente el término cogeneración. Sin embargo, la ley menciona el término como posible fuente de generación de energía eléctrica no convencional. A continuación se realiza un resumen de las consideraciones de la ley respecto de los proyectos de generación que tengan inyecciones de potencia a la red menores de 9MW [19].

Las fuentes de generación de energía eléctrica no convencionales, cuyos excedentes de potencia eléctrica sean menores a 9MW, no deben pagar peajes al sistema de transmisión troncal, esto siempre y cuando la suma de las potencias eléctricas de las unidades de generación distribuida no supere el 5% de la capacidad instalada del sistema. En este caso se pagará al sistema de transmisión troncal, un peaje proporcional al exceso de ese 5%. No obstante, los peajes correspondientes a sub-transmisión y distribución, deberán ser pagados como cualquier central convencional, según lo estipulado en la ley y el reglamento posterior definitivo [19].

“ Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aérea y subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión”



La ley estipula que los clientes con demandas de potencia eléctrica superior a 500kW, tienen la libertad de optar por un precio regulado o libre. Se autoriza la remuneración por potencia a generadoras de electricidad para unidades menores a 9 MW [19].

Se desprende del análisis de la legislación vigente, que los pequeños generadores, dígame generadores de menos de 20MW y con excedentes menores a 9MW, se encuentran en una posición que no los beneficia ni tampoco los perjudica. El hecho de que se haya disminuido la potencia de cliente libre de 2000kW a 500kW, implica que los pequeños generadores podrán tener contratos bilaterales con un número mayor de clientes. Sin embargo, estas empresas generadoras tendrán que pagar peajes de distribución. Por otra parte, la ley establece la obligatoriedad de las empresas distribuidoras de comprar los excedentes de producción de los pequeños generadores que se conecten a sus redes a el precio de nudo establecido en la ultima fijación de precios vigentes, siempre y cuando la energía suministrada por los medios de generación referidos en el artículo 71-7, no supere el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados [19].

Unidades en operación

En Chile, la cogeneración como tecnología de generación de energía eléctrica, corresponde aproximadamente a un 2,6% de la capacidad instalada del país. Sin embargo, se utiliza sólo a gran escala, es decir sobre los 9 MW. Esto se debe principalmente a la falta de una legislación clara en cuanto a la participación de los pequeños generadores en el mercado eléctrico nacional. Actualmente se están realizando esfuerzos para revertir esta situación y posicionar a las tecnologías de generación no convencionales como una opción económica de generación de energía eléctrica [19].



5. INTERCONEXION DE LA GD A LA RED

Un aspecto necesario en la Generación Distribuida es la interconexión con la red eléctrica. Una de las principales barreras para la implantación de sistemas de GD en sistemas de distribución urbana se destacan algunos aspectos importantes como:

- Falta de Normalización.
- Afectación a circuitos eléctricos:
 - Capacidad de flujo activo y reactivo.
 - Corto circuito.
 - Frecuencias armónicas.
 - Variaciones del voltaje, parpadeos.
- Seguridad.
- Equipos de interconexión.
- Medición de aportación a la red.
- Supervisión del comportamiento⁸.

Con respecto a la interconexión de sistemas de generación distribuida se debe considerar los siguientes aspectos:

- Trato similar a la generación convencional: Que sea una tecnología tratada bajo regulación similar a la generación convencional ya que en Colombia no se cuenta con un sistema de regulación específico para este tipo de tecnologías. Además que cuente con incentivos para aquellos que le den aplicación, dichos incentivos llevarían a promover el uso de fuentes alternas de energía en sistemas que estén o no conectados a la red.
- Estudios: Deben realizarse estudios previos a la instalación e interconexión de estos sistemas ya sea con otros sistemas de GD o con el sistema interconectado tradicional.
- Permisos: Se debe evaluar la posibilidad de que todo aquel que quiera implementar un sistema de GD lo pueda hacer siempre y cuando no afecte de alguna manera la economía de la región o en últimas lo pueda hacer bajo el permiso de la entidad de regulación correspondiente.

⁸ Ramírez Bautista Rolando, García Corona Enrique, Interconexión de generación distribuida GD, *México 2007*



Los sistemas de GD necesitan una amplia rama de equipamiento eléctrico y electrónico para su conexión con la red, como son:

- Equipos para la adecuación de la señal eléctrica a la red y al consumo, inversores y convertidores.
- Equipos basados en electrónica de potencia para la mejora de la calidad del suministro.
- Nuevos equipos de control y protección adecuados a redes de distribución con alta penetración de la GD. Contadores bidireccionales de energía eléctrica.

El Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de Estados Unidos (IEEE) aprobó en Junio de 2003 la norma eléctrica “IEEE-Standard-1547 – Standard for Distributed Resources Interconnection with Power Systems”⁹, que será de uso exclusivo para normalizar las interconexiones y la operación de los sistemas de GD y fué aprobada como un estándar nacional americano en octubre de 2003.

⁹ IEEE, Institute of Electrical and Electronics Engineers, EEUU, 14 de Febrero de 2009



6. TECNOLOGIAS DE GD APLICADAS

6.1. MICROTURBINA A GAS

6.1.1. Aspectos generales

A medida que la desregulación del sector energético avanza, los consumidores industriales y comerciales han venido explorando diversas alternativas de compra y autogeneración de electricidad, que les permitan disminuir sus costos de operación.

Sin embargo, una de las grandes limitantes para la autogeneración en empresas con requerimientos de demanda inferiores a 500 kW, ha sido la poca oferta de tecnología para autoabastecerse de manera eficiente, relegando el papel de la autogeneración a ser el respaldo ante fallas del proveedor. Una de las tecnologías que se proyectan en la actualidad para cubrir estas necesidades son las microturbinas, que son unidades empacadas compuestas por un compresor, un combustor, una turbina de gas y un generador eléctrico¹⁰.

Las turbinas o microturbinas de gas llamadas así por su capacidad de potencia, en la actualidad no existe un rango de potencia general o estandarizado que determine a partir de que potencia se puede considerar microturbinas o turbinas. Hablando de la tecnología como tal con base a turbinas, han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD.

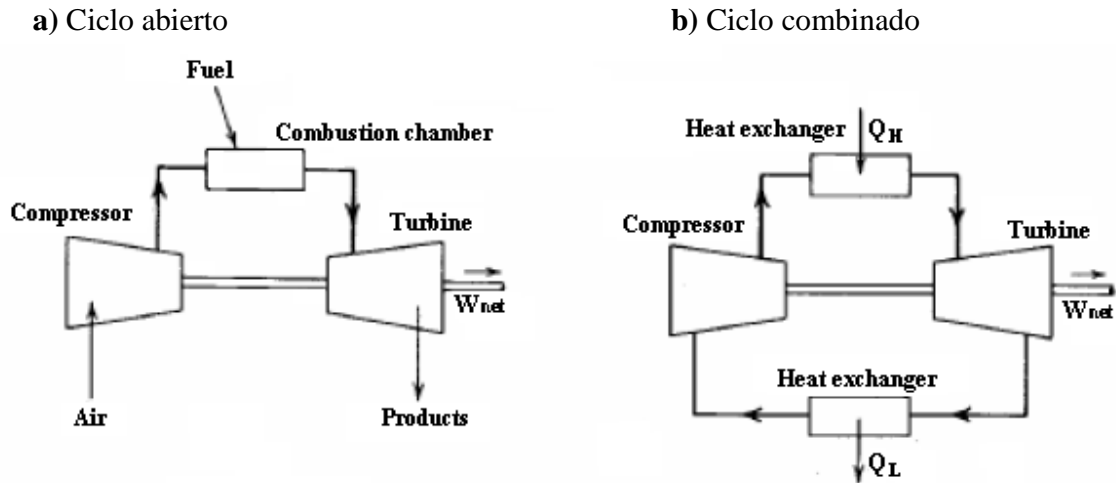
Las turbinas de gas o a veces denominadas turbinas de gas de ciclo abierto debido a su hermano mayor de ciclo combinado se basan en el Ciclo de Rankine. En la *Figura 4* se pueden ver los componentes o elementos constitutivos del ciclo Rankine, como los son el compresor, el combustible, la cámara de combustión, la turbina, etc¹¹.

¹⁰ Promigas S.A. ESP, Documento PDF

¹¹ Trebolle David, La generación distribuida en España, Madrid 2006, Pág. 18



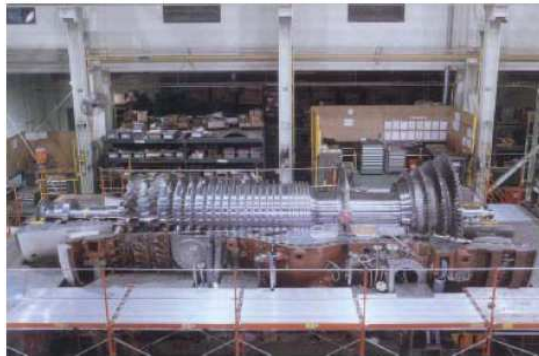
Figura 4. Elementos constitutivos del ciclo de Rankine.



Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 19

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia. Estas características hacen que esta tecnología sea adecuada para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en isla alimentando parte de la red de distribución. Esta tecnología no presenta problemas de calidad de potencia como lo son los armónicos y los flickers, en la *Figura 5* se puede observar la imagen de una turbina de gas [34].

Figura 5. Turbina de Gas.



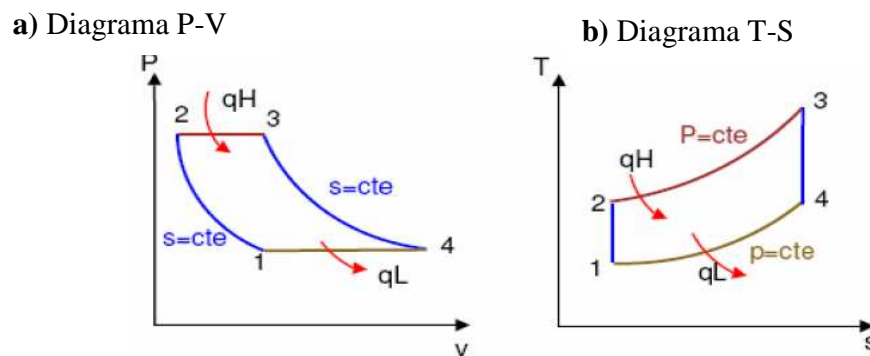
Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 19

Un inconveniente es que su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje a plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores alternativos.



Su producción también depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y humedad). Por ejemplo, la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura y aumenta al aumentar la presión como se puede ver en los diagramas P-V y T-S de la *Figura 6*. Producen menos ruido y vibración que los motores alternativos pero producen un ruido típico de las turbinas que es difícil de amortiguar sin afectar la eficiencia de la turbina [34].

Figura 6. Diagramas P-V y T-S del ciclo de Rankine.



Fuente: Trebolle David la generación distribuida en España Pág. 19

VENTAJAS MEDIOAMBIENTALES

- Generación distribuida de electricidad. La energía se genera donde se consume por lo que no hay pérdidas en el transporte.
- Aprovechamiento del calor y por tanto ahorro de combustibles fósiles. Esto implica un ahorro en emisiones de CO₂.
- Emisiones de gases contaminantes mínima. Son las más bajas que cualquier otro equipo de combustión.
- No usa líquidos lubricantes tóxicos ni consume agua de refrigeración.
- Tiene un rendimiento global del 82% [34].

6.1.2. Costos

A continuación en la *Tabla 3* y en la *Tabla 4* podemos ver algunas características y propiedades de las microturbinas y turbinas de gas respectivamente, como lo son el tipo de combustible, tamaño en MW, eficiencia, emisiones de gases efecto invernadero, disponibilidad, tiempo de arranque, superficie de ocupación, costo de inversión, aspectos favorables y aspectos desfavorables. Los anteriores datos contenidos en las tablas fueron utilizados como requisito del software para llevar a cabo las respectivas simulaciones.

**Tabla 3.** Características y propiedades de las turbinas de gas.

Micro-Turbinas					
Característica		Aspectos favorables			
Combustible	Gas natural propano y diesel	Cogeneración	**		
Tamaño (MW)	20-500 KW	Despacho	***		
Eficiencia (PCI)%	20-30%	Fun. en isla	***		
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	590-800	●	Seg demanda	***
	NO _x	0,09-0,64	●	Servicios comp	**
	SO ₂	Despreciable	●	black start	***
	CO	0,14-0,82	●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %	90-98	Armónicos	◆◆ ⁱ		
Tiempo arranque (s)	60	flicker	◆		
Superficie (m ² /kW)	0,025-0,065	Comentarios: esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo			
costo Inversión (€/kW)	700-1000				
O&M (cent/kWh)	0,5-1				
Levelized Electricity Costs (cent/kWh) ⁱⁱ	8,6 (6,0-12,5)				
Levelized Electricity Costs (pts/kWh) ⁱⁱ	14,3 (10,0-20,7)				

i. Los nuevos tipos de inversiones tienden a minimizar este problema.

ii. El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	Peor que un ciclo combinado de gas	***	Muy buena
●	Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	Buena
○	Mejor que un ciclo combinado de gas	◆	Normal
		◆◆	Malo
		◆◆◆	Muy malo

Fuente: Méndez Quezada 2005

Tabla 4. Características y propiedades de las microturbinas.

Turbinas					
Característica		Aspectos favorables			
Combustible	Gas natural y diesel	Cogeneración	***		
Tamaño (MW)	>1 MW	Despacho	***		
Eficiencia (PCI)%	25-40%	Fun. en isla	***		
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	545-700	●	Seg demanda	***
	NO _x	1,8-5	●	Servicios comp	***
	SO ₂	0,14-0,18	●	black start	***
	CO	0,5-4,5	●	Aspectos Desfavorables	
Disponibilidad %	90-98	Armónicos	◆◆◆		

**Tabla 4.** (Continuación)

Turbinas			
Característica		Aspectos favorables	
Tiempo arranque (s)	10 min-1h	Flicker	***
Superficie (m ² /kW)	0,003-0,01	Comentarios: Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura	
costo Inversión (€kW)	350-950		
O&M (cent/kWh)	0,3-0,5		
Levelized Electricity Costs (cent/kWh) ⁱ	6,4 (4,3-9,8)		
Levelized Electricity Costs (pts/kWh) ⁱ	10,7 (7,1-16,3)		

i. El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	Peor que un ciclo combinado de gas	***	Muy buena
●	Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	Buena
○	Mejor que un ciclo combinado de gas	◆	Normal
		◆◆	Malo
		◆◆◆	Muy malo

Fuente: Méndez Quezada 2005

6.2. CELDAS DE COMBUSTIBLE

6.2.1. Aspectos generales

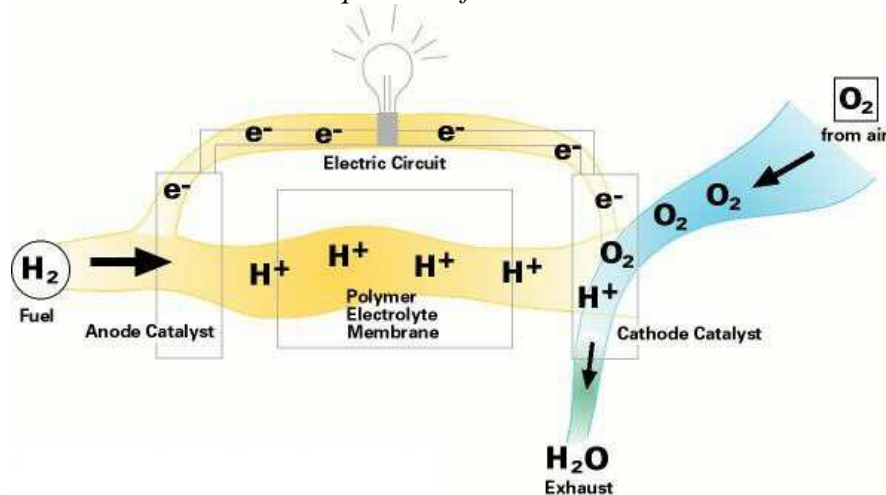
Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción directamente en energía eléctrica. Por ejemplo, puede generar electricidad combinando hidrógeno y oxígeno electroquímicamente sin ninguna combustión. Estas celdas no se agotan como lo haría una batería, ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor en tanto se les provea de combustible. En la práctica, la corrosión y la degradación de materiales y componentes de la celda pueden limitar su vida útil. La manera en que operan es mediante una celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrólito. El oxígeno proveniente del aire pasa sobre un electrodo y el hidrógeno gas pasa sobre el otro [24].

En la *Figura 7* se puede ver el esquema básico de funcionamiento de una celda de combustible. Cuando el hidrógeno es ionizado en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el hidrógeno oxidado (ahora en forma de protón) y el electrón toman diferentes caminos migrando hacia el segundo electrodo llamado cátodo. El hidrógeno lo hará a través del electrólito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo (carga). Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del oxígeno gas para formar agua junto con



el hidrógeno oxidado. Así, este proceso produce agua 100% pura, corriente eléctrica y calor útil, por ejemplo, energía térmica [24].

Figura 7. Celda de combustible. Esquema de funcionamiento.



Fuente: Otero Claudio, Celdas de Combustible

A diferencia de las máquinas de combustión cuya eficiencia está regida por el ciclo de Carnot y limitada por la temperatura, la eficiencia teórica de las celdas de combustible está dada por las leyes de Faraday, que relacionan directamente la corriente producida en una reacción electroquímica con la cantidad de material reactivo, es decir, con la cantidad de combustible. La mayor ventaja de las celdas de combustible descansa realmente en el hecho de que no están limitadas por la temperatura, lo cual les otorga el gran beneficio de alcanzar altas eficiencias [24].

Así, en teoría, cada molécula de hidrógeno gas producirá dos electrones libres y junto con un átomo de oxígeno reducido se generará una molécula de agua. Tal reacción electroquímica es exotérmica, por lo que además el calor desprendido puede ser utilizado y así aumentar la eficiencia de las celdas de combustible. Estas características de lograr alta eficiencia durante la generación de electricidad y la ventaja de presentar cero emisiones contaminantes cuando el combustible es hidrógeno hacen de las celdas de combustible los mejores candidatos para la generación de energía eléctrica.

Por otra parte, también ofrecen la posibilidad de utilizar casi cualquier combustible que contenga hidrógeno, aunque hidrocarburos como el gas natural, metanol, etanol, biogás y propano, así como el diesel y la gasolina son los que mayor atención han recibido por razones de tipo práctico [24].

Tipos de celdas de combustible y sus principales diferencias

Las celdas de combustible son en realidad una familia de tecnologías que usan diferentes electrolitos y que operan a diferentes temperaturas. Por ello se puede hablar de celdas de



combustible de alta temperatura, las cuales operan a temperaturas mayores a 200°C y las de baja temperatura, cuya operación puede llegar sólo hasta los 200°C. En general, las celdas de combustible de alta temperatura tienen como objetivo principal la generación de energía eléctrica para una potencia mayor a 1 MW, mientras que las de baja temperatura se están diseñando para salidas menores a 1 MW.

La razón principal por la que las celdas de combustible de alta temperatura están diseñadas para aplicaciones de generación de alta potencia es su mayor eficiencia. Ello se debe parcialmente a que las reacciones de oxidación y de reducción no requieren de materiales electrocatalizadores, ya que ocurren con mayor facilidad [11].

Celdas de ácido fosfórico (PAFC)

Este tipo de celda es el más desarrollado comercialmente y ya se encuentra en uso en aplicaciones tan diversas como clínicas y hospitales, hoteles, edificios de oficinas, escuelas, plantas eléctricas y varias terminales aeroportuarias; también puede utilizarse en vehículos grandes como autobuses, de los que ya existen proyectos demostrativos. Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad utilizando gas natural a más de 40% de eficiencia y cerca de 85% si el vapor que produce se emplea en cogeneración. El uso de un electrólito corrosivo como el ácido fosfórico y potencialmente peligroso de manejar tiende a restar la preferencia sobre este tipo de celda por parte de algunos usuarios [11].

Celdas de carbonatos fundidos (MCFC)

Las celdas de combustible de carbonatos fundidos utilizan sales fundidas como electrólito y prometen altas eficiencias combustible-electricidad, así como la habilidad para consumir combustibles base carbón, incluyendo CO y biocombustibles. Esta celda opera a temperaturas del orden de los 650°C y permite la reformación del combustible (extracción del hidrógeno contenido en hidrocarburos) dentro de la propia celda, además de que no necesita electrocatalizadores de metales nobles [11].

Celdas de óxido sólido (SOFC)

Otra celda de combustible altamente prometedora por sus bajos costos de fabricación y su capacidad de operar a costos competitivos (principalmente en unidades pequeñas) es la celda de combustible de óxido sólido, la cual podría ser usada en aplicaciones de potencia, incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala e industrial. Este tipo de celda no utiliza electrólitos corrosivos sino electrólitos en estado sólido y presenta diversas ventajas que para otro tipo de celdas significan “dolores de cabeza”. Las eficiencias de generación de potencia pueden alcanzar un 60% sin cogeneración, al tiempo que la cinética de reacción en estas celdas es muy rápida y no requiere reposición de CO₂ en el cátodo [11].



Celda de polímero sólido o membrana de intercambio protónico (PEM)

Estas celdas utilizan como electrólito una membrana polimérica conductora de protones. Dicha membrana se encuentra entre dos electrodos porosos impregnados en el lado de la membrana con un electrocatalizador (usualmente Pt) y un material hidrofóbico del otro lado. Operan a temperaturas relativamente bajas (unos 80°C), tienen una densidad de potencia alta, pueden variar su salida rápidamente para satisfacer cambios en la demanda de potencia y son adecuadas para aplicaciones donde se requiere una demanda inicial alta. El único líquido que maneja la celda PEM es agua, por lo que los efectos por corrosión son mínimos. La presente tecnología permite fabricarlas en un modo tan compacto que una celda puede tener el grosor de una hoja de papel y generar varios mA de corriente por centímetro cuadrado. [11].

Celdas alcalinas

Utilizadas desde hace mucho tiempo por la NASA en misiones espaciales, este tipo de celdas pueden alcanzar eficiencias de generación eléctrica de hasta 70%. Estas celdas utilizan hidróxido de potasio como electrólito y hasta hace poco tiempo eran demasiado costosas para aplicaciones comerciales, pero varias compañías están encontrando formas de reducir estos costos y mejorar la flexibilidad en su operación. No requieren materiales nobles como catalizadores, ya que la dificultad de reducción de oxígeno presente en otras celdas de baja temperatura es mínima, por lo que pueden operar a temperaturas bajas. Un factor adverso de estas celdas es el efecto nocivo que el CO₂ produce al reaccionar con el hidróxido presente, lo que genera la necesidad de un combustible altamente puro, ya sea como hidrógeno puro o bien mediante sistemas caros de limpieza de combustible reformado capaces de reducir al máximo la concentración del gas carbónico en el flujo del combustible [11].

Otras celdas de combustible (DMFC)

Nuevos miembros de la familia de celdas de combustible, tales como las DMFC, han surgido como resultado de la necesidad de llevar esta tecnología a terrenos prácticos. Por ejemplo, la compañía canadiense Ballard recientemente compró los derechos de la tecnología, seguramente para explotarla en aplicaciones de transporte, sector en donde Ballard concentra gran parte de sus esfuerzos de comercialización. Esta celda utiliza directamente metanol como combustible sin necesidad de reformación del mismo [11].

La celda elegida para este estudio fue la de ácido fosfórico (PAFC) ya que generan electricidad utilizando gas natural a como combustible.

6.2.2. Costos

Hoy en día, el costo de una celda de combustible comercial es de unos 1600-3500 euros/kW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea dificultades por su costo.



Las celdas sólo serán económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica. En la *Tabla 5* se pueden ver algunas características y propiedades de las pilas o celdas de combustible, como lo son el tipo de combustible, tamaño en MW, eficiencia, emisiones de gases efecto invernadero, disponibilidad, tiempo de arranque, superficie de ocupación, costo de inversión, aspectos favorables y aspectos desfavorables. Algunos de los datos anteriores fueron ingresados en el software como datos de entrada para la respectiva simulación.

Tabla 5. Características y propiedades de las pilas de combustible.

Pilas de Combustible			
Característica		Aspectos favorables	
Combustible	Hidrógeno, gas natural propano		Cogeneración *** ⁱ
Tamaño (MW)	20KW-2 MW		Despacho ***
Eficiencia (PCI)%	30-50%		Fun. en isla **
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	360-630 ●	Seg demanda **
	NO _x	< i 0,023 ○	Servicios comp ◆◆
	SO ₂	0 ○	black start ◆◆
	CO	0,005-0,055 ●	Aspectos Desfavorables
Disponibilidad %	Superior al 95		Armónicos ◆◆ ⁱⁱ
Tiempo arranque (s)	3-48h		flicker ◆◆
Superficie (m ² /kW)	0,06-0,11		Comentarios: Es la mas limpia, silenciosa y eficiente de todas las tecnologías de GD no renovable es una tecnología en desarrollo
costo Inversión (€/kW)	1,600-3,500		
O&M (cent/kWh)	1,5-2		
Levelized Electricity Costs (cent/kWh) ⁱⁱⁱ	8,5 (6,0-12,1)		
Levelized Electricity Costs (pts/kWh) ⁱⁱⁱ	14,2 (10,0-20,1)		

i. Depende del tipo de pila de combustible.

ii. Los nuevos tipos de inversiones tienden a minimizar este problema.

iii. El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio de combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de variación.

●	Peor que un ciclo combinado de gas	***	Muy buena
●	Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas	**	Buena
○	Mejor que un ciclo combinado de gas	◆	Normal
		◆◆	Malo
		◆◆◆	Muy malo

Fuente: Méndez Quezada 2005

6.3. COGENERACION

6.3.1. Aspectos generales

La cogeneración es una técnica que permite producir calor y electricidad en un único proceso. El calor se presenta en forma de vapor de agua a alta presión o en forma de agua



caliente. Una central de cogeneración de electricidad-calor funciona con turbinas o motores de gas. El gas natural es la energía primaria más utilizada corrientemente para hacer funcionar las centrales de cogeneración. Pero también pueden utilizarse fuentes de energía renovables y residuos.

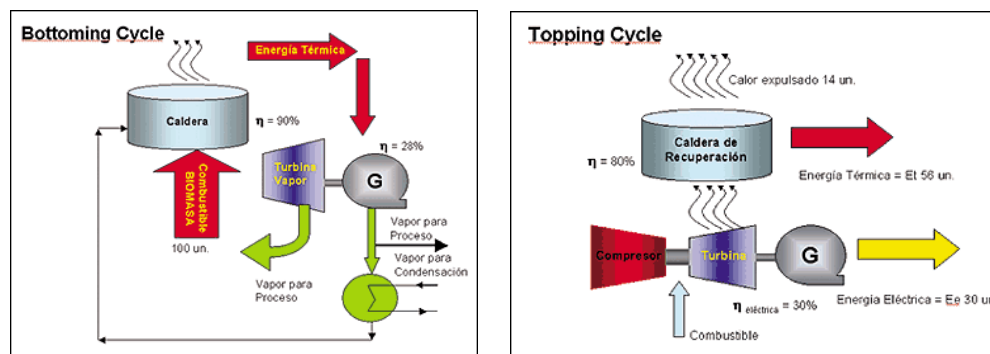
Al contrario de la central eléctrica tradicional, cuyos humos salen directamente por la chimenea, los gases de escape de la cogeneración son primero enfriados y transmiten su energía a un circuito de agua caliente/vapor. Los gases de escape enfriados pasan seguidamente por la chimenea.

Las centrales de cogeneración de electricidad-calor pueden alcanzar un rendimiento energético del orden del 90%. El procedimiento es más ecológico, ya que durante la combustión el gas natural libera menos dióxido de carbono (CO₂) y óxido de nitrógeno (NOX) que el petróleo o el carbón. El desarrollo de la cogeneración podría evitar la emisión de 127 millones de toneladas de CO₂ en la UE en 2010 y de 258 millones de toneladas en 2020¹².

Existen dos grandes grupos básicos de sistemas de cogeneración definidos en función de la secuencia de utilización de energía *Figura 8*:

- **Topping Cycle:** El combustible es utilizado primero para la obtención de energía eléctrica (mecánica) y el calor remanente es recuperado para producción de energía térmica.
- **Bottoming Cycle:** El combustible es utilizado primero para generar vapor, el que a su vez es utilizado en la producción de energía eléctrica en turbinas a vapor. En seguida, el vapor es retornado al proceso total o parcialmente¹³.

Figura 8. Cogeneración por ciclo Bottoming y ciclo Topping



Fuente: VI BADIS, Energías renovable, Cogeneración.

¹² Soliclima, Empresa dedicada a la energía solar y eficiencia energética, Cogeneración

¹³ Grupo Editorial y Comunicaciones, Líder en publicaciones de negocios segmentadas, Mayo de 2005, Chile



Los defensores de este sistema afirman que se trata de un sistema fiable y eficaz, aunque su viabilidad económica ha dependido de las particulares condiciones del mercado energético, que han frenado su desarrollo. Las aplicaciones más usuales de la cogeneración suelen reducir la factura energética entre un 20% y un 30%, y se trata además de sistemas cuya inversión se rentabiliza en poco tiempo, normalmente en dos o tres años. Asimismo, destacan que la eficiencia de los sistemas de cogeneración ha aumentado de forma espectacular en 10 años y los últimos desarrollos de turbinas y motores mantendrán esta tendencia en el futuro. Como ventajas adicionales se encuentran la disminución de las pérdidas de la red eléctrica, ya que las centrales de cogeneración suelen situarse más cerca del lugar de consumo; el aumento de la competencia entre los productores; el impulso que supone en la creación de nuevas empresas; o su adaptación a zonas aisladas o alejadas¹⁴.

La cogeneración puede aplicarse a cualquier tipo de instalación que durante un periodo de tiempo prolongado mantiene necesidades térmicas medias-altas, o bien en aquellas otras productoras de combustibles residuales o afluentes térmicos de suficiente nivel. El ámbito sectorial de aplicación es teóricamente amplio, pero el industrial es el que cuenta con mayores oportunidades, aunque los grandes usuarios del sector terciario, como centros comerciales, hospitales, o complejos hosteleros tienen capacidad cogeneradora y en un próximo futuro se podrían desarrollar sistemas de distribución de calor y frío en centros urbanos [4].

Las posibilidades de la cogeneración son numerosas y dependen en gran medida de la visión innovadora de sus responsables, de manera que sean capaces de aplicarla en cada caso concreto de forma segura, eficiente y económicamente rentable. En este sentido, por ejemplo, AESA, una empresa pionera en España en la utilización de la cogeneración, introdujo en 1982 el concepto de "trigeneración", en el que además de la electricidad y el calor, se le añade un sistema de absorción para producción de frío. De todas formas, se pueden enumerar una serie de aplicaciones clásicas. El proceso de secado de la industria cerámica, o el aprovechamiento del aceite térmico en las empresas textiles son algunas de estas aplicaciones. Por su parte, las plantas depuradoras de tipo biológico, de concentración de residuos, o de secado de fangos, etc., son demandantes de calor y, por lo tanto, son potencialmente cogeneradoras, lo que supondría una importante reducción del coste de tratamiento de los residuos [4].

Ventajas de la cogeneración

- La diversificación del riesgo en la producción nacional de energía eléctrica, gracias a la descentralización del proceso de generación.

¹⁴ Fernandez Muerza Alex, La UE propugna aumentar su uso porque ofrece ahorro energético y beneficios para el medio ambiente, 1 de Febrero de 2006



- El incremento de la eficiencia, a causa del aprovechamiento de la energía térmica, que en los casos de generación centralizada se pierde.
- La mejora del Ecosistema, al reducir el índice de emisiones.

Es la mejor alternativa para:

- Reducir de manera importante los costos energéticos en la Empresa, incrementando su competitividad, mejorando su posicionamiento en los mercados y favoreciendo su rentabilidad¹⁵.

Gracias a la necesidad por mejorar la eficiencia energética en la industria se han creado convenios entre la ANDI y la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) para promover proyectos con relación al sector energético a nivel de estudio y financiación, lo cual es una gran herramienta para nosotros como especialistas en climatización, ya que es una ayuda para plantear nuevos proyectos con buenos resultados económicos. La ANDI está promoviendo en el país fuertemente la industria de la cogeneración, como una alternativa viable. Esto es de gran importancia para que los empresarios tomen conciencia de las grandes ventajas que ofrece dicha tecnología¹⁶.

6.3.2. Costos

En la *Tabla 6* podemos ver algunos costos para este tipo de tecnología dependiendo de su nivel de obsolescencia.

Tabla 6. *Costos de cogeneración. Energy distributed California.*

Installed CHP System Cost (Including power generator and heat recovery equipament)		
Prime Mover Technology		Cost (\$US/KW)
Mature Technologies		
Reciprocating Engines	Diesel	700-1000
	Natural Gas spark Ignition	800-1200
Combustion turbines (Simple cycle)		700-1000
Emerging Technologies		
Micro/Miniturbines (recuperated)		700-1300

Fuente: California Energy Commission.

¹⁵ TEC ingeniería, España.

¹⁶ Camilo Botero Ingenieros Consultores Ltda, CBG Ingeniería, La cogeneración: una alternativa para la industria de la climatización y el uso racional de la energía, Colombia.



7. ZONA DE ESTUDIO

La zona escogida para este estudio es Fontibón por las siguientes razones; es una zona en la cual se encuentran ubicados una cantidad considerable de usuarios de tipo, residencial, comercial e industrial, por esta razón nos enfocamos en dicha zona para llevar a cabo el estudio de estas alternativas de generación distribuida, ya que por ser un circuito que alimenta cargas de gran tamaño muestra un escenario atractivo para la implementación de alternativas de Generación Distribuida.

Partiendo de lo anterior se solicitó la información referente a este circuito a la empresa de distribución CODENSA SA ESP, en los departamentos de telecontrol y subestaciones. La información solicitada a dicha empresa fue la relacionada con el histórico de cargas del circuito Emisoras para el año 2007, diagrama unifilar de la subestación Fontibón la cual alimenta el circuito Emisoras.

7.1. DESCRIPCION DE LA ZONA

El circuito Emisoras es alimentado por la subestación Fontibón *Figura 9*, el cual está ubicado en el Sur-Occidente de Bogotá (sector de Bosa), que consta de 37.469 km de recorrido, de los cuales en red aérea son 36.461 km y 1 km de red Subterránea. La Subestación Fontibón tiene un (1) transformador de potencia de 30 MVA trifásico con una tensión de 11.4 kV, el cual alimenta dicho circuito que presenta una capacidad total instalada de 13.355 MVA; de los cuales son atendidos por circuitos aéreos 12.55 MVA y subterráneos 0.8 MVA.

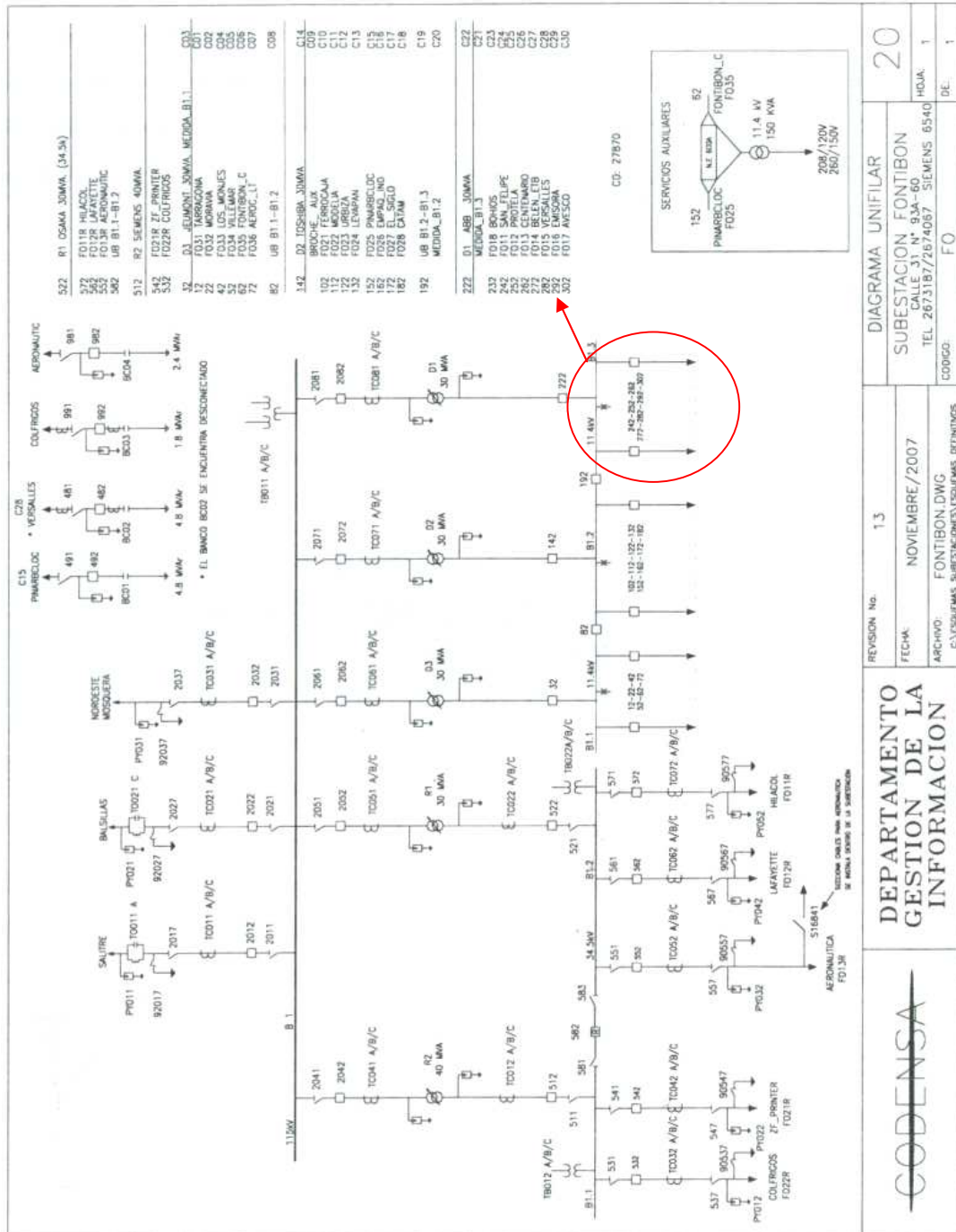
Además del circuito Emisoras de la subestación Fontibón, esta atiende siete (7) circuitos más:

- Ferrocaja
- Modelia Baleares
- Villemar
- Levapan
- Local B.C - Aerocivil
- Empaques Industriales
- El Siglo



Diagrama unifilar de la subestación Fontibón.

Figura 9. Diagrama unifilar de la subestación Fontibón.



Fuente: Departamento de planificación de la red, CODENSA SA

En la tabla *Tabla 7* se presenta un resumen de las características principales del circuito:

Tabla 7. Datos del Circuito Emisoras

DESCRIPCION	CANTIDAD/TIPO
Longitud Total	37.469 km
Carga Instalada	13.355 MVA
Número de Nodos	186
Número de Líneas	185
Número de Usuarios	5600
Tipo de Usuarios	Residencial, comercial, oficial e industrial
Número de Transformadores	162

USUARIOS

En el circuito Emisoras existen diferentes tipos de usuarios entre los cuales están:

- Residencial
- Industrial
- Comercial
- Oficial
- Alumbrado Público

El tipo de usuario más común es el Residencial, el cual ocupa el 70% de la carga total (4.4 MVA) del circuito Emisoras.

Histórico de cargas del circuito para el día 16 de Enero de 2007

Se escogió el histórico de cargas para el día 16 de Enero de 2007 ya que en este día se presentó el pico de demanda más alto registrado durante el 2007, un pico aproximado de 2690 kW. En la *Tabla 8* se pueden ver las cargas horarias registradas en el circuito durante el 16 de Enero de 2007, y utilizadas como datos de entrada en el software. Los datos de carga en kW mostrados en la tabla se calcularon con un factor de potencia promedio utilizado de 0,95.

Tabla 8. Histórico de cargas del Circuito Emisoras en el día 16 de Enero de 2007

CIRCUITO EMISORAS FO32		
HORA	CARGA EN A	CARGA EN kW
0	39.1	733
1	36	675
2	31.7	595
3	35.3	662
4	39.1	733

**Tabla 8.** (Continuación)

CIRCUITO EMISORAS FO32		
HORA	CARGA EN A	CARGA EN kW
5	49.3	925
6	51.1	959
7	59.3	1112
8	73	1369
9	78.4	1471
10	143.4	2690
11	134.8	2529
12	80.4	1508
13	132.1	2478
14	107.9	2024
15	131.2	2461
16	73.3	1375
17	64.2	1204
18	74.1	1390
19	77	1444
20	77.5	1454
21	71.3	1337
22	56.8	1065
23	43.3	812

CONDUCTORES

Entre otros datos del circuito Emisoras encontramos los calibres y materiales de los conductores que componen este circuito, como se muestra en la *Tabla 9*

Tabla 9. Tipos de conductores que conforman el Circuito Emisoras

CALIBRE	MATERIAL
4/0	CU
4	CU-AL
2/0	AL
2/0	ACSR
2/0	CU
4/0	ACSR
1	ACSR
6	CU
1/0	AL

Los conductores más utilizados en el circuito es el ACSR 2/0 con un recorrido aproximado de 29.32 km. y el ACSR 4/0 con una distancia aproximada de 4.89 km.



8. MODELO HOMER COMO HERRAMIENTA

8.1. QUE ES EL MODELO HOMER

HOMER es un modelo computacional que simplifica la tarea de evaluación y diseño para sistemas de energía conectados y no conectados a la red, independiente, y usos de generación distribuida (GD). Los algoritmos del análisis de optimización y de sensibilidad de HOMER permiten evaluar la viabilidad económica y técnica de una gran cantidad de opciones de tecnologías y explicar la variación en costos de la tecnología y disponibilidad de los recursos energéticos. HOMER modela tecnologías de energía convencional y renovable [26]:

- Celdas fotovoltaicas
- Turbina de viento
- Hidroeléctricas
- Alternativas a diesel, gasolina, biogás.
- Red de la compañía de electricidad
- Microturbina
- Celdas de combustible
- Banco de baterías
- Cargas de hidrogeno

HOMER ayuda a diseñar sistemas fuera de la red e interconectados a la red. Se puede usar HOMER para llevar a cabo un análisis y para explorar un amplio rango de preguntas de diseño:

- ¿Cuáles tecnologías son las más rentables?
- ¿De qué tamaño deben ser los componentes?
- ¿Qué sucede con los aspectos económicos del proyecto si cambian los costos o las cargas?
- ¿Es el recurso renovable adecuado?



La capacidad de análisis sensible y de optimización de HOMER le ayuda a responder esas preguntas [26].

8.2. ¿POR QUÉ SE LE LLAMA HOMER?

El modelo es llamado HOMER haciendo referencia a la descomposición de su nombre en inglés “Hybrid Optimization Model for Electric Renewables” (Modelo de Optimización de Híbridos Eléctricos Renovables). Sin embargo HOMER puede modelar sistemas que no sean híbridos como simples sistemas diesel. También puede modelar cargas térmicas e hidrógeno [27].

8.3. COMO FUNCIONA EL MODELO HOMER

HOMER encuentra la combinación de componentes de menor costo que satisfacen las cargas eléctricas y térmicas. HOMER simula miles de configuraciones de sistemas, optimiza para los costos de ciclos de vida y genera resultados de análisis sensible para la mayoría de los datos de entrada [27].

Simulación

HOMER simula la operación de un sistema por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8,760 horas de un año. Para cada hora, HOMER compara la demanda eléctrica y térmica en esa hora con la energía que el sistema puede entregar en esa hora, y calcula los flujos de energía hacia y desde cada uno de los componentes del sistema. Para sistemas que incluyen pilas de combustible y alimentados por generadores, HOMER también decide para cada hora, cómo operar los generadores y conecta o desconecta las baterías en sistemas que posean esta configuración.

HOMER realiza estos cálculos de balance de energía para cada configuración del sistema que se desea examinar. A continuación, determina si la configuración es factible, es decir, si puede satisfacer la demanda eléctrica en las condiciones que se especifican, y estima que el costo de instalación y de funcionamiento del sistema durante la vida útil del proyecto. HOMER estima el costo del ciclo de vida del sistema, el costo de inversión, costo de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, combustible e intereses. Se pueden ver los flujos de energía horaria para cada componente, así como los costos anuales y resumen del comportamiento [27].

Optimización

Después de la simulación de todas las posibles configuraciones de sistemas, HOMER despliega una lista de sistemas factibles, ordenados por costo del ciclo de vida, concepto reconocido internacionalmente, constituye una parte importante del costo de propiedad. Es un método para el cálculo de los costos de un sistema a lo largo de su vida. Incluye el precio inicial de compra, los costos de instalación, mantenimiento, consumo de energía y distribución [28].



Análisis de Sensibilidad

Algunas veces podrá encontrarlo útil para ver cómo varían los resultados con cambios en los datos de entrada, a pesar de que éstos sean inciertos o porque ellos representan un rango de aplicaciones. Se puede llevar a cabo un análisis sensible para casi todos los datos, al evaluar más de un valor para cada dato de interés. HOMER repite el proceso de optimización para cada valor de los datos de entrada de forma que usted puede examinar los efectos de cambio de los valores en los resultados. Puede especificar tantas variables sensibles como quiera, y analizar los resultados usando el poder de la capacidad gráfica de HOMER [28].

8.4. DONDE OBTENER EL MODELO HOMER

HOMER está disponible en forma gratuita en el sitio Web de HOMER, www.nrel.gov/homer. Ahí se encuentran las instrucciones para descargar el programa, así como la última información del modelo, archivos de ejemplos, datos de los recursos e información de contactos.



9. ENFOQUE DEL ANALISIS

9.1. CONCEPTO GENERAL

El análisis se centra en evaluar técnica y económicamente tres sistemas de GD aplicados a la zona de estudio. Estos tres sistemas se caracterizan por la utilización del gas natural como combustible de funcionamiento. Como herramienta de trabajo se utilizó el software para simulación de sistemas de generación distribuida HOMER, diseñado para el análisis y simulación de sistemas conectados a la red.

En total se realizaron tres simulaciones, una para cada caso, en cada una se tuvieron en cuenta cuatro variables de sensibilidad (precio de combustible, tarifas de la red para el mes de enero y para el mes de diciembre y la tasa de interés anual). Se estableció como tiempo para llevar a cabo la simulación y alcance al objetivo del análisis 60 días, los cuales incluyen el montaje del modelo para cada uno de los casos.

Las simulaciones no requirieron un mayor tiempo de simulación. Una vez estructurados los modelos el tiempo promedio que el software utilizó para correr cada uno de ellos fue de un minuto y quince segundos (00h:01m:15s).

Como tarifas de energía manejados para el análisis económico se tuvo en cuenta el costo de energía kWh comprado al comercializador, el costo kWh producido por el sistema de generación distribuida, el costo del combustible gas natural, la tasa representativa del mercado y la tasa de interés anual.

En cuanto a costos para el análisis técnico se manejarán los costos correspondientes a cada una de las tecnologías, como costos de inversión, costos O&M (operación y mantenimiento) y costos de reemplazo.

9.2. VARIABLES Y PARAMETROS A CONSIDERAR

A continuación se hace una breve descripción de los parámetros y variables que se consideraron para realizar las respectivas simulaciones de los tres casos analizados, ya que el modelo HOMER solicita el ingreso de dichos parámetros y variables para llevar a cabo el análisis.



Costos:

- *Costo de Capital:* Es el costo de inversión total del proyecto en su inicio, incluyendo la instalación, obra civil y costos de importación. Este costo está dado en \$US/kW.
- *Costo de reemplazo:* Es el costo de reemplazar o sustituir el sistema al final de su vida útil. Puede ser diferente al costo de capital inicial porque hay componentes que pueden seguir siendo utilizadas. Se estima un 80% del costo de inversión total, tomando como referencia la ayuda del software. Este costo se ingresa en \$US/kW.
- *Costo O&M:* Son los costos de operación y mantenimiento anuales del sistema,” en el caso de la cogeneración no se incluye el valor del combustible porque el software trabaja este costo independientemente”. Este costo se ingresa en \$US/kW año, ósea dependiendo del número de horas al año que se necesite tener en funcionamiento los equipos.

Para cada tecnología de GD:

Para la red refiriéndose al sistema de distribución local

- El precio de energía: El costo de la energía en el mercado mayorista para cada hora, expresado en \$US/ kWh. Ver ANEXO A.
- Precio de reventa: Es el precio que cobra el autoproducer en este caso el dueño de la planta de generación distribuida (comercializador o usuario no regulado) por la energía vendida a la red.
- Costo de Interconexión: En Colombia no existe un costo fijo de conexión del sistema de GD a la red, lo que existe es un contrato de conexión que tiene en cuenta las unidades constructivas utilizadas, el pago por pólizas de responsabilidad civil y un pago anual como reconocimiento de los costos de Administrar Operar y Mantener (AOM), los activos del operador de red. Por gastos AOM y explícitamente por gastos de mantenimiento, se entiende los gastos de mano de obra, materiales y otros gastos directos e indirectos en que se incurre para preservar la operación eficiente y condición física de un equipo, asociada a la vida útil para la cual esté fue fabricado¹⁷.
- Cargo por disponibilidad: “Es el cargo que cobra el operador de red por suministrar respaldo del sistema de distribución local. En Colombia este cargo es una función de la capacidad, en la actualidad esta tarifa está en el orden de \$ 7.000.000 /MVA año (\$US 3,500/MVA año) aproximadamente”¹⁸.
- Demanda máxima de la red: Es la cantidad de potencia máxima que demandan los clientes conectados a una barra determinada.

¹⁷ Departamento de planificación de la red CODENSA SA, Bogotá

¹⁸ Comisión Reguladora de Energía y Gas, Resolución CREG 009 de 1996, Bogotá



- Emisión de Gases Efecto Invernadero de la red: sólo se consideró el factor de emisión del dióxido de carbono, el cuál es 439.92 g/ kWh, este dato fue extraído del Plan de Expansión de Referencia del año 2001.

Otros:

- Tasa de interés: Es la tasa de interés real anual corrigiendo los efectos inflacionarios.
- Vida útil del proyecto: Duración de vida del proyecto.
- Históricos de carga: Es la carga que consumen los clientes en un determinado periodo de tiempo.



10. CASOS Y SIMULACIONES

Este capítulo contiene las simulaciones realizadas con el programa, los datos de entrada a los que se les realizó análisis de sensibilidad y los resultados de cada modelo con sus respectivas consideraciones. El criterio de selección que se tuvo para la selección de datos de entrada al software fue con base en las tablas de costos de las alternativas analizadas, se realizaron interpolaciones para calcular valores de costos aproximados a la capacidad en kW de dichas alternativas.

10.1. CASO1: MICROTURBINA A GAS

Los datos ingresados al software y que a continuación se muestran, son datos estimados con base a las Tablas 3 y 4, ya que actualmente es muy difícil encontrar información exacta de costos para una microturbina de 2MW, a menos de que se proceda a realizar una cotización formal del equipo ante una empresa distribuidora o fabrica para un proyecto concreto. Por lo anterior estimamos unos datos de costos con base a información relacionada de costos para dicha tecnología.

En el caso de que se quiera llevar a cabo el proyecto como tal, se realizará la cotización respectiva de todos los gastos concretos que conlleva la implementación de dicha tecnología.

En este caso se planteo un sistema con generación distribuida a partir de una microturbina a gas conectada al circuito Emisoras de la subestación Fontibón, esta tecnología de GD entrega una potencia de 2MW similar a la potencia que actualmente maneja dicho circuito con el fin de observar mejores resultados en la simulación.

10.1.1. Información de la microturbina seleccionada

- **Capacidad (kW)** : 2000
- **Combustible** : Gas Natural
- **Vida útil (hr)** : 43800

10.1.2. Análisis de costos de inversión y operación

- **Costo de inversión (\$US/kW)** : 1050
- **Costo de reemplazo (US\$)** : 840
- **Costo O&M (\$US/kWh)** : 0,009

El costo de inversión esta dado en dólares por kilovatio instalado, el costo de reemplazo es calculado con base al 80% del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento



(O&M) es calculado con base al 4% del costo de inversión. Los anteriores valores son valores estimados o aproximados.

10.1.3. Datos de entrada considerados

- Capacidad de la microturbina en kW.
- Costo de inversión.
- Costo de reemplazo.
- Costo de operación y mantenimiento O&M.
- Combustible.
- Costo de combustible.
- Precios de energía en la bolsa.
- Histórico de cargas del circuito Emisoras.
- Indicador de Emisiones de CO₂ para Colombia.

10.2. CASO 2: CELDA DE COMBUSTIBLE

En este caso se plantea un sistema de generación distribuida basado en una celda de combustible. Para esto se buscó una celda con una potencia eléctrica similar a la que maneja el circuito Emisoras. Con la información de operación y condiciones del sitio recogida y con los demás datos de entrada requeridos por el software se realizó el análisis respectivo para crear el modelo con valores estimados a partir de la *Tabla 5*, ya que actualmente es muy difícil encontrar información exacta de costos para celdas de combustible de 2MW. Por lo anterior estimamos unos datos de costos lo más cercanos a la realidad.

En el caso de que se quiera llevar a cabo el proyecto como tal, se realizara la cotización respectiva de todos los gastos concretos que conlleva la implementación de dicha tecnología.

10.2.1. Información de la celda de combustible seleccionada

- **Capacidad (kW)** : 2000
- **Combustible** : Gas Natural
- **Vida útil (hr)** : 43800

10.2.2. Análisis de costos de inversión y operación

- **Costo de inversión (\$US/kW)** : 1600
- **Costo de reemplazo (\$US)** : 1280
- **Costo O&M (\$US/kWh)** : 0,015

El costo de inversión esta dado en dólares por kilovatio instalado, el costo de reemplazo es calculado con base al 80% del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento



(O&M) es calculado con base al 4% del costo de inversión. Los anteriores valores son valores estimados o aproximados.

10.2.3. Datos de entrada considerados

- Capacidad de la celda en kW.
- Costo de inversión.
- Costo de reemplazo.
- Costo de operación y mantenimiento O&M.
- Combustible.
- Costo de combustible.
- Precios de energía en la bolsa.
- Histórico de cargas del circuito Emisoras.
- Indicador de Emisiones de CO₂ para Colombia.

10.3. CASO3: COGENERACION CON MICROTURBINA A GAS

En este caso se simuló un sistema con cogeneración basado en la misma microturbina a gas del CASO 1 y con una carga térmica que por defecto el software tiene para llevar a cabo la simulación de este tipo de sistemas. Los datos de entrada al software, son datos estimados con base a la *Tabla 6*, ya que actualmente es complejo encontrar información exacta de costos asociados a la cogeneración con la capacidad de potencia que seleccionamos para este caso. Por lo anterior estimamos unos datos aproximados de costos a los que podrían ser en la actualidad.

10.3.1. Información de la microturbina seleccionada

- **Capacidad (kW)** : 2000
- **Combustible** : Gas Natural
- **Vida útil (hr)** : 43800

10.3.2. Análisis de costos de inversión y operación

- **Costo de inversión (\$US/kW)** : 1050
- **Costo de reemplazo (\$US)** : 840
- **Costo O&M (\$US/kWh)** : 0,009

Los costos para este caso no varían con respecto al CASO 1 (Microturbina a gas) debido a que para este caso se realizó la simulación de un sistema de Cogeneración partiendo de que se tiene la misma microturbina a gas del CASO 1 para efectos de una comparación entre un sistema de generación distribuida con la sola microturbina a gas y uno con dicha microturbina a gas funcionando como un sistema de cogeneración.



El costo de inversión esta dado en dólares por kilovatio instalado, el costo de reemplazo es calculado con base al 80% del costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento (O&M) es calculado con base al 4% del costo de inversión.

Datos de entrada considerados

- Capacidad de la celda en kW.
- Costo de inversión.
- Costo de reemplazo.
- Costo de operación y mantenimiento O&M.
- Combustible.
- Costo de combustible.
- Precios de energía en la bolsa.
- Histórico de cargas del circuito Emisoras.
- Indicador de Emisiones de CO₂ para Colombia.



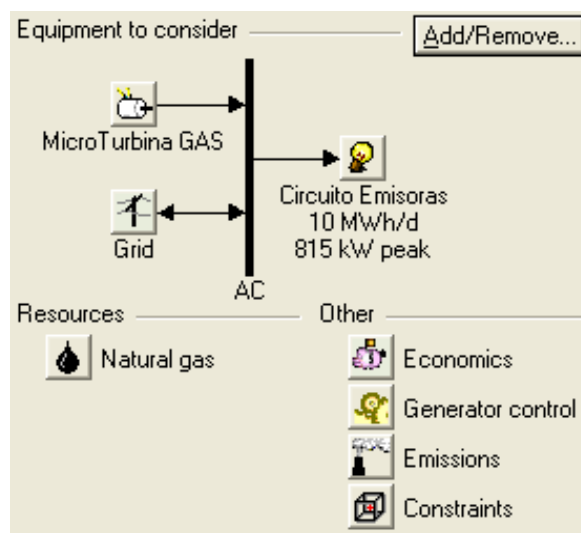
11. ANALISIS DE SENSIBILIDAD Y RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS SIMULACIONES

Durante la realización de las simulaciones se incluyeron en el software variables de sensibilidad para analizar posibles variaciones del sistema en el periodo establecido, se ingresaron sensibilidades en algunos de los datos de entrada como lo son la tasa de interés real anual, la tarifa de energía, y el precio del combustible teniendo en cuenta posibles cambios que se pueden llegar a dar debido a la oscilación de precios y valores de dichos datos, estos datos de sensibilidad ingresados al software se estiman por encima y por debajo de los valores de precio de energía, combustible y tasa de interés real anual escogidos.

11.1. SIMULACION CASO 1 (MICROTURBINA A GAS)

En la *Figura 10* se puede observar el diagrama de conexión para el caso 1 Microturbina a Gas, donde se puede ver el barraje de Corriente Alterna (AC) al cual se conectan la Microturbina, la red de distribución y la carga que en este caso es el circuito Emisoras. Tal como se muestra en la *Figura 10* queda determinada la configuración que da el software para llevar a cabo la simulación.

Figura 10. Conexión gráfica del sistema Microturbina a Gas.



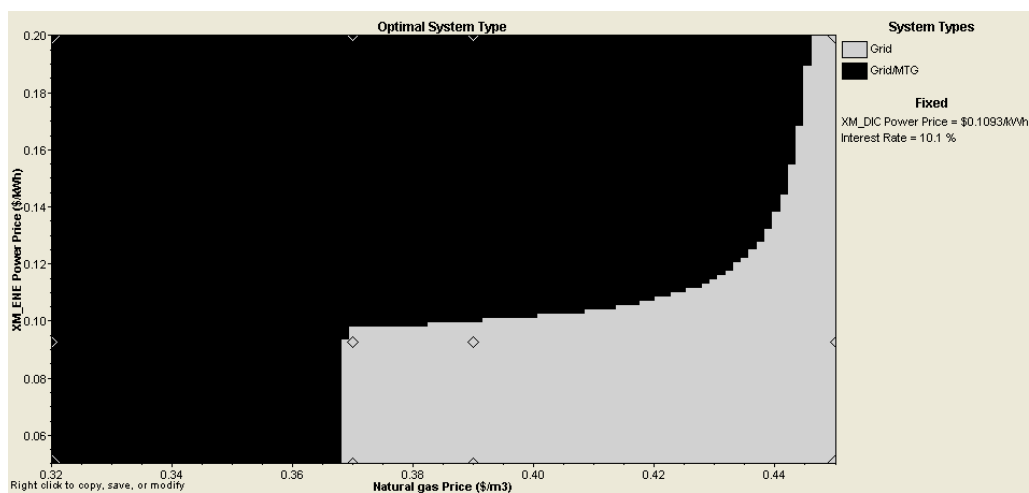
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



11.1.1. Resultados Obtenidos

Como se puede observar en la *Figura 11* de resultados, para el caso de la Microturbina a Gas, el sistema Red-Microturbina puede funcionar conjuntamente siempre y cuando se cumplan dos eventos, primero que el precio del combustible gas, no supere los \$ 0.37/m³ y segundo que el costo del kW/h este por encima de los \$ 0.1 kW/h. A medida que el precio del combustible supera la barrera de los \$ 0.37/m³ y alcanza la de los \$ 0.44/m³ con un costo de energía superior a los \$ 0.12 kW/h, entonces se hace más eficiente y conveniente el uso de la Red eléctrica para el abastecimiento de energía y la alternativa de generación distribuida pasaría a ser ineficiente.

Figura 11. Funcionamiento óptimo del sistema Microturbina a Gas con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio Gas Natural (\$/m³).

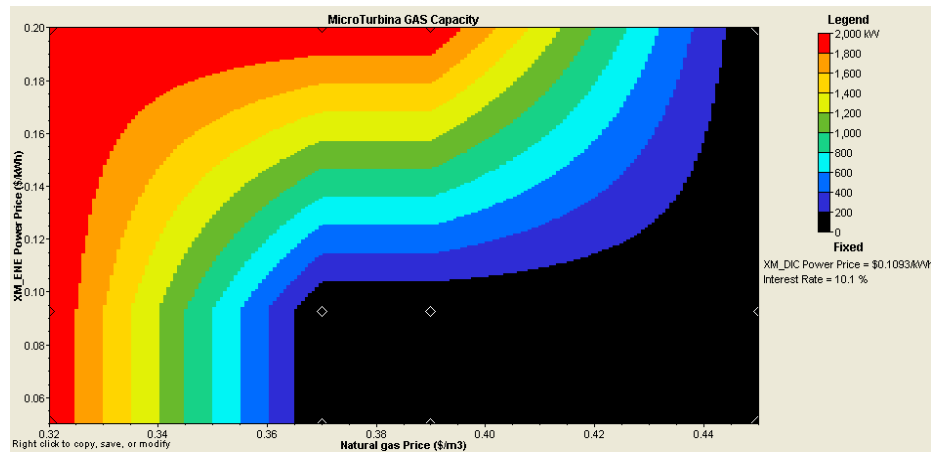


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En la *Figura 12* de resultados, podemos observar el consumo adecuado o eficiente que debería dársele a la microturbina dependiendo del precio del combustible y el precio de la energía. Lo que indica que a menor costo del combustible podríamos usar al máximo la capacidad de la turbina para el funcionamiento conjunto con la red y a mayor costo del combustible es menos favorable generar energía con la microturbina, por lo tanto es mejor obtener toda la energía de la red de suministro eléctrico. Por ejemplo en el caso de que el combustible estuviera a un costo de \$ 0.32/m³, podríamos aprovechar 2000 kW que serían la capacidad nominal de nuestra turbina sin importar el costo de la energía, mientras que si el costo del combustible se encuentra cerca de los \$ 0.37/kW lo mejor sería aprovechar solo 200 kW con la microturbina y el resto de la red de suministro eléctrico.



Figura 12. Uso eficiente del sistema Microturbina a Gas, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).

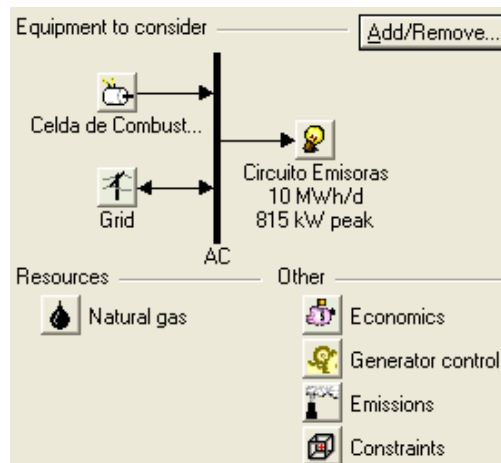


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

11.2. SIMUACION CASO 2 (CELDA DE COMBUSTIBLE)

En la *Figura 13* se puede observar el diagrama de conexión para el caso 2 Celda de Combustible, donde se puede ver el barraje de Corriente Alterna (AC) al cual se conectan la Celda de Combustible, la red de distribución y la carga que en este caso es el circuito Emisoras. Tal como se muestra en la *Figura 13* queda determinada la configuración que da el software para llevar a cabo la simulación.

Figura 13. Conexión gráfica del sistema Celdas de Combustible.



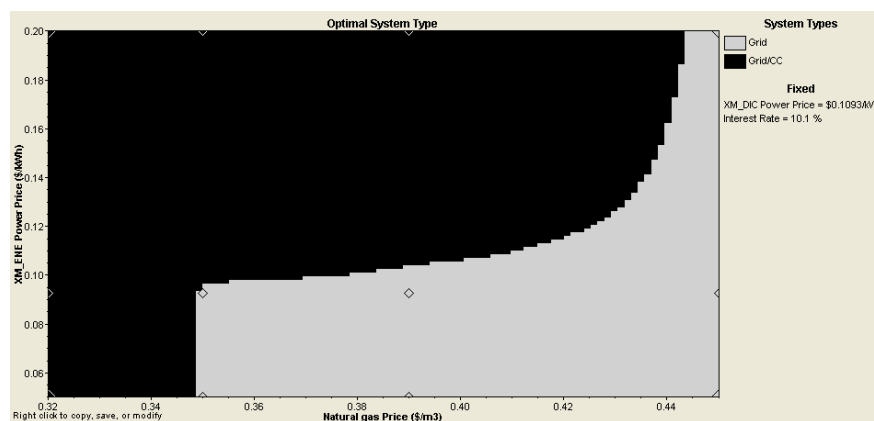
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



11.2.1. Resultados Obtenidos

Como se puede observar en la *Figura 14* de resultados, para el caso de la Celdas de Combustible, el sistema Red-Celda de combustible puede funcionar conjuntamente siempre y cuando se cumplan dos eventos, primero que el precio del combustible gas, no supere los \$ 0.35 /m³ y segundo que el costo del kW/h este por encima de los \$ 0.1 kW/h. A medida que el precio del combustible supera la barrera de los \$ 0.35/m³ y alcanza la de los \$ 0.44/m³ con un costo de energía superior a los \$ 0.14 kW/h, entonces se hace más eficiente y conveniente el uso de la Red eléctrica para el abastecimiento de energía y la alternativa de generación distribuida pasaría a ser ineficiente.

Figura 14. *Funcionamiento óptimo del sistema Celdas de Combustible con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).*

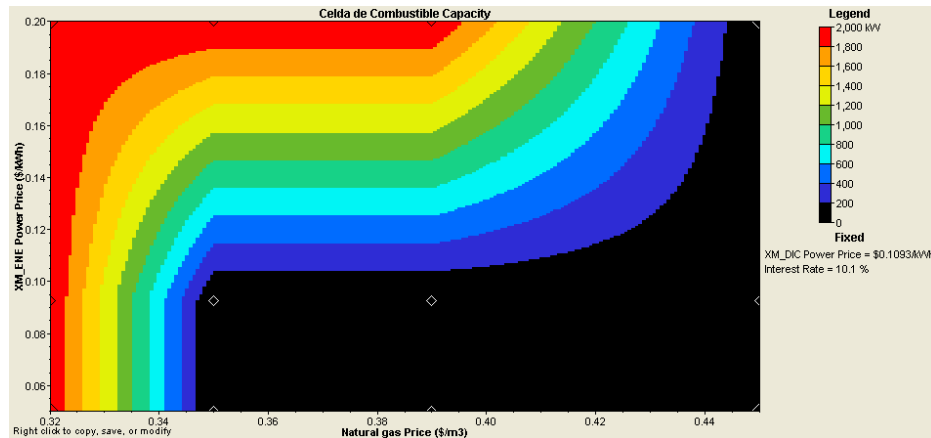


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En la *Figura 15* de resultados, podemos observar el consumo adecuado o eficiente que debería dársele a la celda de combustible dependiendo del precio del combustible y el precio de la energía. Lo que indica que a menor costo de combustible podríamos usar al máximo la capacidad de la celda para el funcionamiento conjunto con la red y a mayor costo del combustible es mejor obtener toda la energía de la red de suministro eléctrico. Por ejemplo en el caso de que el combustible estuviera a un costo de \$ 0.32/m³, podríamos aprovechar 2000 kW que serían la capacidad nominal de nuestra celda sin importar el costo de la energía, mientras que si el costo del combustible se encuentra cerca de los \$ 0.35/kW lo mejor sería aprovechar solo 200 kW con la turbina y el resto de la red de suministro eléctrico.



Figura 15. Uso eficiente del sistema celdas de combustible, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).

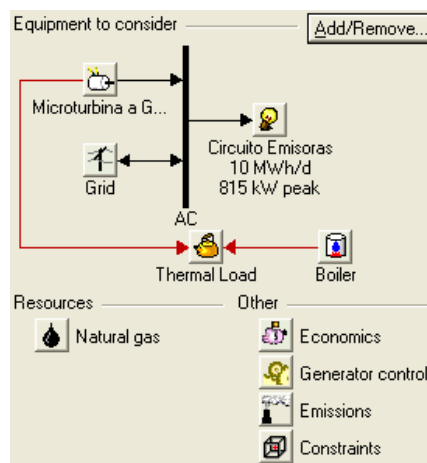


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

11.3. SIMULACION CASO 3 (COGENERACION)

En la *Figura 16* se puede observar el diagrama de conexión para el caso 3 Cogeneración con Microturbina a Gas, donde se puede ver el barraje de Corriente Alterna (AC) al cual se conectan la Microturbina, la red de distribución, la carga que se va a alimentar en este caso es el circuito Emisoras y la carga térmica que hará parte del proceso de cogeneración. Tal como se muestra en la *Figura 16* queda determinada la configuración que da el software para llevar a cabo la simulación.

Figura 16. Conexión gráfica del sistema Cogeneración.



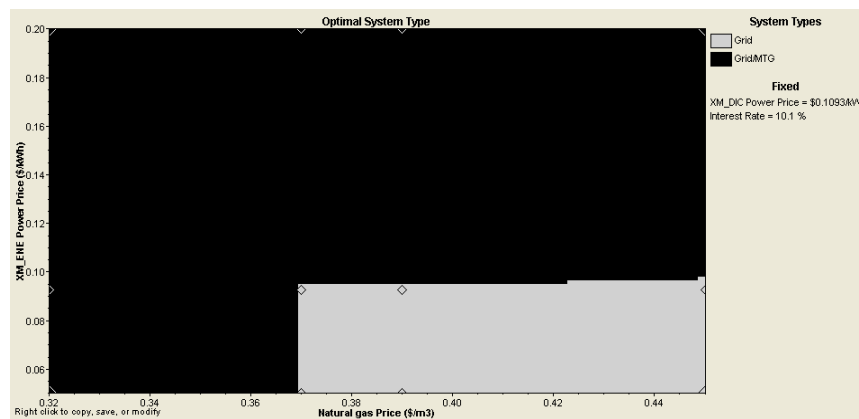
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



11.3.1. Resultados Obtenidos

Como se puede observar en la *Figura 17* de resultados, para el caso de Cogeneración con Microturbina a Gas, el sistema Red-Cogeneración puede funcionar conjuntamente si el precio del combustible gas, no supera los \$ 0.365 /m³ sin importar el costo del kW/h, si supera la barrera de los \$ 0.365/m³ y la tarifa de energía está por debajo de \$ 0.1 kW/h, entonces se hace más eficiente y conveniente el uso de la Red eléctrica para el abastecimiento de energía y la alternativa de generación distribuida pasaría a ser ineficiente.

Figura 17. Funcionamiento óptimo del sistema de Cogeneración con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).

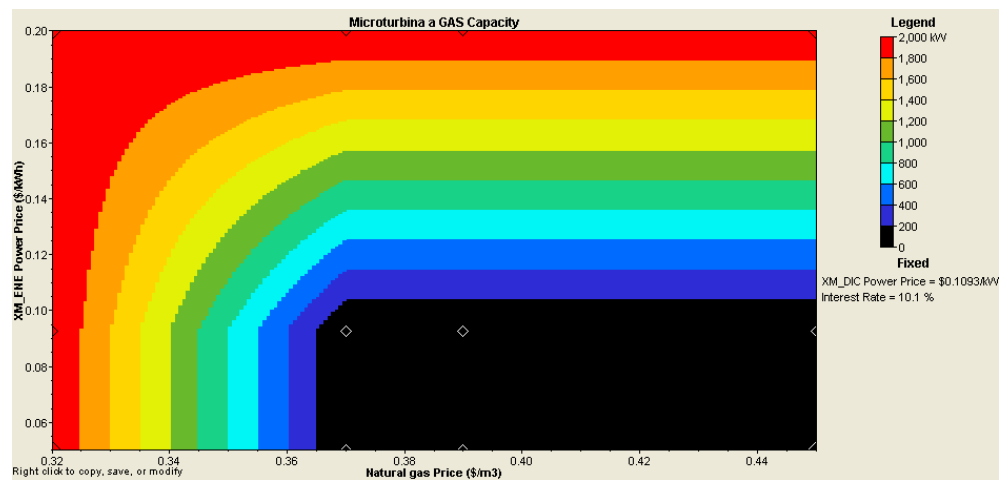


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En la *Figura 18* de resultados, podemos observar el consumo adecuado o eficiente que debería dársele al proceso de cogeneración dependiendo del precio del combustible y el de la energía. Lo que indica que a menor costo de combustible podríamos usar al máximo la capacidad de la turbina para el funcionamiento conjunto de nuestro sistema de Cogeneración con la red y a mayor costo del combustible, es mejor obtener toda la energía de la red de suministro eléctrico. Por ejemplo en el caso de que el combustible estuviera a un costo de \$ 0.32/m³, podríamos aprovechar 2000 kW que serían la capacidad nominal de nuestra turbina sin importar el costo de la energía, mientras que si el costo del combustible se encuentra cerca de los \$ 0.37/kW lo mejor sería aprovechar solo 200 kW con la turbina y el resto de la red de suministro eléctrico. Este sistema no brindaría ventajas si el costo del combustible se encuentra por encima de los \$ 0.365/m³ y el costo de la energía está por debajo o muy cerca de los 0.1 kW/h.



Figura 18. Uso eficiente del sistema Cogeneración, tarifa de energía (\$/kWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

11.4. DETERMINACION DE UN ESCENARIO ECONOMICO

Con los resultados obtenidos anteriormente podemos darnos cuenta que la alternativa que mejor oportunidad ofrece a la hora de ahorrar costos en funcionamiento, montaje y mantenimiento es la cogeneración, en segundo lugar estaría la microturbina a gas que permite el funcionamiento combinado de dicha alternativa con la red con un incremento en el precio del combustible mas alto que en el caso de las celdas de combustible y por ultimo las celdas de combustible seria la alternativa con menos ventajas en el momento de operar en conjunto con la red debido a que un incremento en el combustible la convertiría en una alternativa muy costosa en el momento de su operación.

Por lo anterior la cogeneración puede ser utilizada en horas pico, brindando ventajas en los casos en que el operador de red aumenta su tarifa de energía en estas horas cuando la demanda es mayor. La planta tendría la oportunidad de conectarse o desconectarse de la red de suministro eléctrico, aprovechando así la autogeneración de energía a un costo más bajo durante las horas pico, que es cuando las tarifas son más altas por parte del operador de red CODENSA SA, lo anterior representaría un ahorro sustancial a largo plazo gracias al aprovechamiento de esta forma de generación de energía.

Otra ventaja que ofrecería esta alternativa seria la disminución de perdidas de energía que presenta la red de suministro eléctrico debido a su esquema de funcionamiento, lo que hace de la generación distribuida un camino seguro y sin perdidas de energía para la generación de energía en sitio.



11.5. COMPARACION DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS

En la *Tabla 10* se hace un análisis de la capacidad de potencia en kW que entregaría la alternativa lo anterior corresponde a lo sugerido por el modelo para cada una de las alternativas dependiendo el precio de la tarifa de energía y el precio del gas.

Tabla 10. Comparación de las tres alternativas objeto de este estudio.

VARIABLE	CELDA DE COMBUSTIBLE			MICROTURBINA A GAS			COGENERACION CON MICROTURBINA A GAS		
	Power Price \$/kWh (0,10)	Power Price \$/kWh (0,14)	Power Price \$/kWh (0,18)	Power Price \$/kWh (0,10)	Power Price \$/kWh (0,14)	Power Price \$/kWh (0,18)	Power Price \$/kWh (0,10)	Power Price \$/kWh (0,14)	Power Price \$/kWh (0,18)
Natural Gas Price \$/m ³ (0.33)	1300	1600	1900	1600	1700	1900	1600	1800	1900
Natural Gas Price \$/m ³ (0.37)	0	900	1600	0	900	1600	0	900	1600
Natural Gas Price \$/m ³ (0.42)	0	500	800	0	500	700	0	900	1600

Nota: Las unidades de los datos consignados en la tabla se encuentran dadas en kilovatios (kW).

Como se puede observar en la anterior tabla la tecnología que ofrece una mayor cantidad de potencia para suplir la demanda es el sistema de cogeneración con microturbina a gas, ya que permite el mayor uso de potencia (1600 kW) con un precio alto de combustible y de energía, comparado con la celda de combustible (800 kW) y la microturbina a gas (700 kW).

Para realizar un análisis comparativo, más preciso, se decidió tomar como combustible base el gas natural (GN) para las tres alternativa, ya que el gas natural es el combustible fósil de menor costo, poco contaminante y que esta disponible.



12. CONCLUSIONES

- De las alternativas analizadas la que mejores ventajas ofrece al usuario y al operador de red, es el sistema de Cogeneración con microturbina a Gas, ya que permite que se den aumentos en el precio del combustible a medida que aumenta el costo de energía con respecto a las otras alternativas analizadas.
- La celda de combustible y la microturbina a gas como alternativas de generación distribuida no arrojaron resultados positivos con respecto a la cogeneración ya que estas suministran una potencia de salida más baja cuando el precio de la energía y del combustible son altos. Pero dichas tecnologías se pueden aplicar para dar solución a los problemas de abastecimiento de energía eléctrica en zonas aisladas del sistema eléctrico interconectado.
- Se puede decir que la cogeneración como alternativa de generación distribuida llega a ser competitiva siempre y cuando el precio del gas natural no esté por encima del precio de los demás combustibles fósiles y la tarifa de energía continúe en aumento.
- La cogeneración como un sistema de generación distribuida depende a futuro de la reglamentación y del desarrollo en infraestructuras y gaseoductos para su posterior sostenimiento.
- El panorama para la introducción de sistemas de generación distribuida con celdas de combustible dentro del sistema de distribución analizado no es muy rentable ya que sus costos iniciales presentan precios no competitivos dentro del mercado energético con respecto a los de las demás tecnologías analizadas.
- Debido a que la cogeneración se encuentra más cerca del punto de consumo por su esquema de funcionamiento, resulta una generación más distribuida con menores pérdidas en la red eléctrica.
- El éxito de la generación distribuida dependerá principalmente de los avances tecnológicos que se den en el tema y del desarrollo de las infraestructuras de gas en nuestro país.



- Es conveniente y de gran importancia promocionar el uso eficiente de energía ya que en la actualidad se está ejerciendo una gran presión sobre el medio debido a la contaminación con residuos contaminantes provenientes de electrificadoras, lo que ha llevado a estimular en gran parte el calentamiento global.



13. RECOMENDACIONES

- ☞ Se recomienda realizar futuras simulaciones con distintos sistemas de Generación Distribuida a los analizados en este trabajo para continuar con el análisis y la búsqueda de la(s) alternativa(s) que mejores beneficios y ventajas ofrezca a un sistema de distribución en particular.

- ☞ Se recomienda realizar un estudio al marco regulatorio actual para evaluar la posibilidad de que los diversos sistemas de Generación Distribuida sean contemplados de manera clara y concreta en dicho marco como alternativas de generación de energía con su respectiva regulación y reglamentación.

- ☞ Es recomendable evaluar la posibilidad de hacer uso del software HOMER en la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle como una herramienta para la evaluación y el análisis de sistemas de Generación Distribuida.

- ☞ Es recomendable incentivar en la Universidad de la Salle el estudio y el uso de las diferentes formas de generar energía que existen en la actualidad y que pueden llegar a ser mejoradas con un poco de ingenio y de creatividad por parte de las nuevas generaciones de ingenieros electricistas.



14. APORTE PARA FUTURAS SIMULACIONES

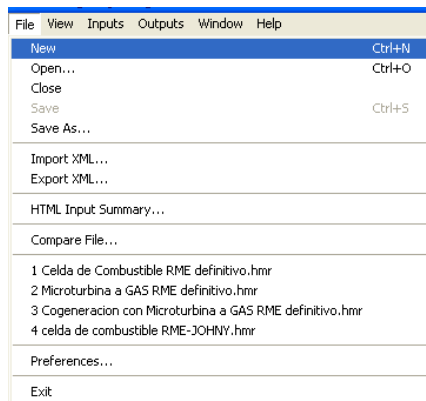
La guía que a continuación se presenta permitirá a cualquier persona realizar simulaciones de sistemas eléctricos interconectados a la red como lo son sistemas de generación distribuida con diferentes tipos de recursos. La guía indicará paso a paso cómo se crea un nuevo proyecto en el software HOMER e indicará los datos de entrada que se deben considerar para llevar a cabo correctamente las simulaciones.

14.1. GUIA PARA LA REALIZACION DE UN NUEVO PROYECTO

Cuando se empieza un nuevo proyecto el primer paso para iniciar el análisis es el siguiente:

Se deben seleccionar los componentes que van a estar conectados e interactuando entre si y que van a ser objeto del análisis, para esto daremos un click en el menú file/new de la barra de tareas ubicada en la parte superior de la ventana principal como se muestra en la *Figura 19*, donde se dará inicio a un nuevo proyecto.

Figura 19. Nuevo Proyecto HOMER.

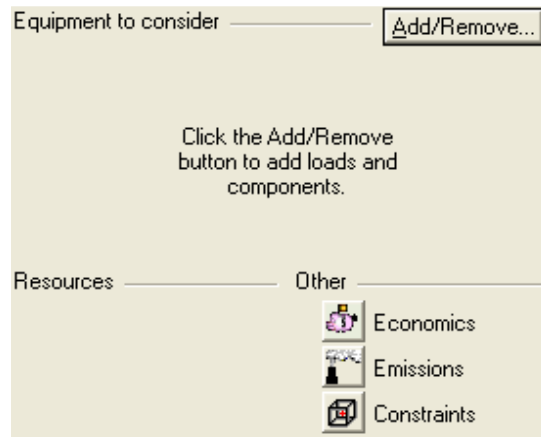


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Luego de esto se procede a agregar los componentes del sistema que van a ser objeto del análisis como por ejemplo cargas, generadores, red de energía, etc. Para esto nos dirigimos a la pantalla mostrada en la *Figura 20* y hacemos click en Add/Remove que significa agregar o remover.



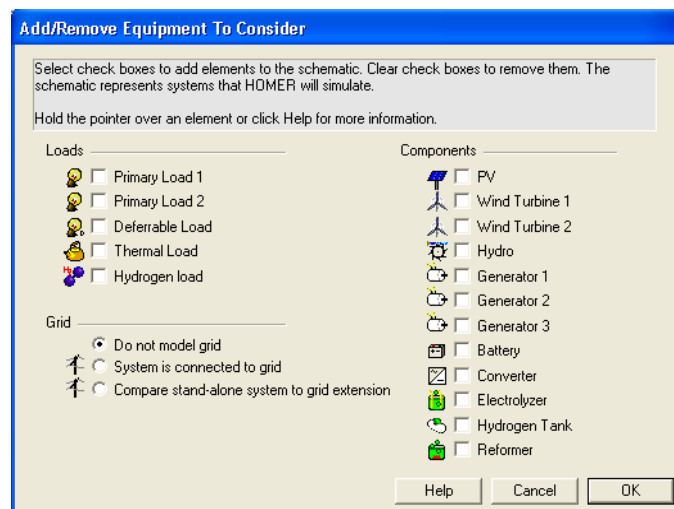
Figura 20. Ventana para agregar o remover equipos del modelo.



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Allí se abrirá el cuadro mostrado en la *Figura 21*

Figura 21. Ventana de selección de equipos.

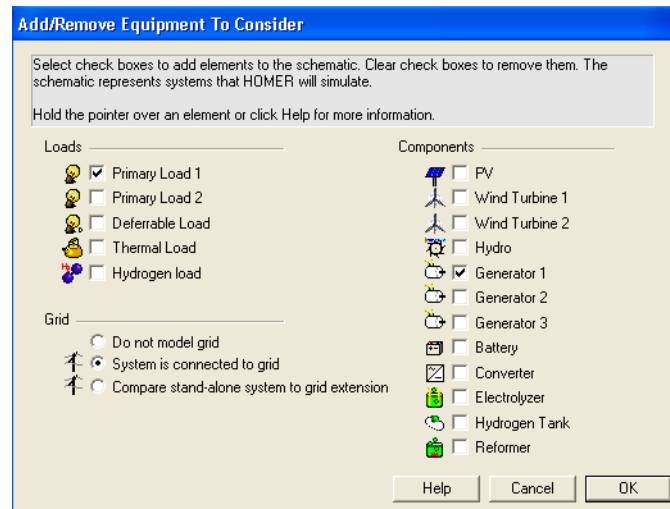


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Este recuadro nos permitirá escoger entre distintos componentes, tales como; carga, carga térmica, turbina de viento, turbina de agua, generador, batería, conversor, tanque de hidrogeno, etc. Así mismo podremos determinar si dicho conjunto de componentes estarán conectados a la red o no, tal como se muestra en la *Figura 22*



Figura 22. Equipos seleccionados.



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Una vez elegidos los componentes que van a interactuar como en este caso que elegimos una carga primaria, un generador y además especificamos que dichos componentes estarán conectados a la red, se procede a ingresar los datos específicos para cada uno de los componentes que van a interactuar en nuestro sistema.

Luego de determinar esto, podemos ingresar con un solo click sobre el componente que elijamos a su cuadro de datos de entrada como se muestra en la *Figura 23*. Donde podremos explorar las distintas opciones y datos necesarios para la correcta simulación.



DATOS DE ENTRADA PARA EL GENERADOR

Empezaremos por los datos del generador, *Figura 23*, en este cuadro encontraremos opciones como; costos, combustible, emisiones, etc. Entre los costos encontraremos los siguientes; capital de inversión, costos de replazo, costos de operación y costos de mantenimiento. También encontraremos opciones como tamaños a considerar, tiempo de vida del proyecto, etc.

El tiempo de vida del proyecto puede ser un valor estimado o tomado como referencia del catalogo del fabricante, este valor se ingresa al software en términos de horas y no de años.



Figura 23. Datos de entrada del generador_Costos.

Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En el menú de combustible (fuel), *Figura 24*, podremos escoger el tipo de combustible que vamos a emplear para dicho componente de generación de energía, entre estos componentes podremos encontrar los siguientes; gas, biodiesel, metanol, etanol, diesel, gasolina, propano, etc. Podemos trabajar con las curvas de combustible que el software trae por defecto o si lo queremos podemos crear una nueva dependiendo de las necesidades.

También podemos determinar en que porcentaje trabajara el generador con la carga térmica para la simulación de procesos de cogeneración, este porcentaje se puede estimar o variar de acuerdo al análisis, en el caso de no ser así se puede ingresar con base al catalogo del fabricante, en el caso de este trabajo se utilizo el 100 % de la tasa de recuperación de calor suponiendo que el 100 % de los residuos de calor emitidos por la microturbina son aprovechados efectivamente.

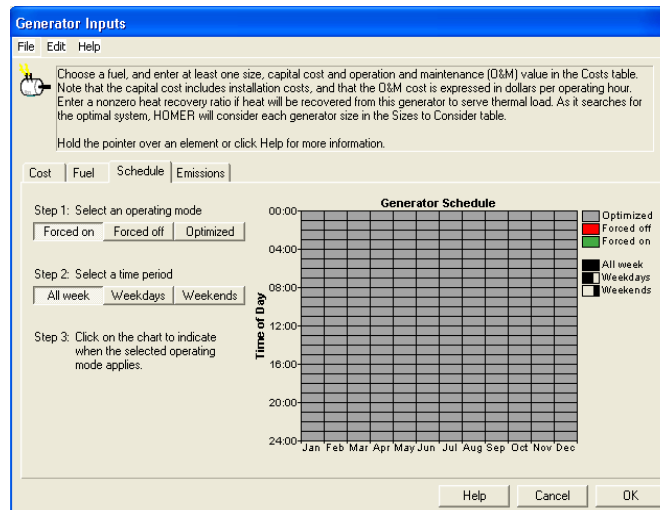
Figura 24. Datos de entrada del generador_Combustible

Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



En el menú Schedule *Figura 25*, se refiere a la programación que se le va a dar a dicho generador, donde se puede indicar de que horas a que horas al mes trabajara este generador, entre semana, fines de semana, forzado u optimizado todo el tiempo, todo esto dependiendo de las necesidades que se tenga.

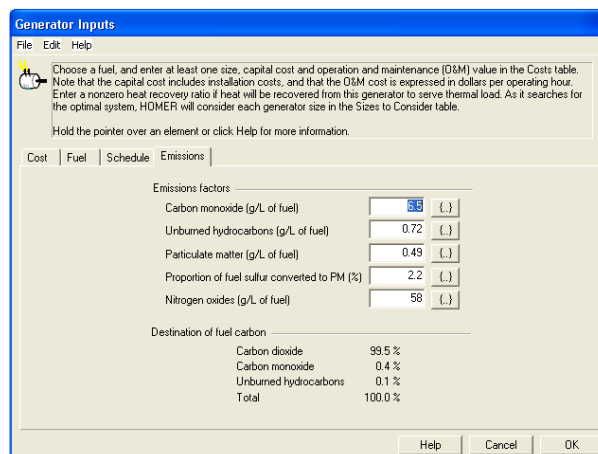
Figura 25. Datos de entrada del generador_Programación de Funcionamiento.



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Por ultimo en el menú Emissions o Emisiones *Figura 26*, podremos ingresar todos los datos relacionados a las cantidades de elementos contaminantes contenidas en el tipo de combustible elegido para el funcionamiento de dicho generador.

Figura 26. Datos de entrada del generador_Emisiones.



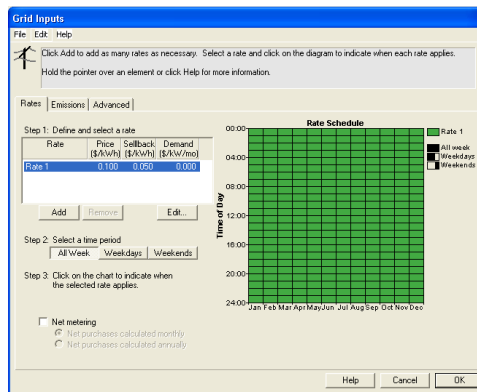
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



DATOS DE ENTRADA PARA LA RED DE ENERGIA

De la misma manera que ingresamos al cuadro de datos de entrada del generador ingresamos al cuadro de datos de entrada de la red, donde podremos encontrar el menú de Tarifas o Rates, *Figura 27*, en el cual se ingresan las tarifas de energía del operador de red para las 24 horas del día y los 12 meses del mes, con la opción de especificar en que horas o de que horas a que horas aplican dichas tarifas, todos estos datos son ingresados en dólares por kilovatio hora \$/kWh.

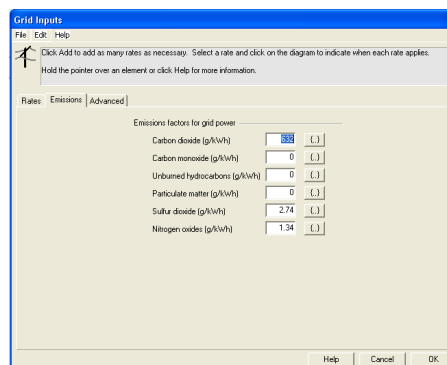
Figura 27. Datos de entrada para la red eléctrica_Tarifas.



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En el menú Emissions o emisiones, *Figura 28*, podremos ingresar todos los valores relacionados con los distintos contaminantes que pueda generar el operador de red tales como monóxido de carbón, dióxido de carbón, oxido nitroso, etc.

Figura 28. Datos de entrada para la red eléctrica_Emisiones.

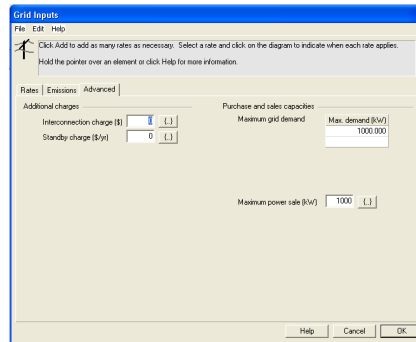


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



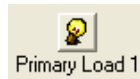
Por ultimo en el menú Advanced o avanzado, *Figura 29*, podremos datos como el costo de interconexión a la red, máxima demanda de la red, máxima potencia de entrega de la red, etc.

Figura 29. Datos de entrada para la red eléctrica_Avanzadas.



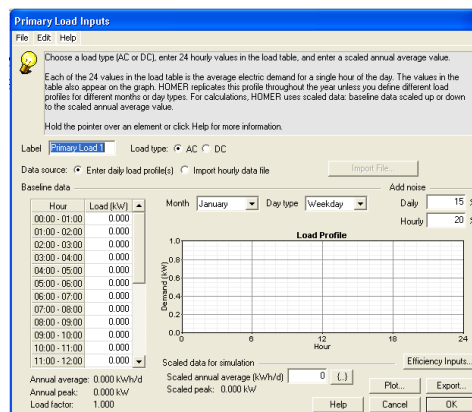
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

ENTRADAS PARA LA CARGA



Para ingresar los datos de la carga debemos ingresar al icono del bombillo amarillo que dice Primary Load 1, donde se nos abrirá el menú mostrado en la *Figura 30*, allí podremos ingresar los datos históricos de la carga que vamos a manejar, hora a hora en un día determinado, estos datos se ingresan en kW. También podemos especificar si nuestra carga trabajara en corriente alterna (AC) o en corriente directa (DC), al igual que el mes y el tipo de semana.

Figura 30. Datos de entrada para la carga.

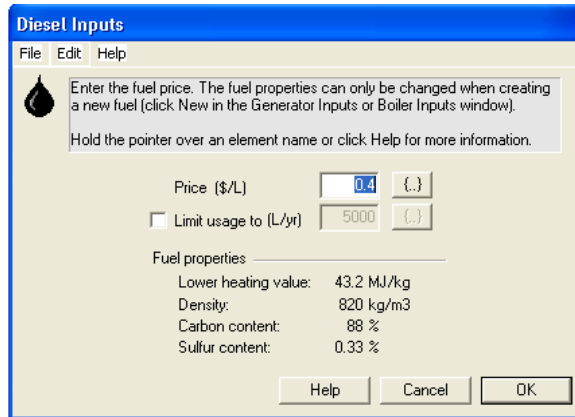


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



DATOS DE ENTRADA PARA EL COMBUSTIBLE  Diesel

Figura 31. Datos de entrada para el combustible.



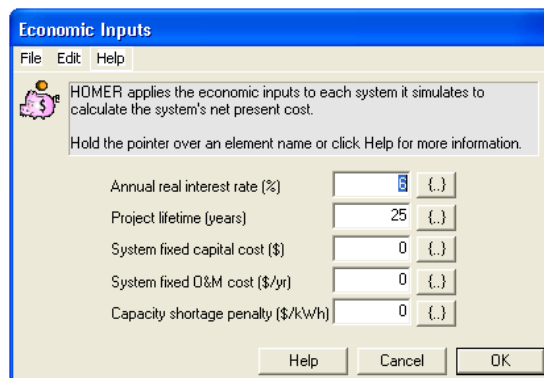
Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

En la *Figura 31* podemos observar la ventana para ingresar datos relacionados con el combustible que se va a usar, entre estos están; el precio del combustible en dólares por litro \$/L y los valores de sensibilidad.

DATOS DE ENTRADA ECONOMICOS  Economics

En la *Figura 32* se muestra la ventana de ingreso para algunos datos económicos como lo son la tasa de interés anual, tiempo de vida del proyecto, costo capital, costos de operación y mantenimiento O&M, valores de sensibilidad, entre otros.

Figura 32. Datos de entrada económicos.

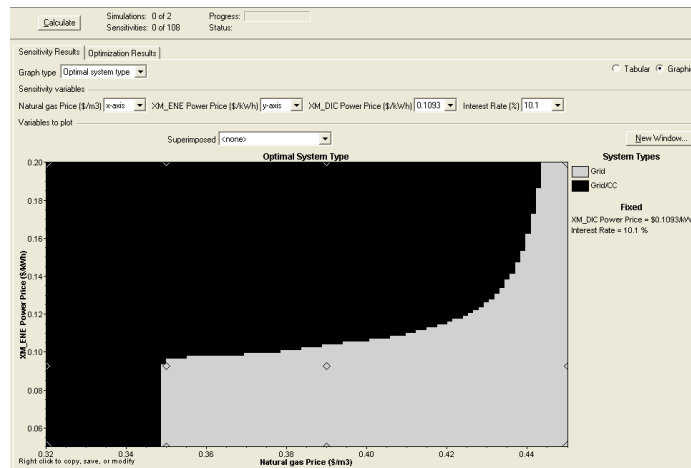


Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19



PROCESO DE SIMULACION Y RESULTADOS

Figura 33. Grafica resultado de la simulación.



Fuente: Homer the micropower optimization model version 2.19

Por ultimo cuando ya hemos ingresado todos lo datos necesarios para llevar a cabo el proceso de simulación, procedemos a correr la simulación por medio del botón de calculo o Calculate, allí obtendremos la gráfica que se muestra en la *Figura 33* correspondiente al funcionamiento optimo del sistema, con este diagrama podremos analizar el comportamiento del modelo planteado desde el inicio, para su respectivo análisis técnico-económico.



BIBLIOGRAFIA

- [1]. ACOGEN - Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica, Bogotá, www.acolgen.org.co, Colombia.
- [2]. Andrade Moreno Javier Camilo, Planeación y optimización económica de sistemas de Generación distribuida en Usaquén, proyecto de grado (Ingeniero Electricista) Universidad de la Salle 2007.
- [3]. Banco de la República de Colombia, www.banrep.gov.co, Colombia.
- [4]. Biblioteca Digital de Ciencia y Técnica [http://biblioteca.idict.villaclara.cu/UserFiles/File/Articulos%20de%20energia%20renovable/\(11\).doc](http://biblioteca.idict.villaclara.cu/UserFiles/File/Articulos%20de%20energia%20renovable/(11).doc).
- [5]. BORJAS R, Jesus Manuel, PEÑA Elkin, Estudio de prefactibilidad técnico – económica para la aplicación de la generación distribuida en zonas urbanas, proyecto de grado (Ingeniero Electricista) Universidad de la Salle 2004.
- [6]. Bosela, T.R "Introducción to Electrical Power System Technology", Prentice Hall, 1.997.
- [7]. Burke JJ Power Distribution Engineering: Fundamentals and Applications Marcel Decker inc-1.994.
- [8]. California Energy Commission, Distributed Generation Program, Element Guidebook, Mayo 2001.
- [9]. California Energy Commission, Distributed Generation Strategic Plan http://www.energy.ca.gov/distgen/strategic/strategic_plan.html, [Junio 12 2002] Pág. 6-7.



- [10]. Cámara de la construcción de Quito, www.ccquito.org/content/view/99/54/, Quito-Ecuador.
- [11]. Cano Castillo Ulises, Las celdas de combustible: verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica, México Sep 1999, Pág. 210-212.
- [12]. Comisión Reguladora de Energía y Gas – CREG, Resolución CREG 084 de 1996, Artículo 8°, Resolución CREG 084 de 1996, Artículo 8°, Resolución CREG 086 de 1996, Artículo 3°.
- [13]. Conae, Comisión Nacional para el ahorro de energía, www.conae.gob.mx, México.
- [14]. Construcción, Remodelación y Decoración, Construtip, www.construtips.com/celdas.html, USA.
- [15]. Departamento de planificación de la red, CODENSA SA, Ing. José Orlando Ramírez Subgerente Operaciones.
- [16]. Distributed Generation: A Nontechnical Guide by Ann Chambers with Barry Schnoor and Stephanie Hamilton.
- [17]. Duque Cristhian, Eduardo Felipe Marmolejo y María Teresa Rueda de Torres, Análisis de prospectiva de la generación distribuida (GD) en el sector eléctrico colombiano, Uniandes 2005.
- [18]. Ecopetrol S.A. Características típicas del gas natural en Colombia.
- [19]. Fernandez Hirsch, Comportamiento de planta de cogeneración frente a perturbaciones eléctricas, http://146.83.6.25/literatura/memorias_tesis/memoria_Rodrigo_Fernandez.pdf, Chile 2005 Pág. 17 y 18.
- [20]. Galarza Claudia, Generación distribuida energía de calidad, http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui, México Dic 2008.



- [21]. Gecolsa, Caterpillar, Sistemas de generación y cogeneración y compresión de gas con turbinas SOLAR.
- [22]. Gonen, T "Electric Power Distributions System Engineering" , Mc GrawHill, 1.986.
- [23]. ISA. Boletín Semanal del Sector Energético Colombiano, Cultura del mercado, Generación distribuida, Colombia.
- [24]. Instituto de Investigaciones Eléctricas, Boletín iee, <http://www.iiie.org.mx/reno99/apli.pdf>, septiembre/octubre de 1999, México.
- [25]. Msp, Environment Systems & Projects, www.mspsp.com, Tarragona.
- [26]. National Renewable Energy Laboratory, <https://analysis.nrel.gov/homer/>, Cole Boulevard Golden USA 2008.
- [27]. National Renewable Energy Laboratory, <https://analysis.nrel.gov/homer/default.asp>.
- [28]. National Renewable Energy Laboratory, https://analysis.nrel.gov/homer/includes/downloads/HOMERBrochure_Spanish.pdf.
- [29]. Nuñez Ceballos, Miguel de Jesús. Estudio del circuito emisoras (11.4 KV), proyecto de grado (Ingeniero Electricista), Universidad Nacional de Colombia 2000.
- [30]. Pabla, A "Electric Power Distributions System", Mc Graw Hill Publishing C.L, 1.989.
- [31]. Pansin, A "Eléctrica Distributions System Engineering", Mc GrawHill, 1.996.
- [32]. Plan de expansión de referencia Generación Transmisión 2001 – 2015, Emisiones GEI, Bogotá Colombia.
- [33]. Potter, Merle & Somerton, Craig W, Termodinámica para Ingenieros 1999, p.101 - 104.



[34]. Trebolle David, La generación distribuida en España, Madrid 2006 Pág. 19, 20.

[35]. Universidad Pontificia ICAI ICADE COMILLAS,
<http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-06-004.pdf>, Enero 01 de 2006, Pág. 41, 42, 51.

[36]. Universidad de la Republica Instituto de ingeniería Eléctrica, Uruguay
<http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gd/informefinalcompleto.pdf>, Junio de 2006.

[37]. UPME, Futuros para una energía sostenible en Colombia”, Medellín- Colombia,
Impresiones Rojo, Mayo de 2000.

[38]. XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P, Filial de ISA, www.xm.com.co,
Colombia.



INDICE DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1. Evolución de la potencia instalada en el régimen especial en España</i>	21
<i>Figura 2. Producción de la GD en GWh. Año 2003.</i>	22
<i>Figura 3. Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050.</i>	23
<i>Figura 4. Elementos constitutivos del ciclo de Ranking.</i>	30
<i>Figura 5. Turbina de Gas.</i>	30
<i>Figura 6. Diagramas P-V y T-S del ciclo de Ranking.....</i>	31
<i>Figura 7. Celda de combustible. Esquema de funcionamiento.....</i>	34
<i>Figura 8. Cogeneración por ciclo Bottoming y ciclo Topping.....</i>	38
<i>Figura 9. Diagrama unificar de la subestación Fontibón.....</i>	42
<i>Figura 10. Conexión gráfica del sistema Microturbina a Gas.....</i>	55
<i>Figura 11. Funcionamiento óptimo del sistema Microturbina a Gas con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio Gas Natural (\$/m³).</i>	56
<i>Figura 12. Uso eficiente del sistema Microturbina a Gas, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).</i>	57
<i>Figura 13. Conexión gráfica del sistema Celdas de Combustible.</i>	57
<i>Figura 14. Funcionamiento óptimo del sistema Celdas de Combustible con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).</i>	58
<i>Figura 15. Uso eficiente del sistema celdas de combustible, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m³).</i>	59




<i>Figura 16. Conexión gráfica del sistema Cogeneración.....</i>	59
<i>Figura 17. Funcionamiento óptimo del sistema de Cogeneración con Red de suministro de energía, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m3).</i>	60
<i>Figura 18. Uso eficiente del sistema Cogeneración, tarifa de energía (\$/KWh) Vs precio del Gas Natural (\$/m3).</i>	61
<i>Figura 19. Nuevo Proyecto HOMER.</i>	66
<i>Figura 20. Ventana para agregar o remover equipos del modelo.....</i>	67
<i>Figura 21. Ventana de selección de equipos.</i>	67
<i>Figura 22. Equipos seleccionados.</i>	68
<i>Figura 23. Datos de entrada del generador_Costos.....</i>	69
<i>Figura 24. Datos de entrada del generador_Combustible.....</i>	69
<i>Figura 25. Datos de entrada del generador_Programación de Funcionamiento.</i>	70
<i>Figura 26. Datos de entrada del generador_Emisiones.</i>	70
<i>Figura 27. Datos de entrada para la red eléctrica_Tarifas.</i>	71
<i>Figura 28. Datos de entrada para la red eléctrica_Emisiones.</i>	71
<i>Figura 29. Datos de entrada para la red eléctrica_Avanzadas.</i>	72
<i>Figura 30. Datos de entrada para la carga.</i>	72
<i>Figura 31. Datos de entrada para el combustible.</i>	73
<i>Figura 32. Datos de entrada económicos.</i>	73
<i>Figura 33. Gráfica resultado de la simulación.</i>	74



INDICE DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1. Potencias instaladas de diferentes tecnologías de GD.....</i>	21
<i>Tabla 2. Potencial de potencia instalada de carácter renovable estimada para el año 2050.</i>	22
<i>Tabla 3. Características y propiedades de las turbinas de gas.</i>	32
<i>Tabla 4. Características y propiedades de las microturbinas.</i>	32
<i>Tabla 5. Características y propiedades de las pilas de combustible.</i>	37
<i>Tabla 6. Costos de cogeneración. Energy distributed California.</i>	40
<i>Tabla 7. Datos del Circuito Emisoras.....</i>	43
<i>Tabla 8. Histórico de cargas del Circuito Emisoras en el día 16 de Enero de 2007.....</i>	43
<i>Tabla 9. Tipos de conductores que conforman el Circuito Emisoras</i>	44
<i>Tabla 10. Comparación de las tres alternativas objeto de este estudio.....</i>	62

ANEXO A

LOS EXPERTOS EN MERCADOS						MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA		
Precio Promedio Ponderado Mensual y GWh de energía Transada mediante contratos de largo plazo								
Entre Comercializadores y Usuarios No Regulados								
RE SUMEN DEL MES DE DICIEMBRE DEL 2007								
Niveles de Tensión: 1-> [<1 kV]; 2-> [1 <= kV < 30]; 3-> [30 <= kV < 57.5]; 4-> [57.5 <= kV]								
MES	DEPTO	MUNICIPIO	NIVEL DE TENSION	PRECIO PROMEDIO MES (\$/kWh)	DEMANDA MES GWh	tasa de cambio	precio us/kwh	
ENERO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	206,0860274819	70,1007982200	2223,03	0,092705014	
FEBRERO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	208,9735179599	68,9575587400	2206,38	0,094713294	
MARZO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	208,9636233498	75,1243324700	2136,82	0,09779187	
ABRIL	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	208,9041609414	67,9589151900	2002,04	0,104345648	
MAYO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	204,3563111770	75,6125131300	1945,09	0,105062651	
JUNIO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	203,0753573680	72,8612839100	1956,05	0,103819103	
JULIO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	201,5687759487	74,3895391500	2016,3	0,099969635	
AGOSTO	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	206,5199755997	77,1311987700	2157,75	0,095710799	
SEPTIEMBRE	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	204,8276411619	76,5570621100	1963,03	0,104342593	
OCTUBRE	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	206,7707833196	79,4373355400	2044,7	0,101125242	
NOVIEMBRE	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	207,0590033998	76,6001806000	2002,116	0,103420083	
DICIEMBRE	DISTRITO CAPITAL	BOGOTA	2	225,6355068316	70,5207022200	2065,119	0,109260293	

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A ESP

Esta tabla muestra los precios de bolsa en el mercado mayorista para cada mes, en el periodo de ENERO de 2007 a DICIEMBRE de 2007. Los datos de la tabla se utilizan como datos de entrada para los precios de energía de la red en el software.