

1-1-2014

Factibilidad de implementación de generación distribuida con máquinas de combustión interna y microturbinas a gas con cargas mayores a 1000 kw en el sector industrial

Carlos Arturo Cortés Parra
Universidad de La Salle, Bogotá

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

Citación recomendada

Cortés Parra, C. A. (2014). Factibilidad de implementación de generación distribuida con máquinas de combustión interna y microturbinas a gas con cargas mayores a 1000 kw en el sector industrial. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/12

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.

**FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACION DE GENERACION DISTRIBUIDA
CON MAQUINAS DE COMBUSTION INTERNA Y MICROTURBINAS A GAS
CON CARGAS MAYORES A 1000 kW EN EL SECTOR INDUSTRIAL**



CARLOS ARTURO CORTÉS PARRA

Código 42981026

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ, D.C.,

2014.

**FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACION DE GENERACION DISTRIBUIDA
CON MAQUINAS DE COMBUSTION INTERNA Y MICROTURBINAS A GAS
CON CARGAS MAYORES A 1000 kW EN EL SECTOR INDUSTRIAL**

CARLOS ARTURO CORTÉS PARRA

Código 42981026

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director

GUSTAVO ADOLFO ARCINIEGAS ROJAS

Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD DE LA SALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ, D.C.,

2013.

DIRECTIVAS

HERMANO CARLOS GABRIEL GÓMEZ RESTREPO F.S.C.

RECTOR

HERMANO FABIO CORONADO PADILLA F.S.C.

Vicerrector Académico.

HERMANO CARLOS ALBERTO PABÓN MENESES F.S.C.

Vicerrector de Promoción y Desarrollo Humano.

INGENIERO ANTONIO BERNAL ACOSTA

Director de Programa de Ingeniería Eléctrica.

INGENIERO ELIMELETH MATURANA CÓRDOBA

Secretario Académico Facultad de Ingeniería Eléctrica.

APROBACIÓN

INGENIERO ANTONIO BERNAL ACOSTA
Director de Programa Ing. Eléctrica.

INGENIERO ELIMELETH MATURANA
CÓRDOBA
Secretario Académico.

INGENIERO GUSTAVO ADOLFO
ARCINIEGAS ROJAS
Director de Tesis.

INGENIERO HECTOR GONZALO DIAZ
Jurado1.

INGENIERO EDGAR MUELA
Jurado2.

Bogotá, 01 de Noviembre de 2013.

HOJA DE COMPROMISO

Los trabajos de grado no deben contener ideas que sean contradictorias a la doctrina de la iglesia católica en asuntos de dogma y moral.

Ni la universidad, ni el asesor, ni el jurado calificador, son responsables de las ideas expuestas por el graduando.

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos por ser mi compañía y apoyo continuo a lo largo de mi existir, a mi hija por ser la motivación más importante y maravillosa de mi vida, y a mi esposa, la mujer que más he amado y que con su amor, comprensión y apoyo me ha acompañado para salir adelante, a ella mi amor profundo y un te amo con el alma.

Carlos Arturo.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi sincero agradecimiento, a mi director de tesis el Ing. Gustavo Arciniegas, por su dedicación y valioso tiempo para dirigir mi investigación y resolver dudas; a los jurados por aprobar y evaluar del tema escogido; al grupo de docentes de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y a las demás áreas de formación de la Universidad de la Salle, por los conocimientos que me han brindado y por el gran aporte que me han dado a nivel personal y profesional; a mi *Alma Mater* por ser mi segundo hogar y por permitirme cumplir el gran sueño de formarme como profesional; a todos mis compañeros y amigos tanto de la universidad como de Obras y Diseños S.A, que a lo largo de mi carrera contribuyeron con el desarrollo de mi vida.

CONTENIDO

	Pág.
CONTENIDO	8
LISTA DE TABLAS	9
LISTA DE FIGURAS	10
RESUMEN	11
LISTA DE FIGURAS	12
ABSTRAC	13
INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES SOBRE GENERACION DISTRIBUIDA	15
1.1 DEFINICIONES	15
1.2 RANGOS DE LA GD	16
1.3 BENEFICIOS DE LA GD	16
2. TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA	20

2.1 COGENERACIÓN	21
2.1.1 Turbina a gas	22
2.1.2 Motor de combustión interna	24
2.1.3 Microturbinas	24
2.1.4 Baterías	26
2.1.5 Volantes de inercia	26
2.1.6 Bobinas superconductoras	26
2.1.7 Motores reciprocantes	26
2.1.8 Biogás	29
3. APLICACIONES DE LAS TECNOLOGIAS DE LA GENERACION DISTRIBUIDA	34
4. REGULACIONES NORMATIVAS Y TÉCNICAS APLICABLES	35
5. CONDICIONES TÉCNICAS Y FINANCIERA DE DUGOTEX S.A.	36
6. ANALISIS FINANCIERO	38
6.1 CRITERIOS DE ENTRADA	43
6.1.1 Determinación de inversiones iniciales en activos	44

6.1.2 Costos operacionales	44
6.1.2.1 De mano de obra	44
6.1.2.2 De materiales	45
6.1.2.3 De servicios	45
6.1.2.4 Total costos operacionales	45
6.1.3 Presupuesto de ingresos	45
6.1.3.1 Presupuesto general de ingresos	46
6.1.4 Flujos de caja del proyecto	46
6.1.4.1 Flujo de operación sin financiamiento	46
6.1.4.2 Flujo de inversiones sin financiamiento	46
6.1.5 Evaluación financiera del proyecto	47
6.1.5.1 Valor presente neto (V.P.N.)	47
7 DISCUSIÓN	49
8. CONCLUSIONES	51
REFERENCIAS	52

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características principales de las diferentes tecnologías de GD	28
Tabla 2. Criterios técnicos para la implementación de un sistema básico de producción de biogás	32
Tabla 3. Esquema de costos para la implementación de un sistema básico de producción de biogás	33
Tabla 4. Costos de instalación y combustible para diferentes tipos de centrales de GD	40
Tabla 5. Fórmula y valores de la fórmula para el cálculo de ajustes por inflación del 4% según los 5 primeros años de operación del proyecto	43
Tabla 6. Determinación de inversiones iniciales en activos y gastos pre-operativos	44
Tabla 7. Costos operacionales de mano de obra primer año de operación	44
Tabla 8. Costos operacionales de materiales, primer año de operación	45
Tabla 9. Costos operacionales de servicios primer año de operación	45

Tabla 10. Presupuesto de ingresos por venta de servicios o productos	46
Tabla 11. Presupuesto general de ingresos	46
Tabla 12. Flujo neto de operación sin financiación	46
Tabla 13. Flujo de inversiones sin financiación	47
Tabla 14. Deflactación de los valores del flujo neto de operación	47
Tabla 15. Valor Presente Neto V.P.N. del proyecto	48
Tabla 16. Comparación de las diferentes tecnologías de GD.	49

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Principales tecnologías de GD	20
Figura 2. Componentes de una microturbina	25
Figura 3. Diseño de biodigestor a partir de caneca metálica de 55 Galones	30
Figura 4. Esquema general de biodigestor de flujo continuo	31
Figura 5. Organigrama de la Comercializadora Internacional Dugotex S.A.	39
Figura 6. Comparación costos totales de energía del sistema optimizado con la red	41

RESUMEN

El presente estudio se inicia con la evaluación de instalar un sistema de GD, partiendo de la necesidad de Dugotex S.A de contar con una fuente óptima de respaldo en el suministro de la energía eléctrica a menor costo que el actual y con la posibilidad de disminuir los cortes continuos en dicho servicio, para ello se inició con el conocimiento de la infraestructura eléctrica actual, mediante la recopilación de la información de las cargas eléctricas instaladas y la comparación con los diagramas unifilares que conforman el sistema eléctrico de esta empresa.

Una vez analizada esta información, se comienza a registrar en sitio como es el comportamiento de las cargas eléctricas durante las 24 horas del día, los siete días de la semana y los doce meses del año, esto con el fin de poder establecer el criterio de comportamiento y los requerimientos de la empresa en este aspecto.

Después de recopilada esta información, se procedió a investigar de acuerdo con la ubicación geográfica y el tipo de proceso productivo que maneja Dugotex S.A, qué tipo fuentes combustibles están disponibles cerca de sus instalaciones.

De acuerdo con la información recolectada se procedió a evaluar la viabilidad de la implementación de un sistema de GD con microturbinas alimentadas con gas natural o con combustible Diesel.

Para evaluar cuál/es sería/n la/s tecnología/s más adecuada/s se empleó el programa Homer Energy, el cual está especialmente diseñado para la simulación y evaluación de diferentes escenarios de generación, previo ingreso de toda la información técnica y

financiera de los equipos y las cargas existentes, así como de los nuevos sistemas de generación que se proyectan instalar.

Cuando se ha ingresado toda la información requerida, el programa procesa y arroja los resultados técnicos de las diferentes combinaciones de generación, así como los resultados financieros de cada escenario.

Con los resultados obtenidos en el programa Homer Energy, se procede a evaluar y establecer cuál sería el sistema más óptimo para Dugotex S.A desde el punto de vista técnico y financiero, pero se encontró que aunque las diferentes alternativas son viables desde el punto de vista técnico, no son viables financieramente, ya que los costos de la inversión inicial en equipos, montajes y puesta en servicio, así como el costo de los combustibles a utilizar son bastante altos.

Palabras clave: Generación distribuida GD; Microturbinas; Gas natural

ABSTRACT

In this study begins evaluating install a GD, starting from the SA Dugotex need to have an optimum source providing backup electric power at lower cost than the current and reduce the possibility of continuous cuts in the service, for it began with the knowledge of the current electrical infrastructure, by collecting information installed electrical loads and comparison with line diagrams that make up the electric company.

After analyzing this information, you begin to register on site as is the behavior of electric charges for 24 hours a day, seven days a week, and twelve months a year in order to establish the performance criteria and requirements Company in this regard.

After gathering this information, was further investigated according to the geographical location and the type of production process that handles Dugotex SA, what fuel sources are available near the hotel.

According to the collected information proceeded to assess the feasibility of implementing a GD system with natural gas-fired microturbines or diesel fuel.

To assess which / is / n / s technology / s most appropriate / s was used Homer Energy program, which is specially designed for the simulation and evaluation of different generation scenarios set previously with the technical and financial equipment and existing loads and new generation systems are projected to install.

When you have entered all the required information, the program processes and sheds

technical results of different combinations of generation as well as the financial results of each scenario.

With the results obtained in Homer Energy program, we proceed to evaluate and establish what would be the most optimal system for Dugotex SA from technically and financially, but found that although the alternatives are viable technically are not financially viable, since the costs of the initial investment in equipment, erection and commissioning, as well as the cost of fuel used are quite high.

Keywords: Generación distribuida GD; Máquinas de combustión interna; Microturbinas; Gas natural; Biogás.

INTRODUCCIÓN

El método actual de generación, distribución y transmisión de la energía eléctrica en el país es un tema que incide en los sistemas de producción y desarrollo de las medianas y grandes empresas desde hace algún tiempo. En efecto, en la actualidad se presentan cortes continuos en el suministro de energía eléctrica por parte del operador de red local, lo que origina reprocesos y grandes pérdidas económicas en algunas empresas del sector privado.

Frente a esta problemática, los sistemas de Generación y Distribución G.D., surgen como alternativa y medio de respaldo al sistema de energía eléctrico actual.

En el presente estudio se analiza la factibilidad de un sistema de suministro de energía eléctrica, a empresas cuya carga contratada es igual o mayor a 1000 kW instalados. De esta forma, se evalúa la posibilidad de ofrecer a estas empresas una mejor alternativa de suministro de energía, para lo cual es necesario determinar de una manera el tipo de tecnología apropiada a utilizar, teniendo en cuenta los parámetros más importantes que influyen en este, (costos, beneficios, eficiencia, contaminación ambiental entre otros) haciendo énfasis especial en los resultados económicos, ambientales y de mejora en la confiabilidad del suministro eléctrico para estas industrias.

Igualmente se definen algunas ventajas y desventajas de la implementación de la generación distribuida en el sector industrial, así como las condiciones necesarias para un uso efectivo y permanente de estas tecnologías en los esquemas energéticos en Bogotá,

cuyo esquema de generación distribuida puede darse en dos modalidades: mediante sistemas aislados en sitios remotos, donde aún no hay acceso al servicio convencional, y con sistemas interconectados a la red eléctrica, donde ésta se encuentra ya disponible.

Cabe anticipar que los problemas técnicos de los sistemas de generación denominados no convencionales se han venido resolviendo gracias a las inversiones en investigación científica y desarrollo tecnológico que se han realizado en varios países en los últimos veinte años, de ahí que, con base en estos adelantos, en la presente investigación se analiza la factibilidad de implementación de un sistema de generación y distribución para el caso concreto de una empresa del sector industrial de Bogotá.

1. GENERALIDADES SOBRE GENERACION DISTRIBUIDA

1.1 DEFINICIONES

No parece haber consenso frente a una definición de Generación Distribuida, en efecto, proliferan muchas definiciones de las cuales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas destaca las siguientes:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 kW.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.

- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados (Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. Generación distribuida: energía de calidad [en línea]. México: CONUEE. 6 diciembre, 2010). <http://www.conuee.gob.mx>

A manera de síntesis, de lo anterior se puede afirmar que “[...] la GD es la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética”.

Otros autores la definen como aquella que “[...] permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo, conocido también como micro generación o energía distribuida, supone que los consumidores puedan convertir sus empresas en pequeñas centrales eléctricas”. (FERNÁNDEZ MUERZA, Alex. Generación distribuida: producir energía en casa [en línea]. Vizcaya: Fundación EROSKI 1 diciembre, 2010 <http://www.consumer.es>)

O aquella que “[...] consiste en la utilización de pequeños generadores con capacidades de 15 a 25,000 kW para alimentar cargas que se encuentran localizadas cerca de los puntos de consumo”. DUQUE, Cristhian; MARMOLEJO, Eduardo Felipe; RUEDA DE TORRES, María Teresa. Análisis de prospectiva de la generación distribuida. (GD) en el

sector eléctrico colombiano. Tesis de la Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica [EN LÍNEA]. Bogotá: Universidad de los Andes

También la consideran como “[...] el emplazamiento estratégico de pequeñas unidades generadoras cerca del consumidor, donde el valor obtenido es mayor que el valor del servicio recibido de la red” (HUACUZ V., Jorge M. Generación distribuida con energías renovables: experiencias en México [en línea]. Cuernavaca, Morelos: Gerencia de Energías No Convencionales. Instituto de Investigaciones Eléctricas [citado 1 diciembre, 2010]. Disponible en INTERNET: <http://www.iea.org/work/2001/mexico/23-jhuac.pdf>)

1.2 RANGOS DE LA GD

En cuanto al rango en capacidad instalada de la GD sólo es posible acudir a criterios relacionales y subjetivos. De este modo, una instalación de GD resulta pequeña o grande dependiendo de las centrales de generación con las que se las compare. “[...] En la literatura se manejan diferentes rangos: menores a 500 kilowatts (kW), mayores a 1000, menores a 5000 kW, menores a 20.000 kW, menores a 100.000 kW e inclusive de tan sólo unos cuantos kW, por ejemplo 3 kW. No obstante lo anterior y con el afán de establecer una capacidad de acuerdo con las características de generación eléctrica, se puede decir que, en lo que respecta a tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de GD varía entre 100 kW y 10.000 kW”. (Comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit.)

1.3 BENEFICIOS DE LA GD

El auge de los sistemas de GD, se debe a los beneficios inherentes a la aplicación de esta tecnología, tanto para el usuario como para la red eléctrica, a continuación se citan algunos de los beneficios:

➤ **Beneficios para el usuario:**

- * Incremento en la confiabilidad.
- * Aumento en la calidad de la energía
- * Reducción del número de interrupciones
- * Uso eficiente de la energía.
- * Menor costo de la energía (en ciertos casos, es decir, cuando se utilizan los vapores de desecho o por el costo de la energía eléctrica en horas pico).
- * Uso de energías renovables
- * Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio
- * Disminución de emisiones contaminantes.

➤ **Beneficios para el suministrador:**

- * Reducción de pérdidas en transmisión y distribución
- * Abasto en zonas remotas
- * Libera capacidad del sistema
- * Proporciona mayor control de energía reactiva

- * Mayor regulación de tensión
- * Disminución de inversión
- * Menor saturación
 - * Reducción del índice de fallas (comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

Cada vez más países y empresas desarrollan diversos modelos para aplicar estos sistemas. Se podría afirmar una tendencia hacia la descentralización de la producción de energía que tradicionalmente implica mega obras, tanto de obra civil como de infraestructura eléctrica, las cuales a su vez generan grandes impactos ambientales, económicos y hasta socioculturales. En tal sentido, ahora se incentiva la creación de generación distribuida a niveles locales. A manera de ejemplo, Ofgem, la institución que regula el mercado del gas y la electricidad en Gran Bretaña, ofrece incentivos para operadores de redes de electricidad distribuida, a su vez que en Londres, se trabaja para establecer la autonomía del servicio de energía con base en sistemas mixtos de cogeneración, energía geotermal y solar. Igualmente, en Estados Unidos, el Departamento de Energía coordina programas para convertir este tipo de sistemas en una alternativa real a la generación convencional. En Alemania, la Agencia de Crédito para la Reconstrucción ofrece préstamos a bajo interés para la instalación de sistemas de eficiencia energética, lo que ha permitido a este país ser uno de los grandes productores de energías limpias, algunas empresas incluso ofrecen a sus clientes sistemas de energía distribuida junto a otro tipo de servicios, como

la británica EcoCentroGen o la canadiense Earth Energy Utility (FERNÁNDEZ MUERZA, Alex. Et al.Op. Cit).

De este modo, tanto en EEUU como en Europa la GD se ha convertido en una solución viable técnica y económicamente para el consumidor, en especial porque mejora la confiabilidad del suministro, aunque también en virtud del bajo impacto ecológico o económico y la autonomía local de la producción y suministro, convirtiéndose en una alternativa importante dentro del concepto de electricidad segura. En la mayoría de estos países la GD participa con el 10% de la capacidad instalada e incluso en países como Holanda y Dinamarca, la GD ha llegado a ocupar un 30 o 40% de la capacidad total instalada, en Austria el 78% de su generación para el año 2010 se basará en fuentes de energía renovable (DUQUE, Cristhian et al. Op. Cit).

Es por ello que la GD ofrece soluciones de valor agregado a usuarios, compañías suministradoras de energía y operadores de redes de distribución, por medio de sistemas de generación en sitio y conectados a la red, que proporcionan, entre otras, las siguientes ventajas:

- Reducción de pérdidas en las líneas de transmisión.
- Fuentes de bajo costo para atender demandas durante periodos de precio pico.
- Mejoras en la calidad de la energía eléctrica (forma de onda de voltaje, frecuencia, estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia).

- Fuentes de alta confiabilidad para sistemas o usuarios sensibles a los que no se puede interrumpir el suministro de energía.
- Reducción de emisiones atmosféricas (tecnologías renovables).
- Generación de respaldo al sistema o en caso de emergencia.
- Mayor eficiencia mediante el aprovechamiento del calor producido para su utilización en calefacción, calentamiento de agua o procesos industriales (cogeneración) (DUQUE, Cristhian et alt. Op. Cit).

Por lo tanto, la GD es una alternativa que ofrece una gran variedad de usos para los distintos compradores tales como: cogeneración, autogeneración, generación de emergencia, generación en paralelo, aumento de capacidad y generación aislada.

Se tienen otras ventajas para los usuarios inversionistas, y son aquellas que pueden generar algún tipo de beneficio económico y mejorar a la vez la calidad del servicio que se les presta tales como: el costo de la energía, la posibilidad de vender excedentes, la calidad de la potencia (disminución de interrupciones), la posibilidad de vender la capacidad instalada para mejoramiento de la seguridad.

Las ventajas más competitivas que motiva a los operadores de red a invertir en el negocio son: calidad de la potencia (disminución de interrupciones), costo de la energía, posibilidad de vender energía y posibilidad de vender capacidad instalada. Estas ventajas son de igual importancia para los operadores de red que deseen invertir en este negocio.

Las ventajas o beneficios que motivan a los inversionistas comercializadores son: el costo de la energía con respecto a los grandes generadores y la posibilidad de vender energía en condiciones de contingencia a precios no regulados, ya que para ellos estas cualidades les generan un marco competencia bastante atractivo frente a los grandes generadores (DUQUE, Crísthian et al. Op. Cit).

2. TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

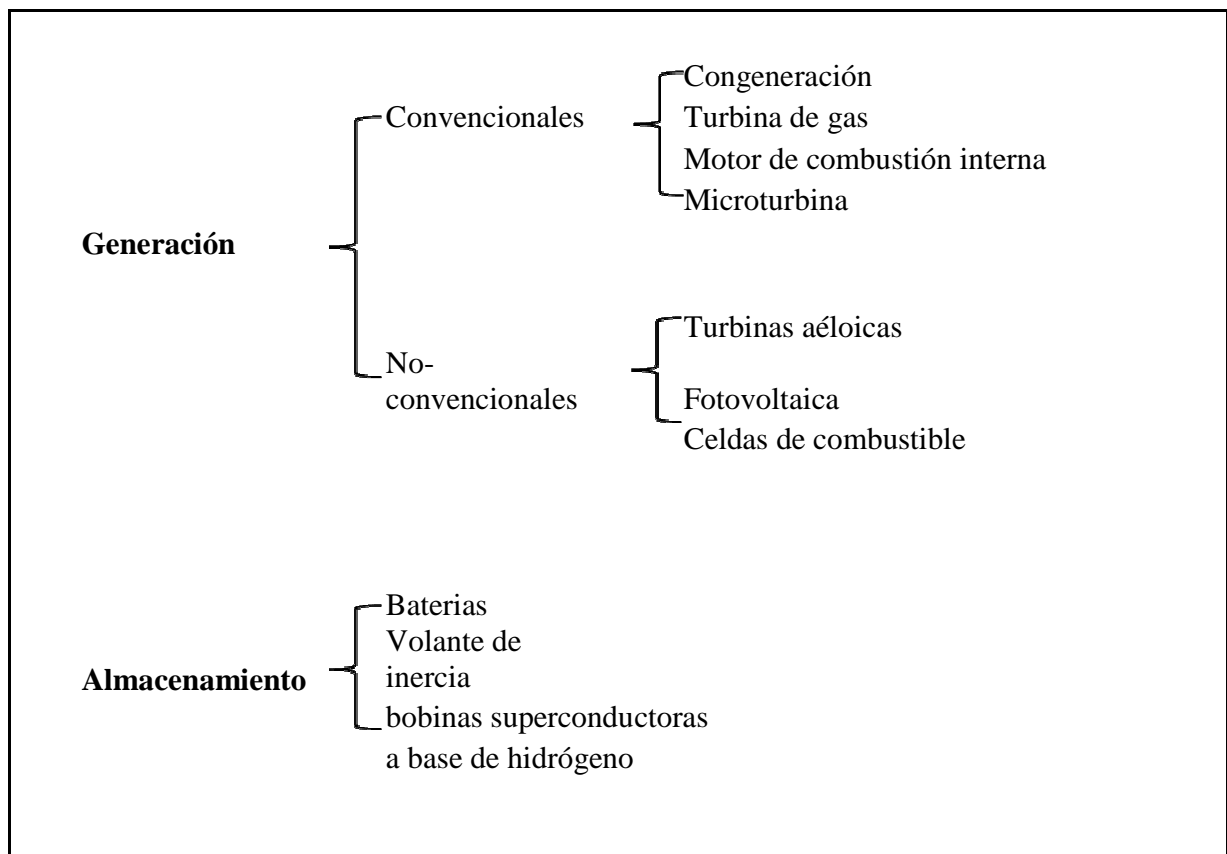
La generación distribuida (GD) es una tecnología que permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo. Entre las tecnologías disponibles están los grupos electrógenos, las turbinas a gas [tanto natural como de biogás obtenido por descomposición orgánica], las celdas de combustible, los generadores fotovoltaicos, los generadores termo solares, los generadores eólicos y las pequeñas centrales hidroeléctricas (HUACUZ V., Jorge M. et al. Op. Cit).

El éxito de la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad para potencias pequeñas. Estas tecnologías se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento (ver figura 1).

Las tecnologías de generación se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión

interna y micro turbinas. Las segundas se refieren a las energías no renovables, como la mini hidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas. Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno (comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

Figura 1. Principales tecnologías de GD.



Fuente: CONUEE, 2010.

A continuación se describen algunas de las principales tecnologías:

2.1 COGENERACIÓN

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria. Es hoy una alternativa como método de conservación de energía para la industria, acorde con las políticas de globalización económica regional y a la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable. La cogeneración tiene implícitos beneficios a nivel país como al sector industrial. Desde la perspectiva de país, los beneficios se perciben en el ahorro de la energía primaria, al hacer un uso más eficiente de los energéticos, al igual que se reducen las emisiones contaminantes al medio ambiente por quemar menos combustible (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. Generación distribuida. Tesis de grado. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica, 2006. p. 37).

Los beneficios en el sector industrial son la reducción de la facturación energética en los costos de producción, la autosuficiencia, continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica, con lo que obtiene confiabilidad en su proceso. Debido al aprovechamiento del calor residual, los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85%. Por medio de la cogeneración

Se reduce en promedio el consumo de combustible en un 30% (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit)

Esta tecnología produce en forma secuencial energía eléctrica y térmica, donde esta última es útil a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%. Sus capacidades son muy amplias, debido al hecho de que utiliza todas las tecnologías que abarca la GD (comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit). Entre las tecnologías que se encuentran de la cogeneración se tienen las siguientes:

- **Cogeneración con microturbina.** Uno de los usos más prácticos y eficientes de la microturbina está en la cogeneración. Utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%. Pequeñas industrias, hoteles, clínicas y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de microturbinas como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr.
- **Cogeneración con motores alternativos.** El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C.

- **Cogeneración con turbinas a gas.** Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor. La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.
- **Calderas para cogeneración.** Calderas de recuperación de calor a partir de gases de exhaustación procedentes de la combustión en moto generadores, turbinas, etc. Estas calderas se diseñan como tipo único en cada aplicación industrial, atendiendo a las condiciones propias de las instalaciones. Con su alto grado de eficiencia, presenta rendimientos térmicos muy elevados y una alta calidad de vapor. Se pueden disponer economizadores para el precalentamiento del agua de alimentación a caldera, y el sistema de automatización permite evaluar en cada momento todos los parámetros relativos a presiones y temperaturas, del circuito primario y secundario. Fabricación: Hasta 10.000 Kgs. v./h. Presión: Hasta 16 Kgs/cm².20 (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

Veamos entonces con más detalle cada una de estas tecnologías para la generación distribuida.

2.1.1 Turbina a gas. La tecnología de las turbinas a gas está en etapa de madurez. Se encuentran en tamaños hasta de 25 MW para GD y hasta aproximadamente 250 MW para la generación de energía con conexión a la red de transporte pública. Hay 3 componentes principales en un turbogenerador de combustión:

- Compresor. El aire entrante se comprime a alta presión.
- Combustor. Se quema el combustible, produciendo el gas a alta presión y alta velocidad.
- Turbina. La energía es extraída a alta presión, el gas a alta velocidad fluye a la cámara de combustión.

Las unidades de 1 a 15 MW generalmente se denominan como turbinas industriales (o a veces como mini-turbinas) que las diferencia de las turbinas de plantas convencionales que son mucho más grandes y las micro-turbinas más pequeñas. Históricamente se desarrollaron derivados de artefactos usados para la propulsión de motores de reacción, algunos sin embargo, se diseñan específicamente para generación de potencia estacionaria o aplicaciones de compresión en las industrias petrolera y de gas. Las turbinas a gas tienen unos costos de instalación y requisitos de mantenimiento relativamente bajos (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

La práctica de la cogeneración con este tipo de instalaciones de GD es particularmente provechosa, pues además de la obtención del movimiento de la turbina y su generación de energía, los gases de combustión se pueden aprovechar además, utilizándolos directamente en el calentamiento de procesos o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente. Sus principales características son:

- Tamaños desde 500 kW a 25,000 kW para GD.
- El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse GLP o diesel.
- Eficiencias eléctricas del 30% y térmicas del 55%.
- Los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C.
- Ofrecen una alta seguridad de operación.
- Tiempo de arranque es corto (10 minutos).
- Costos de Instalación bajos.
- Requieren un mínimo de espacio físico. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit)

En cuanto a sus costos, las turbinas de gas son relativamente económicas comparándolas con otras tecnologías de GD. El costo está en un rango de US\$1,000/kW a US\$300/kW y tiende a incrementar cuando hay menor salida de Potencia. Los costos han permanecido estables recientemente mostrando un incremento menor al 5 % en los últimos 3 años. Los costos de instalación, costos de equipos y otros costos aumentan el costo inicial entre un

30% y un 50%. Una turbina de combustión pueda conectarse directamente a una tubería de alta presión, para esto se necesitaría un compresor de gas natural (un ejemplo de un dispositivo BOP “Balance Of Plant” que son las componentes adicionales del sistema) entre otros dispositivos que conforman el sistema. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

Añadiendo un sistema con capacidad de recuperación de calor el costo de capital incrementa entre US\$100/kW y US\$200/kW, incluyendo los otros componentes de balance de la planta el costo típico de instalación medio según el tamaño de una turbina a gas con una unidad de recuperación de calor está en un rango de US\$1,000/kW – US\$1,200/kW (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

En suma, el combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diesel, sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%, los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C, ofrecen una alta seguridad de operación, tienen un bajo costo de inversión, el tiempo de arranque es corto (10 minutos) y requieren un mínimo de espacio físico. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente (comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

2.1.2 Motor de combustión interna. Utilizan diesel, gasóleo, gas natural y biogás. Existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20,000 kW, alcanzan eficiencias

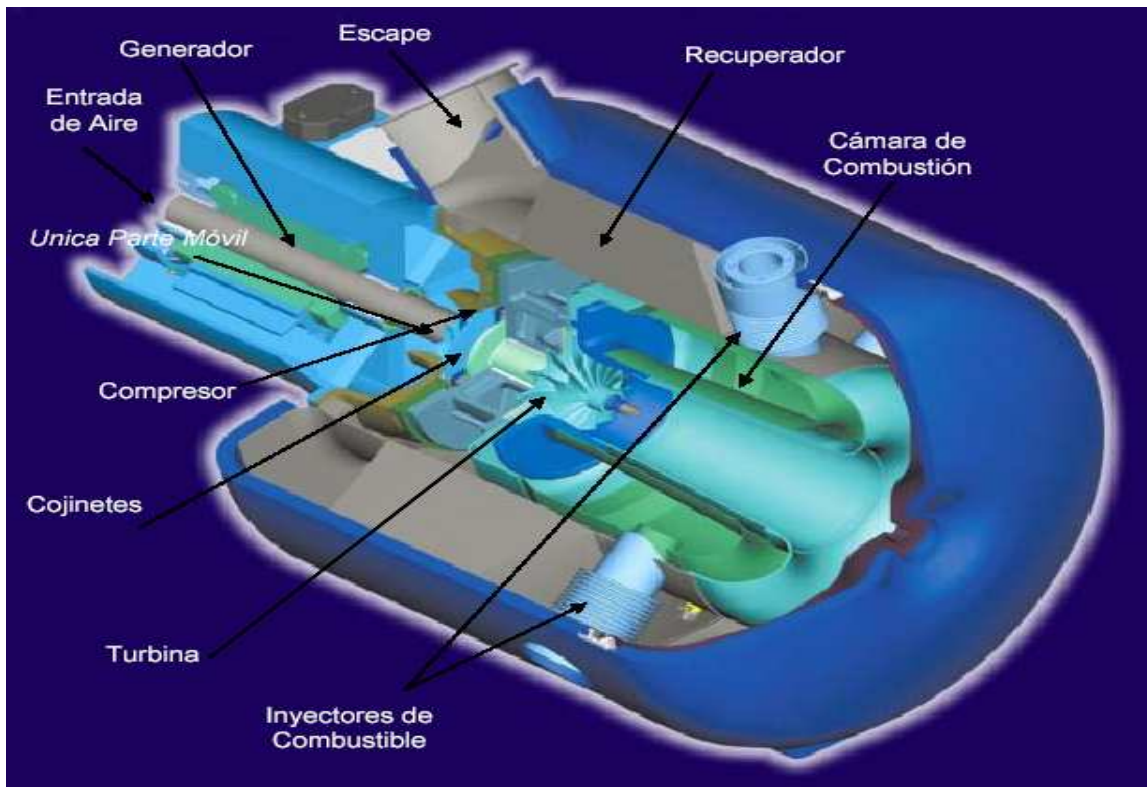
eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%, su temperatura de gases de combustión es de 400°C, tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular. (Comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

2.1.3 Microturbinas. Las microturbinas constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando a algunos fabricantes, el mercado aún está muy lejos de su comercialización total. Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía y de modo continuo o intermitente a la misma. Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad, frecuencia de 1,600 Hz, mantenimiento mínimo, sus unidades ocupan muy poco espacio, son ligeras, operan sin vibración prácticamente no hacen ruido, operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, biogás y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes: 9 partes por millón (ppm) de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm (comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

Se derivan de la tecnología básica usada en las microturbinas aeronáuticas de servicios auxiliares, los turbo cargadores de los motores diesel y la tecnología automotriz. Las Microturbinas consisten en un equipo compacto compresor – combustor – turbina y un generador eléctrico. Los compresores y turbinas son típicamente de diseño de flujo radial

y se parecen a un turbo cargador común de un automotor; la mayoría de los diseños son de árbol sencillo y usan un generador de imán permanente de gran velocidad que produce un voltaje alterno de magnitud y frecuencia variables. La mayoría de las unidades se diseñan para el funcionamiento continuo y se recupera el calor de los gases de escape para obtener mayores eficiencias en producción de calor o electricidad. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit)..

Figura 2. Componentes de una microturbina.



Fuente: exposición publicada ing. Arturo Epstoin www.conae.gob.mx. Tomado de:
(ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

El costo de las microturbinas va desde \$US700/kW para las unidades más grandes aproximadamente hasta \$US1100/kW para las más pequeñas. Estos costos incluyen todo el hardware, manuales asociados, software y el entrenamiento inicial. La adición de un sistema de recuperación de calor incrementa el sistema entre US\$75/kW a US\$350/kW. La preparación del lugar y los costos de instalación varían significativamente según su localización, pero generalmente incrementa del 30% al 70% del costo total. Los fabricantes de microturbinas pronostican que en un futuro el costo estará por debajo de los US\$650/kW. Esto parece ser factible si el mercado se sigue extendiendo y aumenta el volumen de ventas. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

Con pocas partes móviles, los vendedores de microturbinas esperan que sus unidades puedan proporcionar la fiabilidad más alta y puedan requerir menos mantenimiento que los artefactos reciprocantes convencionales. La mayoría de los fabricantes apuntan a intervalos de mantenimiento de 5000 – 8000 horas. El costo de mantenimiento real estimado va de \$US0.005 – \$US0.016 por kW que sería comparable a los costos de los pequeños artefactos reciprocantes. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

2.1.4 Baterías. Son entre otros, los acumuladores convencionales de plomo – ácido y las de Níquel – Cadmio, que presentan una densidad de energía almacenada del orden de 30 Wh/kg. Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las de Sodio - Azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg, las de Zinc – Aire con valores de 80 a 100 Wh/kg y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de

Zinc – Bromo – Cloro y las de Bromuro de Sodio – Polisulfuro de Sodio. (Comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

2.1.5 Volantes de inercia. Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

2.1.6 Bobinas superconductoras. Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4°K o de alta temperatura 77°K. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

2.1.7 Motores reciprocantes. Los artefactos reciprocantes fueron los primeros en las tecnologías de GD inventados hace más de 100 años. Los dos ciclos más populares que han ganado la aceptación extendida en cada sector de la economía son los de Otto (ignición por chispa) y ciclo diesel (ignición por compresión). Casi todos los motores usados para la generación de potencia operan en cuatro ciclos: admisión, compresión, combustión y descarga. El proceso empieza con la entrada de la mezcla de combustible y de aire, en las instalaciones con turbo cargador el aire está comprimido antes de mezclarse con el combustible, la mezcla de combustible – aire se introduce en el cilindro de la combustión y enciende con una chispa. Para las unidades diesel, se introducen el aire y

combustible separadamente, inyectando el combustible después que el aire está comprimido. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

Las configuraciones de cogeneración con la recuperación de calor de la descarga gaseosa es una opción para tener en cuenta si es requerida. Sus principales características son:

- Rango de 15 kW a mayores de 20,000 kW.
- Pueden alimentarse de diesel, gasóleo o gas natural, biogás, gas pobre.
- Alcanzan eficiencias eléctricas de 40% y térmicas cercanas a 33%.
- La temperatura de gases de combustión es de 400°C.
- Bajos costos de inversión.
- Vida útil de 25 años. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

Los motores reciprocantes de combustión interna son la tecnología tradicional para la potencia de emergencia en todo el mundo. Ellos tienen el más bajo costo primario entre las tecnologías de GD por medio de fuentes no renovables. El costo de un paquete básico del sistema del generador (genset) alimentado por gas está en rangos de US\$300/kW – US\$900/kW dependiendo del tamaño, tipo de combustible y tipo de motor. El costo de overall del motor incrementa de acuerdo al tamaño. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et alt. Op. Cit).

El costo total de instalación puede ser 50%-100% más que el mismo motor, los costos adicionales incluyen el balance del equipo de la planta (BOP), honorarios de la instalación, honorarios de la ingeniería, entre otros costos. El gas natural es generalmente menos costoso que el combustible diesel para el mismo contenido de calor. Si el motor va a ser utilizado por una gran cantidad de horas al año, el costo total para operar una unidad a base de gas será más bajo. El gas natural no puede estar disponible en cualquier lugar, mientras que el diesel puede transportarse más fácilmente. Sin embargo, los niveles de emisión de los motores diesel son más altos y su uso se restringe significativamente en algunas zonas, por ejemplo en California. El costo de inversión de motores a gas es superior al de motores diesel, el mantenimiento de los motores gas y diesel cuesta entre \$US0.007 - \$US0.015/ kWh. Y \$US0.005- \$US 0.010/ kWh respectivamente. (ANDRADE MORENO, Javier Camilo. et al. Op. Cit).

Tabla 1. Características principales de las diferentes tecnologías de GD.

	Motor Diesel	Motor gas	Turbina de Gas	Microturbina	Pilas de Combustible	Solar	Eólica
Tamaños (MW)	0,020-10+	0,050-50+	1+	0,03-0,2	0,05-1+	0,001+	0,0003-2
Rendimiento (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	N.A	N.A
Inversión (euros/kWh)	315-450	500-750	800-850	-300	-900	6,000-10,000	1,080-1,260
Costos de Producción	0,05-0,1	0,07-0,15	0,053-0,057	0,03-0,05	0,09-0,15	0,75-1	0,04-0,09

(Comisión nacional para el uso eficiente de la energía. op. cit).

De ahí que las diversas tecnologías actuales (energía solar fotovoltaica, células de combustible, microturbinas, turbinas de viento, máquinas de combustión interna, generadores a partir de biomasa, etc.) permiten poner en marcha este tipo de sistemas, lo

que en definitiva supone incrementar el uso de las energías limpias, por ejemplo, hay calderas en el mercado que generan calor y electricidad y aunque son más caras que los modelos convencionales, se amortizan rápidamente con el ahorro que consiguen. Científicos de la Universidad de Southampton hablan incluso de micro-redes de suministro para compartir la electricidad generada por varios usuarios próximos, al igual que los populares programas informáticos de intercambio de archivos, así mismo, algunos expertos hablan del hidrógeno como la fuente energética que destronará el actual sistema energético dentro de unas pocas décadas. (FERNÁNDEZ MUERZA, Alex. Et al.Op. Cit).

Plantas Industriales de cogeneración, las micro turbinas o motores diesel y micro turbinas hidráulicas son tecnologías que según los expertos tienen una alta posibilidad de aplicación actual o que ya están siendo utilizadas en el proceso de generación, pero consideran que pueden continuar con su proceso de maduración para llegar a mejorar su desempeño. Las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica son tecnologías que por sus altos costos y dificultad de instalación en la actualidad están siendo utilizadas en casos aislados, se recomienda que continúen su proceso de maduración para una aplicación futura. (DUQUE, Cristhian et alt. Op. Cit).

Entre las tecnologías de generación de electricidad, aplicando los sistemas de conversión de energía se tienen las siguientes:

- Central hidráulica convencional.
- Central térmica de combustible fósil.

- Central térmica nuclear.
- Central térmica solar.
- Central geotérmica.
- Central eólica.
- Central hidráulica mareomotriz (ver cuadro 1).

2.1.8 Biogás. El biogás es un gas combustible que se genera por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos, (bacterias metano génicas, etc.), y otros factores, en ausencia de aire “esto es, en un ambiente anaeróbico”. (Cuando la materia orgánica se descompone en ausencia de oxígeno, actúa este tipo de bacterias, generando biogás, principalmente gas metano).

El biogás resultado de la descomposición de residuos orgánicos resulta útil en varios aspectos. En primer lugar es fuente de energía que en su forma directa puede ser usado para la combustión, con lo cual se obtiene energía térmica. “Pero también es útil como combustible de motores a gasolina o diesel” (En los motores diesel reemplaza entre un 47% al 67% del CPM y en los motores a gasolina puede reemplazar el 100% de la gasolina), con lo cual se puede generar energía eléctrica. Por último, la descomposición de los residuos orgánicos que se da en el proceso de obtención del biogás permite aliviar la contaminación que habitualmente generan estos residuos y además se producen bioabonos útiles en la recuperación de suelos.

No es tan adecuado hablar de un potencial de energía de biogás, pues no se trata de un potencial recurso que para su consecución se dependa de condiciones naturales ajenas al control humano, como es el caso de los vientos para la energía eólica o de los flujos de agua para el caso de las micro centrales hidroeléctricas. En efecto, la producción de biogás se da a partir de la creación de las condiciones artificiales necesarias, que no son más que el suministro de materia orgánica (preferiblemente estiércoles de animales vacunos, caprinos o inclusive excrementos humanos, entre otros), algo de agua y una cámara sellada donde tendrá lugar la descomposición anaeróbica, es decir, un biodigestor, que puede construirse a partir de una caneca plástica o de una bolsa de polietileno. (Son tres los límites básicos de los biodigestores: la disponibilidad de agua para hacer la mezcla con el estiércol que será introducida en el biodigestor, la cantidad de ganado que posea la familia (tres vacas son suficientes) y la apropiación de la tecnología por parte de la familia.

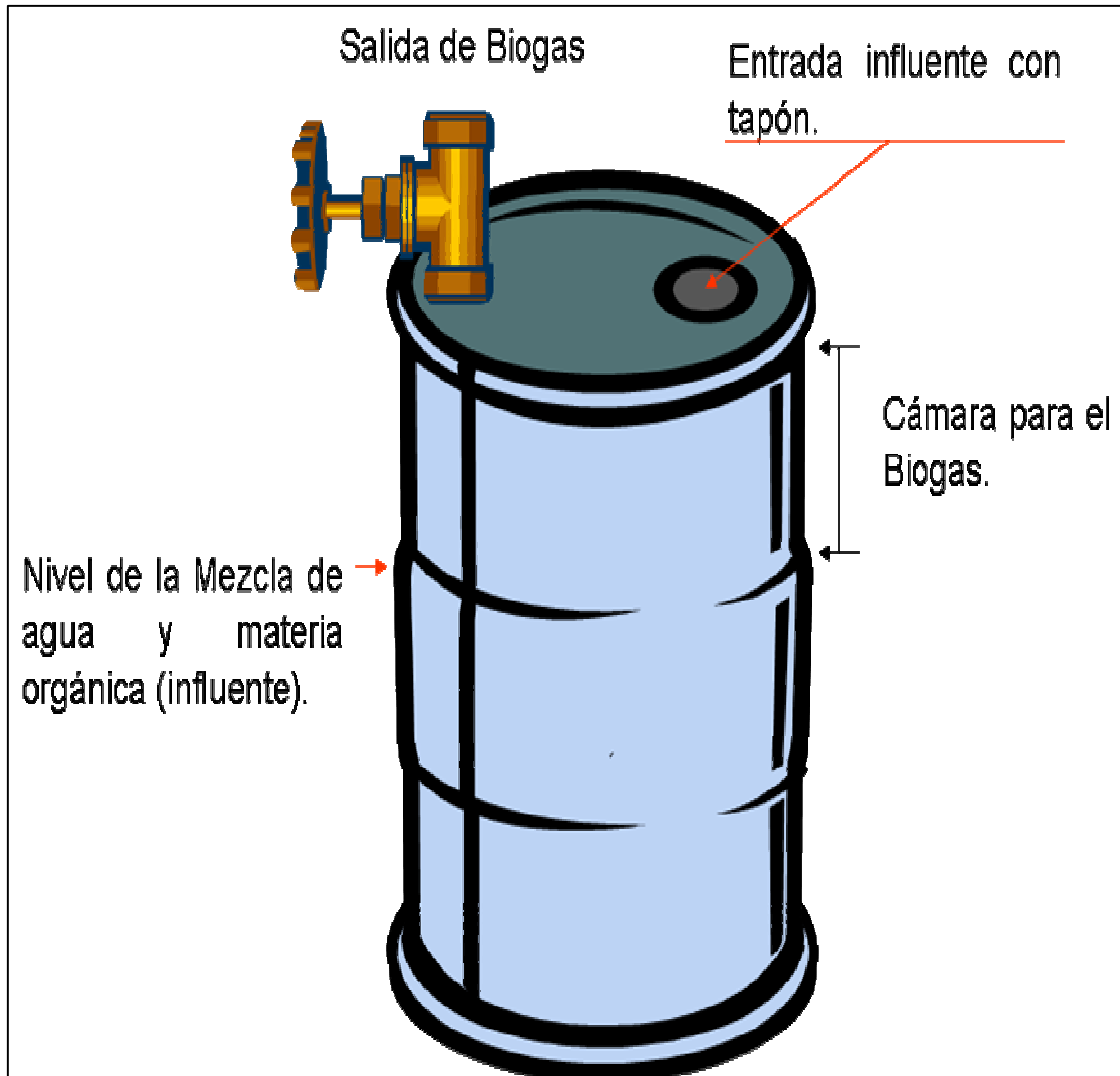
Un biodigestor es un sistema natural que aprovecha la digestión anaerobia (en ausencia de oxígeno) de las bacterias que ya habitan en el estiércol, para transformar este en biogás y fertilizante. El biogás puede ser empleado como combustible en las cocinas, o iluminación, y en grandes instalaciones se puede utilizar para alimentar un motor que genere electricidad.

El proceso puede ser desarrollado en una cámara hermética o biodigestor, para lo cual surgen dos alternativas de clasificación de los biodigestores:

1. **Biodigestor de flujo discontinuo.** Construido típicamente a partir de una caneca metálica de 55 galones (generalmente). Los hay también de concreto, acero inoxidable y plástico. Su llenado se hace en un sólo momento y es vaciado una vez se complete el proceso de degradación del material orgánico y se haya consumido el biogás.
2. **Biodigestor de flujo continuo.** También conocido como biodigestor tipo Taiwán, con este modelo el flujo de entrada y salida de excretas es constante, sin requerirse la interrupción del suministro de biogás ni la destrucción de la estructura del biodigestor. Por lo general se construye a partir de una bolsa plástica que se acomoda en una semi- cavidad en la tierra, con un pequeño declive del 2.5% y conexiones selladas para entrada y salida de fluidos y para el suministro del biogás. También hay variantes de este modelo a partir de recipientes plásticos o en acero inoxidable.

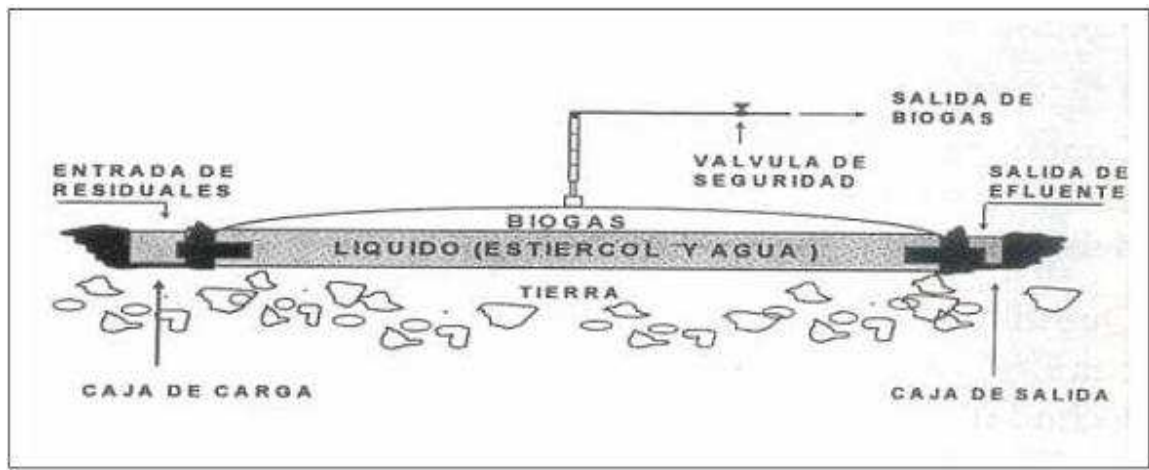
Las siguientes figuras ilustran los modelos de biodigestor. En la primera figura se especifica el biodigestor discontinuo (Figura 3), en la siguiente figura se ilustra un esquema del biodigestor continuo (Figura 4)

Figura 3. Diseño de biodigestor a partir de caneca metálica de 55 Galones.



Fuente: VALENCIA RODRÍGUEZ, Jorge Enrique. Lineamientos generales para la implementación de un plan nacional de fuentes alternativas de energía renovable en Colombia. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Tesis de Grado, 2008.

Figura 4. Esquema general de biodigestor de flujo continuo.



Fuente: VALENCIA RODRÍGUEZ, Jorge Enrique. Lineamientos generales para la implementación de un plan nacional de fuentes alternativas de energía renovable en Colombia. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Tesis de Grado, 2008.

En la construcción de un sistema biodigestor de 48 m³, para la producción de gas, el cual se emplea principalmente para la producción de energía mediante una planta a gas marca CUMMINS, 12GSAA, Monofásica de 10,5 kW., la cual será alimentada en un 100% con biogás e igualmente puede ser empleado para la producción de calor para la cocción o la calefacción de animales de cría.

Las siguientes tablas presentan una síntesis general de las características y condiciones de los equipos a utilizar, junto con los costos involucrados en la implementación de un sistema de producción de biogás para generación de electricidad, para la producción de calor y para la cocción o la calefacción de animales de cría.

Producción Tabla 2. Criterios técnicos para la implementación de un sistema básico de biogás.

ANÁLISIS ECONOMICO BIOGAS	
Tecnología a Desarrollar	BIOGAS COMO COMBUSTIBLE ACOPLADO A EQUIPOS GENERADORES
kW a Generar	10 kW en AC
Ubicación del Proyecto	ZONA PARA EL PROYECTO 10 VIVIENDAS (1kW cada una)
*DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL EQUIPO	
Nombre del Equipo	GRUPO GENERADOR A GAS*
Potencia Generada (Cg)	10,5 kW*
Voltaje de Salida	120/240 VOLTIOS*
Especificación del Combustible	Biogas
Consumo de Combustible (cc)	9,3 m ³ /h, a plena carga*
Temperatura de Operación	(-)28,8 grados centígrados a mas 50 grados centígrados*
Ubicación	Outdoor*
Tiempo de Funcionamiento (hf)	5 horas al día
Energía Generada al Año (Pa)	hf*Cg*365 18250 kWh / año
Vida Útil del Equipo	10 años*
Capacidad de los Biogeneradores***	2 boigeneradores de 24 m ³
Producción Diaria en Excremento****	Con 10,5 kg de excremento porcino, se producen 600 litros de biogas
Capacidad por Producción	1 m ³ de biogas = 5 kWh Para producir 1 m ³ de Biogas se requieren 17,5 kg de Excremento
Producción Requerida	4,65 m ³ /h, para generar 10kW Durante las 5 horas se requieren 23,25 m ³ de biogas

Datos de la ficha técnica cotización CUMMINS API, 27 de agosto de 2008.

Tabla 3. Esquema de costos para la implementación de un sistema básico de producción de biogás.

	Se requiere	UN	CANT	Valor Unitario	Valor Total
GENERALIDADES					
Estudio de Suelos	NO			N/A	N/A
Estudio Ambiental	SI	GL	1	\$ 1.200.000	\$ 1.200.000
Otros Estudios	NO			N/A	N/A
OBRAS CIVILES					
Adecuación de Terreno	Descapote	GL	1	\$ 285.000	\$ 285.000
Obras Civiles Asociadas en Concreto	Cajas	m ³	7	\$ 350.000	\$ 2.450.000
Obras Civiles Asociadas en Otros Materiales (Listones, Puntillas, Tejas)	General	GL	1	\$ 345.000	\$ 345.000
OBRAS Y SUMINISTOR EN GENERAL					
Grupo Generador	SI	UN	1	\$ 18.316.385	\$ 18.316.385
Poliétileno Calibre 800***	SI	m ²	50	\$ 3.450	\$ 172.500
Acometidas de Gas (Valvulas, Magueras, etc)	SI	GL	1	\$ 1.800.000	\$ 1.800.000
INSTALACION					
Transporte***	SI	GL	1	\$ 700.000	\$ 700.000
INVERSION INICIAL(invi)					\$ 25.268.885

Fuente: VALENCIA RODRÍGUEZ, Jorge Enrique. Lineamientos generales para la implementación de un plan nacional de fuentes alternativas de energía renovable en Colombia. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Tesis de Grado, 2008.

** Cotización Transportadora Pablo García. Telefónica Móviles Colombia.

*** Cartilla biodigestores Kookai.org.

1 Planthogar.net, Inicio, documento, doc. Temáticos ¿Qué es el biogás?

La anterior tabla de costos permiten inferir que el valor por kW/h, generando 10 kW/h, durante 5 horas diarias, durante 365 días al año es de \$ 239,53, Costo que puede ser muy competitivo a la hora de compararlo con el valor promedio ponderado nacional para julio de 2010, el cual estaba en \$348,97 kW/h, según el boletín tarifario de mayo del 2010, generado por La Dirección Técnica de Gestión de Energía, Superintendencia de Delegada para Energía y Gas.

No obstante los beneficios del sistema de biogás, es preciso tener en cuenta que este sistema depende 100% del material a degradar, por lo que se debe contar con este antes de implementar cualquier solución basada en este tipo de sistema, lo cual, en área urbana, como en el análisis del presente trabajo, se hace muy difícil.

3. APLICACIONES DE LAS TECNOLOGIAS DE LA GENERACION DISTRIBUIDA

La aplicación de una u otra tecnología en la GD depende de los requerimientos particulares del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales se citan a continuación:

- **Carga base.** Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red para respaldo y mantenimiento.
- **Proporcionar carga en punta.** Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es el más alto.
- **Generación aislada o remota.** Se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).
- **Soporte a la red de distribución.** A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.

4. REGULACIONES NORMATIVAS Y TÉCNICAS APLICABLES

La factibilidad de un proyecto de ingeniería no sólo depende de aspectos financieros o técnicos, sino que además es preciso tener en cuenta las regulaciones normativas y técnicas relacionadas, ya que estas tienen una incidencia directa en la relación costo-beneficio y la viabilidad financiera del proyecto.

Como marco general regulatorio se tiene a la Ley 142 de 1994 en la cual se define la generación como una actividad complementaria del servicio de energía eléctrica.

Por su parte, la Ley 689 de 2001 (Por la cual se modifica parcialmente a la Ley 142 de 1994), la define al productor marginal como:

Productor marginal independiente o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. (Ley 689 de 2001. Artículo 1°).

Por su parte la Ley 143 de 1994, en su Artículo 11 define al auto generador así:

Auto generador: aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. (Ley 143 de 1994 Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Artículo 11).

Concomitante con esta definición, la Resolución CREG 055 DE 1994 lo define así:

Auto generador. Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o personas vinculadas económicamente.(COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG. Resolución 055 de 28 de diciembre de 1994.

Hasta aquí, a los auto generadores les está prohibido vender o comercializar los excedentes de energía. Pero la normatividad evolucionó recientemente para dar cabida al concepto normativo de cogenerador, el cual es reglamentado en la Ley 1215 de 2008. A los cogeneradores les es permitida la venta de excedentes de energía. La norma reza:

ARTÍCULO 1o. Adiciónese un numeral al artículo 89 de la Ley 142 de 1994, así:

89.9. Quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán

vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo. El cogenerador estará exento del pago del factor pertinente del 20% que trata este artículo sobre su propio consumo de energía proveniente de su proceso de cogeneración.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas determinará, dentro de los tres meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley, los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica para que sean considerados un proceso de cogeneración, la metodología para la remuneración del respaldo que otorga el Sistema Interconectado Nacional a los Cogeneradores, la cual debe reflejar los costos que se causan por este concepto, y los demás aspectos necesarios que considere la CREG.(Ley 1215 de 2008. Artículo 1°).

En cuanto a aspectos tributarios, a los cogeneradores mayores se les impone el recaudo y pago al Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Así se establece en la Ley 142 de 1994:

89.4. Quienes generen su propia energía, y la enajenen a terceros o asociados, y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 Kilovatios, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o municipios en donde

esta sea enajenada, la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de esta lo que vendan a empresas distribuidoras. Esta generación se evaluará al 80% de su capacidad instalada, y valorada con base en el costo promedio equivalente según nivel de tensión que se aplique en el respectivo municipio; o, si no la hay, en aquel municipio o distrito que lo tenga y cuya cabecera esté más próxima a la del municipio o distrito en el que se enajene dicha energía. El generador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca la comisión de regulación de energía y gas domiciliario. (Ley 142 de 1994. Artículo 89.4 (subrayado original del texto de la Ley).

En síntesis, las plantas menores con capacidad efectiva menor a 10 MW no tienen acceso al despacho central y no participan en el mercado de energía mayorista MEM. Su energía puede:

1. Ser vendida a comercializadoras directamente para uso en el mercado regulado, siempre que no haya vinculación económica entre comprador y vendedor. El precio de venta es el de Bolsa menos un peso, indexado.
2. Ser ofrecida en convocatorias de una comercializadora para el mercado regulado por mérito de precio.
3. Ser vendida a precio libre a generadores o comercializadores, con destino a usuarios no regulados.

Las plantas con capacidad entre 10 y 20 MW pueden acceder al despacho central y al MEM. Si no se someten al despacho central, tienen las mismas opciones que las de menos de 10 MW.

Como se aprecia de la presente revisión de los aspectos normativos, en Colombia aún está pendiente la expedición de normas sobre generación distribuida que permita levantar la prohibición vigente de ventas de excedentes de los auto generadores.

También es preciso revisar la normatividad de plantas menores y regular la actividad de productores marginales, independientes ó para uso particular.

4. CONDICIONES TÉCNICAS Y FINANCIERA DE DUGOTEX S.A

Se trata de una empresa del sector industrial y comercial de la industria textil y de confecciones. La Comercializadora Internacional Dugotex S.A. es una empresa colombiana que nació en 1990 en Cúcuta, y que gracias a su proceso de expansión abrió sucursales en Medellín y Bogotá. Su principal actividad consiste en el diseño, confección y comercialización de ropa interior femenina y masculina.

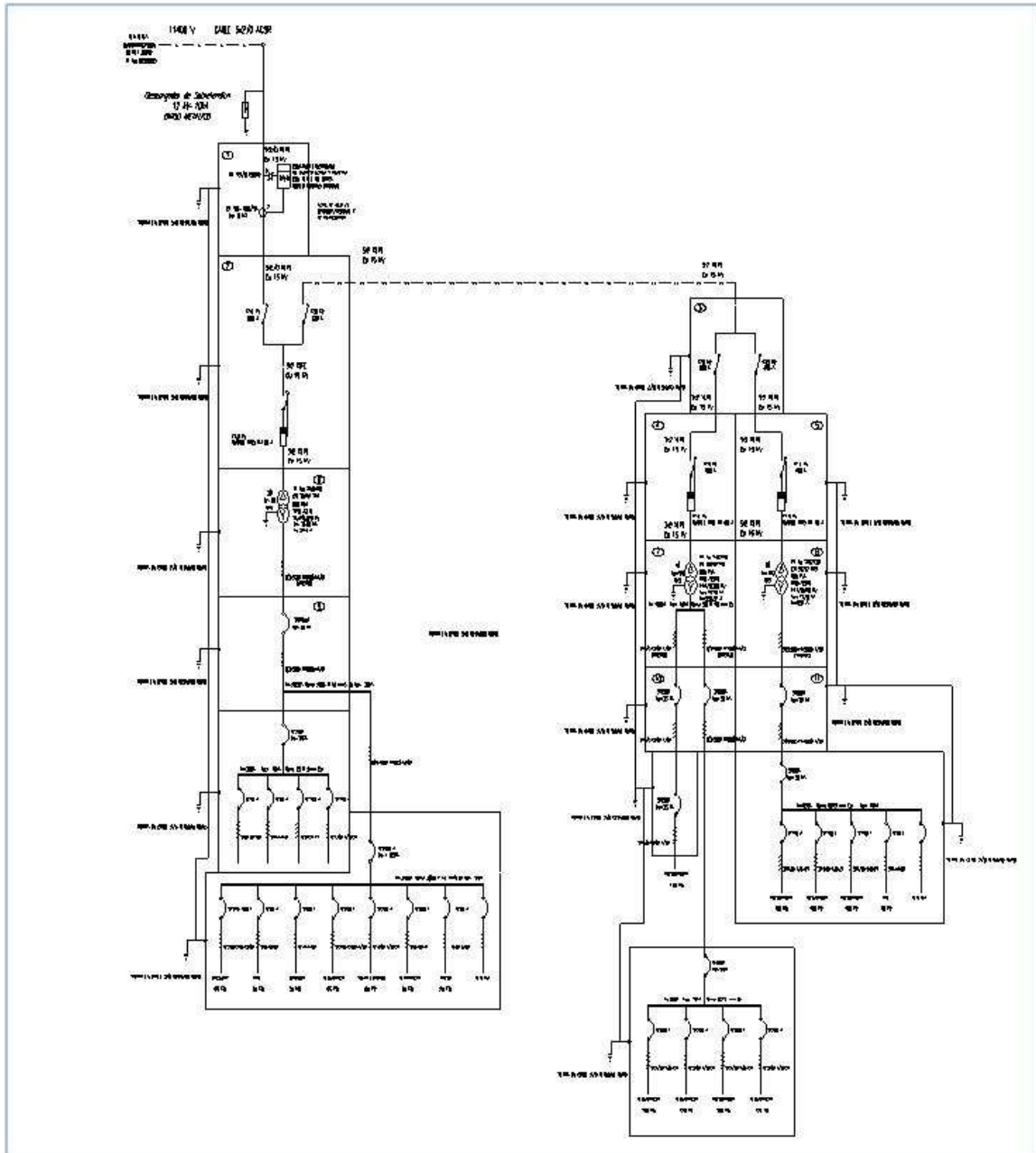
En cuanto a sus necesidades energéticas se tienen los siguientes datos:

- Capacidad máxima instalada en transformación 1.930 kW.
- Carga instalada en equipos 1.348 kW.
- Frecuencia de generación 60 Hz.
- Nivel de tensión en M.T 11400 V.
- Nivel de tensión en B.T 380/220/440 V.
- Horas efectivas de operación anual 8760 h



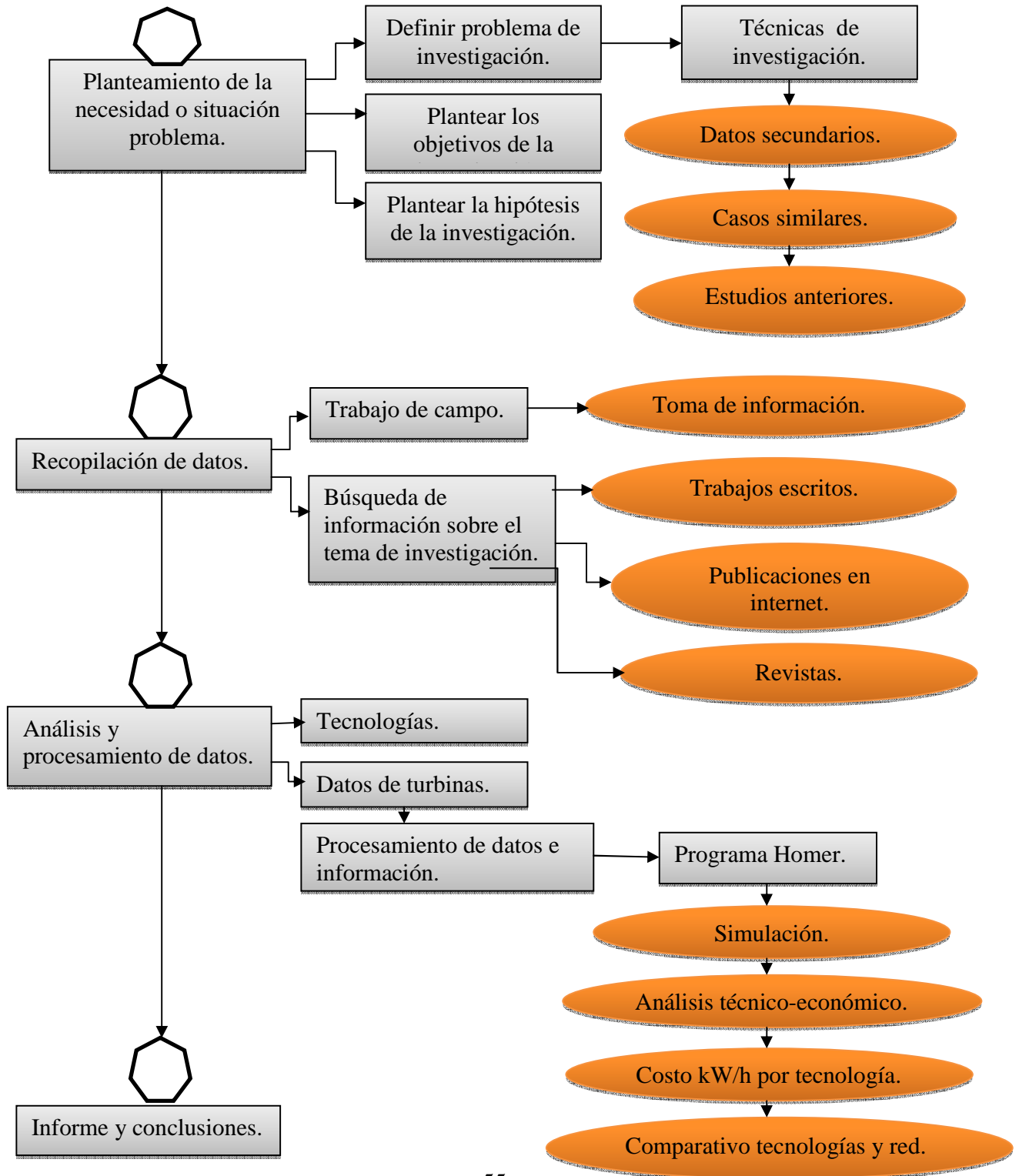
CUADRO DE CARGAS DUGOTEX S.A				
ITEM	EQUIPO	POTENCIA	VOLTAJE	CORRIENTE
1	RECUBRIDORA 1	120 kW	380 V	214 A
2	RECUBRIDORA 2	120 kW	380 V	214 A
3	RECUBRIDORA 3	120 kW	380 V	214 A
4	RECUBRIDORA 4	120 kW	380 V	214 A
5	RECUBRIDORA 5	130 kW	380 V	250 A
6	CIRCULAR	95 kW	220 V	250 A
7	AIRE 1	20 kW	220 V	53 A
8	URDIDOR	20 kW	220 V	53 A
9	RECUBRIDOR	95 kW	220 V	250 A
10	TELAR ELASTICO	60 kW	220 V	157 A
11	SEPARADORA 1	60 kW	220 V	158 A
12	TRICOT	20 kW	220 V	53 A
13	ALUMBRADO	28 KW	220 V	74 A
14	RECUBRIDORA 6	100 kW	440 V	131 A
15	RECUBRIDORA 7	100 kW	440 V	131 A
16	RECUBRIDORA 7	100 kW	440 V	131 A
17	AIRE 2	40 kW	440 V	53 A
	TOTAL	1.348 kW		2.600 A

Figura 5. Diagrama unifilar de DUGOTEX S.A.



Fuente: Autor.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN DUGOTEX S.A.



6. ANALISIS FINANCIERO

Vistos ya los requerimientos energéticos de DUGOTEX S.A. deben tenerse en cuenta algunas condiciones a cumplir para el diseño a escoger.

Condiciones en sitio para diseño

- Temperatura ambiente promedio 17°C.
- Altura sobre nivel del mar 2600 m.
- Humedad relativa 60%.
- Presión disponible para el gas natural 50 Psi.

Precios en sitio

- Electricidad 424.56 \$/k/W/h.
- Gas natural (sin recargo) 918.7\$ m Cubico
- Bio Diesel (sin recargo) 8.300 \$ Galón US

6.1 CRITERIOS GENERALES DE ANÁLISIS

El análisis se centra en evaluar técnica y económicamente el sistema de GD que se adapte a las necesidades de DUGOTEX S.A.

Se encamina el análisis técnico y financiero de un sistema de GD mediante la turbina a gas Saturn 20 y Kawasaki suministradas por Caterpillar y que en Colombia es representada por la firma Gecolsa-turbina.

Como herramienta de trabajo se utiliza un software llamado Homer, diseñado para simular sistemas de GD conectados a la red o a otros sistemas de generación.

Cabe aclarar que la investigación se inicia seleccionando la tecnología que posiblemente se adecuada más a sus requerimientos eléctricos y luego se realiza un análisis financiero bastante sencillo con el fin de obtener el costo de inversión total del proyecto. Los costos de energía comparados son el kW/h comprado al comercializador CODENSA S.A E.S.P y el costo de kW/h producido por el sistema de cogeneración.

Todos los datos relacionados con costos se han ingresado en dólares, por ser la moneda local del software. La tasa de cambio asumida es \$1.901,22. (Banco de la República de Colombia. Informe Series Estadísticas. Tasas de cambio [en línea] BANREPUBLICA [citado 05Noviembre2013]. Disponible en INTERNET: http://www.banrep.gov.co/series-estadisticas/see_ts_cam.htm#cotización)

Se consideraron los siguientes parámetros para el análisis realizado:

Costos:

- Costo de Capital: Es el costo de inversión total del proyecto en su inicio, incluyendo la instalación, obra civil y costos de importación.
- 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.
- Costo OYM: 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.

Para cada tecnología de GD:

- Aspectos técnicos: Se refiere a las características nominales de la tecnología empleada o las componentes que la conforman, (Tamaño, eficiencia, mínimo flujo de operación, vida útil, etc.).
- Emisiones de Gases Efecto de Invernadero de la tecnología: Dióxido de carbono, monóxido de carbono, hidrocarburos no quemados, partículas de materia, dióxido de sulfuro y óxido de Nitrógeno expresadas en g/ kWh. El software permite ingresar los niveles máximos permitidos en el año de GEI, y así mismo cobrar una

penalización anual, si la tecnología sobrepasa dichas emisiones. Para este estudio dichas penalizaciones no se tuvieron en cuenta.

Para la red (La red se refiere al sistema de distribución local):

- El precio de energía: El costo de compra de energía desde la red para cada hora, expresado en \$US/ kW/h.
- Precio de reventa: Es el precio que cobra el auto productor por la energía vendida a la red, (comercializador o usuario no regulado). Solo tiene aplicación para generar energía excedente, lo cual no aplicó en el presente análisis.
- 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, el depósito para el derecho de acceso al SDL, y un pago anual como reconocimiento de los costos de AOM de los activos del operador de red. (Codensa. Departamento de Planificación de la Red. Citado en: ANDRADE MORENO, Javier Camilo. Op. Cit. p. 56).
- 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. (Resolución CREG 009 de 1996), (\$US 3,043/MVA año) aproximadamente.

- Demanda máxima de la red: Es la cantidad de potencia máxima que demandan los clientes conectados a una barra determinada.
- Venta máxima de potencia: Es la cantidad máxima de potencia que se puede vender a los clientes desde la red, para el caso concreto los alimentadores se dimensionan para 4 MVA.
- Emisión de Gases Efecto Invernadero de la red: sólo se consideró el factor de emisión del dióxido de carbono, el cual es 439.92 g/ kW/h, 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 las 8,760 horas del año.

6.2 CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA ESCOGIDA DE GD

La turbina a gas que se seleccionó es la Saturn 20, suministrada por Caterpillar, que en Colombia representa la firma Gecolsa, sus características son especificadas en la siguiente tabla:

Tabla 4. Características del sistema de cogeneración con turbina SATURN 20.

Aspectos técnicos	Datos suministrados
Capacidad nominal	1.200 kW
Capacidad en sitio de instalación	810 kW
Consumo de gas de la turbina	11.9 MMBTU/hr
Eficiencia del sistema	53.7%

Fuente: Gecolsa.

Tabla 4.1 Características del sistema de cogeneración con turbina Kawasaki

Aspectos técnicos	Datos suministrados
Capacidad nominal	1.435 kW
Capacidad en sitio de instalación	1010 kW
Consumo de gas de la turbina	15.6 MMBTU/hr
Eficiencia del sistema	54.75%

Fuente: Gecolsa.

En la siguiente tabla se reúnen todas las condiciones de operación de la turbina Saturn 20 a diferentes niveles de carga en las que se tiene en cuenta las condiciones del sitio de instalación y las características del combustible utilizado.

Tabla 5. Aspectos característicos de operación de la turbina Saturn 20.

CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN PARA LA TURBINA SATURN 20 A VARIOS NIVELES DE CARGA						
Altura de sitio	2600					
Presión Barométrica	21.81	Flujo de vapor				5.071 Lb/hora
Pérdidas en la entrada	4.0	Temperatura de Encendido				OFF °C
Pérdidas en la Salida	10.0	Flujo de Combustible en el ducto				OFF MMBtu/hora
Temperatura Ambiente	20	20	20	20	20	°C
Procentaje de carga expresado kWe		0.95	0.9	0.85	0.75	kWe
Temperatura del aire en la entrada	20	20	20	20	20	°C
Potencia Nominal de Salida	810	770	729	689	608	MMBtu/hora
Flujo de Combustible (LHV)	11.9	11.4	11	10.5	9.6	Lb/hora
Flujo de aire en la entrada	36.104	36.116	36.128	36.141	36.162	°C
Temperatura del gas exhausto	522	505	489	472	441	Lb/hora
Gas exhausto flujo másivo	36.682	36.671	36.661	36.649	36.626	SCFM
Gas exhausto del flujo volumétrico	11.378	11.373	11.358	11.342	11.31	%
Eficiencia Térmica Nominal	23.2	23.0	22.7	22.4	21.7	Btu/kW
Proporción nominal del calor	14.715	14.856	15.025	15.217	15.748	Psig
Presión PCD	58.8	58.1	57.4	56.7	55.4	MMBtu/hora
Calor exhaustado	6.6	6.4	6.1	5.8	5.2	
% Argón	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	
% CO2	2.8	2.6	2.5	2.4	2.2	
%H2O	6.6	6.3	6.1	5.9	5.5	
% N2	75	75.1	75.2	75.3	75.4	
%Oxigeno	14.8	15	15.2	15.5	15.9	

Fuente: Gecolsa.

6.3 CRITERIOS ESPECÍFICOS DE ANÁLISIS

A continuación se presentan los criterios específicos de análisis de aspectos de histórico horario de demanda de energía y de los aspectos financieros y de costos.

6.3.1 Histórico de cargas horarias. En la siguiente tabla se pueden ver las cargas horarias en el año 2011, demandadas por e DUGOTEX S.A. y utilizadas como datos de entrada para la carga en el software. El factor de potencia promedio utilizado fue de 0.92.

Tabla 6. Histórico carga operativa en (kW) según la hora del día en DUGOTEX S.A. 2013.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0	569	569	569	569	569	569	569	569	569	569	569	569
1	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682	682
2	743	743	743	743	743	743	743	743	743	743	743	743
3	739	739	739	739	739	739	739	739	739	739	739	739
4	794	794	794	794	794	794	794	794	794	794	794	794
5	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761	761
6	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953	953
7	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087	1.087
8	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
9	1.090	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
10	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175	1.175
11	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182	1.182
12	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173	1.173
13	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111	1.111
14	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165	1.165
15	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113	1.113
16	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115	1.115
17	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140	1.140
18	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190	1.190
19	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196	1.196
20	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191	1.191
21	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961	961
22	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876
23	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674	674

Fuente: Elaborada por el autor.

6.3.2 Análisis de costos de inversión. Se describen a continuación los aspectos de costos más relevantes a considerar:

- **IVA.** Este tipo de tecnologías se encuentran exentas de contribuir con el IVA según decreto 2352 de 2001.
- **Costo FOB (*Free on Board*):** Este es el valor de referencia para el cálculo de todos los costos, trata de la transferencia de propiedad y riesgo de los equipos al comprador, que se da en el momento de entrega a bordo del buque (o medio de transporte asignado por el comprador), incluyendo los trámites legales a los que haya lugar en cada país de origen de la propiedad, pero no del costo de transporte ni seguros correspondiente al mismo.
- **Costo Cif (*Cost insurance freight*).** Este costo corresponde al material importado y puesto en puerto colombiano antes de la legalización de la importación; conformado de la siguiente manera: $\text{Costo CIF} = \text{Costo FOB} + \text{Transporte Internacional} + \text{Seguro internacional}$
 - **Transporte marítimo internacional.** Incluye los costos necesarios para los costos de los equipos desde puerto extranjero hasta puertos colombianos; se expresa como el 4% del costo FOB según metodología de la UPME.
 - **Seguro del transporte marítimo Internacional.** Esto incluye el pago de servicios a compañías especializadas para asegurar los equipos por daños, robo, atentados terroristas y otros que se puedan presentar durante el

traslado de la mercancía a puertos colombianos; se expresa como el 1% del costo FOB según metodología de la UPME.

- **Costo DDP** (*Delivered Duty paid*). Este es el costo total de poner la mercancía en su destino final. Generalmente es el comprador quien asume todos los riesgos y gastos relacionados con el transporte de dichos equipos desde el puerto colombiano hasta el lugar convenido incluido los impuestos, derechos y demás cargos oficiales exigidos a la importación de la mercancía, así como costos y riesgos de llevar a cabo las formalidades aduaneras. El costo DDP se calcula de la siguiente forma: $\text{Costo DDP} = \text{Costo CIF} + \text{Arancel} + \text{Transporte Nacional} + \text{Seguro Nacional} + \text{Costo Bodegaje}$.
 - Arancel. Es el costo del impuesto aplicado por la importación del equipo. Está definido por la legislación colombiana como un porcentaje que varía de acuerdo con la posición arancelaria en la que está clasificada el equipo. Para lo equipos de generación de energía el porcentaje arancelario corresponde al 10% del costo CIF.
 - Costo de transporte aéreo o terrestre Representa los costos ocasionados por el transporte de los equipos desde el puerto de llegada hasta el sitio de obra. El costo se expresa hasta en 1.1 % del costo FOB en las regiones más apartadas.
 - Seguro nacional. Es el valor a pagar a las compañías aseguradoras, por asegurar la mercancía durante el transporte por el territorio nacional y equivale a un 0.7 % del valor FOB según la metodología de la UPME.

- Costo de Bodegaje. Este costo incluye todo lo relacionado con el arrendamiento de las instalaciones dispuestas para el almacenamiento de los equipos, mientras se legaliza su nacionalización o despacho. Se estimó como un 1% del valor FOB.
- **Costo Directo.** Este valor se expresa de la siguiente forma: Costo Directo = Costo DDP + Montaje, pruebas y puesta en marcha + Costo de Obra civil + Costos de predios.
 - Montaje pruebas y puesta en marcha. Costo que corresponde a la mano de obra calificada, materiales y equipo para el montaje, pruebas y puesta en marcha de todos los elementos que conforman las unidades generadoras. Según metodología de la UPME se da hasta el 12% del valor FOB.
 - Costo de obra civil. Incluyen los costos necesarios para la construcción y adecuación de lugares donde serán ubicadas las unidades generadoras, según metodología de la UPME este se mantiene hasta en un 10% del costo FOB. No obstante para este tipo de tecnologías por poderse instalar a la intemperie sus gastos de adecuación son mínimos, se estima un 1% del costo FOB.
 - Predios. Considera los costos en que se incurre por la compra de terrenos reservados para la construcción y montaje de las unidades generadoras. Tradicionalmente estos costos varían por región pueden llegar hasta un 20% del costo FOB, en este caso se desprecia el valor por ser de escasa dimensión y por ser el cliente el dueño del espacio.

- Gestión ambiental. Se ha estimado como costo fijo en este caso, considerando que son ambientalmente seguras, adicionalmente dado el tamaño de este equipo los valores son mínimos; por esto se tomó como estimado el 0.3% del costo FOB.
- **Costo Indirecto.** Se expresa de la siguiente forma: Costo Indirecto = Costo de Ingeniería + Costo de Interventoría + Costo financiero.
 - Costo de Ingeniería Incluye los costos para los diseños básicos y de ingeniería detallada, especificaciones técnicas y cantidades de obra. Según metodología de la UPME es hasta de un 12% del costo FOB. Para este proyecto se estima un valor del 2% del costo FOB.
 - Costo de Interventoría. Incluye el aseguramiento y control de calidad de las obras en construcción y montaje, el porcentaje estimado es hasta de un 18% del costo FOB. Para este caso se desprecia su aplicación.
 - Costo Financiero. Este se calcula llevando a futuro (fecha de entrega en funcionamiento de la unidad generadora), cada uno de los pagos realizados durante el proceso de construcción (cronogramas de construcción típicos) En el presente proyecto no se calculan costos financieros pues no se recurre a préstamos para su financiación.
- **Costo total.** Este es el valor total de la inversión requerida para el funcionamiento de las unidades generadoras y se expresa así: Costo total = Costo Directo + Costo Indirecto.

Con los anteriores criterios específicos ahora es posible realizar el análisis de costos de implementación del sistema de GD, para ello se realizaron las simulaciones en el programa Homer con la turbina SATURN 20, Kawasaki M1A-13 y la red del operador local.

Tabla 7. Análisis de costos de implementación del sistema de GD con la turbina SATURN 20.

Aspecto	Valores en US\$	%	Detalle
Costo FOB	2.515.400		
Transporte marítimo	100.616	4	
Seguro internacional	25.154	1	
COSTO Cif	2.641.170		
Arancel	264.117	10	CIF
Transporte nacional	25.154	1	FOB
Seguro nacional	17.607,80	0.7	FOB
Costo bodegaje	25.154	1	FOB
COSTO DDP	2.973.202,80		
Costo pruebas y puesta en marcha	3.018,48	12	FOB
Costo obra civil	25.154	1	FOB
Gestión ambiental	2.515,40	0.1	FOB
Costo directo	3.302.720,20		
Costo ingeniería	50.308	2	FOB
Costo financiero	N.A.	N.A.	N.A.
Costo indirecto	50.308		
COSTO TOTAL	3.353.028,20		

Fuente: Elaborado por el autor.

Tabla 7.1 Análisis de costos de implementación del sistema de GD con la turbina Kawasaki M1A -13

Aspecto	Valores en US\$	%	Detalle
Costo FOB	2.515.400		
Transporte marítimo	100.616	4	
Seguro internacional	25.154	1	
COSTO Cif	2.641.170		
Arancel	264.117	10	CIF
Transporte nacional	25.154	1	FOB
Seguro nacional	17.607,80	0.7	FOB
Costo bodegaje	25.154	1	FOB
COSTO DDP	2.973.202,80		
Costo pruebas y puesta en marcha	3.718,48	12	FOB
Costo obra civil	25,154	1	FOB
Gestión ambiental	2.515,40	0.1	FOB
Costo directo	3.949.692		
Costo ingeniería	50.308	2	FOB
Costo financiero	N.A.	N.A.	N.A.
Costo indirecto	50.308		
COSTO TOTAL	4.000.000,00		

Fuente: Elaborado por el autor.

Ya con valores concretos de costos por implementación del sistema de GD, ahora es preciso definir los criterios y datos de entrada para el software Homer.

Tabla 8. Datos de entrada para el software Homer.

Aspecto a considerar	Valores	Fuente de la información
COSTOS		
Costo de inversión total	US\$3.504.000	Análisis de costos
Costo de reemplazo	US\$2.803.000	80% costo de inversión
Costos anuales O&M	US\$7/hora	Calculado
Costo del gas que llega a la turbina	US\$0.919	Estimado con base en el costo actual
Costo del diesel que llega a la turbina	US\$ 4.61	Estimado con base en el costo actual
ASPECTOS TÉCNICOS		
Capacidad instalada	1200 kW	Extraído de la información Caterpillar
Mínimo flujo de operación	50%	Caterpillar
Vida útil	48.000 horas	Caterpillar
GAS NATURAL		



Poder calorífico inferior	46.7 MJ/Kg	Extraído de Ecopetrol y convertido a las unidades con las que trabaja el programa
Densidad del gas	0.79 Kg/m ³	
Contenido de carbón	67%	
Contenido de azufre	0.33%	
DIESEL		
EMISIONES GEI		
Monóxido de carbón	6.5 g/m ³	Caterpillar
Hidrocarburos no quemados	0.72 g/m ³	Caterpillar
Partículas de materia	0.49 g/m ³	Caterpillar
Proporción de azufre convertido a PM	2.2%	Caterpillar
Óxido de nitrógeno	58 g/m ³	Caterpillar
PARA LA RED		
Cargo de interconexión	US\$71.200	Estimada de acuerdo a las unidades constructivas
Cargo por disponibilidad	US\$3.043	Suministrado por Codensa
Demanda máxima de la red	2.087 kW	Codensa



Venta máxima de potencia	3.700 kW	Codensa
Emisiones dióxido de carbono	439,92 g/k/W/h	Plan de expansión de referencia
Costo de compra de energía	0.366 US\$/k/W/h	DUGOTEX S.A.
Costo de venta de energía	N.A.	N.A.
OTROS DATOS		
Vida del proyecto	20 años	Estimado
Carga eléctrica promedio	1004 kW	DUGOTEX S.A.

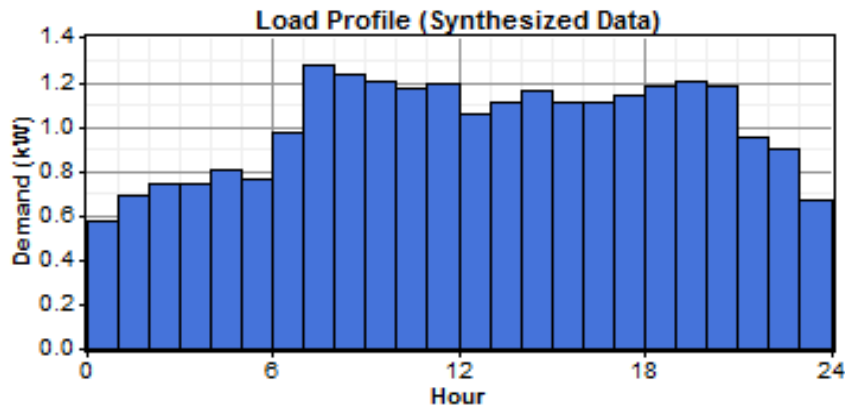
Fuente: Elaborado por el autor.

6.4 ANÁLISIS DE DATOS POR EL PROGRAMA HOMER

Al ingresar los datos de entrada, se tiene un sistema de GD ubicado en la planta de la empresa conformado de la siguiente manera: una turbina alimentada a gas natural (Saturn 20), una turbina alimentada a gas natural (Kawasaki Ma -13) y las mismas turbinas alimentadas con diesel, versus el sistema convencional que entrega energía desde la red (GRID) y la carga eléctrica demandada por la planta de la empresa. El programa arroja los siguientes resultados:

Generador Grid: Red del operador local (Codensa)

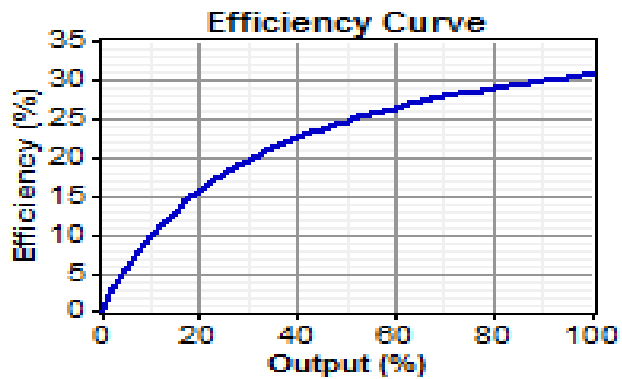
Fuente de datos:	Sintéticas
Diaria al ruido:	15%
Horas de ruido:	20 %
Escala media anual:	23.9 kW/h / d
la carga máxima en escala:	2.18 kW
Factor de carga:	0.456



Generador 1: Turbina Saturn 20 funcionando con gas natural

Tamaño (kW)	Capital (U\$)	Reemplazo (U\$)	O & M (U\$ / hr)
1,200	3.354	1.400	0,500

- Medidas a tener en cuenta: 1,2 kW
- Vida útil: 15.000 horas
- Mín. cargar ratio: 30%
- Tasa de recuperación de calor: 0%
- Combustible utilizado: Gas natural
- Combustible interceptar la curva: 0,08 l / h / kW
- Pendiente de la curva de combustible: 0,25 L / hr / kW



Generador 2: Turbina Kawasaki MA - 13 funcionando con gas natural

Tamaño (kW)	Capital (U\$)	Reemplazo (U\$)	O & M (U\$ / hr)
1,435	4.000	1.720	0,500

Medidas a tener en cuenta: 0,00, 1,43 kW

Vida útil: 15.000 horas

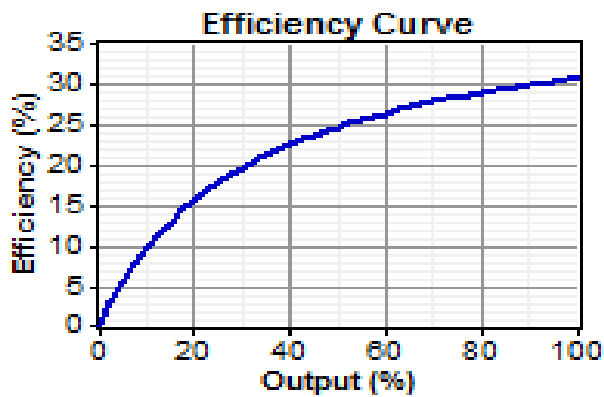
Min. cargar ratio: 30%

Tasa de recuperación de calor: 0%

Combustible utilizado: Gas natural

Combustible interceptar la curva: 0,08 l / h / kW

Pendiente de la curva de combustible: 0,25 L / hr / kW



Generador 1: Turbina Saturn 20 funcionando con diesel

Tamaño (kW)	Capital (U\$)	Reemplazo (U\$)	O & M (U\$ / hr)
1,200	3.354	1.400	0,500

Medidas a tener en cuenta: 0,0, 1,2 kW

Vida útil: 15.000 horas

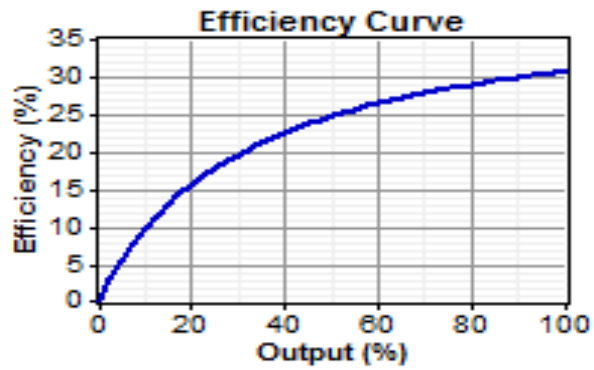
Min. cargar ratio: 30%

Tasa de recuperación de calor: 0%

Combustible utilizado: Diesel

Combustible interceptar la curva: 0,08 l / h / kW

Pendiente de la curva de combustible: 0,25 L / hr / kW



Combustible: Diesel

Precio: \$ 0,8 / L

Baje calorífico: 43,2 MJ / kg

Densidad: 820 kg/m³

Contenido de carbono: 88,0%

Contenido de azufre: 0,330%

Combustible: Gas Natural

Precio: \$ 0.8/m³

Baje calorífico: 45,0 MJ / kg

Densidad: 0,790 kg/m³

Contenido de carbono: 67,0%

Contenido de azufre: 0,330%

Red

Velocidad	Potencia	Tipo de	Demanda	Aplicable
	Precio	retroventa	Tasa	
	U\$ / kW/h	U\$ / kW/h	\$ / kW / mes.	
Tarifa 1	0,1	0,05	0	Ene-Dic Toda la semana 00:00-24:00

Factor de emisiones de CO₂: 632 g / kW/h

Factor de emisiones de CO: 0 g / kW/h

Factor de emisiones UHC: 0 g / kW/h

PM factor de emisiones: 0 g / kW/h

Emisiones de SO₂ factor: 2,74 g / kW/h

Emisiones de NO_x factor: 1,34 g / kW/h

Interconexión costo: U\$ 0,366

Cargo en espera: U\$ 0/yr

Compra capacidad: 1 kW

Venta de capacidades: 1.000 kW

Ciencias económicas

Tasa anual de interés real: 6%

Proyecto de vida: 25 años

Capacidad pena de escasez: U\$ 0/kW/h

Sistema de costo de capital fijo: U\$ 0

Sistema fijo de costo de O & M: U\$ 0/yr

Generador de control

Compruebe la carga siguiente: No

Compruebe la carga de ciclo: Sí

Consigna estado de carga: 80%

Permita que los sistemas con múltiples generadores: Sí

Permitir múltiples generadores para operar simultáneamente: Sí

Permita que los sistemas con la capacidad del generador de menos de carga máxima: Sí

Emisiones

Carbón pena de dióxido de: U\$ 0 / t

Carbono monóxido pena: U\$ 0 / t

Hidrocarburos sin quemar pena: U\$ 0 / t

Partículas pena materia: U\$ 0 / t

Pena de dióxido de azufre: U\$ 0 / t

Óxidos de nitrógeno pena: U\$ 0 / t

Limitaciones

Escasez Capacidad máxima anual: 0%

Fracción renovable Mínimo: 0%

Reserva operacional como porcentaje de la carga horaria: 10%

Reserva operacional como porcentaje de carga máxima: 0%

Reserva operacional como porcentaje de la producción de energía solar: 25%

Reserva operacional como porcentaje de la producción de energía eólica: 50%

COMPARATIVO DE TECNOLOGIAS

CUADRO COMPARATIVO TECNOLOGIAS Y COSTOS					
TECNOLOGIA	TURBINA SATUR 20 FUNCIONANDO CON GAS NATURAL	TURBINA KAWASAKY MIA-13 FUNCIONANDO CON GAS NATURAL	TURBINA SATUR 20 FUNCIONANDO CON DIESEL	TURBINA KAWASAKY MIA-13 FUNCIONANDO CON DIESEL	RED LOCAL CODENSA
Capacidad en kW	1.200	1.435	1.200	1.435	N/A
Costo de compra (US)	3.354	4.000	3.354	4.000	N/A
Costo de instalación (US)	379.825	1.026.797	379.825	1.026.797	N/A
Costo O & M (US)/ kW anual	11,37	11,37	15,78	15,78	N/A
Costo kw/h generado (US)	0.164	0.176	0.187	0.196	0.131
Emissiones de CO2	750 g/kW/h	750 g/kW/h	900 g/kW/h	900 g/kW/h	15 g/kW/h

Fuente: Elaborado por el autor.

6.5 DISCUSIÓN

Con los resultados mostrados por el programa Homer, se puede precisar con un grado de confiabilidad bastante alta, la actual inviabilidad financiera, de la implementación de un sistema de GD, mediante micro turbinas alimentadas con combustibles fósiles en Dugotex S.A.

De acuerdo con los datos obtenidos en el análisis de sensibilidad, se observa que sigue siendo más barato para Dugotex, comprar energía al operador de red local ya que la diferencia con el mejor precio generado con microturbina por kW/h es de U\$ 0.164

Este análisis de sensibilidad muestra que el valor del capital inicial requerido para implementar el sistema de GD más óptimo es bastante alto (U\$ 3.354), sin incluir los costos de operación y mantenimiento anuales, además del valor del combustible requerido por estos sistemas, para su funcionamiento.

Así las cosas, debe tenerse en cuenta que, ante una eventual inversión de esta magnitud, para suplir de manera parcial o total de manera continua el sistema actual de compra de energía, al operador de red local, no se justifica.

Con los resultados obtenidos, mediante el programa de simulación Homer, se puede decir que, al instalar un sistema de cogeneración en DUGOTEX S.A., con los costos actuales de los equipos, mantenimientos y combustible, para este tipo de sistemas de GD, y pese a ser una buena solución desde el punto de vista técnico, no es viable económicamente.

7. CONCLUSIONES

- Con los resultados obtenidos en este estudio no resulta muy claro el panorama de la GD en Dugotex S.A y posiblemente a nivel industrial en Colombia, pues para que se presenten precios competitivos dentro del mercado energético, sus costos iniciales deberían reducirse significativamente, lo cual resulta una posibilidad muy remota en virtud del enorme costo, tanto de los equipos como de los demás costos asociados a este tipo de proyectos.
- El costo de la inversión inicial, y de sostenimiento para implementar sistemas de GD para este tipo de proyectos es bastante alta, por lo que este proyecto No es viable.
- Falta modificar el actual marco regulatorio y dar incentivos por parte del gobierno y los operadores de red, a las industrias para la implementación de los sistemas de GD.
- Para el caso de Dugotex otro de los problemas al implementar este tipo de sistema de cogeneración, sería el tema ambiental, ya que se generaría la emisión de partículas sólidas y gases a la atmosfera, así como abriría contaminación por emisión de ruido.
- Existen otras fuentes alternativas de generación de energía asociados a la GD que no se contemplaron para este proyecto, como la eólica, biomasa y fotovoltaica que para el caso de Dugotex No aplicarían ya que para algunas de ellas no se cuenta con espacio suficiente, y para otras no se cuenta con la materia prima requerida (aire, biomasa).

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIMBOLOS

Abreviaturas:

GD: Generación distribuida

CREG. Comisión de regulación de energía y gas

MEM: Mercado de energía mayorista

CONUEE: Comisión nacional para el uso eficiente de la energía

IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers

NEC: National Electrical Code (USA)

FOB: Flete libre a bordo

IF: Costo, seguro y flete.

C & F: Costo y Flete.

Simbología:

U\$: Dólar americano

\$: Peso colombiano

kW: Kilo vatio

MVA: Mega voltamperios

kW/h: Kilovatio hora

kW/h/d: Kilovatio hora día

l/h/kW: Litro hora por kilovatio

Hz: Frecuencia eléctrica

V: Voltios

A: Amperios

REFERENCIAS

ANDRADE MORENO, Javier Camilo. Generación distribuida. Tesis de grado. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica, 2006.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG. Resolución 055 de 28 de diciembre de 1994.

COMISIÓN NACIONAL PARA EL USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA. Generación distribuida: energía de calidad [en línea]. México: CONUEE [citado 6 diciembre, 2010].

Disponible en INTERNET:

http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui?page=2

DUQUE, Cristhian; MARMOLEJO, Eduardo Felipe; RUEDA DE TORRES, María Teresa. Análisis de prospectiva de la generación distribuida. (GD) en el sector eléctrico colombiano. Tesis de la Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica [EN LÍNEA]. Bogotá: Universidad de los Andes [citado 1 diciembre, 2010].

Disponible en INTERNET: [http://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/Rev19-](http://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/Rev19-9.pdf?ri=540a183e8b2fe9eedd00dac2e1fc4ac2%20-)

[9.pdf?ri=540a183e8b2fe9eedd00dac2e1fc4ac2%20-](http://revistaing.uniandes.edu.co/pdf/Rev19-9.pdf?ri=540a183e8b2fe9eedd00dac2e1fc4ac2%20-)

FERNÁNDEZ MUERZA, Alex. Generación distribuida: producir energía en casa [en línea]. Vizcaya: Fundación EROSKI [citado 1 diciembre, 2010]. Disponible en INTERNET:

[http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2006/06/12/152838.](http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2006/06/12/152838.php)

[php](http://www.consumer.es/web/es/medio_ambiente/energia_y_ciencia/2006/06/12/152838.php)

HUACUZ V., Jorge M. Generación distribuida con energías renovables: experiencias en México [en línea]. Cuernavaca, Morelos: Gerencia de Energías No Convencionales. Instituto de Investigaciones Eléctricas [citado 1 diciembre, 2010]. Disponible en INTERNET: <http://www.iea.org/work/2001/mexico/23-jhuac.pdf>

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. “Tesis y otros trabajos de grado”. Bogotá: ICONTEC., 2002. 132 p. NTC. 1486 (quinta actualización), 1075, 1487, 1160, 1308, 1307.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. “Sistemas de calidad”. Lineamientos para la gestión de calidad en empresas de servicios. Bogotá: ICONTEC., 1990. 39 p. NTC. ISO 10 004.

Ley 143 de 1994.

Ley 689 de 2001.

MANTILLA GONZÁLEZ, Juan Miguel; DUQUE DAZA, Carlos Alberto; GALEANO URUEÑA, Humberto. Análisis del esquema de generación distribuida como una opción para el sistema eléctrico colombiano. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. En: Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, N° 44, junio de 2008.

RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ, Alberto. La generación distribuida y su posible integración al sistema interconectado nacional. Bogotá: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS CREG [en línea]. Bogotá: CREG [citado 13 enero, 2011]. Disponible en INTERNET: http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-6/generacion_distr_24nov2009.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética UNME. Plan Energético Nacional 2003-2020.

Bogotá: República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2003.

Unidad de Planeación Minero Energética UNME. La cadena del petróleo en Colombia.

Bogotá: República de Colombia. Ministerio de Minas y Energía, 2005.

VALENCIA RODRÍGUEZ, Jorge Enrique. Lineamientos generales para la implementación de un plan nacional de fuentes alternativas de energía renovable en Colombia. Bogotá: Universidad de la Salle. Facultad de Ingeniería Eléctrica. Tesis de Grado, 2008. °