

# **Análisis Técnico - Económico De La Generación Distribuida Aplicada A Los Sistemas De Distribución Colombianos**

**Fernando Acosta De Valencia**

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
ÁREA DE POTENCIA  
BOGOTÁ  
2002**

# **Análisis Técnico - Económico De La Generación Distribuida Aplicada A Los Sistemas De Distribución Colombianos**

**Fernando Acosta De Valencia**

**Trabajo de Grado**

**Asesor**

**Maria Teresa de Torres**

**Coasesor**

**José Aníbal Ramírez**

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA  
ÁREA DE POTENCIA  
BOGOTÁ  
2002**

1. Introducción.....	3
1.1 Métodos de Empleo de la Generación Distribuida .....	4
1.1.1 Cogeneración. ....	4
1.1.2 Autogeneración.....	4
1.1.3 Generación de Emergencia.....	4
1.1.4 Generación en Paralelo – Aumento de Capacidad.....	4
1.1.5 Generación Aislada.....	5
1.2 Generación Centralizada vs. Generación Distribuida .....	5
1.3 Experiencias del Uso Generación Distribuida en otros Países.....	7
1.3.1 Europa .....	8
1.3.2 Estados Unidos .....	10
1.3.3 La Generación Distribuida en Colombia.....	11
2. El Valor de la Generación Distribuida .....	13
2.1 Los Sistemas de Distribución en Colombia .....	14
2.2 Tecnologías empleadas en la Generación Distribuida.....	16
2.2.1 Motores de Combustión .....	17
2.2.2 Microturbinas.....	19
2.2.3 Celdas Combustibles.....	22
2.2.4 Energía Solar .....	24
2.2.5 Energía Eólica.....	26
2.2.6 Comparación entre características .....	28
2.3 Tecnologías aplicables al caso Colombiano.....	28
2.4 Plazos de estudio .....	31
2.5 Mercado de la Generación Distribuida.....	31
3. Modelo Técnico .....	34
3.1 Introducción.....	34
3.2 Escenarios de estudio .....	34
3.3 Herramientas de Análisis .....	35
3.4 Flujos de Carga .....	35
3.5 Análisis Caso Urbano .....	38
3.5.1 Análisis Caso Urbano - Escenario 1.....	40
3.5.2 Análisis Caso Urbano – Escenario 2.....	42
3.5.3 Análisis Caso Urbano - Escenario 3.....	44
3.6 Análisis Caso Rural.....	49
3.7 Conclusiones sobre la viabilidad técnica en los SD Colombianos .....	52
4. Modelo Financiero.....	53
4.1 Introducción.....	53
4.2 Descripción del Modelo .....	55
4.3 Metodología de Análisis .....	57
4.4 Análisis de Escenarios .....	60
4.4.1 Escenario 1 .....	60
4.4.2 Análisis Escenarios 2 y 3. ....	62
5. Conclusiones y Recomendaciones.....	71
6. Bibliografía.....	72

**Índice de Tablas**

Tabla 1.1 Porcentaje de la Energía Renovable en Europa entre 1997-201 .....	8
Tabla 1.2 Principales Países por Capacidad Eólica Instalada.....	9
Tabla 2.1 Características de las Líneas de Distribución .....	15
Tabla 2.2 Características de las Subestaciones de Distribución .....	16
Tabla 2.3 Comparación de Tecnologías.....	16
Tabla 2.4 Tecnologías aplicables para el caso Colombiano.....	30
Tabla 3.1 Especificaciones del circuito .....	39
Tabla 3.2 Descripción de la Carga .....	39
Tabla 3.3 Especificaciones sobre Generadores.....	40
Tabla 3.4 Resultados Flujo de Carga Escenario sin Generación Distribuida .....	42
Tabla 3.5 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW .....	43
Tabla 3.6 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW .....	43
Tabla 3.7 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW .....	43
Tabla 3.8 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW .....	45
Tabla 3.9 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW .....	45
Tabla 3.10 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW .....	45
Tabla 3.11 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW .....	46
Tabla 3.12 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW .....	46
Tabla 3.13 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW .....	46
Tabla 3.14 Especificaciones del circuito .....	49
Tabla 3.15 Descripción de la Carga .....	49
Tabla 3.16 Especificaciones sobre Generadores.....	50
Tabla 4.1 Tecnologías vs. kW.....	63
Tabla 4.2 Tabla de Costos y Referencias.....	63
Tabla 4.3 Generadores de Estudio .....	63
Tabla 4.4 Cálculo de Costos [US\$/kWh] caso Urbano .....	63
Tabla 4.5 Cálculo de Costos [US\$/kWh] caso Rural.....	63
Tabla 4.6 Precios de la Energía para el caso Colombiano.....	64
Tabla 4.7 Valores de Pmin Caso Urbano .....	64
Tabla 4.8 Valores de Pmin Caso Rural.....	65
Tabla 4.9 Pmin para Disponibilidad del 40% .....	66
Tabla 4.10 Resultados Flujo de Caja Motores de Combustión.....	67
Tabla 4.11 Resultados Flujo de Caja Turbinas a Gas.....	67
Tabla 4.12 Resultados Flujo de Caja Celdas Combustible .....	68
Tabla 4.13 Resultados Flujo de Caja Escenario 2.....	70

**Índice de Figuras**

Figura 1.1 Comparación de Costos de la GD vs. la Generación Actual.....	6
Figura 1.2 Porcentaje de Utilización en Europa de la Energía Renovable.....	9
Figura 2.1 Funcionamiento de los Motores de Combustión Interna.....	18
Figura 2.2 Funcionamiento de las Microturbinas.....	20
Figura 2.3 Funcionamiento de las Celdas Combustibles.....	23
Figura 2.4 Funcionamiento de los Paneles Fotovoltaicos.....	25
Figura 2.5 Funcionamiento de las Turbinas Eólicas.....	27
Figura 3.1 Inyecciones de Potencia en un sistema de distribución con GD.....	35
Figura 3.2 Diagrama del Circuito piloto.....	36
Figura 3.3 Ubicación de los Generadores según el Caso.....	38
Figura 3.4 Crecimiento de las pérdidas vs. Tiempo.....	47
Figura 3.5 Crecimiento MCT vs Tiempo.....	47
Figura 3-6. Crecimiento de la Cargabilidad vs. Tiempo .....	48
Figura 4.1 Flujo de Caja .....	57
Figura 4.2 Comparación de resultados obtenidos.....	66

## **1. Introducción**

La Generación Distribuida o GD, es una nueva tendencia que se ha venido presentado en los últimos años y la cual consiste en la utilización de pequeños generadores con capacidades entre 5 kW a 10 MW, para alimentar cargas que se encuentran localizadas cerca de los puntos de consumo.

La Generación Distribuida 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:

- Reducen pérdidas en las líneas de transmisión.
- Suponen una fuente de bajo costo para atender demandas durante periodos de precio pico.
- Mejoran la calidad de la energía eléctrica (estabilidad de la tensión, suministro de potencia reactiva y corrección del factor de potencia).
- Son 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).
- Emplea este tipo de generación como 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).

Las tecnologías de generación a pequeña escala incluyen turbinas de combustión de gas y Microturbinas, turbinas de ciclo combinado, pequeñas plantas hidráulicas, celdas combustibles y métodos de generación renovables, como lo son las plantas solares y eólicas. Sin embargo, como es de esperar, la Generación Distribuida también tiene desventajas. Algunas de estas son:

- Es menos conocida y empleada que la actual forma de generación, la Generación Centralizada.
- Los costos de inversión de ciertas tecnologías son bastante altos.
- Se presentan barreras para la incorporación a la red de potencia.
- El costo del transporte del combustible es complicado y poco económico.

- La nuevas tecnologías no están siempre disponibles.
- Las tecnologías son relativamente nuevas y no se han estudiado a fondo.

### **1.1 Métodos de Empleo de la Generación Distribuida**

La Generación Distribuida es una alternativa que tiene un amplio rango en el mercado, ya que ofrece una gran variedad de usos para los distintos compradores. Algunos de estos tipos de uso son:

#### **1.1.1 Cogeneración.**

La Cogeneración es un tipo de generación en la cual se aprovecha el calor disipado por los equipos de generación de energía eléctrica para lograr un ahorro significativo de energía. Además la Cogeneración contribuye también a la protección del medio ambiente, disminuyendo las emisiones contaminantes producidas en las centrales de generación eléctrica sumadas a los procesos tradicionales de producción de calor.

#### **1.1.2 Autogeneración.**

La Autogeneración se realiza comúnmente en regiones de costos eléctricos elevados o en aplicaciones de Cogeneración donde el calor del equipo se utiliza para producir agua caliente, calefacción etc. Algunos ejemplos de Autogeneración son los comercios, hoteles y clubes.

#### **1.1.3 Generación de Emergencia.**

La generación de emergencia, como su nombre lo indica es empleada cuando se presentan fallas en la red eléctrica. Las últimas tecnología permiten el monitoreo continuo de la red, permitiendo que ante una falla en la misma se restaure automáticamente la electricidad, retornando el sistema a su modo normal de operación luego de restablecerse la energía de la red.

#### **1.1.4 Generación en Paralelo – Aumento de Capacidad.**

La producción "en sitio" permite expandir la capacidad del sistema, beneficiando tanto a distribuidores eléctricos como a usuarios.

Cuando la infraestructura eléctrica está en su límite y la demanda continúa aumentado, la producción "en sitio" permite expandir la capacidad del sistema en función de generadores situados en el lugar del requerimiento. De este modo se refuerza la entrega de energía sin los gastos y retrasos debidos a la instalación de

líneas y transformadores de mayor capacidad. Esta funcionalidad beneficia tanto a los inversionistas de áreas donde la capacidad de la red está restringida –minimizando la inversión en infraestructura necesaria- como al usuario final - que recibe mayor Confiabilidad y capacidad con mínimo retraso.

#### **1.1.5 Generación Aislada.**

La Generación Aislada es empleada lugares remotos, donde la red eléctrica no está disponible. Algunos ejemplos son la generación en zonas rurales, sitios de construcción, pozos petroleros, minas, entre otros.

#### **1.2 Generación Centralizada vs. Generación Distribuida**

Una gran parte de la energía eléctrica usada en el mundo entero se genera en plantas centralizadas que trabajan con combustibles derivados del petróleo como lo son el diesel, el gas natural, el fuel oil, la gasolina, el Kerosene, etc., para producir vapor y así, poder alimentar las turbinas encargadas de la conversión y generación de energía eléctrica. Estas plantas generan usualmente entre 150 y 800 MW, lo cual significa que son bastante grandes (tanto en tamaño como en los requerimientos de capacidad) y cuya operación puede ser difícil de manejar.

Generalmente la Generación Distribuida no presenta una gran competencia frente al actual sistema de Generación Centralizado. Sin embargo, se ha comprobado que en algunos mercados, la participación de la GD ha sido bastante significativa, ya que ofrece una mayor confiabilidad y un mejor desarrollo económico que los demás sistemas de potencia tradicionales.

La eficiencia de las grandes plantas generadoras oscila entre un rango de 28 a 35%, lo que significa que sólo un 28 o 35% de la energía de los combustibles se convierte efectivamente en energía eléctrica, mientras que las eficiencias conseguidas por distintas máquinas empleadas en la generación distribuida alcanzan los rangos entre 40 a 55%. Esto se atribuye a que la infraestructura de las grandes plantas generadoras es bastante vieja (20 a 50 años de edad), mientras que las unidades de GD son más modernas y nuevas.

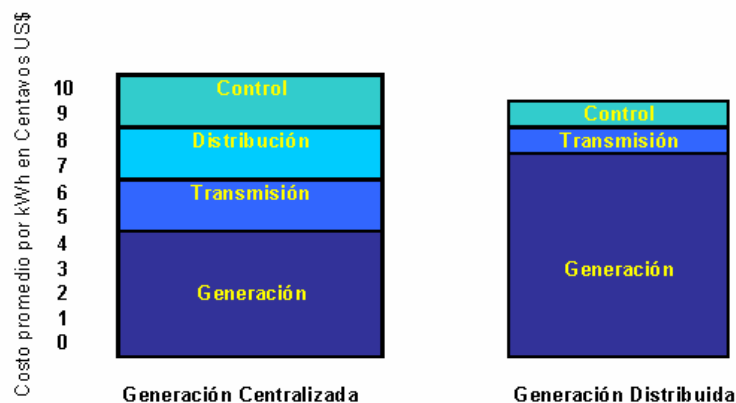
La mejora en los avances tecnológicos ha permitido emplear los combustibles en una forma mucho más eficiente y ha aprovechado la captura del calor producido, evitando pérdidas y volviéndolo a emplear para su propia calefacción, calentamiento de agua o procesos de cogeneración. Estas tecnologías, mucho más “hi-tech”, incorporan diseños avanzados que minimizan el desgaste y los tiempos de mantenimiento.

Los sistemas de control computarizado y las tecnologías de monitoreo han convertido las unidades generadoras en unidades de operación automática en tiempo real. Esto ha reducido los costos de operación ya que no se requiere de un gran personal para mantener la planta funcionando, sino que ahora basta unas cuantas personas que se encarguen de revisar los equipos.

Sin embargo, no en todos los casos estas tecnologías representan una disminución en los costos. Al contrario, las tecnologías de GD son usualmente mucho más costosas que las tecnologías empleadas en las grandes plantas generadoras. Entonces cabe preguntarse, ¿cuál es la ganancia entonces de implementar esta tendencia, si los métodos tradicionales son bastante efectivos y no tan costosos?

La razón o la respuesta a esta pregunta radica en que la GD se puede ubicar cerca de los puntos de consumo. Esto reduce los costos de transmisión y distribución. Los costos de transmisión y distribución, que presentan una tendencia creciente con el tiempo, son un factor bastante importante, ya que entran en juego al analizar los problemas de confiabilidad y de la calidad de los sistemas de potencia. Los costos restantes en la GD, serían básicamente por generación, tal y como se muestra en la Figura 1.1.

**Figura 1.1 Comparación de Costos de la GD vs. la Generación Actual**





El ahorro de estos costos y de estos problemas aumenta la calidad del servicio. Así entonces, aunque los costos de generación de las unidades de generación distribuida sean mucho mayores que los de las plantas centralizadas, el ahorro en los costos de transmisión y distribución es lo que vuelve a esta tendencia atractiva y en la mayoría de los casos mucho más rentable.

### **1.3 Experiencias del Uso Generación Distribuida en otros Países.**

Las inversiones actuales en el sector de la energía ascienden entre 290.000 y 430.000 millones de dólares anuales (entre el 1,0% y el 1,5% del producto interno bruto mundial) y, si se incluyen las inversiones en dispositivos y equipos de uso final y las mejoras de la eficiencia energética y requerimientos ambientales, esta suma se puede duplicar.

Las inversiones en fuentes renovables de energía siguen representando una pequeña parte del total de las inversiones en el sector energético. A pesar de las reformas que se llevan a cabo en el sector de la energía en muchos países, no se están alcanzando los niveles de inversión necesarios para el crecimiento económico sostenible en los países menos desarrollados, en particular en África. Las inversiones en centrales de generación de energía eléctrica, refinerías e infraestructuras para el sector de la energía funcionan a largo plazo y, por tanto, los equipos instalados en los diez últimos años probablemente sigan funcionando hasta un período superior a 30 años.

Sur África es un magnífico ejemplo para el empleo de la Generación distribuida. Aproximadamente el 20% de la población rural de Sur África no está conectada a la red eléctrica y se espera que se pueda conectar dentro de los siguientes 20 años. Para contrarrestar este problema, el Gobierno ha reconocido la GD como una posible solución y ha aprobado el uso de paneles fotovoltaicos para la electrificación de 2000 hospitales y 16 800 escuelas. Además de esto, los sistemas de paneles fotovoltaicos se espera electrifiquen un estimado de 2.5 millones de hogares y 100 000 pequeñas industrias.

La normatividad y los requerimientos ambientales aumentan los costos de inversión, ya que se requiere trabajar con tecnologías limpias que disminuyan la cantidad de emisiones atmosféricas, de lo contrario se debe pagar multas por contaminar el medio ambiente. La Generación Distribuida es una alternativa que se ha venido implementando especialmente en los países desarrollados, para poder darle una solución a este problema.

La Generación Distribuida se está empleando actualmente tanto al nivel de transmisión como de distribución y se observa una tendencia en muchos países a eliminarla en subtransmisión. Actualmente la Generación Distribuida representa un 10% de la generación total tanto en Europa como en Estados Unidos.

**1.3.1 Europa**

Las razones por las cuales se ha venido implementando la Generación Distribuida como alternativa de generación en Europa están basados en los aspectos ambientales. Acuerdos como el protocolo de Kyoto, la ISO 14,000 y la preocupación en general por el medio ambiente y los efectos de invernadero han llevado a los países Europeos a buscar fuentes de energías renovables y procesos de cogeneración como alternativas de generación.

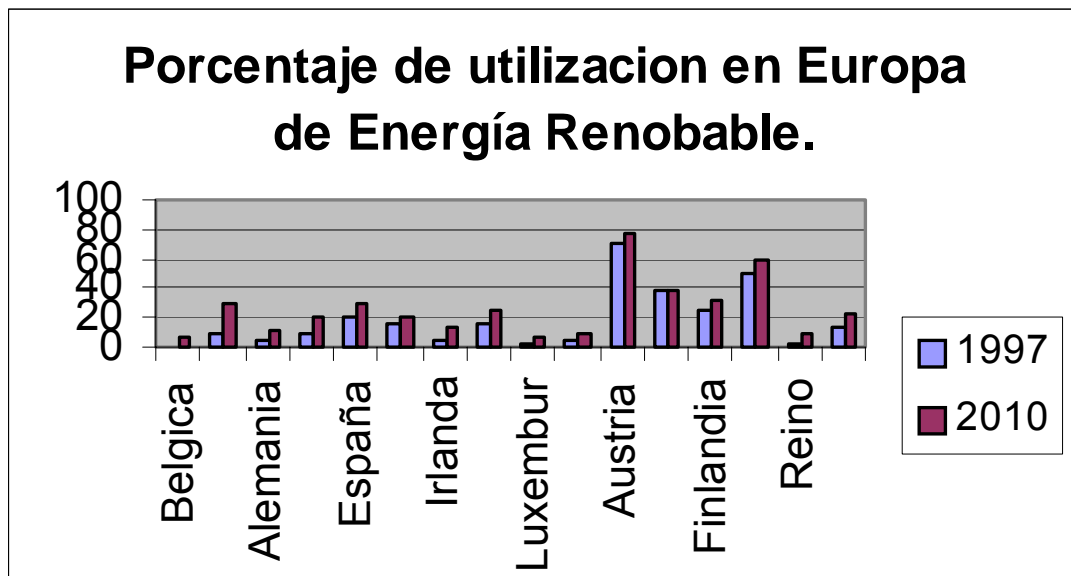
En años recientes se ha comenzado a ver una participación y un desarrollo cada vez mayor de la Generación Distribuida en la generación total de energía de los países Europeos. Actualmente en la mayoría de estos países la GD participa con el 10% de la capacidad instalada e incluso en países como Holanda y Dinamarca, la GD ha llegado a ocupar un 30 o 40% de la capacidad total instalada.

La Tabla 1.1. muestra los porcentajes de las expectativas de la Energía Renovable empleada en Europa entre 1997-2010.

**Tabla 1.1 Porcentaje de la Energía Renovable en Europa entre 1997-2010**

<b>PAÍS</b>	<b>1997</b>	<b>2010</b>	<b>PAÍS</b>	<b>1997</b>	<b>2010</b>
Bélgica	1.1	6.0	Luxemburgo	2.1	5.7
Dinamarca	8.7	29.0	Holanda	3.5	9.0
Alemania	4.5	12.5	Austria	70.0	78.0
Grecia	8.6	20.1	Portugal	38.5	39.0
España	19.9	29.4	Finlandia	24.7	31.5
Francia	15.0	21.0	Suecia	49.1	60.0
Irlanda	3.6	13.2	UK	1.7	10.0
Italia	16.0	25.0	Comunidad	13.9	22

Figura 1.2 Porcentaje de Utilización en Europa de la Energía Renovable



En algunos casos (Austria, Finlandia, etc.) la mayor parte de la energía renovable es generada con pequeñas hidroeléctricas, por esta razón es difícil y bastante limitado conseguir un aumento notable en las capacidades de este tipo de plantas.

Por esta razón se ha tratado de implementar la Generación Distribuida con tecnologías no convencionales para los sistemas de distribución. Tecnologías como las celdas combustibles y los parques eólicos se están volviendo bastante atractivos para ciertos países. Por ejemplo, el incremento de la potencia de origen eólico en la red eléctrica en España está aumentando de manera notable y ahora, España ocupa el tercer puesto mundial en energía eólica, detrás de la inalcanzable Alemania. El potencial estimado para los próximos años es de unos 8/10 GW.

Tabla 1.2 Principales Países por Capacidad Eólica Instalada

País	MW	País	MW
1 ALEMANIA	8.965	9 CHINA	399
2 ESTADOS UNIDOS	4.258	10 JAPÓN	300
3 ESPAÑA	3.335	11 GRECIA	272
4 DINAMARCA	2.417	12 SUECIA	264
5 INDIA	1.507	13 CANADÁ	207
6 ITALIA	700	14 PORTUGAL	127
7 HOLANDA	497	15 IRLANDA	125
8 REINO UNIDO	493	16 EGIPTO	125

La ventaja de este tipo de tecnologías es que son nuevas alternativas económicas en los sistemas de distribución, que brindan una opción más económica para entrar en el mercado en periodo pico.

Sin embargo se han encontrado algunos problemas tales como:

- La capacidad de los sistemas de distribución en cierto tipo de regiones puede ser bastante limitada y no soportar este tipo de operaciones.
- Las restricciones en los niveles de fallas en las zonas urbanas, son una barrera para la GD.
- El diseño de los sistemas de distribución de ciertas ciudades puede no ser el apropiado para aceptar este tipo de generación.

### **1.3.2 Estados Unidos**

En EE.UU. el interés por la Generación Distribuida no es el mismo que en Europa, ya que su interés es aplicar la GD para aumentar la calidad de la potencia, como un sustituto de la capacidad de transmisión y como una respuesta al alza de los precios de la energía eléctrica.

Los actuales planes de política apoyan la Generación Distribuida como alternativa de generación, ya que además de las ventajas mencionadas anteriormente presentan una alta confiabilidad, pues se busca mejorar el suministro al ser un país puramente industrial y sobre todo dar una mayor Seguridad Nacional.

Actualmente se encuentran instalados una cantidad de parques eólicos y Paneles Fotovoltaicos particularmente en California y Arizona, donde su ubicación geográfica los beneficia para el empleo de este tipo de tecnologías. Por ejemplo la cárcel "Alameda County lockup", localizada en Dublin, California cuenta con 6,000 paneles Fotovoltaicos capaces de generar 500 kW de energía eléctrica directamente de la luz solar. Además de presenta los siguientes beneficios:

- Reduce el calor y la radiación de los rayos ultravioleta.
- Reduce las necesidades de aire acondicionado
- Reduce el mantenimiento de la fachada y el techo.
- Permite generar insumos al poderle vender sus excedentes a la red del condado.

También grandes compañías como Mac Donald's quieren emplear las Microturbinas como su única fuente de generación y así permitir abrir y atender sus restaurantes las 24 horas del día.

En el caso federal norteamericano cada Estado impone sus reglas de juego para los sistemas de distribución. Cada estado establece el límite de los excedentes que se pueden vender y la cantidad de tiempo que deben atender. Sin embargo, en este país también se presentan las barreras tanto de capacidad como de regulación encontradas en el caso europeo

### **1.3.3 La Generación Distribuida en Colombia**

La Generación Distribuida en Colombia no existe. Sin embargo esto no quiere decir que no se esté contemplando la idea de llegar a poder generar en pequeña escala cerca de los puntos de consumo. Esta es la idea básica y fuerza motriz de este trabajo. Poder estudiar y analizar la posibilidad de implementar este tipo de generación en un país en vía de desarrollo como lo es Colombia.

Hoy en día existen algunas industrias que están llevando a cabo "intentos" de Cogeneración y Autogeneración. Industrias como la Petrolera, la Cementera, los Ingenios de Azúcar y demás, cuentan con máquinas que les permite llevar a cabo procesos de Autogeneración y en algunos casos Cogeneración, aprovechando el calor producido para ser empleado en otros procesos.

Sin embargo, existen diversos problemas que dificultan la generación o no la vuelven rentable.

La Regulación es una de las más grandes trabas que impide que muchos de estos intentos avancen. La regulación no permite que los mismos Generadores comercialicen y distribuyan la Energía, impidiendo así que estas industrias logren vender sus excedentes.

Además la Regulación no permite que las industrias se independicen totalmente de la Red Eléctrica, generándole un costo adicional a los autogeneradores que no la necesitan o que pudiesen obtener un menor costo o precio especial, para mantener la conexión como respaldo o emergencia.

Ya que la Regulación es uno de los problemas fundamentales que impide el ingreso de la GD, dentro del grupo de investigación de la Generación Distribuida se está estudiando un nuevo planteamiento de la Regulación para poder reformar ciertos artículos y así poderle abrir las puertas a esta nueva forma de generación.

Por otra parte, como ejemplo, existen ciertos Ingenios en el Cauca que trabajan con turbinas de Gas y que pueden utilizar el vapor y calor producido para procesos de cogeneración. Sin embargo, los problemas del transporte del gas hasta esta región del país, baja presión y altos costos, han impedido que los Ingenios utilicen estas máquinas. Terminando en el uso de máquinas más rudimentarias y generándole costos muertos a los empresarios. Problemas como estos y la falta de información sobre nuevas tecnologías y otras formas de generar la Energía Eléctrica detienen el desarrollo y previenen la posibilidad de llegar a generar de una forma mucho más eficiente y racional.

El estudio que se llevará a cabo, a lo largo de este trabajo, es un estudio Técnico-Económico. Como su nombre lo indica, este estudio tendrá en cuenta como primer enfoque, la parte técnica de los circuitos de Distribución, las posibles tecnologías que son aplicables para el caso Colombiano y la forma en que la GD afecta los Flujos de Carga de los sistemas de Potencia a nivel de Distribución.

Como segundo enfoque y con la información obtenida en la primera parte, se desarrollará un estudio más financiero que económico, desarrollado en distintos plazos y con distintos escenarios, el cual tendrá como resultados la rentabilidad de establecer este tipo de generación versus la actual forma de generación centralizada.

## 2. El Valor de la Generación Distribuida

La Generación Distribuida es una opción que está cogiendo cada vez más fuerza a nivel mundial. El impulso por lograr operar con tecnologías limpias ha logrado que este tipo de generación se vuelva atractivo. Y si se consideran las nuevas microrredes que se están formando tanto en EE.UU. como en Europa, es evidente que la GD va a ser la forma de generación del futuro.

Para el caso de los países en vía de desarrollo, donde más de 2 000 millones de personas carecen del servicio eléctrico, el cambio no es un proceso fácil ni inmediato. Al contrario, es un proceso que se va a demorar varios años para poder entrar a funcionar. El estado de la Economía, la dependencia de cierto tipo de combustibles para la generación y los problemas de orden público, entre otros, dificultan y retrasan este proceso.

Sin embargo, hay que empezar por alguna parte y para esto, hay que tener en cuenta que uno de los factores claves en la aprobación de un proyecto o no, es la viabilidad económica. Aunque suene un poco radical o demasiado simplista, el dinero y los costos son determinantes decisivos en la puesta en marcha de un proyecto. Por esta razón se propone realizar un estudio de evaluación para la GD.

Los resultados de cualquier estudio de evaluación dependen tanto de la locación, el diseño, el tipo de demanda, los factores económicos del país como de los métodos de planeación disponibles. Existen varios puntos clave que pueden ser útiles a la hora de determinar si la GD puede ser económicamente atractiva o no.

Algunos de estos son:

- El costo de poder entregar la energía a un área específica, es una de las variables más importantes, que hay que tener en cuenta en el costo total de la energía eléctrica. Además puede llegar a ser uno de factores determinantes en el planeamiento de países en vía de desarrollo, que decide si la opción es rentable o no.
- La Generación Distribuida tiende a ser más económicamente ventajosa cuando se cuenta con zonas alejadas o remotas, las cuales son bastante costosas de atender con la red existente. En estas zonas el número de clientes es bastante pequeño y están localizados relativamente lejos el uno del otro.

- Los sistemas tradicionales de generación tienden a ser más económicamente viables cuando la clientela es lo suficientemente alta o cuando el consumo per cápita es alto.
- Cuanto más alta sea la densidad de carga o cuanto más grande sea el número de puntos de consumo, serán más económicamente viables soluciones de infraestructura intensiva como los sistemas tradicionales eléctricos o una combinación de estos con Generación Distribuida aplicada en puntos específicos donde su instalación sea posible.
- El costo de ciertos combustibles, sobretodo los combustibles fósiles, varía con el tiempo. Esto puede hacer que tecnologías que emplean este tipo de combustibles sean relativamente rentables al principio, pero después de un tiempo pierdan competitividad con otras que empleen fuentes de energía renovables.

Para poder emplear estos criterio y realizar de forma adecuada se debe conocer el tipo de sistemas que se van a estudiar. A continuación se hará una breve introducción a los sistemas de Distribución existentes en Colombia.

## **2.1 Los Sistemas de Distribución en Colombia**

En Colombia, en general, un sistema eléctrico de potencia está conformado por los subsistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Su función primordial es la de generar y transportar la energía producida en las centrales de generación, para su aplicación en los centros de consumo.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define un **Sistema de Distribución Local** de la siguiente forma:

“Un Sistema de Distribución Local es el Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.” (Resolución CREG 218/97).



El estudio que se va a realizar a lo largo de este trabajo, va a ser enfocado a los sistemas de distribución, basados en un circuito piloto. Para poder determinar este circuito vale la pena conocer más a fondo los diferentes componentes, característicos de los Sistemas de Distribución en Colombia.

Estos componentes son:

- Líneas de Transmisión
- Subestaciones
- Empresas Distribuidoras

Las líneas de distribución se clasifican de acuerdo con las siguientes características: Ubicación de los Centros de Consumo, Tensión Nominal de Distribución y Tipo de Construcción de la Línea, como se indica en la siguiente tabla.

**Tabla 2.1 Características de las Líneas de Distribución**

Ubicación Centros de Consumo	Tensión Nominal de Distribución	Tipo de Construcción
Líneas de Distr. Urbanas	Alta Tensión $110 \text{ kV} \leq V \leq 220 \text{ kV}$	Aérea
Líneas de Distr. Rurales	Media Tensión $44 \text{ kV} \leq V \leq 110 \text{ kV}$	Subterráneas
	Baja Tensión $24 \text{ kV} \leq V \leq 44 \text{ kV}$	
	Líneas Secundarias $V < 600 \text{ V}$	

Por otro lado, las subestaciones de distribución son aquellos puntos de transformación de los niveles de voltaje de transmisión o subtransmisión a niveles de suministro, que controlan directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia y otros equipos de protección.

Las subestaciones de distribución se clasifican de acuerdo con las siguientes características: Ubicación de los Centros de Consumo y Tipo de Construcción de la Subestación, como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 2.2 Características de las Subestaciones de Distribución**

<b>Ubicación Centros de Consumo</b>	<b>Tipo de Construcción</b> (Tipo de Piso)
Subestaciones de Distr. Urbanas	Intemperie: Patio o Pedestral
Subestaciones de Distr. Rurales	Interior: Capsulada, Pedestral o Local

Actualmente, en Colombia todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras. Sin embargo esto no quiere que todas las empresas comercializadoras sean distribuidoras.

El marco regulatorio vigente, aplicable a las empresas distribuidoras, está contenido principalmente en las Resoluciones CREG-003 de 1994 y CREG-099 de 1997. Sin embargo, ese marco regulatorio, como se ha mencionado anteriormente, debe ser cambiado en ciertos artículos para poder aceptar el ingreso de la Generación Distribuida como otra alternativa de distribución de la Energía Eléctica. La regulación, es un reglamento básico que se debe cumplir y que contiene toda la información necesaria para poder continuar con el estudio técnico-económico propuesto en este trabajo. Por esta razón, se ha designado otra parte de estudio cuyo fin sea determinar cómo debe ser ese nuevo marco regulatorio.

Una vez obtenida suficiente información sobre esa nueva regulación, se podrá incluir los efectos regulatorios tanto en forma de costos como en la forma de empleo de la GD en este trabajo.

## **2.2 Tecnologías empleadas en la Generación Distribuida**

Las unidades de Generación Distribuida pueden generar electricidad usando una gran variedad de tecnologías. Se trabaja tanto con alternativas energéticas Convencionales como con alternativas no convencionales. Vale la pena analizar estas tecnologías y valorar sus respectivas ventajas y desventajas.

### **Alternativas energéticas Convencionales:**

- Motores
- Turbinas de Ciclo Combinado
- Combustibles:

- ❖ Gas Natural
- ❖ Diesel
- ❖ Gasolina
- ❖ ACPM
- ❖ Gases de Biomasa

#### **Alternativas energéticas No convencionales:**

- Celdas combustibles
- Generación por fuentes de Energía Renovables:
  - ❖ Eólica
  - ❖ Solar
  - ❖ Pequeñas Hidroeléctricas

Se analizarán en más detalle dos de las alternativas energéticas convencionales mencionadas anteriormente. Estas alternativas emplean combustibles fósiles, tales como gasolina, Diesel o Fuel Oil, Gas Natural, ACPM etc. para producir energía eléctrica.

Este combustible, cualquiera que sea, se oxida para producir calor, presión y finalmente electricidad. Existen tres formas de lograr esto, dos de ellas corresponden a las alternativas energéticas convencionales que se analizarán a continuación, y la tercera pertenece al grupo de las alternativas energéticas no convencionales, las cuales se analizarán con mayor detalle en capítulos posteriores.

#### **2.2.1 Motores de Combustión**

Los Motores de Combustión son la alternativa de generación actualmente más empleadas en el Mundo para la Generación Distribuida.

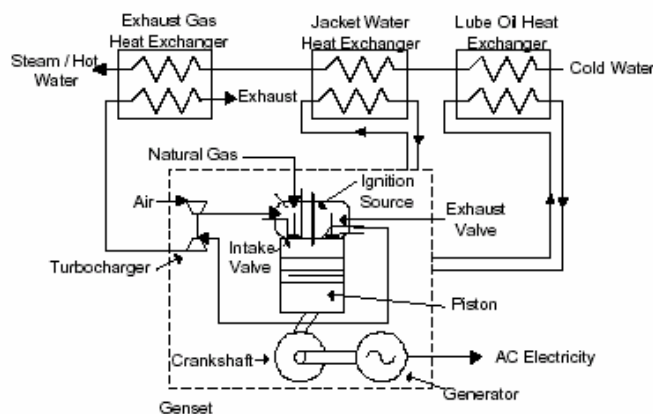
Este tipo de Motores fue desarrollado hace más de 100 años y tanto los Motores Diesel (compresión) como los Motores de Otto (chispa de arranque) son aceptados y conocidos mundialmente, y su capacidad tiene un rango desde 1 kW hasta los 60 MW.

Los motores pequeños fueron diseñados para transporte y poco a poco fueron modificados para acondicionarlos para el uso personal. Los motores de mayor capacidad son empleados en la generación centralizada, en algunos barcos o para mover grandes maquinarias.

Los Motores de Combustión de menor tamaño son los empleados en la GD y, para todo tipo de aplicaciones, esta alternativa energética ofrece bajos costos y eficiencias relativamente altas. Sin embargo, los requerimientos de mantenimiento y las emisiones atmosféricas son altos. La mayoría de estos motores empleados para la generación de energía eléctrica operan en cuatro ciclos: mezcla, compresión, combustión y expulsión de gases. El proceso consta de la oxidación del combustible al mezclarlo con el aire. Esta mezcla es comprimida e introducida en un cilindro de combustión.

Dentro del cilindro se lleva a cabo la combustión del combustible, la cual hace que un pistón, el cual se encuentra dentro del cilindro, empiece a moverse en un movimiento lineal. El proceso se repite para conseguir continuidad del movimiento y al moverse el pistón, un eje conectado empieza a girar. La rotación del eje es empleada por un generador AC, para producir la energía eléctrica. Mientras el eje está girando una compuerta en el cilindro se abre para así poder expulsar las emisiones restantes. Algunos motores especiales utilizan estas emisiones para aplicaciones de cogeneración.

**Figura 2.1 Funcionamiento de los Motores de Combustión Interna**



El proceso de combustión produce altas emisiones de  $NO_x$  y de monóxido de carbono. Los procesos de control emisiones son bastante costosos para este tipo de tecnología, y por esta razón los motores de combustión interna son actualmente empleados en casos de emergencia o en aplicaciones de "Stand By". Sin embargo, sus bajos costos de instalación, su disponibilidad en el mercado y la facilidad de operación y mantenimiento, los convierten en la tecnología excelencia para este tipo de situaciones.

Las eficiencias de los motores de combustión interna están en el rango del 30 o 36% y además tienen una vida útil bastante larga (más o menos de 20 años), ya que están diseñados para trabajar bajo condiciones de heavy duty. Los costos de instalación y de operación para este tipo de motores son de US \$900/ kW.

La clave para reducir estos costos es desarrollar una densidad de potencia mayor para las máquinas, sin embargo esto requeriría de componentes internos más durables y resistentes a las altas temperaturas de operación. Si esto se pudiese lograr en los siguientes años, no sólo se disminuirían los costos de operación sino también los de mantenimiento, ya que con estos nuevos componentes las máquinas serían más confiables y tendrían una probabilidad de falla mucho menor a la actual.

Para aumentar la vida útil de los motores se deben desarrollar nuevos y mejores componentes de ventilación tales como los turbocargadores, las válvulas y el área alrededor de la chispa de arranque.

Aunque los motores de combustión interna son la alternativa más empleada en el mundo actualmente en la Generación Distribuida, otras alternativas como las turbinas de gas y las celdas combustibles, cuyos costos son un poco más caros, están compitiendo en el mercado con los Motores, ya que ofrecen una mayor eficiencia y menores emisiones atmosféricas.

### **2.2.2 Microturbinas**

Existen tres tipos de Generadores con Turbinas a Gas: generadores con turbinas de utilidad, con miniturbinas y los generadores con microturbinas cada uno con un diseño y características de operación distintas.

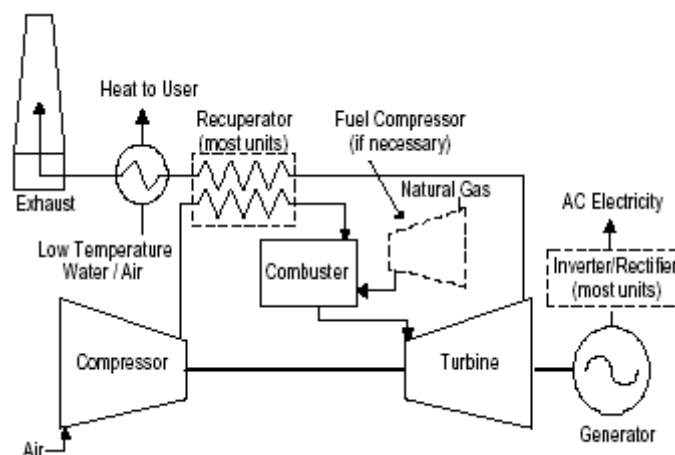
Las Turbinas de Utilidad están diseñadas para trabajar en rangos mayores a los 10 MVA, las Miniturbinas entre los 800 kVA y los 10 MVA, y finalmente las Microturbinas para trabajar entre 20 kVA y los 750 kVA. Por esta razón, se emplean este tipo de Generadores como alternativa para la Generación Distribuida.

La tecnología empleada en las Microturbinas fue derivada de los sistemas de energía con aplicaciones en vehículos, tales como pequeños helicópteros y buses.

Actualmente existen distintas compañías que están probando unidades de pequeña escala, cuyos tamaños varían entre 15 a 500 kW. Sin embargo, algunos de estos prototipos ya se encuentran aún disponibles en el mercado.

El sistema de los generadores con Microturbinas consiste de un compresor, una turbina y un generador. El compresor y las turbinas tienen un diseño de flujo radial y son parecidos a los turbocargadores empleados en los motores de combustión interna. La mayoría de los diseños de las turbinas emplean un solo eje y un generador de alta velocidad para producir un voltaje variable y una corriente alterna (AC). Se emplea un inversor para mantener una frecuencia constante de 60 Hz y la mayoría de las Microturbinas son diseñadas para operar continuamente y obtener mayores eficiencias eléctricas.

**Figura 2.2 Funcionamiento de las Microturbinas**



El eje de las Microturbinas rota a grandes velocidades (40,000+ rpm) debido a su pequeño tamaño y además opera a velocidades variables para generar distintas salidas de potencia dependiendo de la operación.

Estas turbinas usualmente trabajan en ciclo combinado y algunas emplean el ciclo de Cheng para conseguir mayores eficiencias. Tienen una característica especial y es que emplean el calor disipado para calentar el aire a la entrada del compresor y así conseguir un ahorro significativo en combustible, o pueden emplear el calor disipado para otro tipo de aplicaciones (aplicaciones de cogeneración) como aire acondicionado o calefacción.

En general las emisiones de las Microturbinas son comparables con las de las grandes turbinas de Gas. Por ejemplo los niveles Nox reportados para la Microturbina Capstone de 30 kW es menor a 9 ppm, mientras que los reportados para la Honeywell Parallon75 de 75 kW so de 50 ppm..

Los niveles de emisión de las Microturbinas son difíciles de calcular ya que dependen del fabricante y del tipo de turbina que se quiera. Además estos niveles deben ser obtenidos después de realizar numerosas pruebas a los equipos, y como las máquinas son diseñadas especialmente para clientes específicos, estos pueden ser difícil de conseguir. El control de las emisiones está básicamente enfocado al diseño de combustión y el control de la llama. Sin embargo debido a su pequeño tamaño, la mayoría de las Microturbinas existentes cumplen con la regulación ambiental.

La eficiencia final de las máquinas depende de la presión de Gas disponible. Unidades que emplean gas con presiones altas (50-60 psig) son del 1-4% más eficientes que las Microturbinas que trabajan con presiones bajas. Por esta razón se esta trabajando en dispositivos que permitan aumentar la presión en lugares donde la presión es relativamente baja.

Las eficiencias conseguidas con estas máquinas están entre el 34% y 40%, pero trabajando en ciclo combinado o en ciclo de Cheng se esperan conseguir eficiencias del 60%.

Las Microturbinas están enfocadas más que todo hacia los usuarios comerciales e industriales. El gran reto de las Microturbinas es reducir su costo de producción e instalación para los sectores residenciales. Sin embargo se espera que a medida que su producción aumente estos costos empiecen a disminuir y lleguen a ser competitivos en el mercado dentro de los siguientes 5 a 8 años.

En el mercado norteamericano el precio de las Microturbinas depende de la capacidad, del diseño de la máquina, etc., pero tienen un precio promedio de US \$700/kW.

Algunas de las ventajas y desventajas de esta alternativa son las siguientes:

- Tienen una durabilidad bastante alta y un bajo mantenimiento. Este tipo de turbinas presentan fallas o intervalos de mantenimiento cada 2.5 a 3 años. Mientras que otro tipo de turbinas como las Miniturbinas y las Microturbinas presentan fallas cada 8 meses a 1 año.
- Presentan un diseño simple. Son compactas rápidas de instalar y fáciles de reparar.
- Comparado con otras alternativas de GD, presentan grandes niveles de ruido.
- Comparado con otras alternativas de GD, presentan eficiencias bastante bajas.

La preocupación por el medio ambiente, las nuevas políticas ambientales y los nuevos desarrollos en tecnologías han forzado a los generadores a encontrar alternativas energéticas no convencionales o amigables con el medio ambiente, que reduzcan las emisiones atmosféricas y que reduzcan la dependencia de los combustibles fósiles.

Actualmente existen 4 alternativas para la Generación Distribuida, sin embargo sólo se estudiarán tres de ellas (las celdas combustibles, la energía solar y la eólica), ya que la cuarta, las pequeñas hidroeléctricas, son bastante similares a las empleadas actualmente en Colombia y sobre este tema se conoce bastante al respecto.

### **2.2.3 Celdas Combustibles**

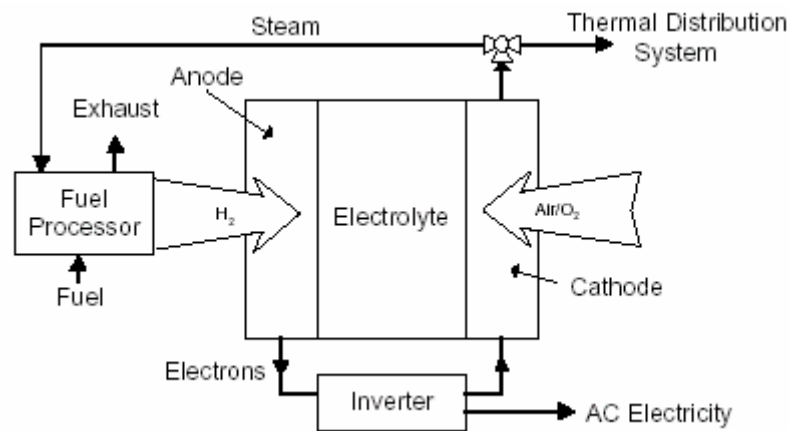
Los beneficios obtenidos al considerar la tecnología de Celdas de Combustible en las estrategias energéticas de un país pueden ser muy numerosos y van desde el hecho que esta tecnología ayuda en la transición hacia economías independientes del petróleo, otorgando elementos para un mejor plan estratégico en materia de energía, hasta los enormes beneficios de salud relacionados con las reducciones en emisiones de contaminantes.

Las celdas combustibles son conocidas desde 1839 y funcionan básicamente como un par de pilas o baterías. Las celdas combustibles son sistemas generadores de energía eléctrica altamente eficientes, en donde se produce corriente continua por una combinación de combustible y oxígeno, en una reacción electroquímica. Pueden usar una gran variedad de combustibles, como gas natural, propano, gas LPG, gasificación de carbón e Hidrógeno.

El tamaño de estas celdas varía entre 3 kW a 250 kW. Sin embargo como son modulares se puede generar hasta 3 MW apilando las celdas.



**Figura 2.3 Funcionamiento de las Celdas Combustibles**



Comparado con las tecnologías de generación tradicionales, que usan primero procesos de combustión para convertir combustible en calor y en energía mecánica, las celdas combustible convierten la energía química de un combustible a energía eléctrica directamente, sin procesos de conversión intermedia. Las celdas combustibles, por lo tanto, no están limitadas por el ciclo de eficiencia de Carnot de los motores de combustión interna.

Las celdas de combustible no sólo ofrecen la forma más eficiente de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, sino que además muy bajas emisiones. Sobre el 80% de energía obtenida a partir de combustibles suministrados a las celdas de combustibles, puede ser convertido en poder eléctrico utilizable y calor.

Además, una celda de combustible eficiente es, en gran parte, independiente de su tamaño y nivel de rendimiento. Las celdas combustibles pueden ser operadas por medio de potencia nominal, manteniendo altas eficiencias. Casi todas las plantas de celdas de combustibles funcionan en modo de Cogeneración, debido a que son limpias y a sus altos grados de pérdidas de calor.

Las eficiencias obtenidas hasta el momento han sido del 40 al 80%

Las celdas de combustibles son una gran alternativa en la planeación energética a corto, mediano y aún largo plazo, debido a sus características favorables que incluyen la posibilidad de emplear compuestos derivados del petróleo de manera más eficiente alargando así la duración de estos energéticos y significando una transición hacia tecnologías que sustituyan las basadas en hidrocarburos. Esto significaría el aprovechamiento de la infraestructura actual y creciente de Colombia, para conformar un mercado energético que utilice hidrocarburos que sean mejor aprovechados en

tecnologías eficientes y poco contaminantes como las celdas, tanto en generación de electricidad como en el sector transporte.

Los costos iniciales de instalación están entre \$2,000- \$3,000/kW por una pila de celdas combustibles, un recolector que extrae el Hidrógeno del combustible, un inversor que convierte la corriente directa a corriente alterna y equipos para volver a utilizar el calor disipado. Los costos de operación en EE.UU. de las celdas combustibles varían entre 10¢ y 15¢ por kWh.

Actualmente se está trabajando bastante en el desarrollo de Celdas para el sector residencial. Estas Celdas no usan el calor disipado. Se está desarrollando la producción en masa para disminuir los costos de estas celdas a menos de US \$1000/KW para los siguientes 5 años.

#### **2.2.4 Energía Solar**

La energía solar es una fuente renovable de energía obtenida por la conversión de la energía luminosa en energía eléctrica.

En 1839 Edmund Becquerel descubrió que cierto tipo de materiales conducían pequeñas corrientes eléctricas al exponerlas a la luz. Este descubrimiento llevó a otros científicos a desarrollar más experimentos en esta área.

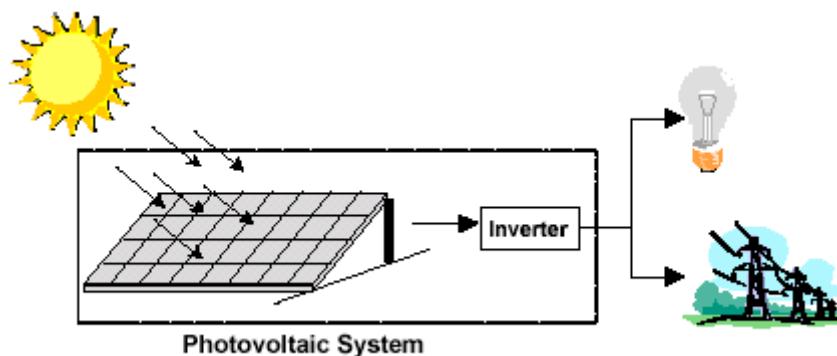
En 1954 los laboratorios Bell utilizaron el proceso de Czochralski para desarrollar un módulo fotovoltaico de Silicio que aumentó la conversión de energía luminosa en energía eléctrica en un 4%, frente a otros experimentos que se estaban desarrollando. Los módulos Fotovoltaicos, también conocidos como Paneles Solares, son actualmente disponibles en el mercado, no producen emisiones, son confiables y requieren de muy bajo mantenimiento. Sin embargo, son una alternativa bastante costosa, funcionan sólo en lugares donde haya mucha luz solar y son disponibles en tamaños bastante grandes.

Los Sistemas Fotovoltaicos (SFV) transforman la radiación solar en energía eléctrica permitiendo abastecer una amplia variedad de consumos. Para poder utilizar la energía que viene del Sol son necesarios, básicamente, tres elementos: módulos Fotovoltaicos, controladores de carga y baterías. Los módulos Fotovoltaicos son contruidos a partir de pastillas de silicio monocristalino, material de calidad superior a sus similares y de elevada eficiencia. El segundo elemento, el controlador de carga, es un dispositivo de fundamental importancia para preservar las baterías, aumentando la vida útil de las mismas. Las baterías son los elementos que almacenan la energía.

La energía excedente producida durante las horas y días de mayor insolación es acumulada en baterías. La energía acumulada permite abastecer los consumos durante la noche y durante los días nublados.

Los SFV generan energía eléctrica en corriente continua. Si se deben abastecer consumos de corriente alterna, es necesario intercalar un inversor de CC/CA entre las baterías y dichos consumos.

**Figura 2.4 Funcionamiento de los Paneles Fotovoltaicos**



La capacidad de generación de un SFV depende de su tamaño y del recurso solar disponible en el lugar de su instalación (100 kW). La eficiencia de estos SFV es del 5 al 12% y la vida útil de es de 40 años. La mayoría de los módulos fotovoltaicos comercializados actualmente consisten en una interconexión de 30 a 36 celdas solares de silicio en serie. La potencia nominal de generación de cada módulo depende de la superficie de cada celda.

Los SFV se diseñan de tal manera que la energía que deben generar debe ser equivalente a la requerida por los consumos conectados. En la mayoría de los casos el cálculo debe realizarse para el mes de peor nivel de insolación (invierno).

Los precios de esta alternativa son bastante altos y se encuentran entre US \$4,000-\$5,000/KW. Los paneles en sí son la parte más costosa de este tipo de tecnologías y hacen parte del 60% del precio.

Cuando los consumos son relativamente altos los sistemas Fotovoltaicos son combinados con otras fuentes de energía eléctrica (generadores diesel, eólicos, termogeneradores, etc.), formando lo que se denomina un Sistema Híbrido.

Las principales ventajas que presentan los SFV son:

- No consumen combustible
- Son totalmente silenciosos
- No contaminan el medio ambiente
- Son modulares
- Requieren de un mínimo mantenimiento

### **2.2.5 Energía Eólica**

La utilización del viento como una fuente de energía ha sido tema de interés en todo el mundo en la última década. En el pasado el viento ha sido una importante fuente de energía, que se ha aprovechado en los molinos de viento y en el bombeo de agua.

El uso de las turbinas de viento para generar electricidad comenzó en Dinamarca a finales del siglo pasado y se ha extendido por todo el mundo. Pequeñas turbinas de viento generadoras de electricidad abastecían a numerosas comunidades rurales hasta la década de los años treinta, cuando en Estados Unidos se extendieron las redes eléctricas.

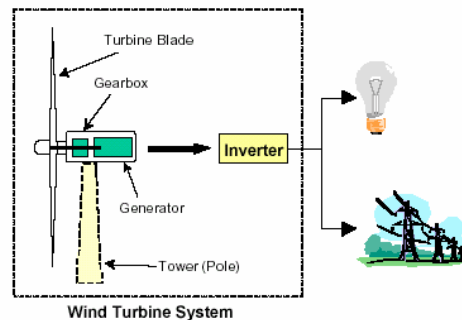
Las modernas turbinas de viento trabajan mediante dos tipos de procedimientos: el arrastre, en el que el viento empuja las aspas, y la elevación, en el que las aspas se mueven de un modo parecido a las alas de un avión a través de una corriente de aire. Las turbinas que funcionan por elevación giran a más velocidad y son, por su diseño, más eficaces. Se puede generar hasta 500 kW, pero se necesita de muchos recursos de espacio y de viento.

Para producir energía eléctrica a partir del viento se requiere un generador eólico, el cual se fundamenta en el mismo principio de los antiguos molinos de viento. Los generadores de turbina de viento tienen varios componentes. Una de estas partes es la turbina eólica cuya energía es proporcional al cubo de la velocidad del viento. Por lo tanto, sólo es de interés cuando el viento es suficientemente fuerte (más de 20 km./hora) y sopla con regularidad.

Las turbinas de viento pueden clasificarse en turbinas de eje horizontal, en las que los ejes principales están paralelos al suelo y turbinas de eje vertical, con los ejes perpendiculares al suelo. Las turbinas de ejes horizontales utilizadas para generar electricidad tienen de una a tres aspas, mientras que las empleadas para bombeo pueden tener muchas más.

El rotor convierte la fuerza del viento en energía rotatoria del eje, una caja de engranajes aumenta la velocidad y un generador transforma la energía del eje en energía eléctrica.

**Figura 2.5 Funcionamiento de las Turbinas Eólicas**



En algunas máquinas de eje horizontal la velocidad de las aspas puede ajustarse y regularse durante su funcionamiento normal, así como cerrarse en caso de viento excesivo. Otras emplean un freno aerodinámico que con vientos fuertes reduce automáticamente la energía producida.

Las máquinas modernas comienzan a funcionar cuando el viento alcanza una velocidad de unos 20 km/h. Logran su máximo rendimiento con vientos entre 40 y 48 km/h, y dejan de funcionar cuando los vientos alcanzan los 100 km/h. Los lugares ideales para la instalación de los generadores son aquellos en los que el promedio anual de la velocidad del viento es de al menos 21 km/h.

El mayor interés que existe actualmente es la producción de electricidad a partir del viento con el fin de sustituir los costosos combustibles fósiles. Las principales dificultades que presenta el aprovechamiento de esta fuente son: las variaciones en la velocidad del viento y la incapacidad de asegurar un suministro regular o constante. Sin embargo se están desarrollando sistemas de baterías para poder almacenar los excedentes producidos y emplearlos cuando sean necesarios.

La energía eólica, no contamina el medio ambiente. Sin embargo los niveles de ruido si pueden molestar a los usuarios que se encuentren cerca de estos centros de generación.

Los costos de esta alternativa al igual que los de la solar, son bastante altos y están entre los US \$3,000 a \$4,000/kW.

La eficiencia de esta alternativa depende de muchos factores (velocidad del viento, espacio y tamaño, etc.), pero se ha encontrado que ésta se encuentra entre el 20 al 50%. Los generadores eólicos tienen una vida útil bastante larga entre 25 a 30 años.

### 2.2.6 Comparación entre características

Ahora que se han discutido los diferentes tipos de tecnologías empleados en la Generación Distribuida, vale la pena resumir un poco esta información en la tabla 2.3:

**Tabla 2.3 Comparación de Tecnologías**

Tecnología	Tamaño	Operación	Eficiencia	Costo	Emisiones
Motores Gas o Diesel	500 kW-5MW	Combustión interna	30-36%	US \$900/kW	NOx: 7-9, CO: 0.3-0.8
Eólica	500 kW-1.5MW	Viento	20-50%	US \$3,000-4,000/kW	Ninguna
Solar	hasta 500 kW	Luz Solar	5-12%	US \$4,000-5,000/kW	Ninguna
Microturbinas	25kW-1MW	Combustión interna	20-28%	US \$700/kW	NOx: 9-50ppm, CO: 9-50ppm
Celdas Combustibles	1kW-20MW	Proceso Electrolytico	40-80%	US \$2,000-3,000/kW	NOx: <0.02, CO: <0.01

Como se puede ver las alternativas no convencionales son las tecnologías más eficaces, pero a su vez también son las más costosas y las que dependen de mayores requerimientos.

A la hora de escoger la tecnología que se quiere emplear, se debe mirar la capacidad, la eficiencia, el tipo de combustible que se necesiten y también el tipo de presupuesto que se tiene.

### 2.3 Tecnologías aplicables al caso Colombiano

En Colombia la generación se realiza siguiendo el modelo de la generación centralizada. Las máquinas empleadas son básicamente hidroeléctricas y termoeléctricas (Turbinas de Gas y a Vapor). Más o menos un 67% de la generación se debe a las Hidroeléctricas. Esto demuestra la gran dependencia que Colombia tiene sobre el agua y aunque se cuenta con reservas, las sequías y los efectos atmosféricos, como "El Niño", causan racionamientos de Energía.

Por esta razón en 1992, en una gran cantidad del País, se produjo un racionamiento tan severo, que muchas empresas y consumidores, adquirieron pequeñas plantas generadoras, la mayoría trabajando con Diesel o ACPM, para poder contrarrestar los efectos del racionamiento.

Una vez se logró controlar el racionamiento y los niveles de los embalses subieron a su valor normal, muchas de estas pequeñas plantas dejaron de ser utilizadas.

Si se le pudiera abrir las puertas a la Generación Distribuida, muchas de estas pequeñas plantas podrían volver a entrar en uso. Aunque los tamaños de estas plantas son bastante pequeños (algunos cuantos kW) y no se podrían usar para generar excedentes y venderlos en el mercado, si podrían ser empleados como generadoras en caso de emergencia. Las plantas de mayor tamaño incluso podrían servir para la autogeneración, en el caso de pequeñas industrias. Además de estas plantas, en Colombia se cuenta con una gran cantidad de plantas Diesel/ACPM de distintas capacidades. Encontrar un reparador y los diferentes repuestos son relativamente fáciles de conseguir.

Todo esto nos lleva a la conclusión, que la tecnología que más acogida podría tener en Colombia serían los motores de combustión que operen con combustibles fósiles. Aunque no son fuentes renovables de energía y contaminan el ambiente, esta tecnología actualmente, para el caso Colombiano, es la más disponible y la menos costosa. Por esta razón, si la GD pudiera entrar a funcionar, se deberá comenzar con el uso de estas plantas y sobretodo con el aprovechamiento de las pequeñas plantas que ya existen y que no tienen mayor uso.

Por otra parte, el resto de la Generación de Energía Eléctrica en Colombia se produce en las termoeléctricas. Estas son plantas o turbinas de gas o gas y vapor, que operan en ciclo combinado para lograr mayores eficiencias.

Como esta tecnología también es conocida, se sabe su forma de operación y se cuenta con los combustibles que éstas requieren (Gas, Carbón, etc), las Microturbinas son la segunda tecnología que podría ser aplicada al caso Colombiano. Aunque, como los motores de combustión interna, emplean combustibles fósiles, las microturbinas no son costosas y además, pueden emplear el calor generados para procesos de cogeneración, elevando así su eficiencia, convirtiéndolas finalmente en una alternativa mucho más rentable.

Las tecnologías no convencionales, no son muy conocidas y aplicadas en Colombia. Aunque hay proyectos de parques eólicos en la zona de la Guajira, la realidad es que esta tecnología es muy costosa, muy específica (Colombia cuenta con pocas zonas que geográficamente son aceptables para la instalación de los parques eólicos) y su puesta en marcha es en lejano plazo. Igualmente, los paneles fotovoltaicos son una alternativa que habría que considerar en el largo plazo. Esta tecnología, es aún más costosa que la eólica y tiene los mismos problemas de ubicación geográfica.

Descartando estas dos alternativas, sólo nos quedan dos alternativas restantes: las pequeñas hidroeléctricas y las celdas combustibles. Como en Colombia la mayoría de la generación de energía eléctrica es producida por las grandes hidroeléctricas, pensar en la posibilidad de instalar pequeñas hidroeléctricas para la GD, sería un error, ya que no es deseable aumentar la dependencia en este tipo de recursos variables, como lo es el agua.

Las celdas combustibles, sin embargo, si son una alternativa que podría ser aplicable, si no en el corto en el mediano plazo. Esta tecnología aunque es más costosa que las tradicionales, presenta eficiencias mayores, bajos niveles de contaminación y son un ejemplo perfecto para la Generación Distribuida. Hoy en día, las celdas combustibles están cogiendo cada vez más acogida, sobre todo en Europa, donde se desea trabajar con tecnologías “limpias”, aumentando así el conocimiento de este tipo de alternativa energética. Otro punto a favor que tienen las celdas combustibles, es que se consiguen en todos los tamaños y capacidades, lo que las vuelve atractivas para las diferentes industrias que trabajan u operan con requerimientos específicos.

En conclusión, la Generación Distribuida en Colombia deberá empezar con el uso de las tecnologías tradicionales y a medida que vaya cogiendo fuerza y que las tecnologías sean más disponibles en el mercado, se deberá mirar, en el largo plazo, la posibilidad de trabajar con las tecnologías no convencionales y sobre todo con fuentes renovables de energía. Esta información se encuentra resumida en la siguiente tabla:

**Tabla 2.4 Tecnologías aplicables para el caso Colombiano**

<b>Tecnología</b>	<b>Aplicable?</b>	<b>Razón</b>
Motores de Combustión	Si	Es conocida. Se cuenta con plantas que no están siendo usadas. No es muy costosa
Microturbinas	Si	Es conocida. No es muy costosa. Es una excelente alternativa para la cogeneración
Pequeñas Hidroeléctricas	No	No es deseable aumentar la dependencia de este recurso.
Celdas Combustibles	Si	Bajos Niveles de Contaminación, mayores eficiencias.
Energía Solar	No	Baja Disponibilidad geográfica. Altos Costos de Inversión.
Energía Eólica	No	Baja Disponibilidad geográfica. Altos Costos de Inversión.



## **2.4 Plazos de estudio**

El plan de estudio de la evaluación para la Generación Distribuida, se desarrollará y se analizará para los siguientes periodos de tiempo:

- Corto Plazo: Comprende el periodo de tiempo de un año. El corto plazo será la base para el estudio de los flujos de carga.
- Mediano Plazo: Comprende el periodo de tiempo de 5 años. El mediano plazo será empleado para estudiar el crecimiento de la carga (necesidades de infraestructura) en los flujos de carga y en el modelo financiero para realizar los flujos de caja.

El largo plazo, que comprende el periodo de tiempo e 10 años, será aplicado en el modelo financiero sólo para hacer un análisis más detallado de los flujos de caja y el efecto del riesgo.

## **2.5 Mercado de la Generación Distribuida**

La Generación Distribuida, para poder éxito, debe estar enfocada hacia algún tipo de mercado. Retomando los plazos discutidos anteriormente se podrá empezar a analizar quienes podrían ser los posibles interesados en entrar en este nuevo tipo de negocio.

En un primer periodo, comprendido por el corto y mediano plazo, los posibles participantes deben ser empresas que estén en contacto con el negocio de la generación o empresas que posean el capital suficiente para invertir en este tipo de tecnologías.

Por un lado, están los Distribuidores. Estos agentes están en permanente contacto con el manejo de la Energía Eléctrica y les puede interesar la Generación Distribuida, como alternativa, ya que puede aumentar la calidad del servicio, reducir pérdidas en el sistema y sobretodo porque puede ser un nuevo negocio para ellos.

Además de distribuir la energía, pueden tener pequeños generadores ubicados ya sea en las subestaciones o en los puntos de alto consumo y, vender y comercializar esa energía generada para lograr una rentabilidad económica. De esta forma aumentan su Mercado y la Calidad de su Servicio, y poco a poco se van independizando del Sistema Interconectado, consiguiendo así la formación de las pequeñas microrredes.

Otro uso que los Distribuidores le pueden dar a la Generación Distribuida es en la interconexión de las Zonas rurales. Estas zonas rurales que están usualmente alejadas y que tienen problemas de conexión debido a la lejanía de su ubicación, pueden pedirle a los distribuidores que empleen la GD como solución a este tipo de problemas.

Por otro lado, están las grandes industrias. En Colombia, las Industrias Petroleras, Textiles, Cementeras, la Industria del Papel, entre otras, son Industrias que poseen el capital suficiente para poder invertir en la Generación Distribuida.

En Colombia, Industrias como ECOPETROL, CEMEX, PROPAL, y muchas otras, ya cuentan con pequeñas plantas para procesos tanto de autogeneración como cogeneración. Algunos de ellos, lo han hecho por razones de producción, donde un corte de energía puede afectar gravemente el negocio de estas industrias. Por esa razón se prefiere tener plantas de generación operando todo el día asegurando así una producción continua, que depender de la red, la cual puede fallar en cualquier momento, sobretodo en regiones específicas del país donde problemas de orden público dificultan un buen servicio. Además de esto, estas industrias poseen plantas aún más pequeñas para ponerlas a operar en casos de emergencia. Sin embargo, y como ya se había mencionado anteriormente, la regulación no les permite independizarse totalmente de la red, y por ello deben pagar cierto costo.

Entonces, muchas de las grandes industrias ya cuentan con máquinas o poseen el capital necesario para poder ejercer Generación Distribuida, lo que falta es que la Regulación se los permita hacer. De la misma forma que los Distribuidores estas industrias podrían entrar en el Mercado de la Energía Eléctrica, al vender los excedentes producidos por la generación a distintos tipos de consumidores que se encuentren localizados cerca de ellos. Aumentando la rentabilidad económica de los equipos que ya poseen.

Para el periodo comprometido por el mediano y largo plazo, se espera que las medianas y pequeñas industrias, puedan empezar a entrar en el negocio de la Generación Distribuida. De la misma forma que las grandes industrias, emplearían la GD, como formas de autogeneración o cogeneración, para luego poder generar excedentes y poderlos vender.

Ya en el lejano plazo, se podría pensar que en las ciudades, los conjuntos residenciales se agruparan para comprar una planta de generación que les permitiera suplir su propia carga y además darles la oportunidad de entrar en el mercado al vender los excedentes a los conjuntos aledaños. Aunque es una posibilidad que podría ser bastante rentable, es difícil de lograr ya que se necesita poner de acuerdo a muchas personas, algo que es bastante complicado de hacer siempre que hay dinero de por medio, y además se puede incurrir en costos de infraestructura que le puede quitar un poco de atractivo a esta idea.

### 3. Modelo Técnico

#### 3.1 Introducción

La Generación Distribuida se diferencia de la Generación Central convencional en que esta última está asociada a grandes redes de transmisión que llevan la energía producida hasta los centros de consumo y la GD está instalada en el mismo lugar donde se produce la demanda. Se reduce así la utilización de las redes de transporte de energía y las pérdidas globales del sistema por kWh consumido, siendo éstas sus ventajas competitivas fundamentales. Una vez instalada la Generación Distribuida, los sistemas de distribución pueden cambiar su configuración de red, lo cual puede llegar a modificar sus condiciones de carga y criterios de operación. Los criterios técnicos de mayor relevancia tanto desde el punto de vista de planeamiento, operación y regulación son: regulación de voltaje, cargabilidad de los circuitos, nivel de pérdidas, filosofía de esquemas de coordinación de protecciones para responder a los cambios de carga en magnitud y dirección, niveles de corto circuito, índices de confiabilidad y criterios de operación.

La aplicación de la GD ha ido ganando importancia a nivel mundial y se cuenta ya con aplicaciones específicas como las presentadas en el capítulo 1.1. Sin embargo, dadas las condiciones diferentes de las redes tanto desde el punto de vista de operación como de configuración y carga atendida, es importante empezar a desarrollar un modelo ajustado a las condiciones colombianas, con el fin de analizar su viabilidad técnica y económica en Colombia.

#### 3.2 Escenarios de estudio

- **Escenario 1: La generación distribuida como respaldo en caso de emergencia.** En este caso la red será la fuente primaria de energía eléctrica y la GD será el respaldo. Sólo entrará en acción, cuando la red presente problemas y deje de suministrar energía.
- **Escenario 2: La generación distribuida como fuente primaria de energía eléctrica y la red sólo como respaldo.** En este caso el consumidor deja de ser un consumidor y se vuelve un autogenerador con la opción de ampliar su rango al distribuidor y comercializador.

- **Escenario 3: La generación distribuida como fuente primaria de energía eléctrica, formando parte de la capacidad de la red.** En este caso se manejarían dos posibles ubicaciones, en la subestación y en otro punto de la red. En este caso la GD forma parte del negocio global del distribuidor.

Para cada uno de estos escenarios se analizará el impacto técnico de la GD para dos horizontes de planeamiento: corto plazo (1 año) y mediano plazo ( 5 años), considerando un crecimiento bajo y medio de la carga.

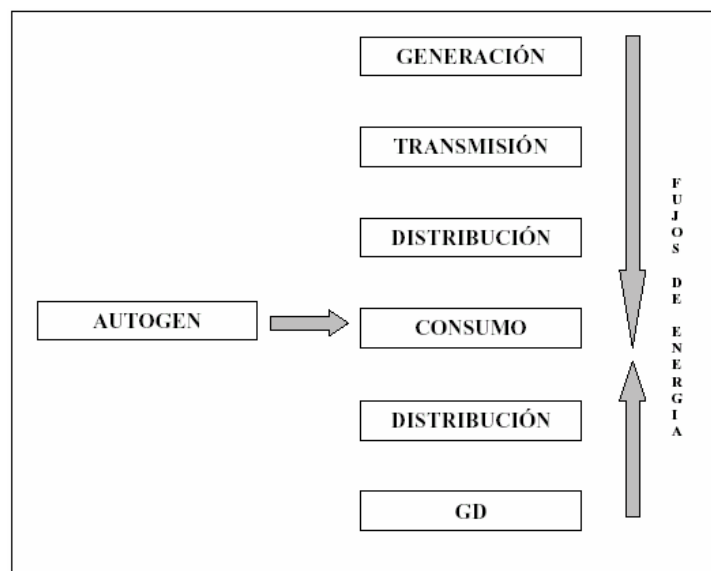
### 3.3 Herramientas de Análisis

Para analizar los aspectos técnicos antes mencionados se requieren tres herramientas básicas: Flujo de carga, estudios de sobrecorriente y sobrevoltaje y análisis de confiabilidad.

### 3.4 Flujos de Carga

Como primera medida se debe entender que al instalar la GD en los sistemas de distribución, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante GD. Para su análisis se emplea un flujo de carga radial que permita analizar las inyecciones de potencia que provienen de los pequeños generadores. La Figura 3.1 presenta este modelo.

**Figura 3.1 Inyecciones de Potencia en un sistema de distribución con GD**



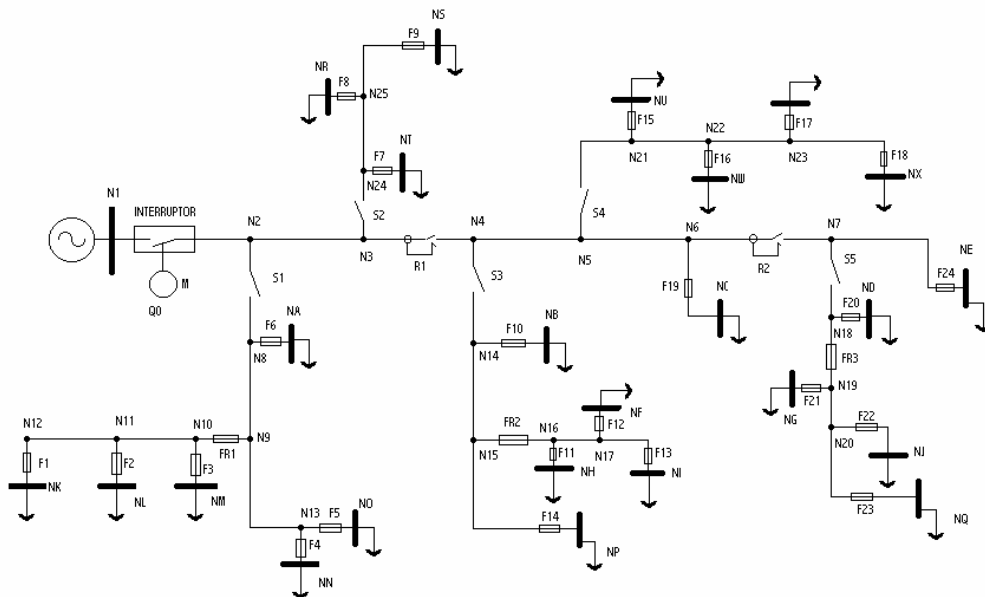
Establecida la dirección de los flujos y con el fin de validar el comportamiento de la red con los diferentes escenarios de GD, se analizan dos sistemas típicos uno urbano y otro rural. Para poder analizar las distintas aplicaciones que puede tener la GD en Colombia se proponen estos dos casos que serían en grande escala los dos posibles tipos de sistemas que se pueden presentar. Dada la gran cantidad de zonas rurales que presenta el país y su dificultad de interconexión con el sistema interconectado, la GD es una alternativa de generación que puede ayudar bastante a los consumidores de estas zonas.

### Especificaciones del Circuito Piloto

Para el análisis técnico se define un circuito piloto que permita modelar ambos casos (urbano y rural). Este circuito debe permitir analizar ambos ejemplos teniendo en cuenta las diferentes especificaciones de los casos y que además cumpla con todos requerimientos de los circuitos típicos de distribución.

Después de analizar varios circuitos y cargabilidades, se adoptó el circuito de la Figura 3.2.

Figura 3.2 Diagrama del Circuito Piloto

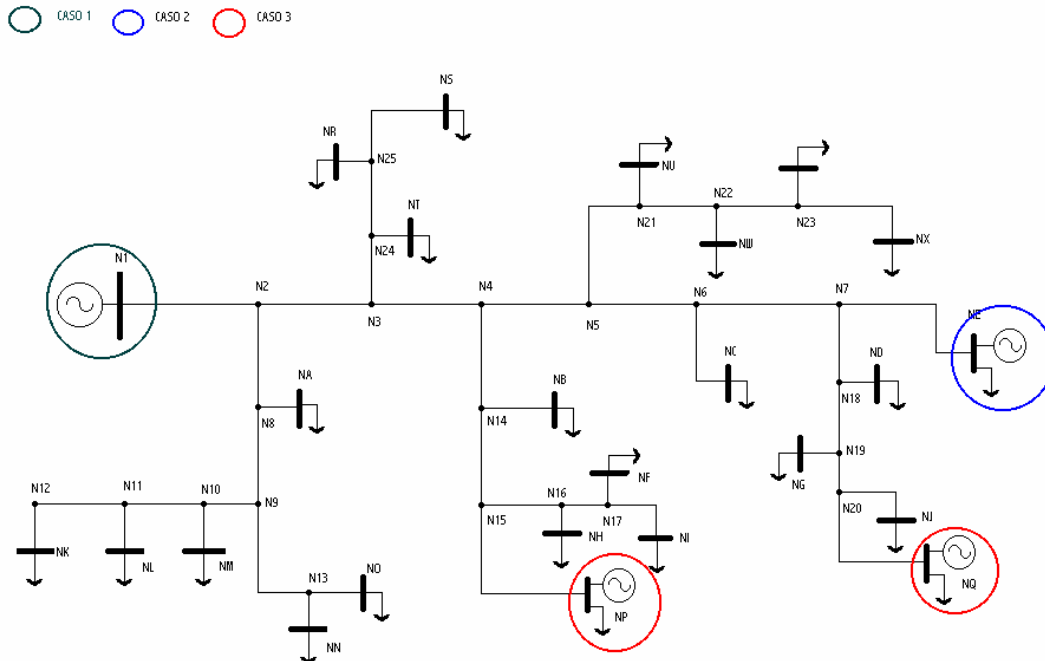


Una vez establecido el circuito, el siguiente paso es determinar la ubicación de las pequeñas plantas de generación. Por razones de confiabilidad, restricciones del circuito, los escenarios de estudio y por simple estrategia, se han determinado tres casos de estudio. Estos casos son los siguientes:

- **Caso 1: Ubicar la GD en el nodo Slack o Subestación.** En este circuito se ha tomado el nodo Slack como Subestación. Como se había mencionado anteriormente, uno de los posibles interesados en ingresar en el mercado de la Generación Distribuida es el Distribuidor. Por esta razón, se ha planteado la posibilidad ubicar la GD en la subestación para así, poder analizar uno de los escenarios propuestos (Escenario 3).
- **Caso 2: Ubicar la GD en el nodo 7.** Al ubicar la GD en el nodo 7, podemos estudiar los efectos que trae consigo la ubicación de una planta en el extremo opuesto a la Subestación. En este caso si la Red llega a fallar, el nodo 7 podría llegar a alimentar la carga de unos cuantos nodos aledaños (Nodos 6, 18, 19, 20). Este caso nos permite estudiar los escenarios 2 y 3.
- **Caso 3: Ubicar la GD en los nodos 15 y 20.** Este caso de estudio se plantea más que todo por razones de confiabilidad. Si llegara a ocurrir una falla en el ramal principal cerca de la Subestación, entonces el circuito quedaría completamente desconectado. Si por el contrario se tuviese la GD en estos nodos, el nodo 15 podría cubrir la carga de una parte del circuito, mientras el nodo 20 se encargaría de cubrir la otra parte, aumentando así la confiabilidad a un nivel mucho más alto. Este caso sería un derivado del escenario 3 y permite profundizar los estudios del circuito.

La Figura 3.3 muestra la ubicación de las plantas para estos tres casos

**Figura 3.3 Ubicación de los Generadores según el Caso**



En esta etapa del estudio ya se cuenta con la topología del circuito piloto y con la ubicación de los generadores. Lo que resta es determinar el valor de las capacidades de los generadores que van a ser empleados en cada uno de los escenarios. Pero para estos se necesita ya entrar a mirar cada ejemplo, Urbano y Rural, por aparte.

### 3.5 Análisis Caso Urbano

El estudio de los centros de consumo para el caso urbano se ha basado en distintos circuitos de la zona industrial de Bogotá. Como se ha mencionado a lo largo de este trabajo, la Generación Distribuida tendría mayor acogida en los Parques Industriales, ya que estos, cuentan con el capital necesario para poder invertir en esta alternativa, pueden llegar a depender de ella para evitar un corte en la producción y algunas Industrias ya cuentan con los equipos necesarios para realizar autogeneración.

Esta zona tiene una demanda máxima de más o menos entre 800 o 900 MW y está compuesta por distintos circuitos. Tomando la información de CODENSA se encontraron las siguientes especificaciones de para un circuito típico urbano de 10 MVA.



**Tabla 3.1 Especificaciones del circuito**

DATOS	Circuito Primario	Circuito Secundario
Nivel de Voltaje	13.2 kV	13.2 kV
Longitud	0.67 km	1.33 km
Número de Nodos	7	18
Tipo de Construcción	Aéreo	Aéreo
Conductor	ASCR 4/0	ASCR 2/0
Cantidad de Clientes	880	15'840
Estructura	Primario Sencillo	Primario Sencillo

**Tabla 3.2 Descripción de la Carga**

Carga Uniformemente Distribuida	460 kW + 150 kVAr
Demanda	8740 kW
Carga Total Instalada	9200 MVA

Para poder estudiar este circuito se ha supuesto como primera medida una carga uniforme para todos los nodos. Obviamente esto no ocurre en la realidad, pero facilita el análisis y además permite estimar la capacidad de los generadores con los que se va a trabajar.

En la Figura 3.2 se puede notar que la mayoría de los ramales del circuito cuentan con 4 nodos de carga. Como cada nodo tiene una capacidad de 460 kW, un ramal se podría ver como una carga conjunta de 2000 kW. Si en algunos de esos ramales existiera una Industria que tuviese un Generador lo suficientemente grande como para generar sus 460 kW y además que le permitiera generar excedentes para poderlos vender a los nodos más cercanos del ramal, esta Industria estaría realizando Generación Distribuida. Para conseguir esto bastaría instalar un Generador de 2 MW.

Si se mira un poco más a fondo el circuito de la Figura 3.2, se observa que los ramales cuentan con 3, 4, 5 y hasta 6 nodos de carga. Por esta razón, para el caso Urbano se propone emplear los siguientes Generadores, como lo muestra la tabla 3.3 :

**Tabla 3.3 Especificaciones sobre Generadores**

<b>Generador</b>	<b>Capacidad (kW)</b>	<b>Tipo de Generador</b>
SOLAR –Saturno 20	1097	Turbina de Gas
SOLAR-Centauro 40	3404	Turbina de Gas
Caterpillar	2500	Motor Diesel
Cummins	1500	Motor Diesel
FuelCell Energy Inc.	1500	Celda Combustible
DAIS Analytic.	2000	Celda Combustible

Una vez determinadas las capacidades de los posibles Generadores, se propone analizar cada escenario con su respectivo caso por aparte.

### **3.5.1 Análisis Caso Urbano - Escenario 1.**

El escenario 1, es el escenario en el cual la GD se utiliza en casos de emergencia, cuando ocurre una falla y la red no puede prestar su servicio.

A raíz del racionamientos del 92 en Colombia muchas Industrias y hasta cierto tipo de consumidores compraron pequeños generadores que entraban a operar durante las horas de racionamiento de energía eléctrica. Sin embargo, las capacidades de estos generadores eran bastante pequeñas y muchos de ellos dejaron de ser usados porque no alcanzaban a cubrir la creciente carga de las industrias. Esto hasta cierto punto, era una forma de generación en casos de emergencia. La generación en casos de emergencia, no es algo nuevo, por el contrario es algo que se ha venido presentando desde hace años, sobretodo desde el punto de vista del planeamiento preventivo. Actualmente muchas Industrias dependen del Servicio de Energía Eléctrica y tienen equipos que no se pueden apagar. Por una parte son equipos que tienen una disponibilidad del 100% y que si dejan de funcionar pueden afectar o perjudicar otros procesos. Por otro lado, desde el punto de vista económico, un corte en la producción sería algo bastante negativo y que le puede traer a la empresa una gran cantidad de costos innecesarios.

Por estas razones se ha planteado el estudio de la Generación Distribuida como una solución para resolver los problemas en casos de emergencia. Sin embargo, este es un caso especial y cuyo estudio no necesita de un flujo de carga, ya que la planta entraría a trabajar tan pronto ocurriese la falla o el corte del servicio, y sólo estaría operando para atender las necesidades básicas de la industria.

Entonces, cómo podría ser el análisis técnico para este escenario? La respuesta a esta pregunta depende entonces del tipo de Industria que se quiera estudiar. Como ejemplo, se va a tomar el caso de CEMEX, una compañía cementera, conocida antes como “Cementos Diamante” y que luego fue comprada por una compañía mexicana llamada CEMEX.

Las fábricas de esta empresa localizadas en Ibagué, tienen una carga máxima de 50 MW y realizan una autogeneración con generadores de combustión a gas para cubrir 25 MW, el resto es suministrado por la Red de Transmisión. Estas fábricas cuentan con un horno el cual tiene que estar prendido todo el tiempo y no se puede apagar. En caso que ocurra una falla, ya sea por parte de la red, de la autogeneración o de ambas, este horno tiene que seguir prendido, por esta razón y como prevención, la fábrica cuenta con un generador de 1 MW.

Este generador con planta Diesel está encargado de suministrar la energía necesaria para mantener ese horno prendido mientras se aclara la falla y además alimenta otras necesidades básicas de la planta como lo son, el centro de control, su aire acondicionado, etc.

La mayoría de las industrias cuentan con Generadores con capacidades pequeñas de 500 a 1000 kW, lo que las vuelve ideales para la Generación Distribuida. Sin embargo, el estudio es diferente para distintas industria y en conclusión depende de las especificaciones de los equipos con los que se cuente y de la cantidad de energía que se quiera cubrir en el caso que ocurra una emergencia. Además hay que tener en cuenta que estos pequeños generadores deben conectarse de forma adecuada y si es el caso cumplir con los requisitos que exija la CREG .

#### **Análisis Caso Urbano - Sin Generación Distribuida.**

Para poder comparar los resultados de los distintos casos, se corrió un flujo de carga del circuito piloto modelado sin generación distribuida y con una proyección de cargas del 2.4%, para los plazos de estudio de corto (1 año), mediano (5 años) y largo plazo (10 años). Los resultados obtenidos más importantes se encuentran resumidos en la tabla 3.6.

**Tabla 3.4 Resultados Flujo de Carga Escenario sin Generación Distribuida**

<b>Período</b>	<b>Máxima Caída de Tensión (MCT)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima cargabilidad (%)</b>
Corto	0,2894%	2.75	56.49
Mediano	0,34785%	3.09	68.17
Largo	0,41912%	3.58	82.43

Como se puede observar, los resultados son bastante buenos, la regulación de voltaje no supera el límite permitido del 5% y las pérdidas aunque considerables, no son muy altas. Vale la pena recalcar que en el largo plazo, la cargabilidad de la línea que une a la subestación (nodo Slack (1)) con el nodo 2 supera los límites establecidos. Se consideró un límite máximo permitido para una línea, de 75 % de cargabilidad. Este resultado indica que para el año 10, se debe cambiar esta línea por otra que tenga un conductor tipo ACSR 266, lo que resultaría en un aumento en los costos para este sistema.

Una vez establecido el sistema básico, sin Generación Distribuida, vale la pena estudiar los efectos que trae la instalación de la GD en los distintos puntos de generación mencionados anteriormente.

### **3.5.2 Análisis Caso Urbano – Escenario 2.**

El análisis del escenario 2, el caso en el cual un usuario realiza Generación Distribuida para poder vender sus excedentes, hace referencia al caso 2 propuesto anteriormente. Para su estudio se realizaron corridas de Flujos de Carga con tres tipos de generadores distintos, para los tres periodos de tiempo descritos anteriormente (año base, mediano y largo plazo), con una tasa de crecimiento para la carga del 2.4%. Se tomaron como fuente de Generación, una celda combustible de 1.5 MW, un generador Diesel de 2.5 MW y finalmente una turbina a gas de 3.404 MW.

**Caso 2:** Adición de una unidad de Generación Distribuida al alimentador principal

Se ubicó un generador en el nodo siete del sistema de distribución. Los resultados más importantes se encuentran resumidos en las tablas 3.5, 3.6 y 3.7:

**Tabla 3.5 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW**

<b>Período Gen 1.5 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
Corto	0,27467	2.705	46.1
Mediano	0,33165	3.021	55.39
Largo	0,40161	3.491	66.55

**Tabla 3.6 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW**

<b>Período Gen 2.5 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
corto	0,27126	2.696956522	39.93
mediano	0,3275	3.009256293	47.93
largo	0,3966	3.473844394	57.43

**Tabla 3.7 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW**

<b>Período Gen 3.404 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
corto	0,27687	2.723180778	34.79
mediano	0,33433	3.048329519	41.9
largo	0,40488	3.532059497	50.07

De los resultados mostrados en estas tablas se puede observar que la máxima caída de tensión (MCT), la cargabilidad y las pérdidas son mejores y menores en comparación a los del caso en el cual no hay Generación Distribuida. La ventaja de ubicar un generador en un extremo opuesto al de la subestación, es que hay una inyección de corriente en el sentido opuesto, esto tiene como efecto, reducir la distancia a las cargas, las corrientes y por ende liberar a ciertas líneas de cargabilidad. Las cargas que se encuentran más distantes de la subestación son atendidas por la unidad de Generación Distribuida, mejorando así, la confiabilidad del sistema y evitando, pérdidas en la distribución y la caída de voltaje en los extremos del circuito.

La corriente es en realidad un vector con magnitud y dirección. Al emplear la GD en el nodo 7 la suma de la corriente enviada por el generador y la proveniente de la subestación es en realidad una resta. Esto tiene como resultado, la disminución en la cargabilidad de las líneas más alejadas del punto de generación y el aumento, aunque pequeño, en la cargabilidad de las líneas más cercanas al generador. Por esta razón se espera entonces que, al emplear la GD en el nodo 7, ya no es necesario cambiar la línea que une a la subestación (nodo Slack (1)) con el nodo 2, pues su cargabilidad se reduce notablemente a medida que la capacidad de generación aumenta. Esto significa un ahorro para el operador del sistema ya que no se tiene que preocupar por cambiar la línea en el largo plazo.

De pronto, sólo en el caso de 1.5 MW se debería considerar todavía, la idea de cambiar la línea pero ahora para el año 15 o 20 de uso, pues para el año 10 se cuenta con una cargabilidad máxima del 66.55%. Este valor se encuentra cercano al valor límite de 75 %.

Como conclusión, se puede decir que los efectos de ubicar una unidad de Generación Distribuida en un nodo lejos de la subestación son bastante positivos y ayudan a mejorar la operación y el desempeño del sistema. Por esta razón, para el caso del consumidor, la GD sería una forma de mejorar distintos parámetros de la operación de un sistema de distribución. Además este análisis evidencia la posibilidad de poder generar excedentes de energía y la viabilidad que se obtiene al ingresarlos a la red de distribución eléctrica.

### **3.5.3 Análisis Caso Urbano - Escenario 3.**

El análisis del escenario 3, el caso en el cual la compañía distribuidora realiza Generación Distribuida para poder reforzar la seguridad de la red, hace referencia a los casos 1, 2 y 3 propuestos anteriormente. Para su estudio se realizaron corridas de Flujos de Carga con tres tipos de generadores distintos, para los tres periodos de tiempo descritos anteriormente (año base, mediano y largo plazo), con una tasa de crecimiento del 2.4%. Se tomaron como fuente de Generación, una celda combustible de 1.5 MW, un generador Diesel de 2.5 MW y finalmente una turbina a gas de 3.404 MW .

**Caso 1:** Ubicación de la Generación Distribuida en el nodo de la subestación como refuerzo para el sistema. Con base en los flujos de carga se obtuvieron los siguientes resultados.

**Tabla 3.8 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW**

<b>Período Gen 1.5 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
Corto	0,28908	2.765892449	57.74
mediano	0,34798	3.107883295	69.95
Largo	0,42	3.613947368	84.87

**Tabla 3.9 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW**

<b>Período Gen 2.5 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
corto	0,2901	2.775778032	58.94
mediano	0,3493	3.123283753	71.48
largo	0,4215	3.637929062	86.84

**Tabla 3.10 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW**

<b>Período Gen 3.404 MW</b>	<b>MCT (%)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>	<b>Máxima Cargabilidad (%)</b>
corto	0,2911	2.784908467	60.02
mediano	0,3505	3.137528604	72.87
largo	0,423	3.660160183	88.62

Como se puede apreciar, los resultados obtenidos no ayudan a mejorar el desempeño del sistema. Al contrario, al ubicar la GD en este punto lo empeoran. Tanto la regulación de voltaje, como las Pérdidas, como las Cargabilidades de las líneas se disparan notablemente.

En este caso y para todas las capacidades, habría que cambiar de conductor para el tramo entre la subestación (nodo 1) y el nodo 2 antes del año 10, para la capacidad de 3.404 MW antes del año 5. Además, para las grandes capacidades habría que considerar la posibilidad de cambiar de conductor para el tramo entre el nodo 2 y 3 a partir del año 10. Todo esto lleva a costos innecesarios, que se pueden evitar al no ubicar la GD en este nodo.

Esta configuración del sistema, no ayuda a mejorar ni la operación, ni la confiabilidad del sistema. Por tales razones no se recomienda ubicar la GD en este nodo y se descarta la idea de seguir con el estudio de este caso.

**Caso 3:** Ubicación de dos plantas de Generación Distribuida en los nodos 15 y 20 del circuito piloto.

Se tomaron dos plantas con iguales capacidades para facilitar el análisis y evitar un aumento en los casos de estudio. Se recomienda sin embargo, para estudios posteriores, la inclusión de este mismo caso, pero con generadores de distintas capacidades. Los resultados más importantes se encuentran resumidos en las tablas 3.11, 3.12 y 3.13:

**Tabla 3.11 Resultados Flujo de Carga para una Celda Combustible de 1.5 MW**

Gen 1.5 MW	MCT (%)	Pérdidas (%)	Máxima Cargabilidad (%)
Corto	0,2460	2.640	40.15
mediano	0,2978	2.925	48.29
Largo	0,3604	3.348	57.7

**Tabla 3.12 Resultados Flujo de Carga para un Motor Síncronico de 2.5 MW**

Gen 2.5 MW	MCT (%)	Pérdidas (%)	Máxima Cargabilidad (%)
Corto	0,2366	2.622	29.66
mediano	0,2864	2.899	35.61
largo	0,3465	3.311	42.7

**Tabla 3.13 Resultados Flujo de Carga para una Turbina a Gas de 3.404 MW**

Gen 3.404 MW	MCT (%)	Pérdidas (%)	Máxima Cargabilidad (%)
Corto	0,2548	2.681	22.72
mediano	0,3074	2.986	27.34
Largo	0,3721	3.440	32.99

Los resultados obtenidos en este caso son aún mejores que los obtenidos en el caso anterior. Además son mucho mejores y menores que los del caso sin Generación Distribuida. La máxima caída de tensión (MCT) y las pérdidas disminuyeron notablemente, como se puede ver en las siguientes gráficas:



Figura 3.4 Crecimiento de las pérdidas vs. Tiempo

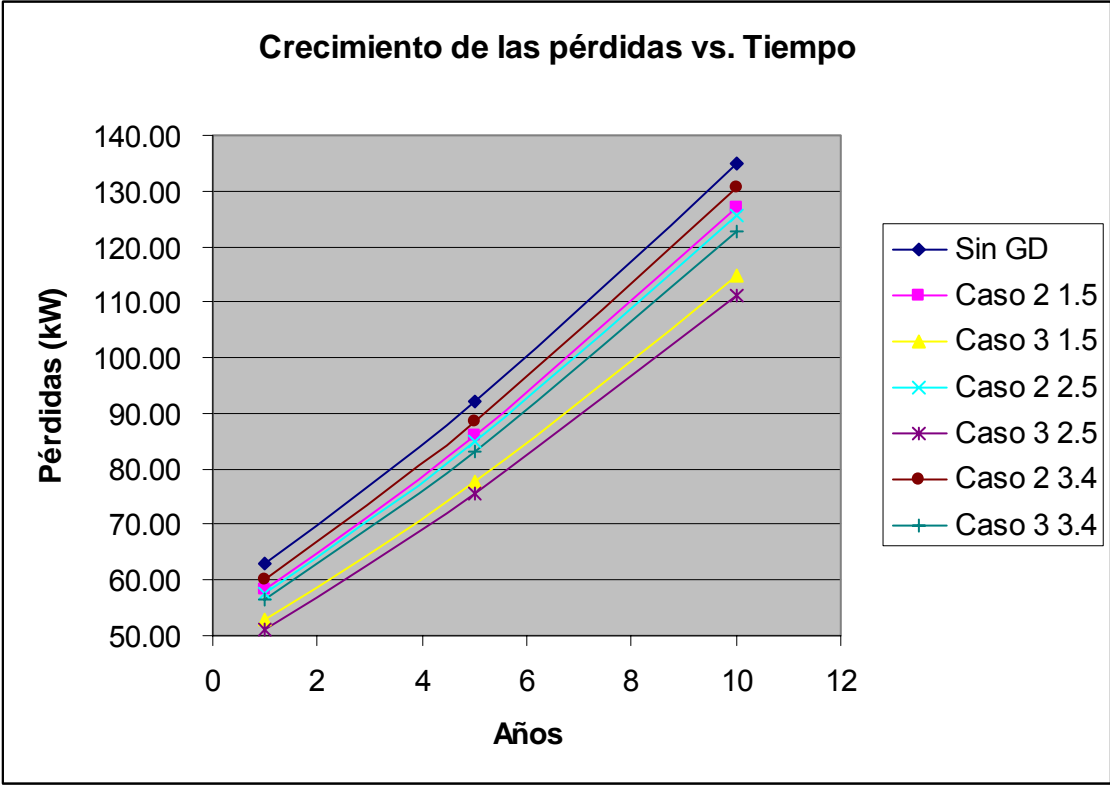


Figura 3.5 Crecimiento MCT vs Tiempo

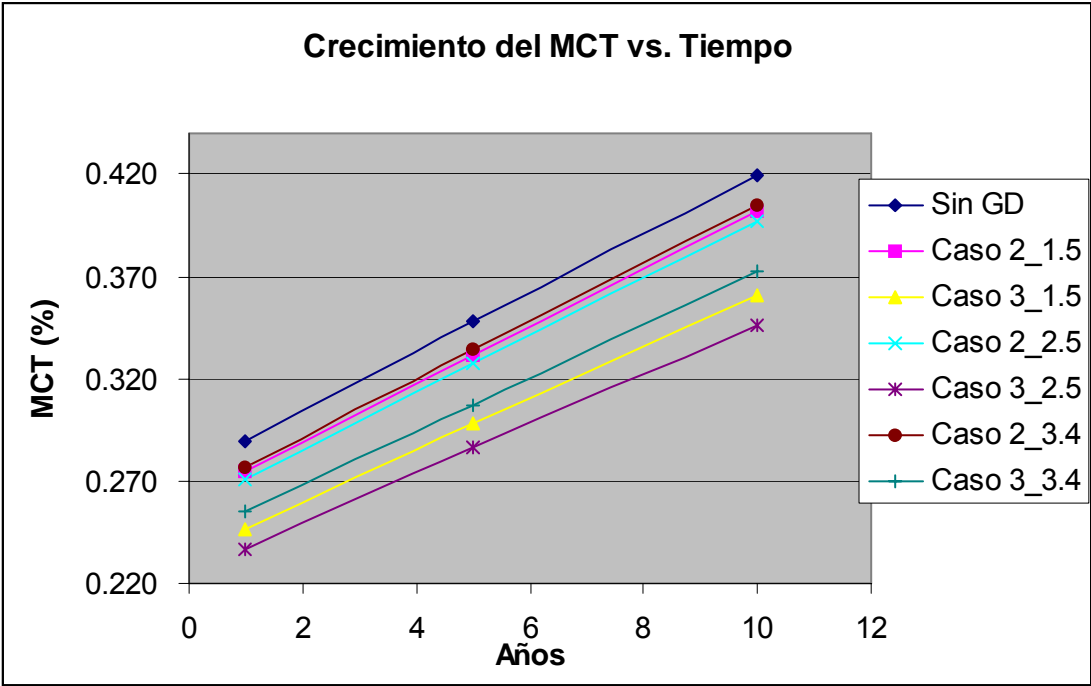
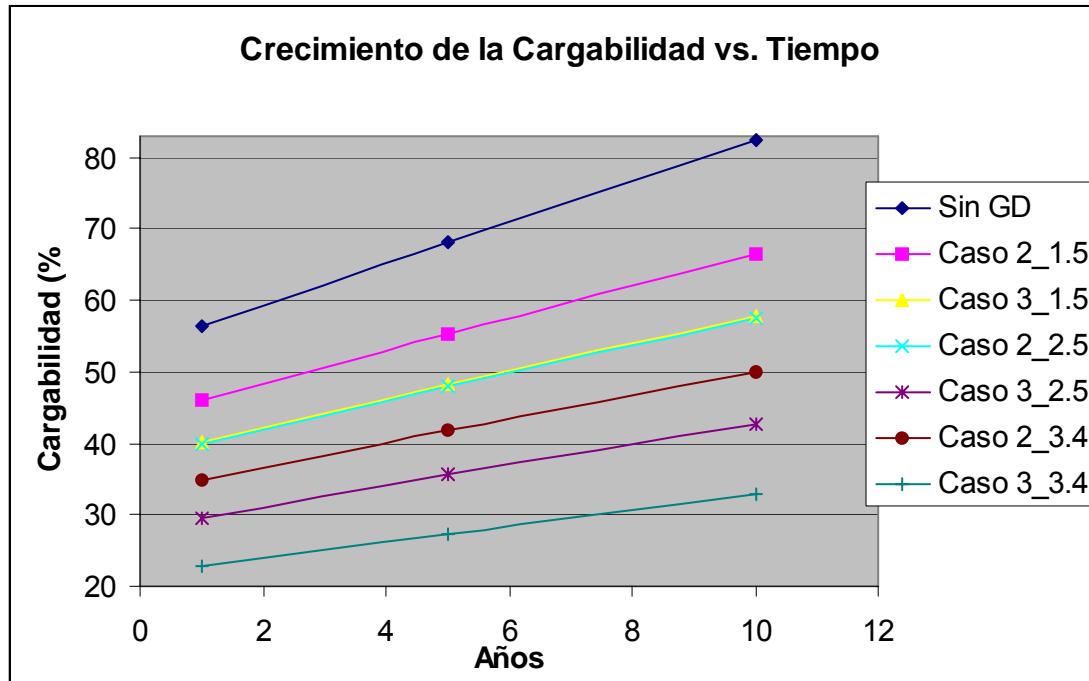


Figura 3-6. Crecimiento de la Cargabilidad vs. Tiempo



Como se puede notar en las tres gráficas, la GD mejora bastante el desempeño del circuito. Para ambos casos, dos y tres, los resultados de regulación de voltaje, de cargabilidad y de pérdidas son menores que los obtenidos con el caso sin GD. Además vale la pena notar que el caso 3 es mucho mejor que el caso 2, ya que estas 3 variables, son menores para el caso 3 que para el caso 2. Las cargas que se encuentran más distantes de la subestación son atendidas por las unidades de Generación Distribuida, mejorando así, la confiabilidad del sistema y evitando, pérdidas en la distribución y la caída de voltaje en los extremos del circuito.

También se puede concluir que el caso 3 con una generación de 2.5 MW, sería la mejor opción para operar el sistema ya que presenta los menores índices de pérdidas y de regulación de voltaje, aunque no el de cargabilidad. Sin embargo, como las cargabilidades han disminuido ya lo suficiente, debido al efecto de ubicar los dos generados en puntos distintos y lejanos de la subestación, vale la pena considerar esta opción como la mejor forma de conexión de la Generación Distribuida y como el mejor modelo técnico para la operación del sistema desde el punto de vista del distribuidor.

### 3.6 Análisis Caso Rural

El estudio de los centros de consumo para el caso rural se ha basado en distintos circuitos de las zonas rurales aledañas a Bogotá. Se cree necesario realizar el estudio del caso rural, ya que la Generación Distribuida es una opción para interconectar las zonas alejadas a las cuales es difícil llegar con la red. Problemas como la ubicación geográfica y la violencia, como problemas de costos y de infraestructura, han llevado a pensar que la mejor forma de atacar y solucionar el problema de las zonas no interconectadas, sería mediante el empleo de pequeños generadores que pudiesen ser instalados cerca de los puntos de consumo y que alcanzaran a cubrir toda la carga.

Tomando la información de CODENSA se encontraron las siguientes especificaciones de para un circuito típico rural de 1600 MVA.

**Tabla 3.14 Especificaciones del circuito**

DATOS	Circuito Primario	Circuito Secundario
Nivel de Voltaje	13.2 kV	13.2 kV
Longitud	8 km	3.5 km
Número de Nodos	7	18
Tipo de Construcción	Aéreo	Aéreo
Conductor	ASCR 2/0	ASCR 1/0
Cantidad de Clientes	350	6300
Estructura	Semibandera	Semibandera

**Tabla 3.15 Descripción de la Carga**

Carga Uniformemente Distribuida	80 kW + 26 kVAr
Demanda	1520 kW
Carga Total	1600 MVA

Para poder estudiar este circuito se ha supuesto como primera medida una carga uniforme para todos los nodos. Del mismo modo que en el caso urbano, esto no ocurre en la realidad, pero facilita el análisis y además permite estimar la capacidad de los generadores con los que se va a trabajar.

En la Figura 3.2 se puede notar que la mayoría de los ramales del circuito cuentan con 4 nodos de carga. Si en algunos de esos ramales existiera una pequeña industria o

punto de generación que tuviese un Generador lo suficientemente grande como para generar su carga de 80 kW y además que le permitiera generar excedentes para poderlos vender a los nodos más cercanos del ramal, esta Industria estaría realizando Generación Distribuida. Para conseguir esto bastaría instalar un Generador de 300 kW. Por esta razón, para el caso Rural se propone emplear los 2 siguientes Generadores, como se muestra la tabla 3.18:

**Tabla 3.16 Especificaciones sobre Generadores**

<b>Generador</b>	<b>Capacidad (kW)</b>	<b>Tipo de Generador</b>
Cummins	300	Motor Diesel
FuelCell Energy Inc.	200	Celda Combustible

El estudio del caso Rural es muy similar al empleado en el caso Urbano. La gran diferencia es que la carga y las capacidades de los generadores son mucho menores. El método de estudio para el caso Rural es el mismo empleado para el caso Urbano.

En el caso del escenario 1, el caso de la Generación Distribuida en caso de emergencia, es el mismo que el del caso urbano y hace referencia a pequeñas industrias, clubes o hoteles que se encuentran alejados de las ciudades y deseen emplear la GD como respaldo a la red. En este caso también aplica el criterio empleado en el urbano, el cual depende de la capacidad de carga con la que se cuente y los diferentes procesos que se quieran cubrir con la generación, sean aire acondicionado, alumbrado, sistemas de alarma, etc.. Del mismo modo que en el caso Urbano se estudiaron los escenarios 2 y 3, empleando los casos 2 y 1,2 y 3 respectivamente, para los 2 generadores propuestos anteriormente.

A continuación se muestra una tabla que resume los resultados más importantes, obtenidos para todos los casos de estudio y para los 2 escenarios.

Tabla 3.17 Resultados más importantes de los flujos de carga

Tiempo	Casos	Escenarios	P Ges (MW)	R V %(5%)	Cargabilidad(75%)	Pérd % NV
Corto Plazo	0 Sin GD			1.152	20.40%	3.029
	1(GD en nodo Sub)	Distribuidor	200	1.148	20.71%	3.071
			300	1.158	21.39%	3.168
	2(GD en nodo Sub)	Distribuidor y Usuario	200	1.069	19.60%	2.701
			300	1.150	20.12%	2.997
	3(GD en nodo Sub)	Distribuidor	200	0.985	18.64%	2.390
		300	1.143	19.96%	2.873	
Mediano Plazo	0			1.295	22.80%	3.853
	1(GD en nodo 7)	Distribuidor	200	1.291	23.20%	3.914
			300	1.301	23.89%	4.024
	2(GD en nodo 7)	Distribuidor y Usuario	200	1.197	21.80%	3.410
			300	1.294	22.65%	3.818
	3(GD en nodo 7)	Distribuidor	200	1.096	20.65%	2.985
300			1.286	22.24%	3.540	
Largo Plazo	0			1.461	25.65%	4.951
	1(GD en nodos 15 y 20)	Distribuidor	200	1.457	26.13%	5.034
			300	1.467	26.84%	5.160
	2(GD en nodos 15 y 20)	Distribuidor y Usuario	200	1.346	24.44%	4.355
			300	1.459	25.51%	4.531
	3(GD en nodos 15 y 20)	Distribuidor	200	1.225	23.05%	3.775
300			1.452	22.01%	4.482	

Como se puede observar, el comportamiento del sistema para el caso Rural es similar al caso Urbano. En este caso el porcentaje de pérdidas en el largo plazo llega a sobrepasar el límite de 5% para el caso sin GD y el para el caso 1. El escenario 2, con ambos generadores en el nodo 7, presentan los mismos efectos de reducción de pérdidas, regulación de voltaje y cargabilidad de las líneas, aunque en menor escala que el caso Urbano. Se observa que la GD contribuye al desempeño y operación de las variables técnicas del sistema. Un usuario que entrara a participar en la GD, podría beneficiarse al vender sus excedentes a las cargas vecinas y además estaría contribuyendo al buen manejo del sistema de distribución rural.

El estudio del escenario 3, como era de esperarse también tiene un comportamiento similar al del caso Urbano y llevó a las mismas conclusiones. El caso 1, la Generación Distribuida como respaldo ubicada en la subestación, no tiene efectos positivos, ya que aumenta la regulación de voltaje, las pérdidas y la cargabilidad de la línea que conecta al nodo 1 con el nodo 2. El caso 1, por dichas razones y además por razones de confiabilidad es descartado.

El caso 3, con la ubicación de 2 generadores en los nodos 15 y 20, es la mejor opción que tiene el distribuidor para emplear la GD. Este caso presenta los menores resultados de cargabilidad, pérdidas y regulación de voltaje. Además aumenta la confiabilidad y seguridad del sistema y le permite al distribuidor operar el sistema de una manera mucho más eficiente con un mayor desempeño.

Vale la pena mencionar que en este caso, y debido al tamaño tan pequeño de la demanda, ninguno de los criterios de decisión fueron quebrantados. En el caso del circuito piloto Urbano si hubo cargabilidades que superaban su valor límite (75%) para los casos sin GD y 1, mientras que en este caso en ningún momento se superaron dichos límites.

### **3.7 Conclusiones sobre la viabilidad técnica en los SD Colombianos**

El análisis técnico realizado anteriormente, comprueba que la Generación Distribuida tiene efectos positivos en los Sistemas de Distribución. Los resultados anteriores demuestran que la Generación Distribuida ubicada en distintos puntos lejanos de la subestación, ayudan a reducir y mejorar el comportamiento de distintas variables eléctricas, como la cargabilidad de las líneas, la máxima caída de tensión, el porcentaje de las pérdidas y las corrientes de falla. Además de esto la Generación Distribuida mejora la confiabilidad y seguridad del sistema notablemente, y previene de tener que incurrir en costos innecesarios como lo son el cambio de conductores, la instalación de protecciones, etc.

De los distintos casos de estudio, para ambos Rural y Urbano, se encontró que al ubicar un generador lo suficientemente grande como para cubrir su propia carga y generar excedentes, un usuario regular, además de convertirse en autogenerador, también tiene la posibilidad de vender energía a las cargas vecinas, convirtiéndose así en un comercializador, y beneficiando al desempeño total del sistema. Lo mismo se observó para el caso del distribuidor, con la ventaja que éste aumenta la confiabilidad de su sistema y la capacidad de respaldo del mismo.

La información obtenida de las corridas de los flujos de carga, proporcionan información necesaria para realizar el análisis económico y financiero. Costos de infraestructura adicional, costos de pérdidas, forma de operación, etc., son datos básicos (variables de entrada) del modelo financiero y pueden convertirse en variables de decisión a la hora de mirar si la GD es o no conveniente.

Para el caso Colombiano, se concluye entonces, que la Generación Distribuida, desde el punto de vista técnico, sería una alternativa de generación bastante viable y que beneficia la operación y el desempeño de los Sistemas de Distribución. Además puede ser una alternativa interesante, para sobrepasar los problemas de interconexión de zonas alejadas, pérdidas por transmisión y violencia que afectan a la sociedad colombiana diariamente.

## 4. Modelo Financiero

### 4.1 Introducción

Para cualquier proyecto en el área de potencia, en el cual se desee invertir o participar, la consideración de aspectos tales como la calidad de la potencia, la confiabilidad y la seguridad son muy importantes. Sin embargo, el costo es un factor indispensable, dado que antes de emprender cualquier proyecto, se debe precisar su factibilidad económica.

En general los costos de un proyecto son los costos ocasionados por: los equipos, la instalación, la operación, el mantenimiento, las pérdidas físicas y financieras, el personal, etc. Sin embargo, existen ciertos costos que no se pueden evaluar cuantitativamente, como son ciertos costos sociales y del medio ambiente. Por ejemplo, es difícil determinar cuanto le cuesta a una persona el no poder disfrutar el y sus futuras generaciones de un lugar paisajísticamente muy agradable, por la implementación de un parque eólico o por la instalación de una línea de transmisión que pasa por él. Por esta razón a la hora de evaluar este tipo de proyectos, se debe realizar un análisis más financiero que del tipo económico. Un análisis que sea más cuantitativo y menos cualitativo.

Los costos pueden ser fijos o variables e iniciales o continuos. Así, se puede tener costos como la inversión inicial, el cual como su nombre lo indica es inicial, pero además es fijo, ya que una vez incurrido en él, éste no varía con el paso de los años. Por otro lado el costo del combustible es un costo variable, porque el precio de los combustibles depende de otros factores que hacen que éste varíe y además es continuo, ya que hay que volverlo a comprar una vez éste se agote.

En el caso de la Generación Distribuida sería deseable incluirla dentro de una filosofía de planeamiento Integrado de recursos, el cual considera no sólo la mejor de las alternativas disponibles, sino además integra todos los posibles aspectos relacionados con la demanda y la oferta, tales como los tipos de tecnologías, la administración de carga del usuario, las tarifas, etc que llevan a la empresa dueña del proyecto de GD y al país a lograr un sistema más eficiente y económico. Sin embargo, se necesita en general que todo el sistema trabaje en esa dirección. Como técnica global, en los proyectos de GD se deben incluir todos los costos en los que se puede incurrir en los

diferentes escenarios y para las diferentes alternativas, bajo un modelo por ejemplo de valor presente o costos anual equivalente.

Existen nuevos programas o herramientas computacionales que ayudan a mejorar las evaluaciones económicas de los proyectos de Generación Distribuida. Algunas de estas son: DG Argus, D-Gen Pro, Cogeneration Ready Reckoner entre otros. Estas herramientas, aunque similares, ofrecen distintas formas de evaluar las capacidades, las fortalezas y debilidades de los proyectos, así como el tipo de uso y el detalle e intensidad con el que se requiere el análisis. Este tipo de herramientas puede ser de gran utilidad a la hora de realizar el planeamiento de esta alternativa de generación.

Para realizar un análisis más detallado sobre los aspectos técnico-económicos de la generación distribuida, se necesita contar con un modelo de inversión que le permita a los industriales o personas interesadas, decidir que tecnología deben emplear y en cuanto se van ver beneficiados al invertir en la Generación Distribuida.

Los participantes que podrían estar interesados en invertir en la GD son: los consumidores, los generadores y los distribuidores; aunque cada uno tiene motivos distintos para invertir o no en la GD. Los consumidores tratan de aprovechar una fuente de energía que pueda ser menos costosa y les brinde otras facilidades energéticas como por ejemplo el calor, lo cual no podrían lograr solo por estar conectado directamente a la red. Asimismo, los consumidores buscan obtener una mayor confiabilidad y seguridad en el suministro. Los distribuidores, están más interesados en el uso de la generación distribuida como fuente alternativa, para reducir las pérdidas físicas, diferir inversiones y aumentar la calidad de suministro, entre otras razones.

¿Por qué es importante aclarar esto?. Porque el proceso de decisión de ambos participantes es distinto y difiere notoriamente. Con esta información, además se podrá medir el grado de penetración de la GD, ya que el interés por parte del consumidor en la GD, definirá el grado de penetración de la GD en las redes de distribución. Esto es importante desde el punto de vista técnico, ya que en forma general, la magnitud de los problemas técnicos que presenta la integración de la generación distribuida depende directamente del grado de penetración.



Con base en las condiciones de penetración de la GD tanto desde el punto de vista del usuario como del distribuidor, se han definido tres escenarios de utilización de la GD, como una primera aproximación para analizar su viabilidad técnica y económica.

- **Escenario 1: La generación distribuida como respaldo en caso de emergencia.** En este caso la red será la fuente primaria de energía eléctrica y la GD será el respaldo. Sólo entrará en funcionamiento, cuando la red presente problemas y deje de suministrar energía.
- **Escenario 2: La generación distribuida como fuente primaria de energía eléctrica y la red sólo como respaldo.** En este caso el consumidor deja de ser un consumidor y se vuelve un generador con la opción de ampliar su rango al distribuidor y comercializador.
- **Escenario 3: La generación distribuida como fuente primaria de energía eléctrica, formando parte de la capacidad de la red.** En este caso se manejarían dos posibles ubicaciones, en la subestación y en otro punto de la red. En este caso la GD forma parte del negocio global del distribuidor.

#### 4.2 Descripción del Modelo

Un modelo económico, es un modelo que tiene en cuenta una gran cantidad de variables que abarcan diferentes áreas de la economía de un país, tales como el PIB, la población, las diferentes industrias que operan en el país, el capital en inversión extranjera, etc. Este tipo de modelo, es un modelo muy integral y difícil de manejar a la hora de realizar el estudio para un consumidor o empresario que desee entrar a participar en la Generación Distribuida.

Por las razones anteriormente expuestas, en este trabajo se dará énfasis al análisis financiero que determina, para el usuario y el distribuidor la viabilidad financiera de la GD en su negocio, bajo las restricciones más relevantes para el negocio. Es muy importante en este análisis definir lo más exactamente posible todas las variables, sobretodo los diferentes tipos de costos, para poder realizar un estudio real, que permita analizar el comportamiento de estas variables a través del tiempo.

El modelo se ocupará entonces de calcular el total de costos que trae consigo la Generación Distribuida. Este cálculo se hará para los distintos escenarios y para los

tres tipos de tecnología que se definieron en la etapa previa como las más factibles de utilizar en el corto y mediano plazo en el sistema colombiano. A partir de esta información se calculará el precio mínimo de la unidad de energía eléctrica producida, resultado que permitirá realizar un estudio de factibilidad económica del negocio de la GD.

Además, este modelo será una herramienta bastante valiosa, ya que puede ser utilizada para evaluar el impacto que tiene en la toma de decisiones del consumidor diversas políticas reguladoras o de tarifas.

Las variables de entrada para modelo son las siguientes:

- La curva de carga horaria para un año.
- Las tarifas de la compra de la energía eléctrica.
- Los precios del mercado mayorista.
- Las capacidades de las máquinas.
- Las distintas tasas de interés.
- Todos los costos en que se pueden incurrir para cada tecnología y sus características técnicas (Costos de operación y mantenimiento, costos de combustible, costos de inversión, costos de pérdidas, valor de salvamento, etc.)
- El riesgo de entrar a participar en este tipo de proyectos. En este caso se pueden crear escenarios de mayor o menor disposición al riesgo.

Como resultados se espera poder obtener la siguiente información del modelo:

- La mejor combinación de tecnologías y su potencia instalada que minimizan el costo de suministro para los tres escenarios.
- La operación horaria de cada tecnología.
- El costo total de suministro.
- Las posibles ventas de energía a la red (Escenario 3)

Algunos supuestos que se harán para facilitar los cálculos son los siguientes:

- La decisión de inversión se toma con criterios estrictamente económicos referidos a la reducción de la tarifa eléctrica.

- No se consideran restricciones técnicas en la compra y venta de la energía.
- No se consideran restricciones de tipo regulatorio.

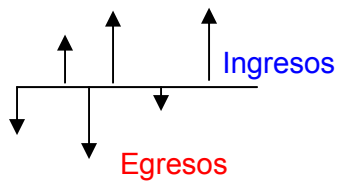
En conclusión, el objetivo de este modelo es encontrar un índice de producción de energía, que tenga en cuenta la recuperación de todos los costos y que permita obtener una rentabilidad del proyecto.

### 4.3 Metodología de Análisis

Para calcular el precio mínimo al que se debe producir la energía eléctrica, se realizará un flujo de caja con base en las distintas variables mencionadas anteriormente.

El flujo de caja consta de los ingresos y egresos de la compañía o consumidor.

**Figura 4.1 Flujo de Caja**



Los egresos son los costos totales del proyecto ( $C_{tot}$ ).

$$C_{tot} = C_{op} + C_{mant} + C_{comb} + O + F \quad \text{EC 4.1}$$

Donde:

- C<sub>tot</sub>:** Costo total de producción de Energía, dado en US\$/kW.
- C<sub>op</sub>:** Costo de operación de las máquinas, dado en US\$/kW.
- C<sub>mant</sub>:** Costo de mantenimiento de los generadores, dado en US\$/kW.
- C<sub>comb</sub>:** Costo de combustible, para las tecnologías que dependan de él, dado en US\$/kW.
- O:** Son otros costos en que se puede incurrir, una vez instalada la GD. Estos pueden ser, costos de infraestructura, costos por pérdidas, etc, dado en US\$/kW.
- F:** Son los costos financieros, como el valor de salvamento de los activos, los costos muertos, etc, dado en US\$/kW.

Cada una de estas se puede calcular de siguiente forma:

**Costo del combustible:** El costo incurrido por el consumo de combustible y varía dependiendo de la curva de carga, de la capacidad que atiende el generador, el tipo de generador y del número de horas de utilización.

$$C_{comb} = E * P * C_{esp} \quad \text{EC 4.2}$$

Donde:

- E:** Energía producida en un año expresada en kWh.  
**P:** Es el Precio del combustible expresado en US\$/kg.  
**C<sub>esp</sub>:** Es el consumo específico de combustible empleado por el generador expresado en kg/kWh.

$$E = \text{Capacidad} * 8760[\text{horas} / \text{año}] * \text{Disponibilidad} \quad \text{EC 4.3}$$

**Costo de Mantenimiento:** Es un porcentaje de costo incurrido por el costo de depreciación. Usualmente se toma el 45 %.

$$C_{mant} = 0.45 * C_{dep} \quad \text{EC 4.4}$$

Donde:

- C<sub>dep</sub>:** Es el costo de depreciación, expresado en \$/kWh y el cual se calcula de la siguiente forma. :

$$C_{dep} = I / (P * V) \quad \text{EC 4.5}$$

Donde:

- I:** Costo de Inversión [US\$]  
**P:** Capacidad en potencia del generador [kW]  
**V:** Vida útil del equipo en horas [h]

**El costo de operación:** es un porcentaje del costo de Combustible. Usualmente se toma el 10%.

$$C_{op} = 0.1 * C_{comb} \quad \text{EC 4.6}$$

Una vez, determinados los egresos, que básicamente son los costos de inversión y de operación y mantenimiento, se debe que calcular los Ingresos. Los Ingresos pueden provenir de dos partes distintos. Representados en cierta forma como los ahorros por utilizar la GD o en el caso del Escenario 2, como los ingresos provenientes de las ventas de los excedentes de producción de Energía.

Los Ingresos serían entonces:

$$I = E * P \min \quad \text{EC 4.7}$$

Donde:

- I:** Ingresos del proyecto  
**E:** Energía producida  
**Pmin:** Es el precio mínimo de venta, nuestra variable de interés, la cual queremos encontrar.

La forma de asociar los ingresos y los egresos es mediante el VPN, o valor presente neto. Este valor tiene en cuenta el efecto del dinero a través del tiempo y lo podemos expresar de la siguiente forma:

VPN para el caso de los egresos:

$$VPN = 1 + \sum_{j=0}^{n-1} \frac{C_{tot_j}}{(1+i)^j} \quad \text{EC 4.8}$$

VPN para el caso de los Ingresos:

$$VPN = P \min * \sum_{j=0}^{n-1} \frac{E_j}{(1+i)^j} \quad \text{EC 4.9}$$

Donde:

- F:** Es el valor futuro del dinero.  
**i:** Es la tasa de interés que se va a tener en cuenta.  
**j:** Es el periodo de tiempo que se va a realizar el estudio

Para que el proyecto sea factible se necesita que por lo menos ambos VPN's sean iguales, lo cual daría una rentabilidad de 0, es decir que los ingresos alcanzan a cubrir los egresos. Lo que se desearía, sería que el VPN de los ingresos sea mayor al de los egresos.

Igualando ambos VPN's tenemos:

$$1 + \sum_{j=0}^{n-1} \frac{C_{tot_j}}{(1+i)^j} = P \min * \sum_{j=0}^{n-1} \frac{E_j}{(1+i)^j} \quad \text{EC 4.10}$$

Despejando Pmin, se obtiene:

$$P_{\min} = \frac{1 + \sum_{j=0}^{n-1} \frac{C_{tot_j}}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^{n-1} \frac{E_j}{(1+i)^j}} \quad \text{EC 4.11}$$

$$P_{\min} = (\text{Inversión} + \text{VPN de los costos totales}) / \text{VPN Energía}$$

Finalmente al realizar el estudio para los diferentes casos se podrá comparar estas variables y mirar si es o no rentable llevar a cabo el proyecto de Generación Distribuida y además que tecnología es la más apropiada.

Otra variable que puede ser de bastante interés, sobre todo en el caso de las empresas, es la tasa interna de retorno (TIR). Una vez obtenida la información del análisis anterior, se pueden variar los resultados y mirar cómo cambia esta variable (TIR) para cada uno de los distintos escenarios.

#### 4.4 Análisis de Escenarios

##### 4.4.1 Escenario 1

Es el escenario en el cual la GD SE es emplea en casos de emergencia cuando ocurre una falla y la red no puede prestar su servicio. Este escenario es un caso especial. Los generadores en caso de emergencia son generadores con capacidades pequeñas ( 500 a 1000 kW), que no operan durante muchas horas y que no se usan con mucha frecuencia. Por lo tanto no requieren mucho mantenimiento y su operación es bastante simple, con una vida útil bastante larga. La selección del generador que se escoja depende del tipo de industria en la cual vaya a operar y de las necesidades que se quieran cubrir.

Por tales motivos se propone para esta parte del análisis económico, una metodología de trabajo distinta al modelo anteriormente explicado, aplicando la clasificación de las opciones por tecnología económica. Esta tecnología es un estudio comparativo de capacidades y costos, fácil de realizar y cuyo resultado le permitirá al industrial

determinar la tecnología más adecuada para emplear en su fábrica. Existen estudios similares para los casos del conductor y del transformador económicos. Estos casos tienen en cuenta las distintas funciones de costo de estos equipos y las capacidades de operación.

En el caso de la GD, sobretodo en el caso de las tecnologías, no se cuenta con las funciones de costo de las diferentes opciones. Sin embargo, se puede realizar un estudio similar al tomar la información contenida en la tabla 2.6 bajo las columnas de costos y capacidad. Los costos de las tecnologías empleadas en este análisis, para tener un resultado un poco más real y correcto, han sido tomados como los costos promedios. Estos costos tienen en cuenta tanto la instalación, la inversión, la operación y el mantenimiento de los equipos y están dados en US\$/kW.

**Tabla 4.1 Tecnologías vs. kW**

Tecnologías	kW																	
	1	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	500	1000	1500	5000	10000	20000
Microturbinas																		
Motores Comb.																		
Celdas combustibles																		
Energía Solar																		
Energía Eólica																		

En esta tabla se observan los rangos en los cuales se encuentran disponibles las distintas tecnologías. Con la ayuda de la información de la tabla 2.6.

**Tabla 4.3 Costos**

Costos	Color
US \$700/kW	
US \$900/kW	
US \$2,000-\$3,000/kW	
US \$3,000-\$4,000/kW	
US \$4,000-\$5,000/kW	

Las tablas 4.1 y 4.2, permiten hacer un análisis muy simplificado, pero bastante acertado a la hora de considerar la tecnología más económica. Las tecnologías menos costosas son las Microturbinas y los Motores Diesel. Sin embargo, son las tecnologías más conocidas que llevan un mayor tiempo en el mercado y las de costos más bajos. Además entre las dos cubren un rango bastante grande de capacidad. Las tres tecnologías restantes, son relativamente nuevas y mucho más costosas.

Con esta información y pensando un poco en el caso de las Industrias Colombianas, se puede concluir de una forma bastante simple, que los Motores de Combustión Interna y las Microturbinas serían las tecnologías que podrían competir como alternativa para el escenario de la generación en caso de emergencia. La actual situación económica del país, la ubicación geográfica y la capacidad de estos sistemas dificultan la posibilidad de competencia de las demás tecnologías para el caso colombiano.

De nuevo vale la pena repetir que la decisión final la debe tomar el industrial, teniendo en cuenta las necesidades que quiera cubrir en un caso de emergencia, los equipos que posee y cuanto dinero estará dispuesto a invertir en los generadores. Factores tales como el tipo de combustible, la eficiencia del generador y vida útil, entre otros, deben también ser considerados a la hora de escoger la tecnología.

#### **4.4.2 Análisis Escenarios 2 y 3.**

El análisis financiero de las distintas tecnologías para los escenarios 2 y 3 es bastante similar y por esta razón, se ha determinado realizarlo en conjunto. Por una parte se tiene que determinar el costo de generación para cada una de las tecnologías y para cada una de las capacidades ya establecidas. Este análisis es el mismo para ambos escenarios ya que las variables que determinan este costo, no varían en los escenarios.

Una vez determinado este costo, se encontrará el precio mínimo de venta de los excedentes de energía producidos con GD, con el cual se puede obtener una rentabilidad en el negocio. El análisis también será el mismo para ambos escenarios, ya que tanto el usuario como el distribuidor, generarán una cantidad de energía suficiente para cubrir las necesidades de las cargas vecinas, de acuerdo al caso 2 de estudio del capítulo 3.4.

Finalmente, después de encontrar los valores de estos precios se estudiarán los flujos de caja y la rentabilidad de cada proyecto para cada escenario por aparte, ya que cada escenario tiene costos, tasas de oportunidades y criterios de decisión distintos.

En el capítulo 3 se acordó trabajar con 2 tipos de generadores, con capacidades diferentes, para los tres tipos de tecnologías, que se creen serían aplicables al caso



colombiano y para los dos casos de estudio (Urbano y Rural. A continuación se presenta la Tabla 4.3 que resume esta información y que además, contiene los costos de inversión encontrados para cada máquina.

**Tabla 4.3 Generadores de Estudio**

Caso	Generador	Capacidad (kW)	Tipo de Gen.	Inversión [US\$]
<b>URBANO</b>	SOLAR	1097	Turbina de Gas	675,000.00
	SOLAR	3404	Turbina de Gas	1,300,000.00
	Caterpillar	2500	Motor Diesel	767,900.00
	Cummins	1500	Motor Diesel	2,382,800.00
	FuelCell Energy Inc.	1500	Celda Combustible	3,000,000.00
	DAIS Analytic.	2000	Celda Combustible	4,000,000.00
<b>RURAL</b>	Cummins	300	Motor Diesel	35,000.00
	FuelCell Energy Inc.	200	Celda Combustible	400,000.00

Una vez obtenida esta información se siguieron los pasos del modelo financiero descritos en el numeral 4.3, para calcular los distintos costos para cada tecnología. Se asumió una disponibilidad del 100% para cada máquina y se encontraron los siguientes resultados para el caso urbano:

**Tabla 4.4 Cálculo de Costos [US\$/kWh] caso Urbano**

Tecnología	Costos [US\$/kWh]					
	Capacidad	Combustible	Operación	Depreciación	Mantenimiento	TOTAL
Diesel 1500 kW		0.07333	0.00733	0.026	0.0115	<b>0.0922</b>
Diesel 2500 kW		0.06111	0.00611	0.012	0.0054	<b>0.0726</b>
Turbina 1097 kW		0.06051	0.00605	0.031	0.0138	<b>0.0804</b>
Turbina 3404 kW		0.04998	0.00500	0.012	0.0053	<b>0.0602</b>
FC 1500 kW		0.06051	0.00170	0.100	0.0450	<b>0.1072</b>
FC 2000 kW		0.06051	0.00170	0.087	0.0391	<b>0.1013</b>

Del mismo modo se obtuvieron los costos para el caso urbano, estos se encuentran presentados en la tabla 4.5. Como era de esperar, por tratarse de capacidades menores a las empleadas en el caso urbano, los costos son mayores.

**Tabla 4.5 Cálculo de Costos [US\$/kWh] caso Rural**

Tecnología	Costos [US\$/kWh]					
	Capacidad	Combustible	Operación	Depreciación	Mantenimiento	TOTAL
Diesel 300 kW		0.08889	0.00889	0.009	0.0039	<b>0.1004</b>
FC 200 kW		0.08471	0.00260	0.067	0.0300	<b>0.1222</b>

De los resultados obtenidos, para el caso Urbano, se puede observar que la tecnología de las Turbinas a Gas presentan un menor costo de energía eléctrica (entre 6-8 US¢ / kWh), seguidos por las plantas Diesel (entre 7-9 US¢ / kWh) y por las celdas combustibles (10 US¢ / kWh). En el caso Rural, también se encontró que la tecnología Diesel es menos costosa que las celdas combustibles. Ya que las capacidades que se están estudiando son bastante similares, la diferencia entre estos costos, radica básicamente en los distintos precios de los combustibles y en los costos de inversión. Las Turbinas presentan los menores costos de inversión, mientras que las Celdas Combustibles tienen los más altos. Además el costo del ACPM es mayor que el del gas y por eso la pequeña diferencia entre las plantas Diesel y las Turbinas a Gas.

Una vez obtenido este costo se procede a calcular el Precio mínimo de venta, empleando la ecuación 4.11. Los valores del precio mínimo de venta son los valores mínimos a los cuales, se deben vender los excedentes de energía para obtener una ganancia. La tabla 4.6 presenta los valores de los precios de la energía para el caso del mercado colombiano. Los precios de la Bolsa son los precios a los cuales el distribuidor compra la energía. Los demás son los precios que el distribuidor negocia con los usuarios no regulados y los que impone para los regulados. Los valores que se espera encontrar, deben ser del orden del precio para los usuarios no regulados, para que así puedan entrar a competir en el mercado.

**Tabla 4.6 Precios de la Energía para el caso Colombiano**

Precios	US\$	Unidades
<b>Bolsa</b>	0.02	/kwh
<b>Regulados</b>	0.07	/kwh
<b>No Regulados</b>	0.04	/kwh <sup>1</sup>

Los resultados obtenidos para el caso urbano y rural, se encuentran presentados en las tablas 4.7 y 4.8 respectivamente.

**Tabla 4.7 Valores de Pmin Caso Urbano**

Tecnología	Capacidad [kW]	Pmin [US\$/kWh]
<b>Diesel</b>	1500	<b>0.0576</b>
	2500	<b>0.0518</b>
<b>Turbina</b>	1097	<b>0.0501</b>
	3404	<b>0.0457</b>
<b>Fuel Cell</b>	1500	<b>0.0908</b>
	2000	<b>0.0931</b>

<sup>1</sup> Datos Tomados del Periódico, "La República", Jueves 12 De Sept. 2002

Tabla 4.8 Valores de Pmin Caso Rural

Tecnología	Capacidad [kW]	Pmin
Diesel	300	0.0696
Fuel Cell	200	0.0974

Se puede apreciar que estos valores son competitivos comparados con los valores de la energía para los usuarios regulados y no regulados en el mercado colombiano. Al comparar un poco estos precios con los obtenidos para la GD, se puede apreciar que los precios de las turbinas a gas son los más competitivos, mientras que los de las celdas combustibles son demasiado altos. Debido al costo tan alto de inversión que presenta esta tecnología, se puede pensar que todavía faltan algunos años para que las celdas combustibles sean más accesibles, para que su producción aumente y finalmente así, lograr que sus costos disminuyan.

Los costos obtenidos se encuentran un poco por encima del precio para los usuarios no regulados. Sin embargo, estos costos fueron obtenidos para una disponibilidad del 100 % (24 horas de trabajo continuo) Si por el contrario, la disponibilidad de la máquina fuera menor y sólo se empleara en los periodos de precio pico o durante algunas hora de uso, estos precios alcanzarían a disminuir lo suficiente para ser competitivos con los precios de los usuarios no regulados. Además si se tiene en cuenta que en el caso base el consumidor compra toda su energía al Mercado Mayorista al precio horario que marque este mercado y que además debe pagar una tasa adicional que representa la compensación que debe hacer efectiva al distribuidor por uso de la red, los precios alcanzarían a ser competitivos con los del mercado mayorista.

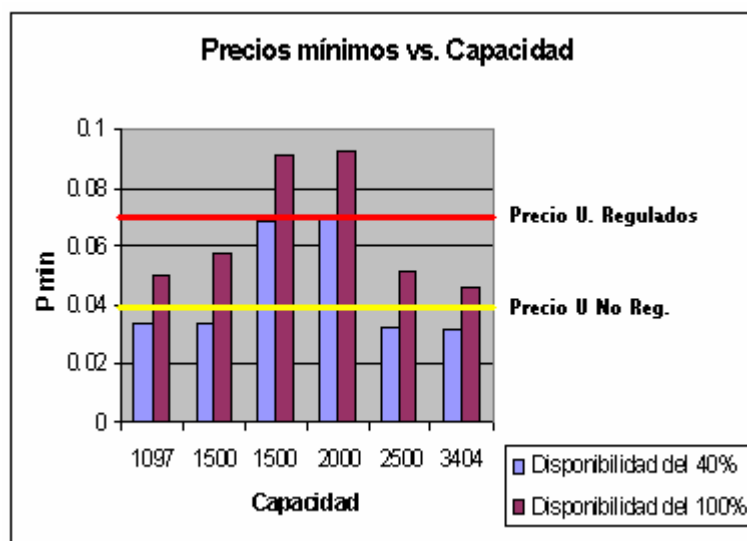
Suponiendo un caso en el cual, las máquinas fuesen empleadas sólo para cubrir la demanda durante periodos de precio pico, o periodos de demanda pico (Escenario 3-Distribuidora), permitiendo así una disponibilidad del 40%, se obtienen los resultados presentados en la tabla 4.9. Este análisis se realizó sólo para el caso Urbano, ya que presentaba mejores resultados. Como se puede notar, estos precios ya son mucho más competitivos con los actuales, para los motores de combustión y las turbinas a gas, que los encontrados en el caso anterior donde la disponibilidad era del 100%.

Tabla 4.9 Pmin para Disponibilidad del 40%

Tecnología	Capacidad [kW]	Pmin
Diesel	1500	0.0341
	2500	0.0320
Turbina	1097	0.0333
	3404	0.0311
Fuel Cell	1500	0.0689
	2000	0.0700

La figura 4.2 ayuda a visualizar mejor los resultados obtenidos anteriormente.

Figura 42 Comparación de resultados obtenidos



El análisis de precios realizado anteriormente permite concluir que la Generación Distribuida con tecnologías tradicionales, sería una alternativa eficaz y viable, que podría competir en el Mercado de la Energía Colombiano. Una vez declarado esto, vale la pena estudiar los flujos de caja para cada escenario por aparte y analizar si los diferentes costos de operación, medio ambiente, regulación y demás, convierten esta alternativa en un negocio rentable o no.

### Escenario 3 – Empresa Distribuidora

El análisis del flujo de caja es una herramienta que permite determinar la viabilidad financiera de un proyecto, mediante el empleo de variables como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) El flujo de caja tiene como variables de entrada los ingresos y egresos que se espera tener en un proyecto para un periodo de tiempo específico.

En el caso del Distribuidor, los egresos corresponden a todos los costos en que se puede incurrir. Estos son los costos de operación y mantenimiento, los costos de combustible, los costos de pérdidas, los costos de la energía no suministrada y los costos de interconexión del generador en la red, entre otros. Los ingresos, son por otra parte, la ganancia que se obtiene al vender los excedentes producidos. Mediante un análisis de sensibilidad, se determinó que un precio de 0.0385 US\$ / kWh sería rentable y competitivo frente al del mercado colombiano, de 0.04 US\$/kWh. Empleando este valor y multiplicándolo por los kWh que atiende el generador se determinó el valor de los ingresos. Para determinar el valor del dinero en el tiempo se empleó una tasa de crecimiento para la carga del 2.4 % y una tasa esperada de inflación para el 2003, de 5.5%. Una vez obtenidos los valores de los egresos e ingresos, se determinó el VPN y la TIR para cada generador del caso urbano con una tasa de interés del 17%. En las tablas 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran los principales resultados obtenidos para cada tecnología.

**Tabla 4.10 Resultados Flujo de Caja Motores de Combustión**

Motor de Combustión (2500 kW)			
Periodo	Flujo Ingresos[US\$]	Flujo Egresos[US\$]	Flujo Final[US\$]
Año 0	876,000.00	405,287.01	-1,300,000.00
Año 1	897,024.00	427,577.80	437,030.20
Año 2	918,552.58	451,094.58	444,635.39
Año 3	940,597.84	475,904.78	451,131.88
Año 4	963,172.19	502,079.79	451,362.22
Año 5	986,288.32	529,694.18	456,594.14
Año 6	1,009,959.24	558,827.36	461,092.39
Año 7	1,034,198.26	589,562.86	464,693.06
Año 8	1,059,019.02	621,988.82	467,458.00
Año 9	1,084,435.47	633,073.25	469,446.20
VPN	\$ 4,255,321.69	\$ 2,179,703.98	\$ 575,013.49
TIR	23.146%		

**Tabla 4.11 Resultados Flujo de Caja Turbinas a Gas**

Turbinas a Gas (3404 kW)			
Periodo	Flujo Ingresos [US\$]	Flujo Egresos[US\$]	Flujo Final[US\$]
Año 0	1,192,761.60	397,017.41	-2,382,800.00
Año 1	1,221,387.88	418,853.37	802,534.51
Año 2	1,250,701.19	441,890.30	808,810.88
Año 3	1,280,718.02	466,194.27	814,523.74
Año 4	1,311,455.25	491,835.14	819,620.11
Año 5	1,342,930.17	518,886.07	824,044.11
Año 6	1,375,160.50	547,424.80	827,735.70

Año 7	1,408,164.35	577,533.17	830,631.18
Año 8	1,441,960.29	609,297.49	832,662.80
Año 9	1,476,567.34	636,545.63	840,021.71
VPN	\$ 5,794,046.02	\$ 2,138,360.02	\$ 962,004.48
TIR			25.302%

**Tabla 4.12 Resultados Flujo de Caja Celdas Combustible**

Celdas Combustibles (2000 kW)			
Periodo	Flujo Ingresos[US\$]	Flujo Egresos[US\$]	Flujo Final[US\$]
Año 0	700,800.00	378,018.27	-4,000,000.00
Año 1	717,619.20	398,809.28	267,075.06
Año 2	734,842.06	420,743.79	277,462.73
Año 3	752,478.27	443,884.70	278,625.22
Año 4	770,537.75	468,298.84	302,238.91
Año 5	789,030.65	494,055.28	294,975.37
Año 6	807,967.39	521,228.32	286,739.07
Año 7	827,358.61	549,895.88	308,593.57
Año 8	847,215.21	580,140.15	314,098.27
Año 9	867,548.38	588,923.16	318,809.92
VPN	\$ 3,404,257.35	\$ 2,032,751.25	\$ -2,291,868.24
TIR			-25.465%

Los resultados demuestran que las tecnologías tradicionales, como los motores de combustión y las turbinas a gas, son las tecnologías más rentables. Las Celdas Combustibles aunque son más eficientes, limpias y presentan menores costos de combustible y de O&M, debido al alto valor que presentan en la inversión no son rentables. La inversión no se alcanza a recuperar ni en el largo plazo y presenta un déficit para el inversionista.

Por otro lado las Turbinas a Gas que presentaban un menor costo de generación, recuperan la inversión en 3 años y presentan una tasa interna de retorno del 25%, mientras que los Motores Diesel lo hacen en 4 años y con una tasa interna de retorno del 23%. El valor de las TIR's encontradas son los suficientemente altos como para volver el negocio atractivo para los inversionistas.

El escenario 3, el caso de la empresa distribuidora, ha demostrado ser un caso bastante positivo y rentable para las tecnologías tradicionales. Las tecnologías renovables y relativamente nuevas, son todavía muy costosas como para entrar a participar en el mercado colombiano. En conclusión se puede mencionar que la GD, desde el punto de vista del distribuidor es una negocio financieramente rentable y que permitido por un nueva regulación debería ser aplicado. En el momento, la regulación no permite que los distribuidores, generen y distribuyan la energía al mismo tiempo,

esta es una de las grandes trabas que tranca la entrada de la Generación Distribuida a Colombia.

## **Escenario 2 – Usuario como autogenerador y comercializador**

El caso del Usuario que tiene la oportunidad de entrar a participar en la Generación Distribuida, se puede analizar desde dos puntos de vista. Uno, como un usuario autogenerador, y otro como un usuario autogenerador y comercializador.

El primero es bastante fácil de analizar y la información obtenida anteriormente es suficiente como para poder determinar un criterio de decisión de rentabilidad del proyecto. En este caso, el usuario, como sólo está generando lo necesario para satisfacer su propia carga, no debe incurrir en algunos de los costos que sí estaban presentes en el caso del distribuidor. En el escenario 3, existían costos por pérdidas de transmisión (del sistema de distribución), costos por la energía dejada de suministrar y algunos otros que en este caso no serían necesarios. El autogenerador, sólo debe tener en cuenta los costos de O&M del generador, los costos de interconexión a la red y una carga básico para mantener la red como respaldo en caso de emergencia.

Los costos se reducen notablemente. Por otro lado en este caso el Usuario no genera excedentes para luego venderlos, así que los ingresos también se reducen. Sin embargo como el precio de la energía obtenido para las tecnologías tradicionales eran lo suficientemente bajos como para competir con los establecidos por el mercado mayorista, el negocio sigue siendo rentable y una de las diferencias que se obtiene es que la inversión no se recupera tan rápido como en el escenario 3 (3 y 4 años), pero si a los 7 años para las turbinas a gas.

Por otra parte el caso del Usuario como autogenerador y comercializador no es tan fácil de analizar y si requiere un poco más de cuidado. En este caso, además los costos del escenario 3, se deben incluir los costos de infraestructura y construcción necesarios para poder realizar la interconexión, los costos de carga básico por emplear la red y por mantenerla como respaldo en caso de emergencia para su propia carga. Estos costos, sobretodo los de infraestructura y los de construcción, son bastante altos y difíciles de calcular. Para poder analizar este caso se han hecho tomado algunos supuestos y aproximaciones que permitieran tener en cuenta este tipo de costos.

Del mismo modo que en el escenario 3, se calculó el VPN y la TIR para cada capacidad de cada tecnología. Los resultados más notables se encuentran presentados en la tabla 4.13.

**Tabla 4.13 Resultados Flujo de Caja Escenario 2**

<b>Tecnología</b>	<b>VPN</b>	<b>TIR</b>
Motor de Combustión (2500 kW)	\$ 327,429.02	18.14%
Turbinas a Gas (3404 kW)	\$ 637,818.28	20.39%
Celdas Combustibles (2000 kW)	<b>\$ -2,601,877.71</b>	-----

Como era de esperarse, ambos indicadores disminuyeron comparativamente con los obtenidos en el escenario 3, debido al aumento tan notable en los costos. Sin embargo, este escenario sigue presentando resultados rentables y productivos para el negocio. Tanto la TIR como el VPN, se encuentran en rangos aceptables y le representan beneficios al inversionista. De nuevo la tecnología de las celdas combustibles, no se vio beneficiada con el aumento en los costos y por el contrario perjudicó aún más la rentabilidad del proyecto. Las turbinas ahora ya no recuperan la inversión en 3 años pero si en 5 y lo mismo ocurre en el caso de los generadores que operan con Diesel.



## 5. Conclusiones y Recomendaciones

El concepto de GD implica una estrategia de planeamiento y mercadeo nueva. Existen varias razones de peso que justifican su análisis de factibilidad para aplicarla en los sistemas de distribución. Entre ellas están:

- Búsqueda de uso más racional y flexible de los recursos.
- Crecimiento y fluctuación de la carga
- Mejora en tecnología de equipos pequeños y aumento de costos en los equipos de generación central

En este documento se ha presentado un modelo, todavía sencillo, de planificación de GD desde el punto de vista del consumidor y del distribuidor.

El modelo presentado, a pesar de su sencillez, puede ser una herramienta útil en todo tipo de análisis que tengan como finalidad evaluar el grado de aceptación de este tipo de tecnologías entre los consumidores. Sin embargo, es un modelo con muchas aproximaciones y supuestos. Se recomienda realizar el mismo estudio pero para una empresa o industria específica y en la cual se pueda intervenir. Esto le daría una mayor riqueza al modelo en cuanto a la información faltante y aproximaciones concierne.

Las tecnologías tradicionales son las tecnologías que tendrían una mayor acogida en el caso colombiano desde el punto de vista tanto técnico como financiero. Las tecnologías “limpias” como las celdas combustibles son tecnologías poco conocidas y con requerimientos de operación demasiado específicos, que presentan altos costos de inversión. Estas condiciones le restan competencia frente a las demás tecnologías. Sin embargo, se espera que en el futuro este tipo de tecnologías disminuya de precio y puedan entrar a participar en la GD.

La GD desde el punto de vista financiero es un negocio atractivo y que genera ahorros. El análisis financiero y técnico acá expuesto demuestran que la GD si puede ser una alternativa de generación de energía eléctrica que se puede aplicar al caso colombiano.

Una de los mayores obstáculos que presenta la Generación Distribuida es la regulación. Si se lograra modificar ésta y se permitiera que un generador pudiera ser un distribuidor al mismo tiempo, entonces se podrían abrir las puertas para esta alternativa de generación.

Un aspecto importante a considerar en el futuro, y que puede tener gran influencia en el grado de penetración de este tipo de generación y de tecnología, es la posibilidad de combinar la generación de electricidad con la de calor.

De los casos analizados se puede concluir que la instalación de este tipo de generación reporta un ahorro anual alrededor del 20-25% de los costos de la electricidad. La GD tiene la potencialidad de ser un factor importante en el futuro de los sistemas de potencia. En Colombia puede ser especialmente importante dado que, aunque cuenta con un sistema de transmisión funcional y suficientemente robusto, las necesidades en suministro de energía eléctrica, con niveles adecuados a gran parte de la población, está lejos de estar satisfecha. Se podría así buscar soluciones económicas adecuadas a las situaciones particulares.

## 6. Bibliografía

- I. Lee Williams, Distributed Power Generation
- II. " DG Power Quality Protection and Reliability ". Distributed Power Program, Case Studies Report, 2001.
- III. " Making Connections: Interconnection Barriers and their impact on Distributed Power Projects ". Distributed Power Program, Case Studies Report, 2001.
- IV. Assessment of Distributed Generation Technology Applications, Resource Dynamics Corporation, Febrero 2001.
- V. "Impact of Dispersed Generation on Power Systems", N JENKINS. REVISTA: ELECTRA, N° 199, Diciembre 2001, pp.06-13.
- VI. "Impact of Dispersed Generation on Distribution Systems: a European Perspective", Goran Strbac, Paper de la IEEE, 2002.
- VII. "Distributed Generation and Transmission", Lewis Dale, Paper de la IEEE, 2002
- VIII. LABEIN, Boletín de Tecnología e Innovación N° 36 Septiembre 2001
- IX. <http://www.geocities.com/CapeCanaveral/Launchpad/7075/espana.html>
- X. <http://www.spectrum.ieee.org/>
- XI. <http://www.distributed-generation.com>
- XII. <http://www.eren.doe.gov/distributedpower/>