

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

EDWIN ALBERTO CARVAJAL GÓMEZ

ESPECIALIZACIÓN EN COMBUSTIBLES GASEOSOS

Director: Ing. MSc. Andrés Amell Arrieta

UNIVERSIDAD DE ANTIOQUIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Mecánica

Medellín, 2003

Tabla de contenidos

..	1
Palabras Clave .	3
1. INTRODUCCIÓN .	5
1.1 MOTIVACIÓN . .	5
1.2 OBJETIVOS .	6
1.3 METODOLOGÍA PROPUESTA. . .	6
2. SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA . .	9
2.1 Antecedentes Históricos .	9
2.2 Concepción tradicional de la industria eléctrica [1] .	10
2.3 Crecimiento del sistema . .	11
2.4 La nueva concepción de la industria eléctrica . .	13
2.5 La transmisión: Monopolio natural o mercado de competencia. . .	17
2.6 Definición de Generación Distribuida . .	18
2.7 Rango de la generación distribuida .	18
2.8 Servicios de abastecimiento de electricidad .	19
2.9 Servicios Complementarios . .	19
2.9.1 <i>Servicios Complementarios Ofertados.</i> . .	19
2.9.2 Servicios Complementarios Relacionados con la Generación de Potencia Reactiva. . .	20
2.9.3 Variación de Potencia Reactiva, Efectos de Variación de Tensión y Estabilidad del Sistema. .	21
2.9.4 Compensación de Potencia Reactiva por medio de Métodos Convencionales y Utilización de Unidades de Generación Distribuida. .	21
2.10 Interconexión a la Red .	22
2.11 Aplicaciones de la generación distribuida . .	23
2.12 Beneficios de la generación distribuida . .	24
2.13 Calidad de la energía .	25
2.14 Aspectos del marco Regulatorio. .	25

2.15 Sistemas Distribuidos en Colombia. . .	28
3. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA .	31
3.1 Turbina de gas. .	32
3.2 Microturbinas. .	35
3.2.1 La tecnología de las Microturbinas y su análisis comparativo con las Celdas de combustible y los Motores de Combustión Interna .	38
3.2.2 Aspecto Económico . .	38
3.2.3 Retos .	39
3.2.5 Tamaño .	40
3.2.6 Emisiones .	40
3.2.7 Contaminantes Críticos .	40
3.2.8 Comparación con otras turbinas .	41
3.2.9 Comparación con Motores Reciprocantes . .	41
3.3 Motor de combustión interna. .	42
3.4 Celda de Combustible. .	43
3.4.1 Tipos de celdas de combustible y sus principales diferencias .	45
3.4.2 Beneficios de la tecnología de celdas de combustible. .	49
3.4.3 Comparación con tecnologías de generación convencionales. .	50
3.5 Cogeneración. . .	53
3.6 Celda Fotovoltaica. . .	53
3.7 Generadores Eólicos. . .	54
3.8 Baterías. . .	54
3.9 Volantes de inercia. .	54
3.10 Bobinas superconductoras. . .	54
3.11 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS DE GD. .	55
3.13 Uso del Gas Natural como fuente energética de los sistemas GD .	57
3.13.1 ventajas del Gas Natural. . .	57
4. GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ. . .	61
4.1 Antecedentes Históricos .	61

4.2 Programa de masificación del gas. . .	62
4.3 Especificaciones Técnicas del Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá .	63
4.4 Potencial de Generación para las presiones y disposición de redes de suministro de Gas Natural en el Valle de Aburrá. . .	64
4.4.1 Requerimiento de Red de Distribución para Turbinas de Gas. . .	64
4.4.2 Requerimiento de Red de Distribución para Microturbinas de Gas. . .	65
4.4.3 Requerimiento de Red de Distribución para motores de combustión interna de Gas. . .	66
5. VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL VALLE DE ABURRÁ . .	67
5.1 Impacto sobre la red. . .	68
5.2 Generación Distribuida en el Valle de Aburrá. . .	69
5.3 Potencialidad de generación distribuida en el Valle de Aburrá . .	69
5.3.1. Grandes clientes [15]. . .	70
5.3.2 Clientes Regulados con consumos importantes [15]. . .	71
5.3.3 Hoteles [15]. . .	74
5.3.4 Hospitales [15] . . .	75
5.3.5 Estaciones de Gas Natural Comprimido [15]. . .	76
5.3.6 Demanda acumulada por sector en el año 2003 . . .	77
5.4 Aspectos a tener en cuenta para determinar la viabilidad de GD en el Valle de Aburrá. . .	78
5.4.1 Evolución y perspectivas gas natural. . .	78
5.4.2 Proyección de precios de carbón. [13] . . .	81
5.4.3 Proyecciones de la energía eléctrica. . .	81
5.4.4 Aspectos Ambientales. . .	85
5.4.5 Ley URE . . .	86
5.4.6 Proyecto de ley No. 170 DE 2003 . . .	87
5.4.7 Síntesis de los aspectos mas importantes a tener en cuenta para determinar la viabilidad de la GD. . .	88
6. CONCLUSIONES. . .	91
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS . . .	95
Referencias de Sitios en Internet . . .	97

Anexos 99

ANEXO 1. GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ 99

Dedicada a Zulma, Mariana y Laura, sin ellas no hubiera sido posible

Palabras Clave

Sistemas distribuidos; Motores de combustion interna; Celdas de combustible; Gas natural; Combustibles gaseosos; Energia electrica;

1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN

La energía eléctrica llega a los usuarios finales luego de una serie de procesos los cuales involucran sistemas de generación, transmisión y distribución. Estos sistemas están cambiando dramáticamente debido a la desintegración vertical del sistema eléctrico (separación de generación, transmisión y distribución) y el ingreso de terceros que abren el acceso al sistema de transmisión. Existe la tendencia de incentivos hacia el uso de las fuentes de energía renovables cada vez más significativos. Por otra parte, las fuentes de energía tienden a ser descentralizadas y producen potencia por medio de centrales eléctricas que se pueden conectar con las redes de distribución eléctricas de media y baja tensión.

La GD se encuentra emergiendo como tecnología por diversas razones: la liberalización del mercado de electricidad; la gran atención a las emisiones ambientales; el mercado potencial para las nuevas tecnologías y avances en elementos de electrónica de potencia que proporcionan aun interfaz flexible al sistema o red entre otros.

Este tipo de generación incluye una variedad de fuentes de energía, tales como microturbinas, celda fotovoltaica, celda de combustible, fuentes eólicas, motores con base a combustibles fósiles y los dispositivos de almacenaje, con capacidades inferiores

a los rangos de generación convencional. El despliegue de los recursos distribuidos en redes de distribución podría potencialmente aumentar su confiabilidad y bajar el costo de la potencia instalando fuentes de energía más cerca de los centros de demanda.

Aunque representan una porción pequeña del mercado de electricidad, las tecnologías de GD juegan a un papel crucial en algunos mercados internacionales. Para la aplicación en la cual la confiabilidad es importante, como alternativa para la expansión de una red local y como una fuente de reserva. Las políticas desarrolladas en algunos mercados han favorecido la cogeneración (la generación de calor y de electricidad), las energías renovables y el desarrollo tecnológico, los cuales deberían asegurar crecimiento de la GD.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo de este trabajo es contribuir al conocimiento del potencial de integración de unidades de Generación Distribuida en el Valle de Aburrá, a través de un estudio de las diferentes tecnologías disponibles en el mercado y de la disponibilidad de una fuente primaria de energía en la región, particularmente del Gas Natural.

En relación con el objetivo general, los objetivos específicos a cumplir son:

Identificar el estado del arte de los sistemas Distribuidos de Potencia.

Determinar las ventajas comparativas de los Sistemas Distribuidos de Potencia.

Identificar los escenarios en los cuales los Sistemas Distribuidos de Potencia pueden ser viables en el Valle de Aburrá.

Evaluar la incidencia de la ubicación de las redes de gas natural en la viabilidad de los Sistemas Distribuidos de Potencia en el Valle de Aburrá.

Identificar sectores en el Valle de Aburrá en los que la implementación de los Sistemas Distribuidos de Potencia pueden ser viables.

1.3 METODOLOGÍA PROPUESTA.

El proyecto se sustentará inicialmente en una fundamentación teórica teniendo en cuenta:

- La identificación de las tendencias mundiales en la implementación de Sistemas Distribuidos de Potencia.
- Marco regulatorio que rige este tipo de sistemas en los países que lo han implementado.
- Aspectos eléctricos acerca de la incidencia de los SDP en la calidad de la energía y los problemas asociados a la conexión de las redes.

- El desarrollo tecnológico de las diferentes unidades generadoras de potencia para un sistema distribuido:

Microturbinas de gas.

- Motores de combustión interna.
 - Celdas de combustible.
 - Otros
- Análisis de los factores que inciden en la viabilidad de implementar GD en el Valle de Aburrá:
- La sectorización de las demandas de energía eléctrica del Valle de Aburrá y determinación de la potencialidad de la instalación de un SDP.
 - La disponibilidad de la red de gas natural en los diferentes sectores.

2. SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA

2.1 Antecedentes Históricos

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica [1].

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Distribuida, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

En los años setentas, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio

climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

La gran diferencia de eficiencia entre una gran central de generación frente a una pequeña, en aquel momento, sumado al hecho de que el margen de reserva que se debía tomar en el primer caso era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida, dieron por resultado la actual concepción de los sistemas eléctricos. Es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser necesariamente transportada hacia la demanda, mediante grandes redes de transmisión.

Esta lógica de desarrollo ha sido sistemáticamente incentivada por el hecho que los costos de los sistemas de transmisión han sido menores que los beneficios que generan las economías de escala en la generación.

Por tanto, en esencia, la existencia de economías de escala en la generación y el hecho que su magnitud haya sido tal que superan los costos de inversión en la transmisión, han sido los factores determinantes de la topología de los circuitos eléctricos actuales.

La influencia decisiva de las economías de escala hacen que la importancia de los costos fijos determine que en un amplio rango de capacidad, los costos medios sean decrecientes, constituyendo en consecuencia este sector en un monopolio natural por excelencia.

Finalmente, las economías de escala han sido los únicos factores determinantes en el desarrollo pasado de los sistemas eléctricos. En la generalidad de los países, la integración y formación de monopolios se ha debido a que el tamaño óptimo de las inversiones solo podía ser afrontado por el Estado, por lo que fue el Estado la figura exclusiva que dominó la propiedad y el control en la dinámica de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

2.2 Concepción tradicional de la industria eléctrica [1]

En el presente, se dispone de un sistema eléctrico cuya conformación es el resultado de una concepción que ha tenido vigencia por muchos años: Grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella. En esta concepción tradicional, la producción

de electricidad dentro de la industria eléctrica consiste en un proceso que consta de cuatro etapas (Generación, transmisión, Distribución y Consumo), el cual se realiza con un orden determinado definiendo por lo tanto cuatro niveles, tal como se muestra en la figura 1.

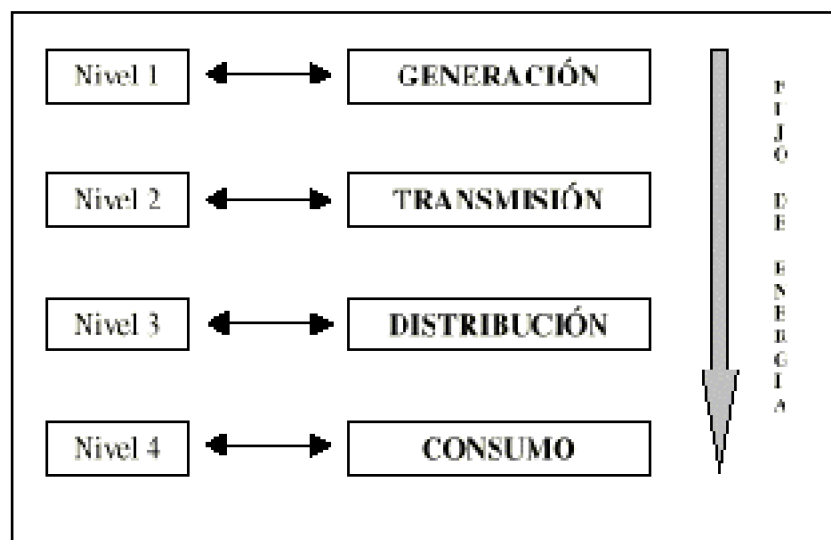


Fig. 1 Concepción tradicional de la Industria Eléctrica

2.3 Crecimiento del sistema

Es un fenómeno conocido que desde su comienzo la industria eléctrica es una industria en crecimiento continuo, debido a que la demanda de electricidad crece en forma sostenida. Esto obliga obviamente a aumentar también la generación de energía eléctrica en forma permanente [1].

¹ Dentro la concepción tradicional de la industria eléctrica, el crecimiento del sistema implica la instalación de nuevas plantas generadoras en el Nivel 1 (ver Fig. 1), en forma más o menos continua en el tiempo, y la ampliación de las redes de transporte y distribución de energía (Nivel 2 y Nivel 3), también en forma continua pero con menor frecuencia.

Uno de los factores relevantes en esta lógica de desarrollo es que la toma de decisión surge de una planificación centralizada ubicada dentro del monopolio administrativo.

Dentro la nueva concepción de la industria eléctrica, el crecimiento de la demanda se puede satisfacer de dos formas:

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transporte.

- Instalando GD.

Una gran central moderna conectada en la red de transmisión siempre será más eficiente que una pequeña central moderna distribuida (las economías de escala existen cuando se aumentan las dimensiones de un generador en múltiples magnitudes). Sin embargo, en una de las magnitudes claves, la eficiencia, las diferencias pueden no ser muy importantes, tal como se muestra en la Fig. 3.

Incluso si lo que se pretende es potenciar una vieja generadora, probablemente los costos asociados sean mayores a si se instala una nueva planta generadora distribuida. Esto se debe a una de las características de los generadores distribuidos es que se producen en fábrica en forma standard y luego se instalan fácilmente en el sitio, lo que reduce notablemente sus costos (“plug and play”).

En la evaluación de las opciones, los costos exactos que se deben evaluar son aquellos de la planta de GD contra los de la planta generadora convencional más la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos hundidos como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. Como ya se observó, por estar cerca de la demanda, la GD no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos asociados con ésta.

Es importante observar también que mientras los costos globales de construcción de las redes de transporte se han incrementado, debido al aumento en el costo de la mano de obra y de las restricciones de servidumbre, estéticas y de diseño, por el contrario los costos en la GD han caído ya que estas plantas se construyen en forma standard y tienen gran modularidad.

Además de las consideraciones anteriores, debe tenerse en cuenta que la GD presenta beneficios adicionales al sistema eléctrico:

- Reduciendo las pérdidas en las redes de distribución.
- Incrementando la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
- Proporcionando control de energía reactiva y regulación de tensión en la red de distribución.
- Generando energía limpia utilizando fuentes renovables (GDR – Generación Distribuida Renovable).
- Atomizando y descentralizando la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para incentivar la competencia.

Como consecuencia, la GD presenta varias ventajas frente a la generación central convencional.

Evidentemente, en el sector eléctrico, las imperfecciones del mercado abundan, basta observar que tanto la transmisión como la distribución son sectores de grandes redes y como tal monopolios naturales por definición. Por lo tanto, Competencia y Regulación, son actividades francamente complementarias de esta Industria, pero es la Regulación en el plano normativo la que en última instancia determinará el grado de competencia real que exista.

Entonces , en la nueva industria eléctrica de competencia, el rol que juegan los marcos regulatorios es fundamental. Estos deben establecer sistemas tarifarios justos

que reconozcan los costos y beneficios reales del sistema y eviten los subsidios cruzados entre los distintos agentes y la existencia de restricciones, directas o indirectas, a la entrada de nuevos agentes.

Sin embargo, lo que se observa en varios de los marcos regulatorios actuales es una concepción tradicional de la industria eléctrica, caracterizada por los cuatro niveles (Generación – Transmisión – Distribución - Consumo). Con esta visión, se niega la nueva concepción de la industria eléctrica, que surge por los avances tecnológicos de las últimas décadas, haciendo que las estructuras tarifarias no reconozcan los costos y beneficios reales de la GD. En consecuencia, la vuelven no competitiva y deja de ser una opción.

En consecuencia, si un generador distribuido vende en el mercado, su ventaja competitiva fundamental, no usar el sistema de transmisión, no se ve reflejada, puesto que no hay ninguna distinción en la normativa que muestra de donde proviene la energía al distribuidor.

Si se parte del principio que solo se paga por lo que se usa y de acuerdo a cuánto se usa, el generador distribuido que no transforme al nodo frontera del circuito distribuidor al cual está conectado el exportador, no debería pagar costo alguno de transmisión.

2.4 La nueva concepción de la industria eléctrica

El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico acelerado, han hecho que el tamaño óptimo de las nuevas inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado y a la capacidad financiera privada. En esta situación, surgen condiciones en el sector de la generación, para que su desarrollo pase a ser coordinado por el mercado. A esto se suma un énfasis generalizado en promover la competencia en el mercado de generación, en general y en particular, en el suministro de grandes consumidores [1].

Es esta nueva situación a la que apuntan todos los procesos de desregulación que se están dando, con mayor o menor velocidad, en el mundo.

Por otra parte, en las últimas décadas se ha producido un cambio radical en el comportamiento de los costos de generación debido a los cambios tecnológicos. En la Fig. 2 se muestran las curvas de costos para centrales térmicas en el período 1930-1990.

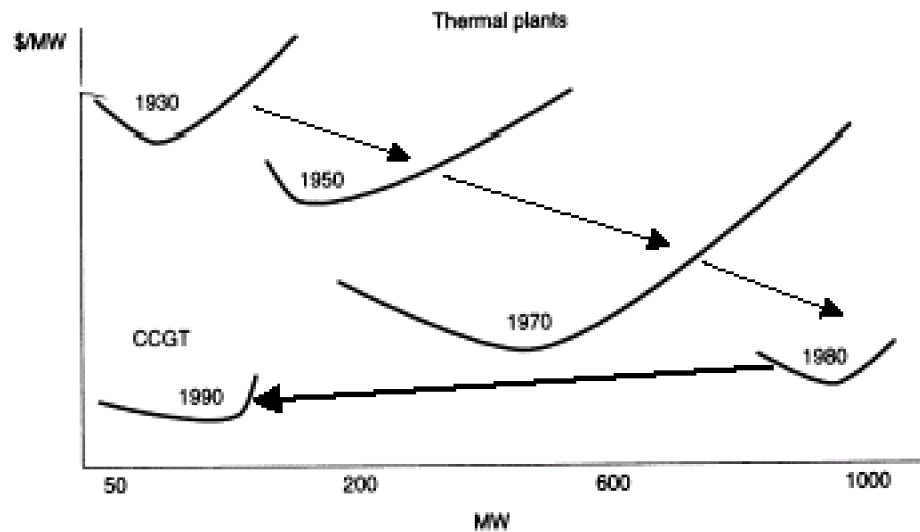


Fig. 2 Curvas de costos de plantas generadoras respecto a la potencia [1]

Tal como se observa, si bien hasta 1980 el mínimo costo MW se obtenía aumentando el tamaño de la planta generadora, hacia 1990 se produce un cambio en este comportamiento obteniéndose el punto óptimo para potencias mucho menores.

Por otra parte, si observamos como se comportan las eficiencias de las distintas tecnologías de generación actuales respecto al tamaño de la planta (Fig. 3), vemos que para algunos casos, como el de las plantas a gas, no se producen cambios importantes en la eficiencia al variar la potencia del generador.

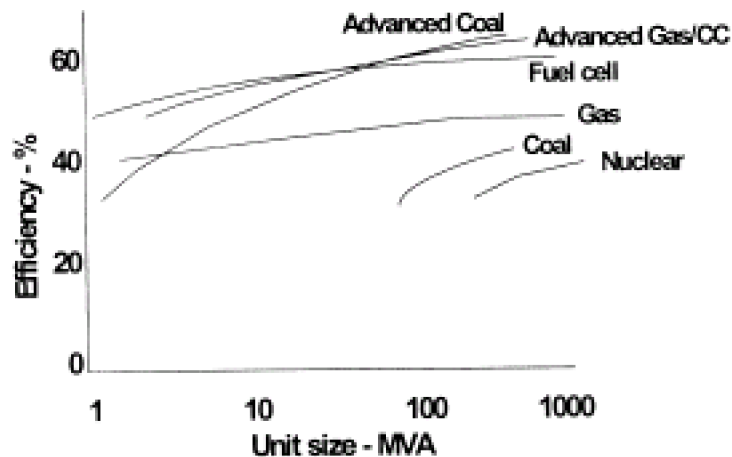


Fig. 3 Eficiencia vs Potencia del generador para distintas tecnologías [1]

Es importante notar, que en el pasado, la situación no era ésta, sino por el contrario las diferencias de eficiencia eran significativas al variar el tamaño de la planta.

En consecuencia, la situación ha cambiado respecto del pasado. Se dispone en la

actualidad de tecnologías que permiten generar utilizando tamaños de plantas relativamente pequeñas respecto a la generación convencional y con menor costo por MW generado.

Es esta evolución tecnológica la que tiene una importancia estratégica clave, puesto que, la relación de eficiencia era lo que determinaba, en el pasado, las economías de escala de los generadores. Ante esta nueva situación se tiende a perder uno de los factores básicos que justificaba económicamente las grandes centrales.

Por otra parte, el tamaño de estos nuevos generadores no necesitan de un sistema de transmisión sino que son adecuados para conectarse directamente a la red de distribución, siendo la energía generada por ellos consumida directamente en el lugar donde es producida, siempre que exista la disponibilidad de una fuente primaria de energía confiable. No se debe instalar entonces ninguna red de transmisión, evitando así los correspondientes costos de inversión que dicha instalación implica y las pérdidas de energía que se producirían si la red de transporte se instalara.

En consecuencia, la tendencia será a un cambio de la topología de los circuitos eléctricos de los SEP.

Una evidencia del cambio que ha ocurrido en la concepción de las plantas generadoras se observa en la fig. 4, donde se muestra la evolución del tamaño medio de dichas plantas en los EEUU.

Tal como se observa en el gráfico, el tamaño medio de las plantas generadoras creció constantemente en el período 1920 – 1949, a una tasa media anual de casi 5.5%. Luego, en la siguiente década. La tasa se incrementó al 17% anual, disminuyendo luego en la década posterior. Sin embargo en la década de los 70' el incremento es extraordinariamente notable, con un pico en el tamaño medio de las plantas de unos 150 MW. Este período corresponde a la era de las plantas nucleares y de las plantas a carbón.

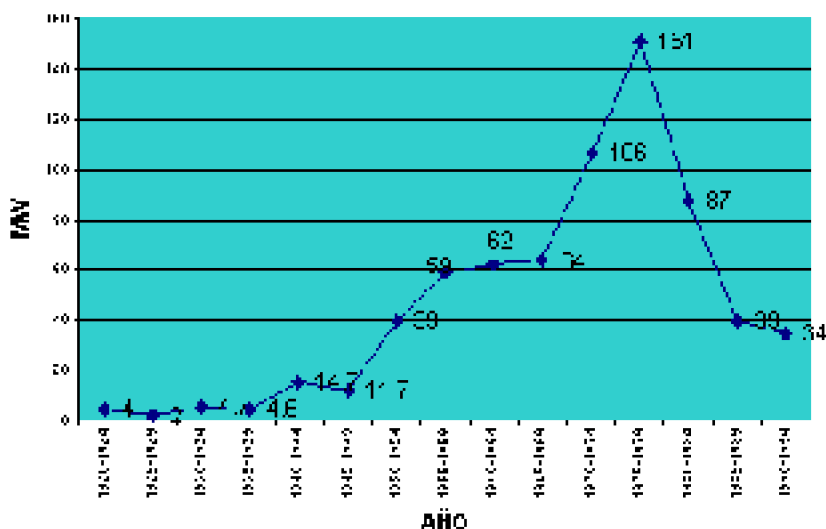


Fig. 4. Tamaño medio de las plantas generadoras en EEUU. [1]

A partir de la década de los 80', el surgimiento de la tecnología del gas, conjuntamente con el fin de la era nuclear, produjeron un cambio radical en el comportamiento que se venía observando en las décadas anteriores. Tal como se puede apreciar, el comportamiento es descendente, llegando en 1994 a valores en el tamaño medio de las plantas generadoras inferiores a 30MW [1].

En la nueva concepción de la industria eléctrica, la generación no es exclusiva del Nivel 1 y el flujo de potencia no es unidireccional como en la Fig. 1. Por el contrario tenemos ahora un esquema como el de la Fig.5.

En este nueva esquema, una parte de la energía demandada es proporcionada por los generadores centrales convencionales, mientras que otra es producida mediante GD.

En síntesis existe evidencia de que ciertos factores objetivos determinantes de la dinámica de los SEP presentan variantes sustanciales respecto al pasado.

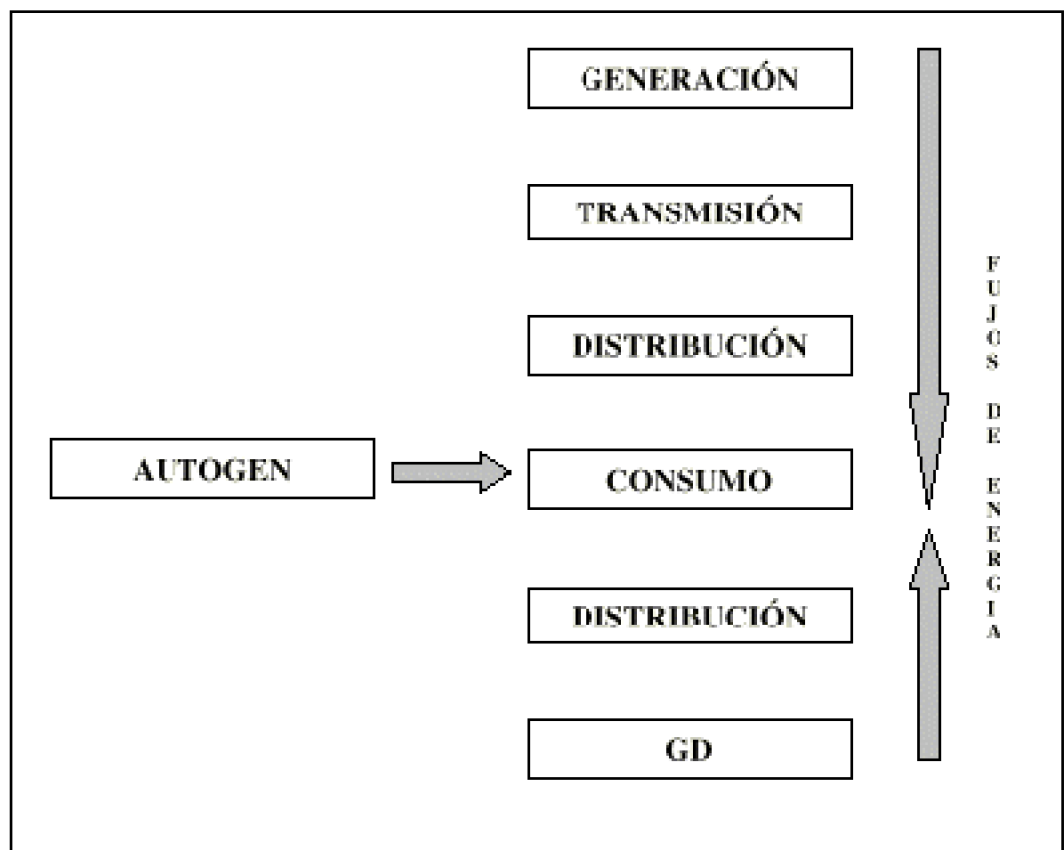


Fig. 5. La nueva concepción de la industria eléctrica [1]

En estas condiciones y teniendo en cuenta la magnitud del mercado eléctrico, la capacidad del mercado de capitales y el acelerado avance tecnológico en la mejora de la eficiencia y el control eléctrico de los nuevos generadores, se presenta un marco más que promisorio para aventurar una nueva configuración eléctrica en el SEP.

2.5 La transmisión: Monopolio natural o mercado de competencia.

La transmisión de los SEP han constituido hasta el presente monopolios naturales [2].

En los procesos de cambio regulatorios en que los mercados eléctricos están insertos, las regulaciones se enfrentan a la compleja tarea de regular un monopolio natural.

Particularmente, la complejidad también es magnificada por el hecho que la evolución tecnológica puede desarrollar fuerzas que hagan desaparecer o resentir los factores “naturales” que determinan la existencia de un monopolio.

Por otra parte, cuando la orientación se propone en asignar a la existencia de competencia un valor preponderante en la asignación eficiente de recursos, los marcos regulatorios deben permitir aparecer aquellas fuerzas con la intensidad que le corresponda y no mitigarlas con normativas rígidas que anquilosen la existencia ficticia de un monopolio.

Resulta entonces muy importante detectar y definir con precisión cual es el factor principal que hace que una empresa deba ser catalogada como monopolio natural. En términos teóricos, debemos detectar qué hace que los costos medios de la empresa, en el rango de producción esperado sean monótonamente decrecientes. Esto por el lado de la oferta, mientras que por el lado de la demanda debemos detectar la razón que hace aparecer demanda cautiva para ese monopolio.

Para el caso del sector Transmisión, la respuesta a las interrogantes no han generado mucho debate. El alto impacto de los costos fijos frente a los variables, y la rigidez de aquellos para amplios rangos de producción (KW transmitidos) es lo que hacen que los costos medios sean decrecientes. Además, estos costos fijos son en su gran mayoría irreversibles, por lo que entonces son costos hundidos, que imponen restricciones a la entrada de competencia por el lado de la oferta.

Por el lado de la demanda, la totalidad de la generación compuesta por grandes generadores, se instalaron en el sistema de transmisión. Por lo tanto, cualquier usuario que pretenda vender o comprar energía eléctrica necesita ser usuario de la transmisión, es decir, es cautivo de la misma.

Pero por otra parte, la característica principal de la GD es que ofrece una alternativa, viable y competitiva, para que un usuario utilice energía eléctrica sin tener necesariamente que ser usuario de la transmisión. Al agregar este efecto, el transmisor tiende a perder su demanda cautiva, por lo tanto, pierde uno de los factores “naturales” que lo hacían monopolio.

En estas condiciones, pierde validez la determinación regulada y aislada del precio del transportador. Es más, de pretender administrar el precio, fijándolo a priori, en términos teóricos el sistema deberá tender a ajustar por cantidad demandada al

transportador. En efecto, si se supone que se fije alto, esto tiende a una suba del precio de la energía en los nodos de conexión con distribución. Pero esto lleva a un aumento de oferta en GD, que se toma más competitiva, lo que hace finalmente disminuir la energía que proviene de la transmisión ajustando así la cantidad al nuevo precio.

Evidentemente, para que esta situación se haga efectiva, resulta vital que la regulación la permita y respete el factor “natural competitivo clave de la GD y no le cargue costos de transporte a una actividad que no hace uso de ese servicio.

2.6 Definición de Generación Distribuida

A continuación se presentan las definiciones más ilustrativas de la Generación Distribuida [1]:

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

Se puede decir entonces que la GD es: la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.

2.7 Rango de la generación distribuida

En cuanto al rango en capacidad instalada de la GD, ésta varía aún más que la propia

definición, pues es bastante subjetivo el criterio para calificar a sus instalaciones como “relativamente más pequeñas a las centrales de generación”. En la literatura se manejan diferentes rangos: menores a 500 kilowatts (kw); mayores a 1,000 y menores a 5,000 kw; menores a 20,000 kw; menores a 100,000 kw; e inclusive de tan sólo unos cuantos kw.

No obstante lo anterior y con el afán de establecer una capacidad de acuerdo con las características de generación eléctrica, se puede decir que, en lo que respecta a tecnologías disponibles, la capacidad de los sistemas de GD varía de cientos de kw hasta diez mil kw.

2.8 Servicios de abastecimiento de electricidad

Debido a que este tipo de generación se encuentra conectado en la red de distribución es capaz de abastecer parte de los centros de demanda, principalmente los que se encuentran en la misma red de distribución. Este servicio se refiere a la venta de energía eléctrica.

Los consumidores a abastecer corresponden a grandes consumidores (consumo sobre 2MW), clientes libres (consumo entre 200KW y 2MW) y clientes regulados, tal es el caso del sector residencial para estratos 4, 5 o 6 .

Además cabe señalar la capacidad de abastecimiento de energía eléctrica en caso de la existencia de una contingencia del sistema generador o transmisor, mediante la disponibilidad de unidades móviles.

2.9 Servicios Complementarios

Se entiende por servicio complementario “Toda actividad y/o servicio que permita la adecuada operación de los sistemas eléctricos de potencia, a objeto de mantener la integridad de éstos, asegurando las transacciones de los servicios básicos de energía y potencia activa entre los diferentes segmentos integrantes del Mercado Eléctrico, en todo instante” [2].

Los servicios complementarios pueden ser divididos por su necesidad. Estas son:

seguridad, confiabilidad, calidad de servicio, eficiencia operacional, etc. La utilización de los servicios complementarios se divide en meses o años, también según el tiempo que necesita (segundos, minutos, días, etc.).

Los proveedores de los servicios complementarios pueden ser los generadores, transmisores, o distribuidores dependiendo de la situación a analizar y satisfacer.

2.9.1 Servicios Complementarios Ofertados.

Los servicios posiblemente ofertados corresponden a:

- Respaldo Automático de Suministro (Automatic Backup Supply): El servicio involucra la provisión de la programación de los servicios de capacidad y energía requerida para reemplazar la capacidad de los recursos existentes sin programación.

- Black Start: Este servicio provee la capacidad de restauración de generación en forma independiente. Si bien este servicio los ofrecen por lo general unidades de generación hidráulica del sistema central en este caso abastecería en primera instancia a los consumidores, por medio de las unidades de GD.

-Operación de Reserva Suplementaria (Operating Reserve-Supplemental): Este servicio incluye la provisión de capacidad de generación no sincronizada con el sistema, pero capaz de servir la demanda y la carga interrumpible que puede ser removida del sistema, ambas dentro de 10 minutos.

- Soporte Dinámico de Voltaje (Dynamic Voltage Support): Incluye la provisión de servicios de regulación de voltaje para ajustar dinámicamente las variables de salida o consumo, con el propósito de mantener un perfil de voltaje adecuado.

- Suministro Local de Reactivos (Local Reactive Support): Corresponde a la provisión de fuentes locales de potencia reactiva para los puntos de carga, con el propósito de asegurar un nivel de voltaje apropiado.

- Compensación de Pérdidas Reales de Potencia (Real Power Losses Compensation): Corresponde a la provisión de energía para compensar las pérdidas de potencia real del sistema de transmisión que en este caso corresponde al sistema de distribución.

- Servicio de Respaldo de Suministro Programado (Scheduled backup Supply Services): Este servicio incluye la provisión de servicios programados, y la capacidad y energía requerida para reemplazar los recursos de capacidad en una base planificada o programada.

- Regulación de Factor de Potencia: Corresponde a la regulación de consumo de potencia reactiva en proporción a la potencia activa consumida.

Cabe señalar que estos servicios son ofrecidos a nivel del sistema de distribución por lo que afectan directamente a los consumidores.

2.9.2 Servicios Complementarios Relacionados con la Generación de Potencia Reactiva.

Otro factor importante es la disminución de pérdidas del sistema, la cual será asistida por esta inyección de potencia.

Estos servicios complementarios relacionados con la Potencia Reactiva son:

- *Soporte Dinámico de Voltaje o Regulación de Tensión.*

- *Suministro Local de Reactivos*

Regulación de Factor de Potencia.

2.9.3 Variación de Potencia Reactiva, Efectos de Variación de Tensión y Estabilidad del Sistema.

La estabilidad de tensión en un sistema eléctrico esta relacionada con el suministro de potencia reactiva del sistema, es por ello que la regulación de Tensión esta directamente relacionada con el suministro de potencia reactiva en el sistema.

Los niveles de tensión aceptables a través del sistema Interconectado requieren un equilibrio entre las grandes pérdidas reactivas debido a las demandas de la carga incluyendo las pérdidas en los transformadores, las líneas de la transmisión del sistema de distribución en este caso y la potencia reactiva producida por las fuentes. La inestabilidad de tensión ocurre cuando el sistema de potencia no puede proporcionar la potencia reactiva requerida por las demandas de la carga que pueden conducir a la separación incontrolada, interrupciones de conexión en cascada, y por lo tanto pueden conducir a un desequilibrio o colapso de tensión. El colapso de tensión es generalmente un proceso lento. Durante un desequilibrio del sistema, la tensión del sistema cae debido a la deficiencia de reactivos. Consecuentemente, la tensión en el lado de baja tensión del transformador baja debido a la baja de tensión del estator de los generadores. La Tensión del estator es restablecida por el regulador de Tensión automático aumentando la excitación del generador. Los generadores que proporcionan la potencia reactiva, alcanzan rápidamente sus límites de la excitación del campo y tenderán para reducir la corriente de campo del generador que reducirá la potencia reactiva que es producida. Esto cambiará la carga reactiva a los otros generadores, que también alcanzan sus límites y el sistema alcanzará un punto hasta que las líneas de la transmisión no puedan entregar ninguna ayuda a la reducción de pérdidas reactivas colapsando el sistema.

Ante este panorama es necesario abastecer el sistema con potencia reactiva. Este abastecimiento es conveniente realizarlo cerca de los centros de consumo o las cargas. El objetivo es mantener un nivel de tensión en el nodo final o del consumidor en un Sistema de Distribución.

2.9.4 Compensación de Potencia Reactiva por medio de Métodos Convencionales y Utilización de Unidades de Generación Distribuida.

La inyección o absorción de reactivos en la red, conlleva a una regulación de Tensión y una regulación del factor de potencia en puntos determinados (barras) del sistema.

La regulación de reactivos en este caso se llevara a cabo en las barras de los consumidores principalmente, por lo que esta regulación se encuentra sujeta al consumo o demanda de energía eléctrica.

Los métodos para suplir la disminución o aumento de potencia reactiva en el sistema de distribución con el fin de mantener un nivel de Tensión en la barra de consumo, corresponden a los siguientes:

- Condensadores estáticos (banco de condensadores).

- Reactores(valores fijos)
- Compensadores síncronos.
- CER (Compensador estático regulable).

El primero de ellos es utilizado en la inyección de reactivos, el segundo en la absorción y los dos últimos corresponden a compensadores variables de acuerdo a lo requerido por la red.

El uso de unidades de GD para realizar inyección o absorción de reactivos. Estas unidades se pueden enmarcar en el grupo de compensadores variables.

Una serie de factores se deben tener en consideración en la interconexión de unidades de GD en un sistema de distribución, si bien en este caso corresponde a la utilización de estas unidades para realizar una regulación de reactivos en las barras de consumo y abastecimiento de potencia activa al sistema, estas unidades debido a la naturaleza de su flujo de potencia (enmallada), al contrario del sistema de distribución que es radial, generan bajas en el nivel de Tensión, ante esto es necesario localizar en puntos óptimos en el sistema de distribución.

2.10 Interconexión a la Red

Las redes de distribución tradicionalmente han sido diseñadas para adquirir potencia de la red de alta tensión y distribuir esta potencia a los consumidores. La introducción de la capacidad de generación genera un gran cambio en el sistema de distribución.

Una vez que la potencia es inyectada en la red, los flujos de electricidad serán cambiados y podrán ser en sentido inverso. Esto puede conducir a un número de problemas técnicos que pueden afectar la estabilidad de la red y la calidad del servicio. Estos problemas incluyen:

- Control de Tensión.-Los operadores de la red de distribución tienen normalmente la obligación de mantener la tensión de la red dentro de uno cierto rango. La potencia transmitida en la red de distribución tiene una tendencia a causar un incremento de Tensión. Esto puede tener buenas consecuencias en algunos casos (por ejemplo, para algunas redes rurales) donde los operadores tienen problemas con las bajas de tensiones. Pero en un sistema operando bajo condiciones normales, estos flujos de potencia pueden causar dificultades con respecto a la tensión.
- Potencia Reactiva.-Este factor depende del tipo de generación. La GD puede suministrar reactivos a la red, para mantener la tensión en los puntos de consumo del sistema.
- Protecciones.-Los flujos de las unidades GD pueden reducir la efectividad de equipos de protección. Pueden crear dificultades operacionales bajo ciertas condiciones. Por ejemplo, Si los consumidores pueden desear operar en modo "isla" (separado de la red) durante una interrupción del sistema de distribución, la potencia restauradora

para ellos involucra importantes consideraciones técnicas de seguridad. Los sistemas de protección están obligados a asegurar que los sistemas de GD no suministren potencia a la red durante las condiciones de interrupción y puedan ser re-sincronizadas a la red cuando se recupere el sistema.

Otro punto importante está referido a la dificultad de interconexión. Esta es particularmente una preocupación para un sistema poco liberalizado o los consumidores poco liberalizados, donde los servicios se encuentran verticalmente integrados, pueden usar requisitos de interconexión (o los precios para los servicios de respaldo) con el objetivo de desalentar el ingreso de GD.

El desarrollo de normas de interconexión, organismos reguladores responsables de interconexiones, procedimientos y ayuda a los distribuidores a evaluar el efecto de GD en un sistema local de distribución, reducirá los costos de transacción (los costos totales de interconexión) para distribuidores y generadores. El uso de normas estándares es común en Europa; Éstas son usualmente más estrictas como la norma (EN 50160) [2]. En Estados Unidos actualmente se consideran normas de protección (IEEE PI 547) [2] que reduce conjeturas y trámites legales a los suministradores de equipos de protección.

En la mayoría de los casos, un aspecto necesario en la GD es la interconexión con la red eléctrica, para poder cubrir cualquier eventualidad del sistema de compra o venta de energía eléctrica. Algunos de los aspectos técnicos a considerar en la interconexión son:

- Relevadores de protección
- Conexión del transformador
- Sistema de puesta a tierra
- Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía
- Equipos de calidad de servicio
- Conformidad con normas de los convertidores de potencia
- Monitoreo y control remoto del grupo
- Mantenimiento preventivo y correctivo periódico

Sistema de comunicación entre el operador privado y el controlador de la red de distribución.

2.11 Aplicaciones de la generación distribuida

La aplicación de una u otra tecnología en la GD depende de los requerimientos particulares del usuario. Los arreglos tecnológicos más usuales se citan a continuación [2]:

Carga base. Se utiliza para generar energía eléctrica en forma continua; opera en paralelo con la red de distribución; puede tomar o vender parte de la energía, y usa la red

para respaldo y mantenimiento

Proporcionar carga en punta. Se utiliza para suministrar la energía eléctrica en períodos punta, con lo que disminuye la demanda máxima del consumidor, ya que el costo de la energía en este período es el más alto.

Generación aislada o remota. Se usa el arreglo para generar energía eléctrica en el modo de autoabastecimiento, debido a que no es viable a partir de la red eléctrica (sistema aislado o falta de capacidad del suministrador).

Soporte a la red de distribución. A veces en forma eventual o bien periódicamente, la empresa eléctrica requiere reforzar su red eléctrica instalando pequeñas plantas, incluida la subestación de potencia, debido a altas demandas en diversas épocas del año, o por fallas en la red.

Almacenamiento de energía. Se puede tomar en consideración esta alternativa cuando es viable el costo de la tecnología a emplear, las interrupciones son frecuentes o se cuenta con fuentes de energía renovables.

2.12 Beneficios de la generación distribuida

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

Beneficios para el usuario

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

Beneficios para el suministrador

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

- Mayor regulación de tensión
- Disminución de inversión
- Menor saturación
- Reducción del índice de fallas

2.13 Calidad de la energía

En términos generales, al implementar proyectos de GD lo que se busca es aumentar la calidad de energía, entendiendo por esto: contar de forma ininterrumpida con la energía eléctrica, con sus adecuados parámetros eléctricos que la definen acordes a las necesidades, esto es voltaje, corriente y frecuencia, entre otros.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9% o de “tres nueves”, equivalentes a 8.7 hora al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos en producción y empresas de servicio demandan una mayor confiabilidad, inclusive de hasta seis y nueve nueves, equivalentes a tiempos fuera de servicio al año de tan sólo 32 segundos y 0.03 segundos, respectivamente.

2.14 Aspectos del marco Regulatorio.

Los mercados eléctricos competitivos son relativamente recientes. Mientras sus actores aprenden a ajustarse a las nuevas condiciones, continúa el desarrollo del marco regulador.

Para el caso de los mercados Europeos y Latinoamericanos se vienen centrando estudios de diseño de políticas que promuevan sistemas eléctricos económicamente eficientes y ambientalmente, responsables en el contexto de la creciente liberalización.

Si bien cada país ha liberado su sector eléctrico de acuerdo con sus necesidades, el proceso contiene características comunes que incluyen:

1. La separación explícita de los tres segmentos del sistema eléctrico (generación, transmisión y distribución).
2. La definición de estos tres segmentos desintegrados verticalmente, junto con los usuarios, como los principales actores del mercado.
3. La introducción de mecanismos competitivos en el sector de generación.
4. La existencia de esquemas de acceso abierto y no discriminatorio.
5. El derecho y la obligación por parte de los concesionarios del sector de distribución, a suministrar electricidad en el ámbito local.

6. Un sistema de precios para los sectores de generación y transmisión que contempla precios marginales para la operación y o expansión de potencia.

7. El precio de la distribución de electricidad está basado en el costo marginal de expansión de acuerdo con esquemas fijados por la regulación.

La decisión sobre el tipo y la oportunidad de las nuevas inversiones depende ahora de las prioridades del sector privado. Si bien en algunos de los países se elabora un plan indicativo donde se sugieren las inversiones futuras, éstas no son mayoritariamente tenidas en cuenta.

Las decisiones privadas tienen horizontes de plazo más corto y costos de financiación altos que hacen menos atractivas a las tecnologías con altos costos de capital. Existen también incentivos, para minimizar costos hundidos, mediante la entrada al mercado con inversiones iniciales relativamente bajas y tiempos de retorno menores. Los inversores privados tienen en cuenta, además, los riesgos políticos, la participación en otros mercados asociados tales como el gas o las posibilidades de interconexión. La implicación más obvia de todo lo anterior ha sido la instalación de centrales a gas natural o combustibles líquidos por sobre otros tipos de tecnologías tales como la hidráulica, la nuclear o las nuevas tecnologías a base de carbón.

En la tabla 1, se presenta una cronología del Proceso de Liberalización del mercado eléctrico en algunos países.

1982	CHILE	Ley General de los Servicios Eléctricos
1992	ARGENTINA	Ley de la Energía Eléctrica
	COLOMBIA	leyes 142 y 70 de 1994
1994	UNIÓN EUROPEA	Directivas del Parlamento Europeo sobre el Mercado Interno de la Energía Eléctrica
	BRASIL	Creación de la Agencia Nacional de la Energía Eléctrica
1997	ESPAÑA	Ley de la Energía Eléctrica
	BRASIL	
1998	ALEMANIA	Creación de la Administración de los Recursos Hidroeléctricos
	BRASIL	

Tabla 1. Cronología del proceso de liberalización. [2]

Para el caso del sector norteamericano de acuerdo a la figura 6, se puede observar el avance de la desregulación por estados.

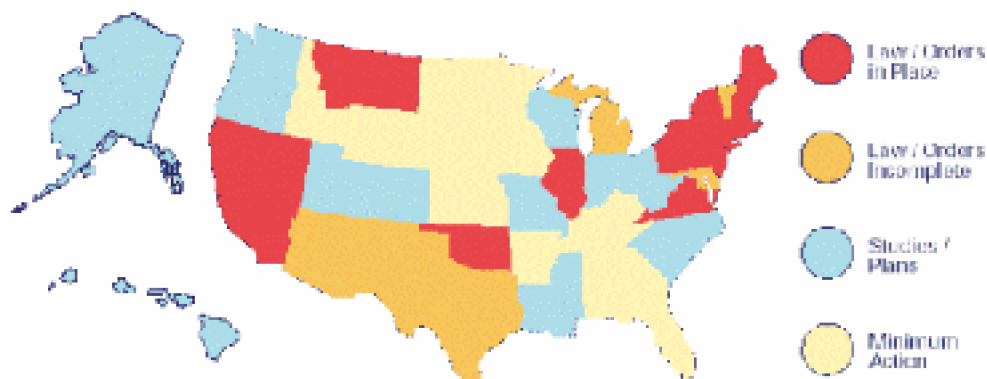


Figura 6. Estado de la desregulación por estados [3]

Los cambios mas importantes del proceso de desregulación en Estados Unidos se puede sintetizar en la figura 7.

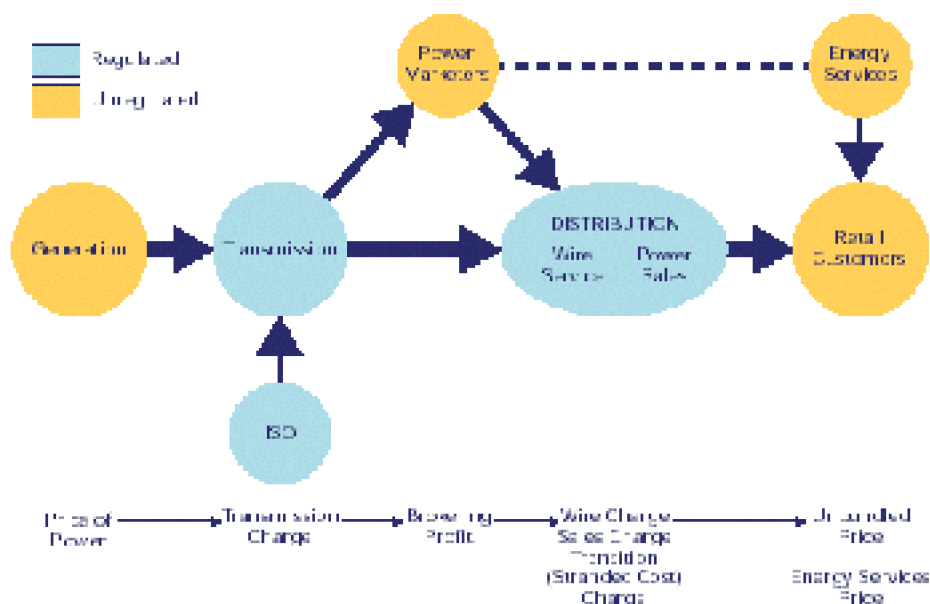


Figura 7. Estructura futura esperada para el sector eléctrico de los Estados Unidos. [3]

Los cambios radican esencialmente en la separación de los sectores de la Generación, Transmisión y Distribución, en entidades con nuevas funciones. Garantizando igualdad al acceso del mercado y creando el sector de la comercialización de la energía. Están siendo evaluados nuevos mecanismos para mantener programas de investigación y desarrollo, conservación, manejo de recursos renovables y programas sociales previamente evaluados.

La competencia entre los diferentes actores del mercado, obligan a estos a responder a la demanda con bajos costos de la energía, calidad de potencia y servicios asociados a la venta de energía.

Con los avances en los ajustes de la regulación y desregulación, aparecen tecnologías atractivas que entre ellas se incluyen pequeños y eficientes motores a gas, turbinas, microturbinas y celdas de combustible.

2.15 Sistemas Distribuidos en Colombia.

Las leyes 142 y 143 de 1994 consideraron los productores marginales y los autogeneradores y se establecieron las disposiciones regulatorias que incorporan definiciones específicas para este tipo de plantas, entre las cuales se destacan las denominadas plantas menores y cogeneradores. Tales plantas, de escala baja a moderada, tienen la ventaja, además, de ajustarse en forma más adecuada que las grandes a las necesidades de crecimiento de la demanda de corto y de mediano plazo.

Dentro de las soluciones para afrontar la falta de inversión en Colombia, en proyectos nuevos y grandes para generar energía eléctrica, los desarrollos de generación de pequeña escala, caracterizados éstos por su menor complejidad técnica, bajo impacto ambiental, tiempos de construcción reducidos, menores riesgos de ingeniería y de financiamiento, más fácilmente financiables, aparecen en el escenario del mercado eléctrico nacional como una alternativa viable.

Con los autogeneradores, plantas menores y cogeneradores previstos por las leyes 142 y 143 de 1994, para la producción de electricidad en las industrias intensivas en consumo de energía, se consigue liberar y canalizar alguna parte de la capacidad de generación de las grandes plantas del mercado mayorista, hacia el crecimiento esperado de la demanda de otros sectores sin posibilidad de autogeneración. Esta previsión de la legislación tiene por objeto diferir la necesidad de construir grandes proyectos para atender el crecimiento de la demanda agregada.

Posteriormente la CREG mediante regulaciones, introdujo restricciones en el desempeño de ese tipo de plantas. Obligando a los autogeneradores a consumir su producción de electricidad donde la generen. Se encareció el empleo de la red pública para transportar los excedentes de los cogeneradores de las plantas menores y se prohíbe a éstas venderle a un gran consumidor sin la intermediación de un comercializador.

Para el caso colombiano si un apartado municipio considera la posibilidad de rehabilitar una pequeña planta generadora de energía o la construcción de una nueva para atender parte o la totalidad de las necesidades de electricidad de sus pobladores, es decir, opta por la generación distribuida en plantas medianas y pequeñas. Se vería obligado por las regulaciones de la CREG a constituir una empresa de servicios públicos con las funciones de comercializadora, se le exige sumarle al costo de generación de la planta, recargos como: 1. Pago por el uso del sistema de transmisión nacional, aun cuando no lo utilice para transportar la generación propia. 2. Pagarle al propietario de la red local de distribución la suma que él defina por emplearla, más las pérdidas establecidas por la CREG, aun cuando no sean éstas las propias de tal red. 3. Contribuir

al sostenimiento de la CREG, de la Superintendencia de Servicios Públicos y para la Administración del Sistema de Despacho e Intercambios. 4. Los costos de las restricciones del sistema de electricidad del resto del país. 5. Más los costos y rendimientos propios de la actividad misma de comercialización [5].

3. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El éxito de la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de tecnologías de punta que permiten, para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad.

Estas tecnologías se pueden dividir en las de generación y las de almacenamiento.

Las tecnologías de generación se dividen, a su vez, en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas. Las segundas se refieren a las energías no renovables, como la minihidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas.

Las tecnologías de almacenamiento comprenden a las baterías de acumuladores, los volantes de inercia, las bobinas superconductoras, imanes y almacenamiento a base de hidrógeno.

Generación :

- Convencionales: - Ciclo combinado
- Cogeneración

Turbina de Gas

Motor de combustión interna

Microturbina

- No convencionales:- Turbinas eólicas

Fotovoltaica

Celdas de combustible

- Almacenamiento: - Baterías

Volantes de inercia

Bobinas superconductoras

A base de Hidrógeno.

A continuación se da una breve descripción de las tecnologías más importantes, haciendo énfasis en tres de ellas, Microturbinas, Celdas de Combustible y Motores de combustión interna, por ser tecnologías que dentro de su desarrollo tienen mas aplicación para el caso del Valle de Aburrá.

3.1 Turbina de gas.

Una turbina a gas es una máquina que convierte la energía térmica en trabajo mecánico. Es un motor térmico de combustión interna, cuyos componentes que interactúan con las corrientes de flujo, lo hacen con base a efectos dinámicos regidos por el principio de Euler, por tanto una turbina a gas también es considerada como una turbomáquina.

Los elementos fundamentales que constituyen una turbina a gas son:

- El turbocompresor.
- La cámara de combustión.
- El expansor o turbina propiamente dicha.

Antecedentes básicos sobre el funcionamiento:

Ciclo Utilizado:

El ciclo de la turbina a gas es el ciclo Joule o Brayton. Este se ilustra en la figura 8 en un diagrama P-V y uno T-S.

En 1 se toma aire ambiente. Este se comprime hasta 2 según una adiabática (idealmente sin roce, normalmente una politrópica con fricción).

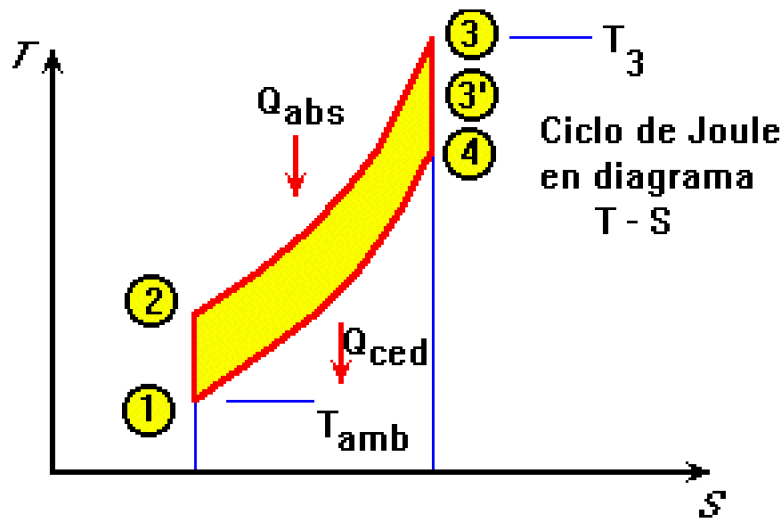


Figura 8'. Diagrama T-S

A continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente. Esta expansión se divide en dos fases. En la primera (de 3 a 3') el trabajo de expansión se recupera en una turbina que sirve para accionar el compresor. En la segunda fase (de 3' a 4) existen dos opciones:

Si entre 3' y 4 se instala una turbina, el trabajo de expansión se convierte en trabajo mecánico. Se trata de un turbopropulsor o lo que comúnmente se llama turbina a gas.

Si entre 3' y 4 se sigue con la expansión de los gases en una tobera, el trabajo de expansión se convierte en energía cinética en los gases. Esta energía cinética sirve para impulsar el motor. Se trata de un turboreactor o lo que comúnmente se llama un motor a reacción.

Finalmente los gases de combustión se evacúan a la atmósfera en 4. La evolución 4-1 es virtual y corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.

En el caso abierto, el aire entra al compresor bajo las condiciones ambientales, por lo tanto es útil considerar condiciones estándares, definidas por la International Standards Organization (ISO), bajo las cuales se proporciona la información técnica de estos equipos. Para condiciones industriales se definen como referencia: 15 °C, 1,013 bar y 60 % de humedad relativa. Para estudiar otras condiciones de operación el fabricante proporciona tablas y constantes para la conversión.

Rendimiento de las Turbinas

El concepto de rendimiento es independiente del tipo de turbina. Así, el proceso isentrópico permite comparar el funcionamiento real de la turbina con una turbina ideal, ambas descargando a la misma presión de salida. Esta comparación se realiza definiendo el rendimiento como el cociente entre el trabajo real de la turbina y el trabajo ideal, para el cual suponemos que el flujo en una turbina ideal es completamente adiabático, es decir, sin transferencia de calor y reversible, o sea, sin fricción.

El rendimiento de una turbina de gas cambiará dependiendo de cualquier modificación que sufra el flujo másico de aire de entrada a la turbina. Así, existirán

factores de corrección que consideren estas variaciones, producto de una mayor temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, etc.

Un método para elevar el rendimiento de la turbina del sistema abierto es conseguir disminuir la temperatura del aire de entrada (mayor flujo másico) al compresor, mediante un "Evaporative Cooler" (intercambiador de calor que además disminuye la humedad del aire). En el ciclo cerrado este papel es realizado por un intercambiador de calor.

El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diésel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto (10 minutos); y requieren un mínimo de espacio físico.

Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.

Las turbinas de gas pueden funcionar en diversas configuraciones del ciclo, incluyendo: Ciclo Simple, Ciclo Recuperado y Ciclo Combinado.

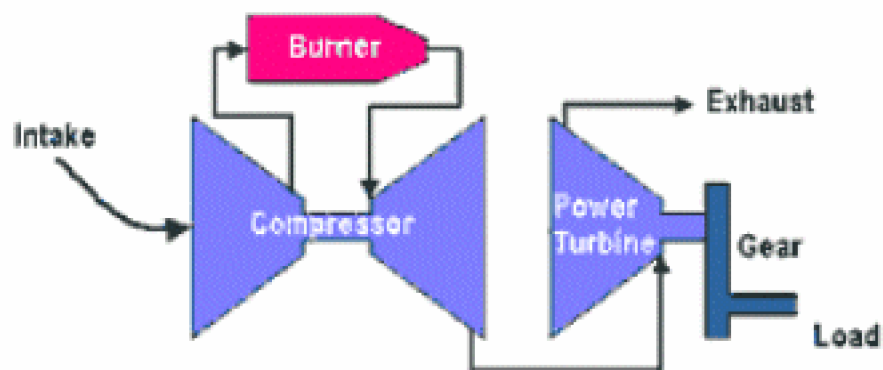


Figura 9. Ciclo simple [3]

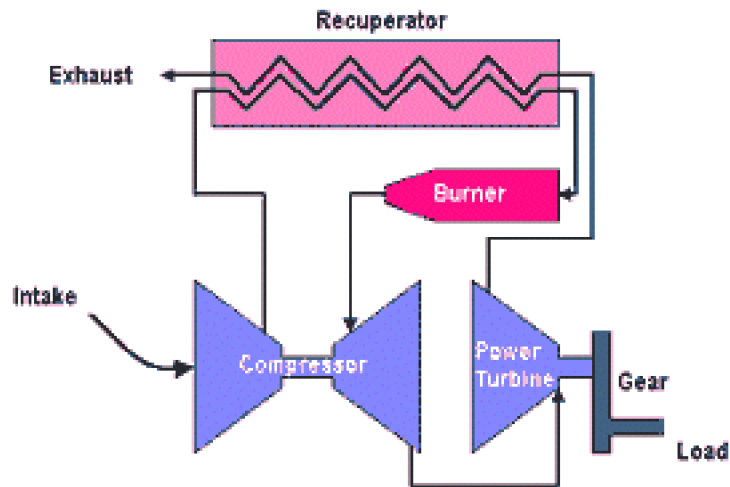


Figura 10. Ciclo con recuperación [3]

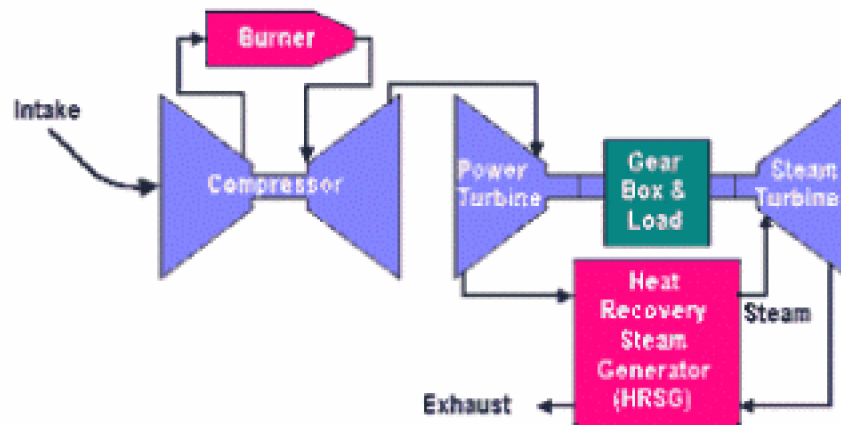


Figura 11. Ciclo combinado [3]

3.2 Microturbinas.

Estas constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando a algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización total.

Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma.

Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad; frecuencia de 1,600 Hz; mantenimiento mínimo; sus unidades ocupan muy poco espacio; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno,

gasolina, etanol, diésel, propano, y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes: 9 partes por millón (ppm) de NO_x, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

Las microturbinas que se consideran como GD son principalmente de dos tipos:

- Microturbinas a Gas. Las Microturbinas a gas provienen del desarrollo tecnológico de la turbina de gas para la escala más pequeña. La tecnología fue originalmente desarrollada para aplicaciones de transporte, pero ahora encontró un nicho en la generación de potencia. Una de las características técnicas más notables de las microturbinas es su velocidad giratoria, la cual es muy alta. Las unidades individuales se extienden de 15-300 KW pero pueden estar combinadas fácilmente. Las temperaturas de combustión pueden asegurar niveles de emisiones NO_x muy bajos. Hacen mucho menos ruido que un motor de tamaño comparable. El gas natural es el combustible más común, además el gas landfill, o biogas que también pueden ser usados.

La desventaja principal de las Microturbinas a gas son los altos precios en comparación con motores de gas. Esta tecnología ha estado comercializada recientemente y es ofrecida por un número pequeño de proveedores, entre los cuales podemos contar: Alstom GE, Alstom Allied Signal GE, Pratt & Whitney, Solar Turbines, Capstone, Siemens-Westinghouse, Rolls Royce-Allison, Elliott.

Las Microturbinas pueden clasificarse por su configuración en:

- Eje simple o eje doble. La configuración en un solo eje, permite reducir los costos de producción y tiene un mantenimiento más fácil. Además el funcionamiento con un solo eje, permite instalar el generador eléctrico en el lado opuesto a la salida de gases, con lo que estos pueden salir en línea con el eje de la turbina, produciendo una menor pérdida de carga a la salida de los gases, dando mayor potencia y un menor consumo de combustible.

- Ciclo simple o con regeneración. En las de ciclo simple, se mezcla el aire comprimido con combustible y se realiza la combustión bajo condiciones de presión constante. Los gases calientes resultantes se expanden en la turbina, produciéndose trabajo. Las Microturbinas de ciclo simple tienen un costo inferior y unas mayores aplicaciones del calor para cogeneración, que las Microturbinas de ciclo regenerativo. Normalmente, las unidades de ciclo regenerativo usan un intercambiador de calor con el fin de recuperar calor de la corriente de salida de la turbina y transferirlo a la corriente de entrada del aire. El aire precalentado es después utilizado en el proceso de combustión. Si el aire es precalentado, se necesitará menor cantidad de combustible (ahorro del 30-40%) para alcanzar la temperatura requerida a la entrada de la turbina.

En las figura 9, 10 y 11 se detallan una Microturbina con sus principales partes constitutivas, una representación esquemática del funcionamiento y la disposición de un sistema empaquetado de varias microturbinas, respectivamente.

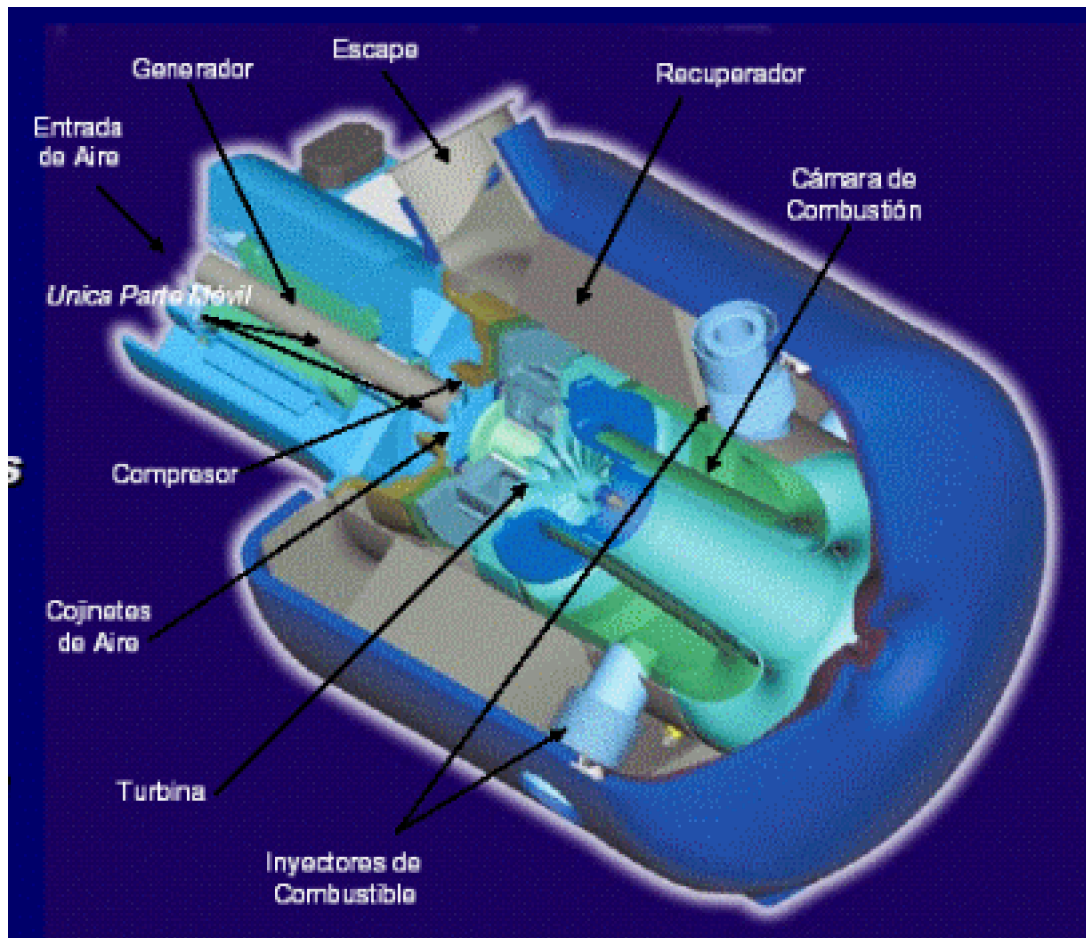


Figura 12. Esquema de una Microturbina [4]

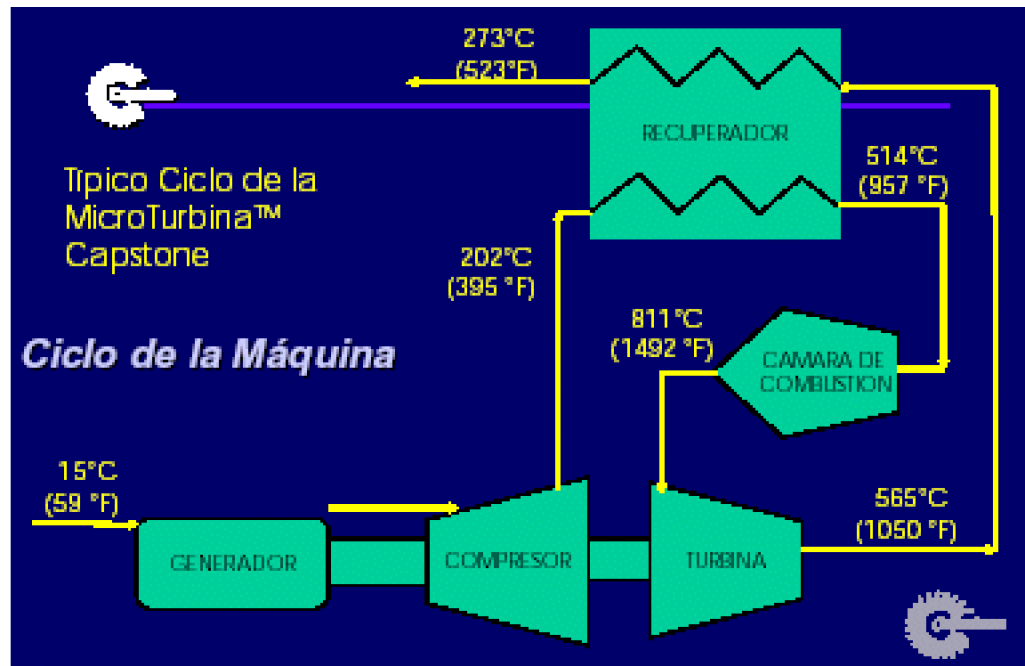


Figura 13. Funcionamiento de una Microturbina [4]

- Microturbina Hidráulica: Las micro centrales hidráulicas son centrales de bajas potencias, menores a 100 KW. Sus beneficios son referidos a la no contaminación ambiental; tiene un mantenimiento mínimo y su rendimiento es mayor a las demás tecnologías de GD.

Una de sus mayores desventajas es el flujo irregular que se puede dar en pequeños ríos a lo largo del año. Sin embargo, si es posible la construcción de una presa de acumulación se puede controlar en cierto grado esta variación.

Existe una clasificación de este tipo de centrales de acuerdo a su capacidad de generación, los tipos que interesan son:

Mini centrales : Poseen una potencia superior a 100 KW e inferior a 1MW.

Micro centrales : Poseen una potencia superior a 1 KW e inferior a 100 KW.

Hidrocargadores : Su potencia es menor que 1 KW, generan electricidad en corriente continua, la cual puede aprovecharse para cargar baterías.

La potencia utilizable en una central hidráulica depende, además del caudal, del salto de agua y de la eficiencia de los componentes que intervienen en la generación de electricidad.

3.2.1 La tecnología de las Microturbinas y su análisis comparativo con las Celdas de combustible y los Motores de Combustión Interna

Una de las tecnologías que puede desempeñar un papel importante en el mercado de la generación distribuida es la de microturbinas: son flexibles, comercialmente viables, fáciles de instalar y tienen un buen desempeño ambiental. También tienen bajos costos de mantenimiento, bajas emisiones y pueden ser controlados remotamente.

Las microturbinas pueden emplearse de diversas formas:

Como energía de respaldo

Para satisfacer picos de demanda

En Sistemas Híbridos con celdas de combustible

En vehículos eléctricos híbridos.

3.2.2 Aspecto Económico

Cuando se evalúa un proyecto, el costo inicial es un indicador que puede proporcionar una idea de la viabilidad del mismo. Sin embargo, en la evaluación de alternativas es necesario considerar muchos más aspectos. Los costos de operación, que incluyen combustible y mantenimiento, son distribuidos a lo largo de la vida de los equipos, y en muchos casos, constituyen el costo más importante. En la actualidad también se deben tomar en cuenta los aspectos del medio ambiente y la confiabilidad.

Los bajos costos iniciales dependen de grandes volúmenes de producción. Sin

embargo, no es sencillo tener grandes volúmenes y costos bajos. Por ejemplo, las celdas fotovoltaicas fueron introducidas hace unos 30 años con un costo de USD 30,000 / kW, y a pesar del constante crecimiento en el volumen de producción, el costo actual no es menor a unos USD 4,000 / kW. [9]

Las celdas de combustible enfrentan posiblemente un reto aún mayor. Hoy en día, el costo más bajo de una celda de combustible comercial es de unos USD 4,300 / kW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea otra dimensión en costo y reto. De acuerdo con el Departamento de Energía de Estados Unidos, para el 2003 el costo de las celdas será de entre 1000 y 1500 USD / kW, con eficiencias de hasta 60%, con una vida de unas 40,000 hrs.

Las celdas sólo serían económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica. [9]

Las Microturbinas con un costo inicial de unos USD 1000/ kW, en un tiempo relativamente corto los costos han empezado a caer hasta USD 800 / kW y menos. [9]

Las energías renovables como las celdas fotovoltaicas y turbinas eólicas están ganando adeptos y presencia gracias a que no requieren combustible. Sin embargo, tienen serias desventajas en adición a su costo elevado, que es de unos USD 4000/kW para las celdas y unos USD 2000 /kW para una turbina eólica de 10kW. Son plantas de naturaleza difusa, es decir, requieren de espacios físicos mayores que otras plantas generadoras para poder sacar provecho de sus fuentes primarias de energía, sol y viento. [9]

El costo de adquisición por unidad actualmente es de entre 600 y 900 USD / kW, pero se espera que decremente hasta unos 400 USD /kW en cuanto se tenga una economía de escala.

En los Estados Unidos, la electricidad a nivel residencial cuesta típicamente entre 0.06 USD /KWH y 0.10/kWh. Estos costos se distribuyen como sigue [9]:

60 – 70% Cargos por Generación.

1 – 2% Cargos por Transmisión.

30 – 40% Cargos por Distribución.

Cuando se debe implantar una nueva red, los costos de transmisión y distribución se incrementan. Además, la transmisión y distribución tienen pérdidas, especialmente durante los picos, lo que incrementa el atractivo económico de las microturbinas.

3.2.3 Retos

A pesar de sus ventajas, las microturbinas tendrán que competir en el mercado con otras tecnologías como las máquinas reciprocantes, pequeñas turbinas de gas y posiblemente celdas de combustible.

El éxito de las microturbinas dependerá en gran medida de que se alcance una economía de escala.

Con su inherente simplicidad, menos partes y dispositivos electrónicos en vez de mecánicos, una economía a escala es más rápida para microturbinas. A volúmenes anuales de 100,000 unidades, las microturbinas tendrían costos equivalentes o aún mejores que los de las máquinas reciprocantes, de unos 400 USD/kW [9]

El problema es cómo obtener esos volúmenes. La respuesta podría ser vender microturbinas inicialmente para aplicaciones donde sus características proporcionen un valor agregado, o para aplicaciones difíciles o incluso imposibles para otras tecnologías.

Eficiencia.

En la tabla 2, se puede ver la comparación de las eficiencias de cada una de las tecnologías.

Tabla 2. Comparación de eficiencias [9].

Tipo de generación	□
Plantas con turbinas de vapor	34%
Plantas con turbinas de gas combinadas con turbinas de vapor	Hasta 55%
Microturbinas	Hasta 32%
Microturbinas adecuadas con recuperador	Hasta 32%
Generadores reciprocantes de gas natural de capacidades de entre 500 kW y 5MW	40%
Sistemas híbridos de celdas de combustible con microturbinas	Hasta 70 –80%

3.2.5 Tamaño

El tamaño de microturbinas es del 20% del peso y tamaño de un generador reciprocante tradicional de capacidad similar.

3.2.6 Emisiones

Las consideraciones técnicas de este apartado tienen como parámetro a la microturbina modelo 330 de la empresa Capstone.

Las emisiones de NO_x, que es NO + NO₂, son menores a 9 partes por millón cuando el combustible empleado es gas natural.

Las emisiones de CO son menores a 40 partes por millón

Las emisiones de THC (total de hidrocarburos) están por debajo de 9 partes por millón cuando el combustible es gas natural.

3.2.7 Contaminantes Críticos

Sin el uso de tecnologías de combustión avanzadas, los procesos de combustión de gas natural pueden dar como resultado la formación de cantidades significativas de NO₂ y

CO.

El óxido nítrico (NO) es la emisión basada en nitrógeno más significativa resultante directamente de un proceso de combustión a altas temperaturas. El NO se oxida subsecuentemente en la atmósfera formando NO₂, el cual puede significar un importante detrimento en el bienestar humano. En adición, NO y NO₂ (conjuntamente conocidos como NO_x), son precursores de formación de ozono.

El CO es un gas venenoso formado cuando un combustible fósil no se quema completamente. También contribuye a la formación de ozono, aunque en menor medida que el NO_x.

El total de hidrocarburos es también producto de una combustión incompleta. Las emisiones de THC decremantan a medida que la temperatura de combustión se incrementa. El THC no es un contaminante crítico. Sin embargo, algunos Compuestos Volátiles Orgánicos reactivos, que están incluidos en el THC, contribuyen a la formación de smog.

3.2.8 Comparación con otras turbinas

Para una correcta comparación de emisiones entre diferentes equipos, las emisiones deberían ser corregidas al mismo nivel de oxígeno en los gases de escape. En adición, el estado de carga durante la prueba (operación con carga parcial o a plena carga) debería ser tomado en cuenta. Las tablas siguientes comparan los datos de algunas turbinas y máquinas de combustión interna con las microturbinas, a plena carga. [9]

Comparación de las emisiones (ppm@15%O₂) de una microturbina con turbinas industriales. Combustible: Gas natural.

Tabla 3. Comparación de emisiones de Microturbinas con Turbinas [9].

Tecnologías	Rango	NO _x	CO	THC
Microturbina (a)	30 kW	9	40	9
Turbinas industriales (b)	0.8 – 11 MW	6 - 140	1-462	6-559

A reportado por el fabricante

b resultados de pruebas reportadas por la EPA (Environmental Protection Agency)

3.2.9 Comparación con Motores Reciprocantes

En ausencia de dispositivos de “post combustión”, como convertidores catalíticos, las máquinas de combustión interna pueden tener niveles muy altos de emisiones. La siguiente tabla resume los niveles de emisión de un rango amplio de estas máquinas.

Comparación de las emisiones (ppm@15%O₂) de una microturbina con máquinas reciprocantes. Combustible: Gas natural.

Tabla 4. Comparación de emisiones de Microturbinas con motores reciprocantes [9]

Tamaño del Motor Reciprocante	NOx	CO	THC (a)
170 kW – 1500 kW (c)	30-3214	325-833	2747
35 kW (c)	31-454	244-378	NR
Microturbina (b)	9	40	9

a Los datos de THC sólo están disponibles para la máquina de 1500 kW

bAlimentada con gas natural

cFuente: EPA (Environmental Protection Agency)

3.3 Motor de combustión interna.

Utilizan diésel, gasóleo o gas natural; existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20,000 kw; alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; su temperatura de gases de combustión es de 400°C; tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular.

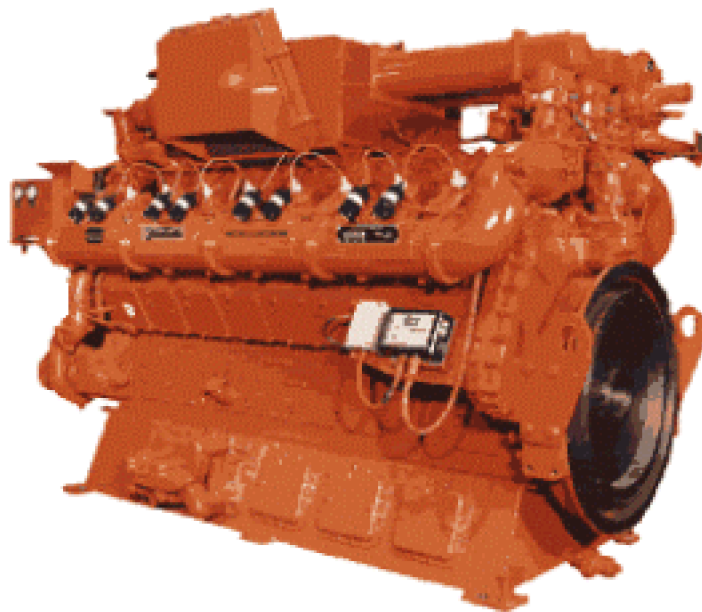


Figura 15. Motor de combustión Interna. [5].

Los motores a base de combustibles fósiles son la tecnología más comúnmente usada para la GD. Son una tecnología probada con costo de capital bajo, rango de operación alto, capacidad de partida rápida, eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta, y una alta confiabilidad en su funcionamiento. Estas características,

combinado con la capacidad de funcionamiento durante una interrupción de potencia, los hace la elección principal para los suministros de respaldo. El equipo de generación de potencia más comúnmente usado es bajo 1 MW. Hoy, dos tipos de motores son usados principalmente. Los motores en base a gas natural, y los generadores a base de Diesel.

Las principales desventajas de estos motores a base de combustibles fósiles son: el ruido; costos de mantenimiento y emisiones altas, particularmente de óxidos de nitrógeno NOx. Estas emisiones pueden disminuir, con una pérdida de eficiencia, cambiando características de la combustión, utilizando convertidores catalíticos, los cuales estos son una tecnología probada de control de emisiones. Los grandes sistemas pueden usar una reducción catalítica selectiva (SCR) con el fin de reducir emisiones a un costo más conveniente que un generador de dimensiones menores.

En la tabla 5, se pueden ver los principales fabricantes de motores de combustión interna con propósitos de GD.

Tabla 5. Fabricantes de Motores de Combustión Interna a Gas Natural. [6]

Spark Ignited	Dual Fuel & Micro-Pilot
Caterpillar	Cooper Energy Services
Cooper Energy Services	Fairbanks Morse/Coltec
Cummins	OCLI*
Jenbacher	Power Systems Associates/Cat*
Wartsila	VESi*
Waukesha	Energy Conversions*

El rendimiento global de un motor es función:

- Del rendimiento termodinámico, que aumenta con la relación de compresión, especialmente en los motores de explosión.

- De las pérdidas de carga en las válvulas de aspiración y escape, las pérdidas de calor a través de la superficie del motor, el reciclado de una parte de los gases quemados de un ciclo al siguiente y la duración de la combustión. En general las pérdidas de calor por las paredes del motor son mayores en motores pequeños que en motores grandes.

Los motores de combustión interna son de gran interés para la cogeneración. Se caracterizan por su versatilidad, ya que pueden usar combustibles de distinta calidad y están disponibles en el mercado en un amplio rango de potencias.

3.4 Celda de Combustible.

Las celdas de combustible se pueden considerar como motores compactos, utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad. El sector de transporte es el principal potencial mercado para las celdas del combustible. La generación de potencia, sin embargo, se ve como un mercado en el cual las celdas de combustible podrían ser

comercializadas más rápidamente.

Las celdas de combustible poseen una eficiencia de conversión muy alta (35 % - 60 %), comparadas con tecnologías convencionales. Su eficiencia limita las emisiones de gases que provocan efectos invernaderos CO₂. Como no hay combustión, otras emisiones nocivas también son bajas. La celda de combustible puede funcionar con una confiabilidad muy alta y así también podría complementar el abastecimiento de electricidad de la red.

La primera celda de combustible fue construida en 1839 por Sir William Grove, un juez y científico galés que demostró que la combinación de hidrógeno y oxígeno generaba electricidad además de agua y calor. El verdadero interés en celdas de

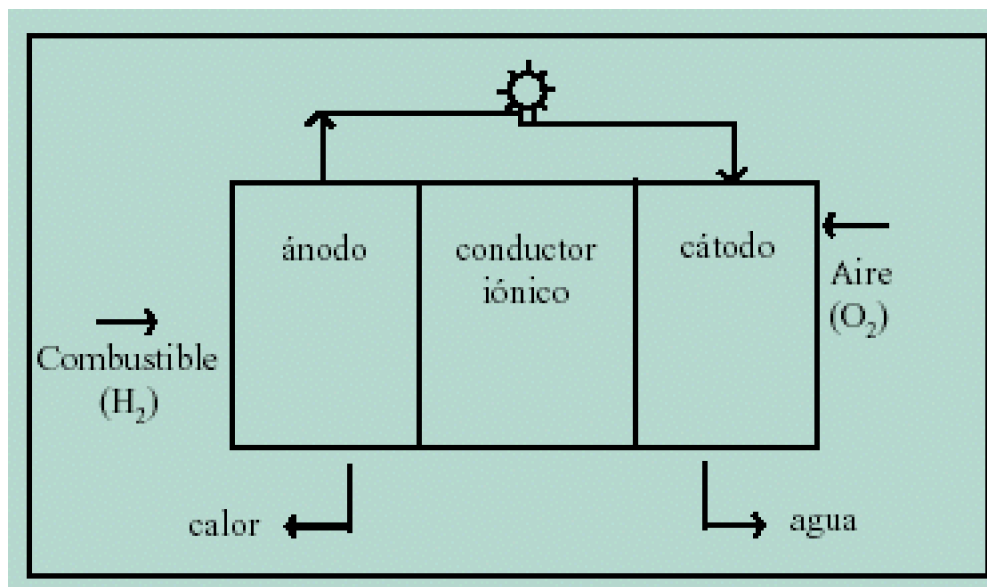
combustible como un generador práctico vino hacia comienzos de los años sesenta de nuestro siglo, cuando el programa espacial de los Estados Unidos seleccionó las celdas de combustible para proporcionar electricidad y agua a las naves espaciales Gemini y Apollo. Hoy en día, la aplicación espacial ya no es la única de tipo práctico, puesto que las celdas de combustible están atravesando por un gran momento, al haber alcanzado una etapa tecnológica que les permite estar en posición de competir cada día más con las tecnologías convencionales de generación eléctrica, ofreciendo enormes ventajas sobre ellas.

Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción directamente en energía eléctrica. Por ejemplo, puede generar electricidad combinando hidrógeno y oxígeno electroquímicamente sin ninguna combustión. Estas celdas no se agotan como lo haría una batería, ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor en tanto se les provea de combustible. En la práctica, la corrosión y la degradación de materiales y componentes de la celda pueden limitar su vida útil.

La manera en que operan es mediante una celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrolito. El oxígeno proveniente del aire pasa sobre un electrodo y el hidrógeno gas pasa sobre el otro.

Cuando el hidrógeno es ionizado en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el hidrógeno oxidado (ahora en forma de protón) y el electrón toman diferentes caminos migrando hacia el segundo electrodo llamado cátodo. El hidrógeno lo hará a través del electrolito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo (carga). Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del oxígeno gas para formar agua junto con el hidrógeno oxidado. Así, este proceso produce agua 100% pura, corriente eléctrica y calor útil, por ejemplo, energía térmica (figura 16).

Fig. 16 Principio de funcionamiento de una celda de combustible [10]



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

Así, en teoría, cada molécula de hidrógeno gas producirá dos electrones libres y junto con un átomo de oxígeno reducido se generará una molécula de agua. Tal

reacción electroquímica es exotérmica, por lo que además el calor desprendido puede ser utilizado y así aumentar la eficiencia de las celdas de combustible. Estas características de lograr alta eficiencia durante la generación de electricidad y la ventaja de presentar cero emisiones contaminantes cuando el combustible es hidrógeno hacen de las celdas de combustible los mejores candidatos para la generación de energía eléctrica.

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

3.4.1 Tipos de celdas de combustible y sus principales diferencias

Las celdas de combustible son en realidad una familia de tecnologías que usan diferentes electrólitos y que operan a diferentes temperaturas. Por ello se puede hablar de celdas de combustible de alta temperatura, las cuales operan a temperaturas mayores a 200^oC y las de baja temperatura, cuya operación puede llegar sólo hasta los 200^oC. Una diferencia derivada de la temperatura de operación es el empleo de diferentes materiales, principalmente electrólitos ya que a temperaturas elevadas deben ser utilizados

electrólitos no acuosos.

En general, las celdas de combustible de alta temperatura tienen como objetivo principal la generación de energía eléctrica para una potencia mayor a 1 MW, mientras que las de baja temperatura se están diseñando para salidas menores a 1 MW.

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

Los electrocatalizadores son necesarios cuando las reacciones ocurren a baja temperatura y generalmente son materiales costosos basados en metales nobles como el platino.

Por otra parte, la generación de vapor de alta temperatura con suficiente energía calorífica en las celdas de alta temperatura favorece la cogeneración mediante el empleo, por ejemplo, de turbinas de gas, ciclos convencionales de vapor o ambos, incrementando así la eficiencia.

La figura 17 muestra un esquema simplificado de un sistema de generación eléctrica usando una celda de combustible.

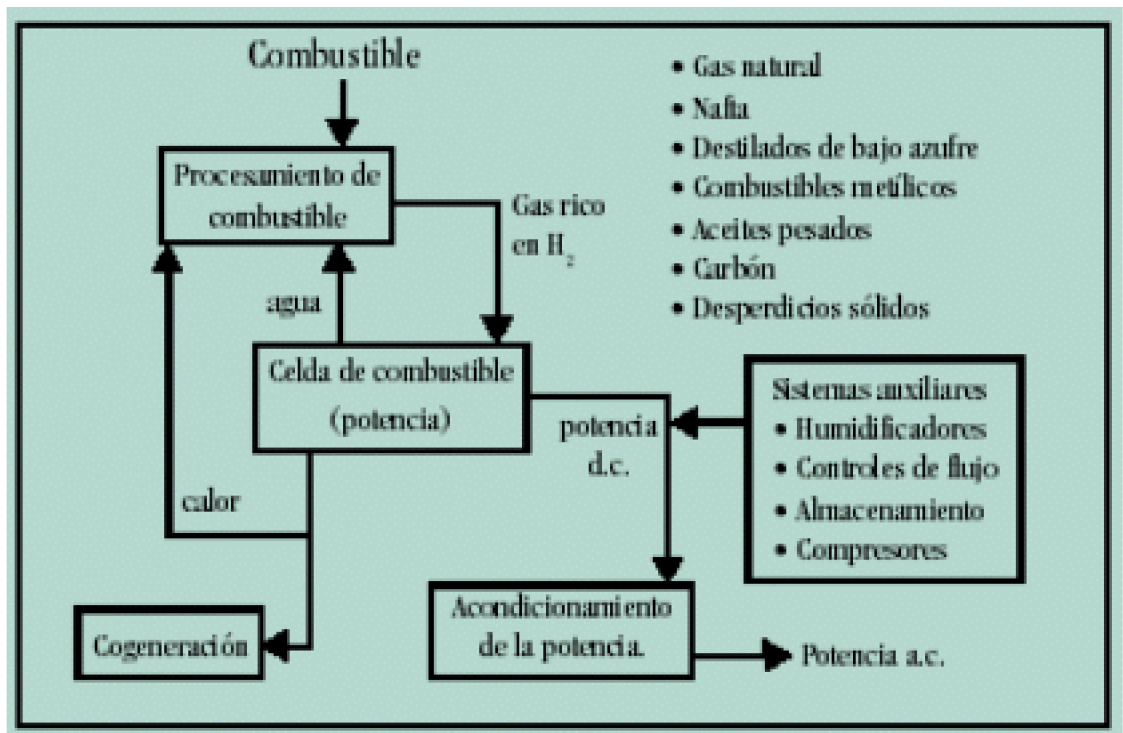


Fig. 17 Diagrama simplificado de un sistema de potencia con una celda de combustible.

[10]

En la actualidad, el estado de la tecnología de las diferentes celdas de combustible puede describirse en la tabla 6.

3.4.1.1 Celdas de ácido fosfórico (PAFC).

Este tipo de celda es el más desarrollado comercialmente y ya se encuentra en uso en aplicaciones tan diversas como clínicas y hospitales, hoteles, edificios de oficinas, escuelas, plantas eléctricas y varias terminales, también puede utilizarse en vehículos grandes como autobuses, de los que ya existen proyectos demostrativos.

<i>Tipo de celda</i>	<i>Electrolito</i>	<i>Aplicación inmediata</i>	<i>(MW)</i>	<i>Disponible comercialmente</i>	<i>Eficiencia como eléctrica (cogeneración)</i>	<i>Temp. de operación/ electrocatalizador</i>
PEM	Membrana de intercambio protónico	Generación distribuida, transporte y aplic. móviles	Hasta 0.25	1997 (-1 kW) 2002 (transp.) 2001 (250 kW)	>40% (> 70%)	80°C/A
PAFC	Ácido fosfórico	Generación distribuida, cogeneración y transporte	0.2 - 10	1995 (200 kW) 1992 (transp.)	40% (80%)	200 °C/P
MCFC	Carbonato fundido (sal fundida "iónóvil")	Generación distribuida, cogeneración, potén. central	0.25 - 100 (y mayor)	1997 2000	45% (70%)	650°C/N
SOFc	Óxido sólido (cerámico)	G. distrib. potén. central	1 - 10 (y mayor)	2000	> 50% (> 80%)	1000°C/ perovskitas

Tabla 6. Descripción de las celdas de combustible. [10]

Las celdas de combustible de ácido fosfórico generan electricidad utilizando gas natural a más de 40% de eficiencia y cerca de 85% si el vapor que produce se emplea en cogeneración. El uso de un electrolito corrosivo como el ácido fosfórico y potencialmente peligroso de manejar tiende a restar la preferencia sobre este tipo de celda por parte de algunos usuarios, sin embargo sus ventajas y beneficios han sido muy bien explotados y comercializados por compañías como ONSI.

3.4.1.2 Celdas de carbonatos fundidos (MCFC).

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

Ya se ha probado la primer celda de carbonato fundido a gran escala y se han preparado algunas unidades para demostración en California.

Algunas desventajas son la corrosividad de las sales fundidas y la necesidad de reposición de CO₂ en el cátodo para recuperación y formación de iones carbonato.

3.4.1.3 Celdas de óxido sólido (SOFC).

Otra celda de combustible altamente prometedora por sus bajos costos de fabricación y su capacidad de operar a costos competitivos (principalmente en unidades pequeñas) es la celda de combustible de óxido sólido, la cual podría ser usada en aplicaciones de potencia, incluyendo estaciones de generación de energía eléctrica a gran escala e industrial.

Este tipo de celda no utiliza electrolitos corrosivos sino electrolitos en estado sólido y presenta diversas ventajas que para otro tipo de celdas significan problemas de tipo técnicos: un sistema de óxido sólido normalmente utiliza un material sólido cerámico (zirconia estabilizada de ytrio) en lugar de un electrolito líquido, permitiendo que la temperatura de operación alcance los 1 000^oC.

Las eficiencias de generación de potencia pueden alcanzar un 60% sin cogeneración, al tiempo que la cinética de reacción en estas celdas es muy rápida y no requiere reposición de CO₂ en el cátodo. Al igual que las MCFC, el hidrocarburo alimentado puede ser reformado dentro de la celda.

Su eficiencia es mayor a 80% cuando el calor producido es empleado en cogeneración.

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

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

Desarrollos recientes evitan que el combustible tenga que ser presurizado para aumentar la eficiencia del sistema y que el manejo del agua sea controlado para evitar la "inundación" de los electrodos porosos empleados manteniendo, al mismo tiempo, la necesaria humedad en la membrana para que ésta pueda conducir iónicamente las cargas positivas provenientes del ánodo.

Presiones actuales de operación se encuentran alrededor de valores de 30 psi en potencias de hasta 285 kW, sin embargo adecuados colectores de corriente y estructuras soporte pueden llevar a las celdas PEM a presiones de operación hasta de 3 000 psi, lo cual incrementa principalmente el voltaje de la celda y la densidad de corriente.

En general, el desempeño de las celdas PEM es muy variado, ya que éste depende de la presión, temperatura y calidad de los gases, entre otros parámetros.

El desempeño actual de las celdas PEM está representado por resultados del

laboratorio nacional de Los Alamos, Estados Unidos, en donde se han mostrado valores de 0.78 V por celda a corrientes de 200mA/cm² a presiones de 3atm de H₂ y 5atm de aire, usando cargas de Pt de 0.4mg/ cm². Este tipo de celda produce calor útil que no puede ser utilizado en cogeneración, pero que puede aprovecharse en sistemas de calefacción y agua caliente, por ejemplo para aplicaciones residenciales y de oficina.

Gran parte del éxito mostrado por esta celda se debe a los avances en materiales con propiedades fisicoquímicas más favorables para este sistema. También es en el área de materiales en donde se esperan mejoras adicionales, las cuales están concentradas principalmente en los electrocatalizadores tanto en su sustitución por otros menos costosos como en el mejor diseño de electrodos porosos para así bajar la carga del electrocatalizador.

3.4.1.5 Celdas alcalinas.

Utilizadas desde hace mucho tiempo por la NASA en misiones espaciales, este tipo de celdas pueden alcanzar eficiencias de generación eléctrica de hasta 70%. Estas celdas utilizan hidróxido de potasio como electrólito y hasta hace poco tiempo eran demasiado costosas para aplicaciones comerciales, pero varias compañías están encontrando formas de reducir estos costos y mejorar la flexibilidad en su operación. No requieren materiales nobles como catalizadores, ya que la dificultad de reducción de oxígeno presente en otras celdas de baja temperatura es mínima, por lo que pueden operar a temperaturas bajas.

Un factor adverso de estas celdas es el efecto nocivo que el CO₂ produce al reaccionar con el hidróxido presente, lo que genera la necesidad de un combustible altamente puro, ya sea como hidrógeno puro o bien mediante sistemas caros de limpieza de combustible reformado capaces de reducir al máximo la concentración del gas carbónico en el flujo del combustible.

3.4.1.6 Otras celdas de combustible (DMFC).

Nuevos miembros de la familia de celdas de combustible, tales como las DMFC, han surgido como resultado de la necesidad de llevar esta tecnología a terrenos prácticos. Esta celda utiliza directamente metanol como combustible sin necesidad de reformación del mismo.

3.4.2 Beneficios de la tecnología de celdas de combustible.

En la práctica, las eficiencias en celdas de combustible pueden alcanzar valores entre 50% y 85%, y tienen la particularidad de ser modulares y compactas, por lo que pueden ser construidas de tal manera que satisfagan cualquier tipo de demanda y ser diseñadas "sobre pedido". Dicha construcción puede realizarse para proveer el voltaje, la carga y la potencia deseada. Su rango puede ir de <5 W hasta 100 MW. Su potencia de operación es bastante flexible (5 a 100% de su potencia nominal).

Cuando se usan en generación distribuida se tendrían ahorros considerables al no

requerir líneas de transmisión ofreciendo energía eléctrica donde es requerida, otorgando una calidad considerada como "Premium Power" y facilitando además independencia de la red.

A la fecha, los costos por kW de esta tecnología disminuyen cada vez más hacia valores altamente competitivos, ubicándose hoy en día alrededor de los 1 500 dólares/kW [10], este costo tendrá una disminución adicional a medida que los volúmenes de producción aumenten. Las diferentes tecnologías de celdas de combustible hacen que haya flexibilidad en el combustible a usarse, lo cual favorecería su pronto uso, al considerarse que la infraestructura existente, por ejemplo para transporte, podría soportar el manejo de combustibles como metanol, etanol, etano, metano, incluyendo el uso de la propia gasolina (oxidación parcial), diesel y gas natural, entre otros. Esta tecnología ha demostrado una disponibilidad mayor a 95% en todos los proyectos demostrativos actuales y vida útil de veinte mil a cuarenta mil horas en generación estacionaria y de cinco mil y diez mil horas para aplicaciones en transporte (autos y autobuses respectivamente). Las celdas de combustible son silenciosas (60 dB a 30 metros), ya que no contienen partes móviles, por lo que además no requieren sistemas de lubricación.

Pueden ser independientes de la red de potencia o bien estar conectadas a ella con independencia en caso de falla.

El control de sus principales variables se presta para hacer su operación completamente automática.

Los costos de mantenimiento son menores y se ha estimado un ahorro en el costo de servicio eléctrico de un 20 a un 40% usando celdas de combustible, comparado con generación por combustión interna [Departamento de Energía de Estados Unidos, 1998].

3.4.3 Comparación con tecnologías de generación convencionales.

Los mayores avances en generación de energía eléctrica a partir de tecnologías convencionales están representados por aquellos surgidos del programa ATS (Advanced Turbine Systems), sistemas modernos de turbina (del Departamento de Energía de los Estados Unidos) para sistemas de generación de ciclo combinado.

Dichos avances han alcanzado límites históricos al conseguir diseños de sistemas de turbinas a gas con eficiencias que prometen mejoras de 15% en sistemas industriales, mientras que centrales de potencia utilizando sistemas de ciclo combinado (sistemas con dos o más fuentes de electricidad a partir del mismo combustible) podrán alcanzar valores alrededor de 55% de eficiencia térmica neta. Estos sistemas modernos operarán a costos 10% menores que los actuales sistemas y reducirán los niveles de NOx, CO₂, CO, e hidrocarburos no quemados según proyecciones del mismo ATS. A pesar de esto, dichos avances están alcanzando los límites de temperatura de operación de los materiales actuales debido a que la eficiencia del sistema a turbina depende de la temperatura de entrada de los gases, limitada por el daño potencial de las hojas de la turbina misma. A diferencia de estos sistemas avanzados, las eficiencias en las celdas de combustible no está limitada por la temperatura. Desde la perspectiva de gases de efecto invernadero, las celdas de combustible representan un desarrollo potencialmente

revolucionario, ya que en lugar de utilizar combustión para generar electricidad utilizan la reacción electroquímica entre el hidrógeno del combustible y el oxígeno del aire para producir electricidad, agua y calor. Es también cierto que cuando una celda de combustible utiliza hidrocarburos como fuente de hidrógeno (gas natural, metanol, etcétera) generalmente requerirá una etapa de reformación para extraer el hidrógeno, lapso durante el cual producirá CO₂. No obstante, gracias a su capacidad de obtener altas eficiencias de conversión combustible/ electricidad, las celdas de combustible producen la menor cantidad de CO₂ de cualquier tecnología actual que utilice combustibles fósiles para generar electricidad, por lo que las emisiones de este gas por kWh producido son mucho menores en las celdas de combustible, que los valores generados en los sistemas avanzados de turbina.

Otra diferencia fundamental es la alta flexibilidad que tienen las celdas para aceptar una gran diversidad de combustibles, lo cual las ubica como una tecnología que permite una transición hacia tecnologías limpias y el uso de fuentes de energía renovables. Las celdas de combustible ya se consideran como elementos clave para sistemas híbridos que las integran, junto con tecnologías avanzadas de turbinas, en donde se espera que para el año 2010 operen a eficiencias del 80%. No sólo son las tecnologías convencionales las que pueden beneficiarse de las ventajas de las celdas de combustible, también otros sistemas basados en fuentes renovables de energía pueden integrarlas en sistemas híbridos en donde, por ejemplo, biogás sea alimentado a la celda o bien celdas fotovoltaicas alimenten un electrolizador (celda electroquímica comercial de generación de hidrógeno y de eficiencias entre 60 y 85%) para generar hidrógeno y alimentar la celda de combustible.

Estos sistemas híbridos mantendrían relaciones costo/beneficio en niveles interesantes gracias a las altas eficiencias de conversión de las celdas de combustible, lo cual significaría otro atractivo para impulsar un mayor desarrollo de tecnologías como la solar, la biomasa, la eólica, etcétera. Ver figura 18.

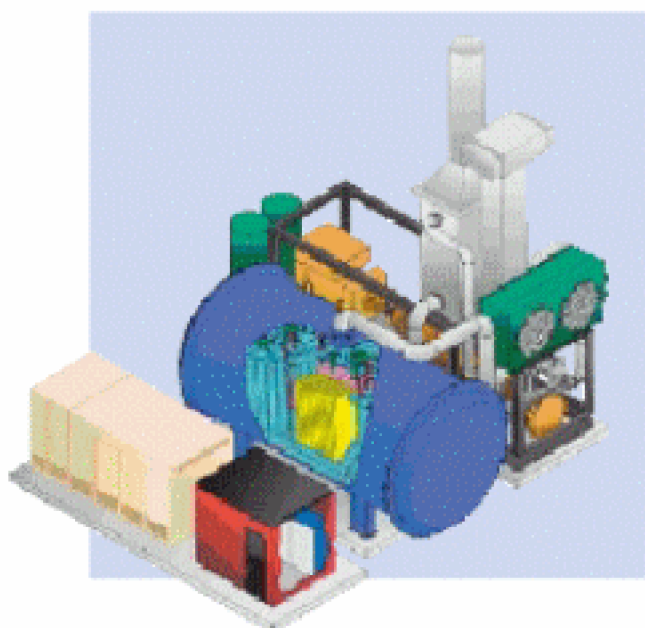


Figura 18. Configuración de una planta de celda de combustible combinada con una turbina a gas. [3]

En la tabla 7 se muestra un cuadro comparativo de las diferencias entre la celdas de combustible y las tecnologías avanzadas de turbina.

<i>Tecnología avanzada</i>	<i>Primera generación (2000-2010)</i>		<i>Generación avanzada (posterior 2010)</i>	
	<i>Eficiencia combustible/ electricidad (LHV)</i>	<i>Reducciones en CO₂</i>	<i>Eficiencia combustible/ electricidad (LHV)</i>	<i>Reducciones en CO₂</i>
Sistemas avanzados de turbina	60%	19%	65%	18%
Celdas de combustible	70%	32%	70%	27%

• LHV: (Lower Heating Value). No se considera a condensación del agua (10.54 kcal/mol).
 • Las reducciones de CO₂ son comparadas con tecnologías convencionales usadas en plantas que queman gas natural (2.2 kg CO₂/kWh en 2004 y 2.03 kg CO₂/kWh en el 2010).
 • Las reducciones relativamente menores posteriores al 2010 se deben a que las tecnologías avanzadas están siendo comparadas con proyecciones de mejora en tecnologías convencionales a gas natural en el mismo marco de tiempo.

Tabla 7. diferencias entre las celdas de combustible y las tecnologías avanzadas de

turbina [10]

3.5 Cogeneración.

Es la producción simultánea y secuencial de potencia mecánica o eléctrica y potencia térmica útil (producción de calor para usos en procesos industriales) a partir de una misma fuente primaria de energía y por medio de un mismo sistema.

De acuerdo a la CREG, la Cogeneración es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva destinada al consumo propio o de terceros y destinados a procesos industriales y comerciales.

Esta tecnología produce energía eléctrica y térmica, donde esta última es útil a los procesos productivos en forma de un fluido caliente (vapor, agua, gases), obteniendo eficiencias globales de más del 80%. Sus capacidades son muy amplias, debido al hecho de que utiliza todas las tecnologías que abarca la GD.

3.6 Celda Fotovoltaica.

La tecnología de las celdas Fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. La típica estructura de un sistema PV esta constituido por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie para obtener el nivel deseado de tensión de salida. La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100W de acuerdo con el número de las celdas solares que estén conectadas en serie o paralelamente es la potencia que puede entregar una estructura PV.

A diferencia de otras unidades de GD, los sistemas fotovoltaicos poseen un costo de inversión alto, y un costo de operación muy bajo. No generan calor y son intrínsecamente de escala pequeña. Debido a estas características los sistemas PV satisfacen las aplicaciones domésticas y comerciales, donde los precios de la potencia adquirida de la red son más altos.

La tecnología Fotovoltaica tiene una gran variedad de aplicaciones. La mayor parte de las aplicaciones actuales son sistemas remotos de telecomunicaciones, dónde la confiabilidad y los bajos costos de mantenimiento son los requisitos principales. Los sistemas PV también son ampliamente usados en poblaciones rurales que no tienen otro acceso para los servicios básicos de energía. Además pueden utilizarse para proveer electricidad para una variedad de aplicaciones en iluminación, negocios pequeños, agricultura, entre otras.

La utilización de sistemas PV conectadas a la red, hoy en día no es muy factible debido a sus costos de inversión [1].

3.7 Generadores Eólicos.

La Energía del viento se ha utilizado principalmente en molinos de viento, los cuales han permitido principalmente el bombeo de agua, molienda de productos agrícolas y en los últimos años, generación de electricidad.

Es la generación con crecimiento más rápido como una parte de suministro mundial de electricidad. Casi 4.2 GW de capacidad fue instalado durante el año 2000 [1]. El potencial del viento es algunas veces considerado como GD, debido al tamaño y localización de algunos parques eólicos adecuados para la conexión con las tensiones de distribución. Sin embargo, hoy existen grandes parques eólicos de compañías generadoras para abastecer grandes consumidores, los cuales no son considerados como GD.

3.8 Baterías.

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

3.9 Volantes de inercia.

Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.

3.10 Bobinas superconductoras.

Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4°K, o de alta temperatura, 77°K.

3.11 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE LAS TECNOLOGÍAS DE GD.

La comparación económica, de eficiencias, rangos de tamaños, etc. de las Tecnologías de la Generación Distribuida se sintetiza en la tabla 8.

Comparación entre Tecnología	Valores Diesel	Valores BPP	Simple Turbine de Gas	Microturbina	Tecnología Combustible	Centros Eléctricos
Producto	Comercial	Comercial	Comercial	1995-2000	1996-2000	Comercial
Rango (KW)	20 - 10000	50 - 2000	1,000.00	20 - 500	50 - 1000	+
Eficiencia (HHV)	36 - 48%	23 - 42%	21 - 40%	25 - 30%	35 - 54%	na.
Costo del equipo (USD)	195 - 370	550 - 870	300 - 800	350 - 750	1500 - 3700	na.
Costos de operación y mantenimiento (USD/KWh)	0.50 - 0.70	0.70 - 1.00	0.80 - 0.90	0.90 - 1.10	1.50 - 3.50	5.00 - 10.00
Recuperación de calor. Costo adicional (USD/KWh)	na.	\$75 - 150	\$100 - 500	\$75 - 300	na.	na.
Costo de combustible (USD/KWh)	0.05 - 0.08	0.05 - 0.08	0.05 - 0.08	0.05 - 0.10	0.05 - 0.08	0.05 - 0.08

Tabla 8. Comparación económica de las tecnologías de GD. [3]

Dentro de la tabla resulta importante resaltar que las eficiencias de las celdas de combustible son mucho mayores a las demás tecnologías, pero los precios de los equipos resultan poco competitivos actualmente, aunque se espera que en el mediano plazo se modifique este panorama al igual que para las Microturbinas.

Perspectiva para los Sistemas Distribuidos de Potencia

La perspectiva del Mercado de la Generación Distribuida para los motores y las turbinas estacionarias ha crecido substancialmente en la última década (unidades sobre 1 MW), el 380% para motores y la demanda de la turbina el 560%.

La proyección de Gas Research Institute para los Estados Unidos representa 27 GW de energía y \$10 mil millones de compras acumulativas de equipos antes del 2015. Ver figura 19, Proyección de venta para pequeñas unidades de generación y figura 20, proyección del mercado de la generación distribuida [3].

Worldwide Prime Mover Sales

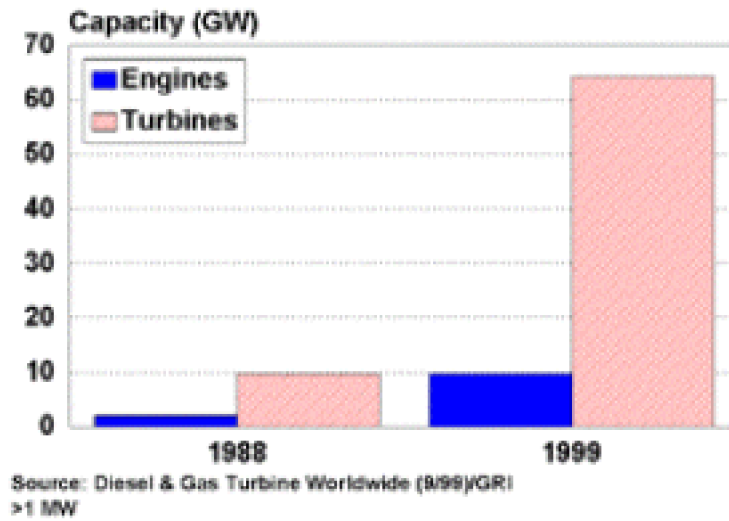


Figura 19. Proyección de venta de equipos [3]

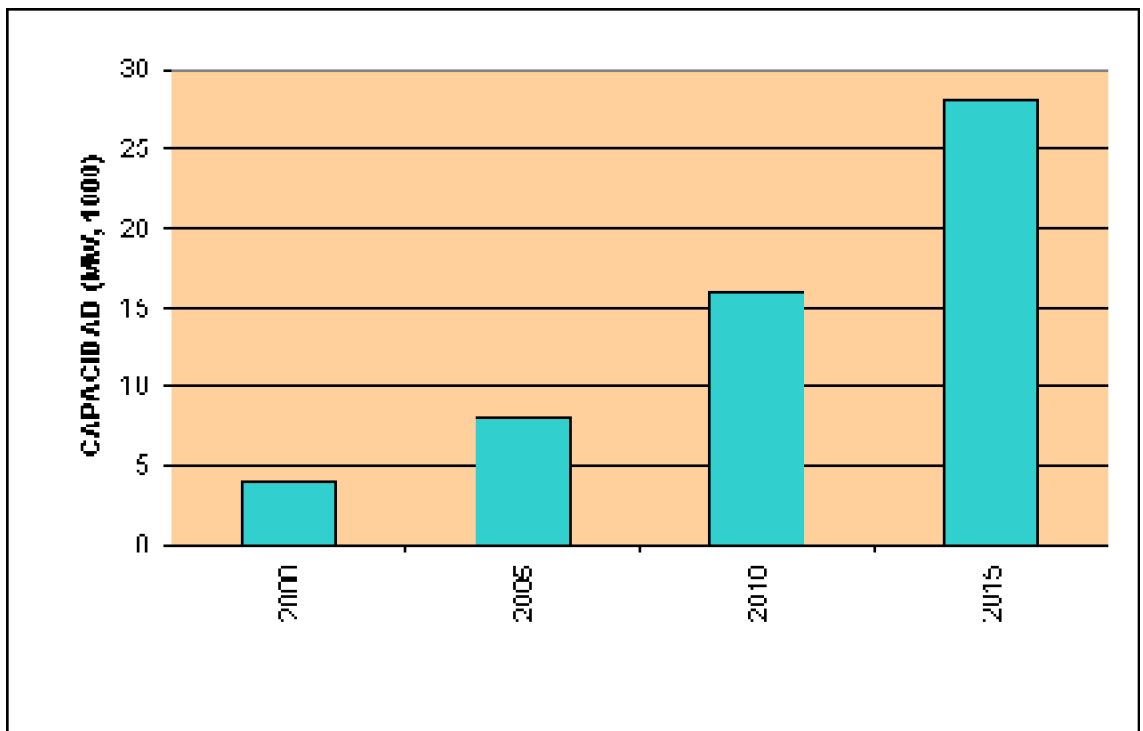


Figura 20. Proyección del mercado de la generación distribuida [3]

El abanico de alternativas energéticas se va ampliando cada vez, al estar disponibles desarrollos tecnológicos que hacen posible la utilización de sistemas de generación de energía más eficientes, menos contaminantes y que produzcan energía a menor costo.

3.13 Uso del Gas Natural como fuente energética de los sistemas GD

En la zona de influencia del Valle del Aburrá se tiene dispuesto un Gasoducto de Distribución, con las características técnicas y disposición geográfica descritas en el siguiente capítulo. Por lo tanto, se debe considerar como una alternativa importante aprovechar este recurso energético para la implementación de la GD en el Valle del Aburrá, en aquellas situaciones en que sean viables económicamente y la situación energética nacional lo requiera.

3.13.1 ventajas del Gas Natural.

- El Gas Natural se transporta por tubería, por lo tanto no requiere almacenamiento ni manipulación para su uso final. Garantizándose así un suministro oportuno, bajo las consideraciones técnicas expuestas en el numeral 4.3.

- El Gas Natural se suministra de un modo continuo lo que permite una operación sin interrupciones.

- Existen reservas probadas y que dan confiabilidad en su suministro, tal como se trata en el siguiente capítulo.

- Como se vio anteriormente las tecnologías de GD tales como Turbinas, Microturbinas, Celdas de combustible, motores reciprocantes, que requieren de un energético primario, son compatibles con el Gas Natural.

- Con la combustión del Gas Natural aparte de generar energía eléctrica, adicionalmente aprovechando la calidad de los productos de la combustión se puede cogenerar, siendo esta una alternativa viable para la GD.

- Las redes de Distribución de Gas Natural que se tienen dispuestas en el Valle del Aburrá, cubren en gran medida los centros de consumo tanto industriales, comerciales como de instituciones, adicionalmente están disponibles en buena parte de los estratos residenciales 4, 5 y 6. Situación que ubica a este combustible, comparativamente con otros, en una situación favorable para introducir tecnologías GD en el Valle del Aburrá.

- La incursión de las tecnologías de GD en el Valle de Aburrá con el Gas Natural como fuente primaria de energía, tiene la ventaja comparativa de que los costos originales del gasoducto no concibieron la implementación de estas tecnologías, por lo tanto son costos hundidos.

3.13.2 Beneficios ambientales del Gas Natural.

La GD abarca una gran variedad de tecnologías las cuales generan una gran variedad de emisiones. Existen dos emisiones de interés: Las emisiones NOx referidos a la calidad

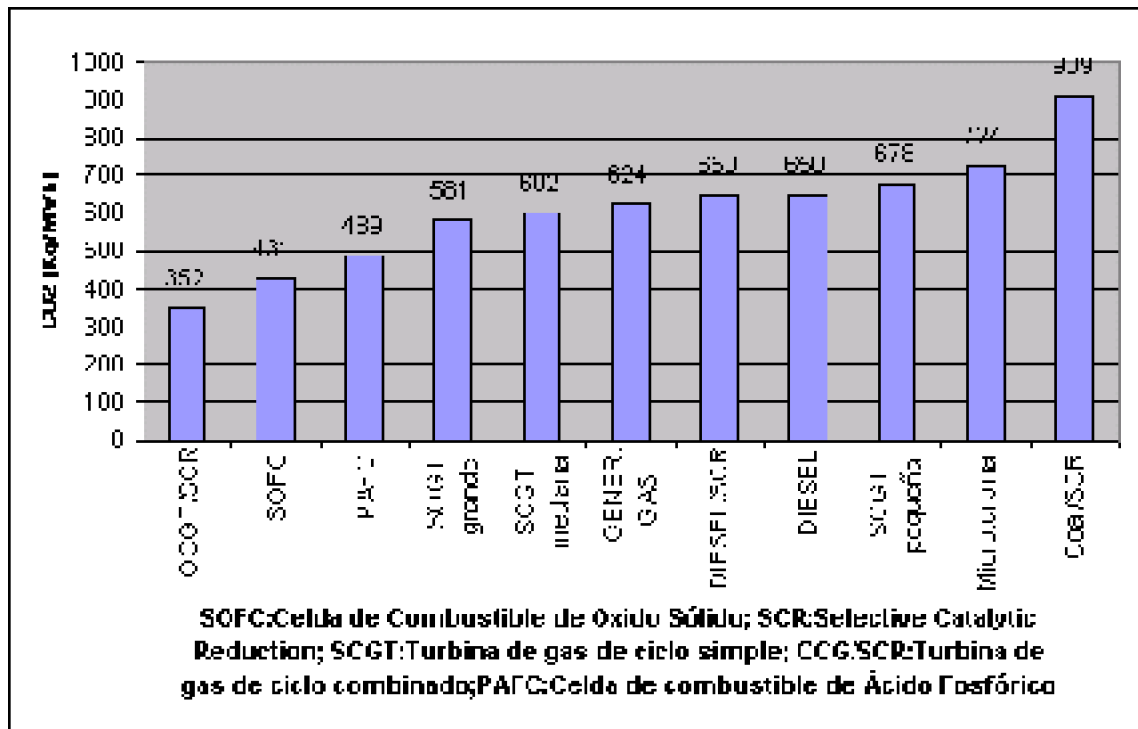


Figura 22. Cuadro comparativo de la emisión de los CO2 en las diferentes tecnologías de GD. [11].

Generación eléctrica con gas natural

Grandes centrales de generación eléctrica Eficiencia y emisiones

g/kWh en barras de Central

Eficiencia de conversión y emisiones para diferentes tecnologías									
	Eficiencia	CO ₂	SO ₂	NO _x	COV's	CO	N ₂ O	P. Sólidas	Cenizas
Carbón	36	909	12.6	4.1	0.1	0.17	0.45	0.54	6.0
Fuelóleo	37	727	8.0	2.6	0.1	0.16	0.42	0.24	0.03
Gas Natural	38	482	0.01	1.0	0.01	0.01	0.19	0	0
Carbón lecho fluidizado	37	884	0.84	0.42	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Carbón gasificación integrada C.C.	42	779	0.30	0.30	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Gas Natural C.C.	58	316	0	0.27	0	0	0.13	0	0

Tabla 9. Eficiencia y emisiones. [11]

Grandes centrales de generación eléctrica Emisiones de CO₂

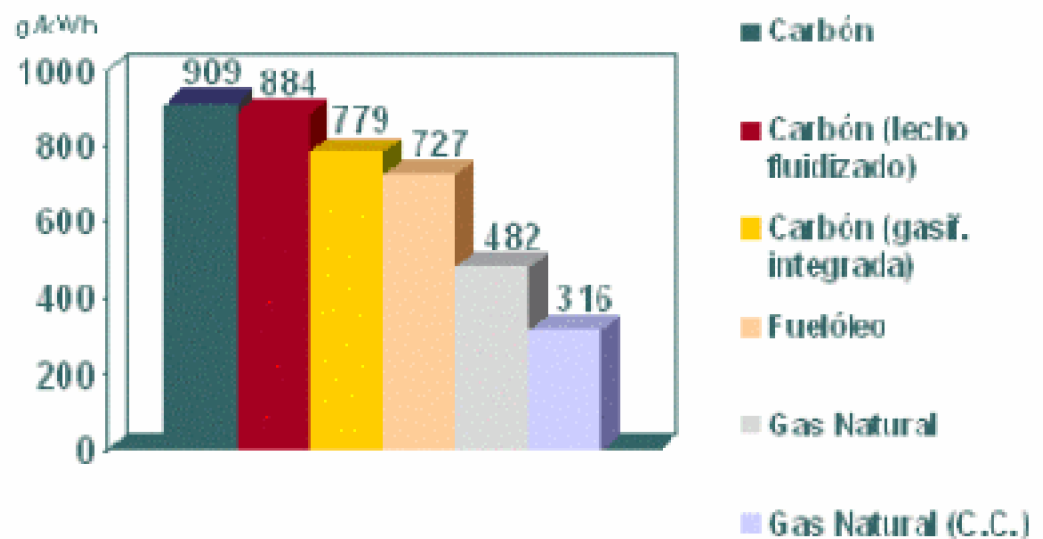


Figura 23. Emisiones de CO₂. [11]

Generación eléctrica con gas natural

Grandes centrales de generación eléctrica Emisiones de N₂O

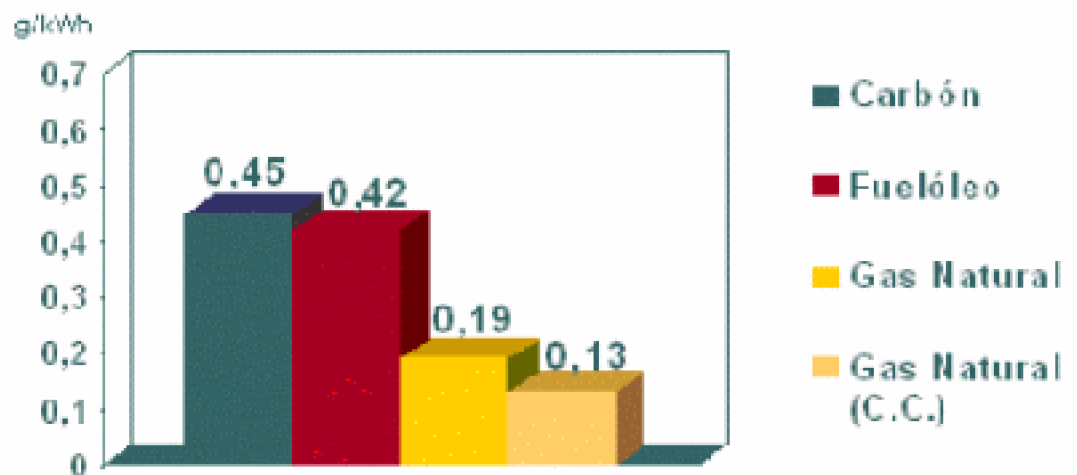


Figura 24. Emisiones de N₂O. [11]

4. GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ.

4.1 Antecedentes Históricos

La distribución del gas natural por red en Colombia no es nueva, se viene realizando desde hace muchos años en algunas regiones como la costa atlántica y el pie de monte llanero.

En la ciudad de Medellín se han utilizado tradicionalmente los gases licuados de petróleo, conocidos comúnmente como G.L.P., gas de pipetas o de cilindros, el cual es obtenido de pozos o como resultado del cracking de la gasolina en el proceso de refinación.

Después del apagón de 1.993, el COMPES (Comisión para la planeación y el desarrollo), implementó una política de masificación del uso del gas natural a nivel nacional y específicamente en las grandes urbes, que son las grandes consumidoras de energía eléctrica en el país.

Las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. dentro de su planeación estratégica y de negocios de largo plazo, incluyó el gas natural como una opción y alternativa energética para el reemplazo del G.L.P. u otros combustibles fósiles en los sectores residencial,

comercial e industrial en el sector Urbano o como complementación del uso de la energía eléctrica.

Posteriormente la nación sacó a licitación la Concesión de distribución de gas natural por red en el Valle de Aburrá y municipios aledaños, la cual fue otorgada a Las Empresas Públicas de Medellín E.S.P. en 1993. A partir de ese momento se ve comprometida no solo en la planeación, el diseño y la construcción de infraestructura básica para la prestación de este servicio, sino que se involucra en aspectos que han tomado fuerza últimamente, como la conservación del medio ambiente, el impacto comunitario, la seguridad y sobre todo la confiabilidad en el servicio, que ha sido característico en los servicios públicos que prestan Las Empresas Públicas de Medellín.

El proyecto del gas natural se inicia de manera oficial en 1.994 y se estructura como un servicio más de los que prestan Las Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

4.2 Programa de masificación del gas.

Como parte del programa de masificación emprendido por el Gobierno Nacional y a través de la concesión otorgada por el Ministerio de Minas y Energía, las Empresas Públicas de Medellín desarrollan el sistema de distribución domiciliaria de Gas Natural por red para los usos residencial, comercial, industrial y de transporte.

Comprende la construcción, operación y mantenimiento de las redes urbanas de gas para los 10 municipios que conforman el Valle de Aburrá (Barbosa, Girardota, Bello, Copacabana, Medellín, Envigado, Itagüí, Sabaneta, La Estrella y Caldas).

La construcción del sistema de distribución de gas natural se inició en 1997 y se prolongará durante 10 o 15 años, para cubrir un gran porcentaje de las áreas habitadas del Valle de Aburrá, hasta lograr la saturación y disminución del crecimiento de la expansión por la disminución de las zonas de desarrollo de la construcción. En zonas habitadas de alto riesgo, sólo se construirán las redes previa demostración de la estabilidad del sector.

Durante el año de 1997 se inició la construcción de la red matriz para transportar el gas natural a lo largo del Valle de Aburrá, de acuerdo con la concesión entregada a las Empresas Públicas de Medellín por el Ministerio de Minas y Energía para la prestación de este servicio.

A finales de 1 997 se inició la ejecución del primer contrato para la construcción de las redes secundarias de polietileno para la distribución del gas natural en los sectores de El Poblado y Laureles, y a partir de este año se ha venido trabajando en la extensión de las redes en estos sectores y en otros del Valle de Aburrá, tanto para el suministro al sector residencial como para el sector industrial y comercial. También se ha venido trabajando en la conversión de los sistemas en los proyectos piloto construidos con anterioridad, para el uso del gas natural en vez de GLP (Gas Licuado de Petróleo)

Actualmente, del proyecto total, se ha ejecutado un 25% aproximadamente.

4.3 Especificaciones Técnicas del Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá

De acuerdo al mapa del anexo 1, el Gasoducto de Distribución esta construido así:

· Acero:

42 Kilómetros de tubería de acero de diámetros de 20 y 16", que corresponde al eje matriz del Gasoducto.

23 Kilómetros de tubería de acero de 3, 4, 6, 8" de diámetro.

Los rangos de presión manométrica garantizados por EE.PP.M. para las líneas de acero están entre 6,9 (caudal máximo) y 20,7 Bar (caudal mínimo).

· Polietileno

1400 Kilómetros de tubería de polietileno de media densidad en tuberías de arteria de 63, 90, 110, 160 mm de diámetro y de anillo de 25, 32 mm de diámetro.

Los rangos de presión manométrica garantizados por EE.PP.M. para las tuberías de arteria están entre 2.07 y 4 Bar (para máximo y mínimo caudal respectivamente)

Los rangos de presión manométrica garantizados por EE.PP.M. para las tuberías de anillo están entre 1.38 y 4 Bar (para máximo y mínimo caudal respectivamente).

El rango de temperaturas de operación del Gasoducto de Distribución esta entre 10^oC y 40^oC.

El trazado de la tubería para la acometida debe garantizar el cumplimiento de las normas establecidas sobre separación de otros servicios, facilitar los trabajos de mantenimiento, minimizar los riesgos de daños por parte de terceros y cumplir toda la normativa aplicable sobre seguridad. Las normas técnicas aplicables para estos casos son, entre otras, la NTC 1746 "Tubos de polietileno para conducción de gases a presión en construcciones y obras civiles" y la NTC 3728 "Gasoductos. Redes de Distribución Urbana de Gas".

Se dispone actualmente de catorce (14) Estaciones de Regulación y Medición de Distrito operativas y con una proyección de veintiséis (26) Estaciones en total, para garantizar la cobertura en todo el Valle de Aburrá.

El Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá tiene una capacidad instalada de 70.000.000 MPCD. En la actualidad se esta suministrando un caudal pico de 18.000 m³ (S)/hora, de los cuales un 86% esta representado en las industrias discriminadas en el numeral 5.3.

El Gasoducto de Distribución del Valle del Aburrá tiene una configuración de Espina de Pescado a lo largo del corredor del Río Medellín en su eje matriz y se deriva en

ramales de acero así: Girardota, Ancón Norte (Predios Incolmotos), Copacabana, Bello, Castilla, Robledo, Laureles, Belén, Poblado, Barrio Colombia, Calle 10, Aguacatala, Itagüí, Sabaneta y Caldas. Se tienen proyectadas doce estaciones mas, entre las cuales se pueden enumerar Popular, Manrique, San Javier, Buenos Aires, Aeropuerto, etc.

Es así como se tiene una cobertura actual de las industrias e instituciones discriminadas en el numeral 5.3, con influencia de arterias de 90, 110 y 160 mm en estos sectores. La disponibilidad de las redes de acero se evidencian en el gráfico número 22.

El municipio de Barbosa esta influenciado por la línea de Transporte de Transmetano, para lo cual se requiere de un City Gate para abastecer industrias importantes como Tejicondor, Kimberly, etc., todas ubicadas en el norte del Valle de Aburrá.

4.4 Potencial de Generación para las presiones y disposición de redes de suministro de Gas Natural en el Valle de Aburrá.

A continuación se especifican los requerimientos mínimos de la red de distribución, para suministrar el gas necesario y generar la potencia especificada, tanto a una longitud de acometida de 100 metros como de una de 500 metros. Así y de acuerdo a las tablas del numeral 5.3 "Potencialidad de generación distribuida en el Valle de Aburrá", se puede establecer la viabilidad de acuerdo a la disponibilidad de la red en cada industria, comercio o institución y que permita abastecer el gas necesario para generar una potencia determinada por la necesidad de cada usuario.

Dentro de los cálculos del caudal de gas natural, se tuvo en cuenta el Poder calorífico inferior del gas natural de Guajira, la Potencia efectiva de los equipos y la eficiencia de los mismos.

Para las consideraciones de la Potencia en sitio (Medellín), se consideraron las condiciones de altitud, Temperatura y Humedad Relativa de sitio.

Para los cálculos de caída de presión, caudal y velocidad del gas, se utilizaron las tablas de cálculo de redes de Gas de la Subgerencia de Gas de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

4.4.1 Requerimiento de Red de Distribución para Turbinas de Gas.

Para los cálculos de la red óptima, se tuvieron en cuenta las consideraciones técnicas de diseño de la Subgerencia de Gas EE.PP.M, en cuanto a caída de presión, especificaciones de las tuberías, mínimas presiones admisibles en cada tipo de red y condiciones de velocidad del fluido.

4. GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ.

ID	MODELO	REL. DE COMP.	POTENCIA ISC (KW)	POTENCIA EN VECELLIN (KW)	EFIC. %	CALOR DE GAS NATURAL (KJ/M ³)	RED DE SUMINISTRO DE GAS REQUERIDA (COMETIDA 100 M)	RED DE SUMINISTRO DE GAS REQUERIDA (COMETIDA 3000 M)
101	30130010	3.7	1130	9067	28.2	412	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
102	30130010	4.6	1214	9843	28.2	412	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
103	40130112	4.1	1211	10623	28.2	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
104	30130116	4.2	2638	23523	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
105	40130114	4.1	1141	11047	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
106	40130114	4.1	5141	49987	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
107	40130114	4.1	6244	61087	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
108	40130114	4.1	7720	74187	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
109	40130114	4.1	11111	10817	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
110	40130114	4.1	14710	14317	27.8	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
111	40130114	4.2	10300	10017	28.2	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm
112	40130114	4.2	11411	11117	28.2	1017	Red de Fe de 114 mm	Red de Fe de 114 mm

Tomado de GT PRO THERMOFLOW INC Software 1999

Tabla No. 10 Requerimiento de Red de Distribución para Turbinas de Gas

2

De la anterior tabla se deduce que para Turbinas a gas de una potencia superior a los 6,4 MW, se requiere de una red de suministro de Gas Natural de acero con un diámetro superior a 3 pulgadas, recordando que los diámetros que se tienen disponibles en el eje matriz son de 3, 4, 6, 8, 16 y 20 pulgadas. Para considerar proyectos con estas potencias o mayores se requiere que la ubicación de la Turbina se encuentre bajo la influencia del eje matriz del Gasoducto de Distribución, de lo contrario se requeriría de grandes inversiones en tendido de redes que podrían afectar la viabilidad de un proyecto.

Para potencias inferiores a 5,2 MW se puede pensar en abastecer el Gas Natural con redes de suministro de 160 mm de diámetro y menores de acuerdo a cada potencia especificada en la tabla.

Un aspecto importante a tener en cuenta es la presión de suministro de la red, ya que para abastecer la Turbina de Gas se requiere de que la presión de inyección del Gas Natural sea un 35% por encima de la presión de compresión del aire (ver columna de Relación de Compresión). Para el caso de las Turbinas abastecidas de la red de acero no se requeriría comprimir el Gas Natural por la presión de operación de la misma, pero para el caso de las Turbinas abastecidas de las redes de Polietileno se requeriría de comprimir el Gas Natural con el propósito superar la presión del aire comprimido en el Turbocompresor.

Es de anotar que para poner en operación una Turbina de Gas alimentada del Gasoducto de Distribución, se requiere previamente verificar las cargas de cada circuito, con el propósito de determinar las máximas caídas de presión.

4.4.2 Requerimiento de Red de Distribución para Microturbinas de Gas.

Para la siguiente tabla se tuvieron las mismas consideraciones técnicas del numeral anterior, considerando dos extremos de potencia de generación para las microturbinas

² Tomado de GT PRO THERMOFLOW INC Software 1999

(28 a 200 KW).

3

De la anterior tabla se deduce que prácticamente cualquier proyecto de GD con tecnologías de Microturbinas y con las Potencias aquí expresadas, es viable en el Valle de Aburrá, desde el punto de vista de disponibilidad del energético primario Gas Natural, pues como se ver en el capítulo 5 existe una alta influencia de redes para cada industria, comercio o institución y que cumplen con las características aquí expresadas.

4.4.3 Requerimiento de Red de Distribución para motores de combustión interna de Gas.

Para la siguiente tabla se tuvieron en cuenta las condiciones de Medellín y una eficiencia media de 35% para cada equipo.

Modelo	Potencia (KW)	Consumo de Gas Natural (litros/hora)	Consumo de Gas Natural (m ³ /hora)	Red de Distribución de Gas Natural (mm)	Red de Distribución de Gas Natural (mm)
3412TA	240	402.00	102.87	Red de PE de 03" m	Red de FE de 20 mm
3406TA(280KW)	280	271.57	68.03	Red de PE de 03" m	Red de FE de 25 mm
3400TA(275KW)	270	233.40	58.48	Red de PE de 03" m	Red de FE de 25 mm
3406TA(280KW)	280	191.97	47.94	Red de PE de 03" m	Red de FE de 25 mm
3414TA(300KW)	300	154.11	38.52	Red de PE de 03" m	Red de FE de 25 mm

Tabla no. 12. Requerimiento de Red de Distribución para motores de combustión interna de Gas.

4

De la anterior tabla se puede deducir que al igual que las Microturbinas, los motores de combustión interna que trabajan a Gas son viables desde el punto de vista de disponibilidad de redes de abasto de Gas Natural y que tienen la capacidad de alimentar una o varias unidades de generación a los diferentes centros de consumo especificados en el capítulo 5.

Es de anotar que las unidades de motores de combustión a gas no tienen la restricción de la presión de suministro, en vista de que las presiones de trabajo son mucho menores a las requeridas en las Turbinas y Microturbinas a Gas.

De acuerdo con las tablas 10, 11, 12 y donde se evidencian las necesidades técnicas para la red de suministro de Gas Natural, como energético primario para abastecer tecnologías GD en el Valle de Aburrá, se debe cruzar dicha información con la disponibilidad de redes para cada usuario en particular y que se especifican en el numeral 5.3.

³ Tomado de www.microturbine.com

⁴ Tomado de caterpillar.com

5. VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL VALLE DE ABURRÁ

Los potenciales agentes interesados en los proyectos de GD en determinada región o mercado, pueden ser:

- Clientes Industriales, comerciales o residenciales que al identificar ventajas comparativas y competitivas que les pueda representar la GD, toman la iniciativa.

- Nuevos agentes en el mercado.

- Las Empresas Distribuidoras.

Los objetivos de una Empresa Distribuidora de Energía, para incursionar en generación distribuida, pueden ser [15]:

- Satisfacer el pico de la demanda.

- Incrementar la confiabilidad a los clientes.

- Tener servicios de soporte de red (Voltaje, Reactiva, Reserva para contingencias, etc.).

- Disminuir costos de transmisión y distribución al instalar pequeños pero eficientes generadores distribuidos y cerca a la carga.

- Disminución pérdidas técnicas.

- Diferir inversiones en la red.

-Mejorar utilización de activos.

-Optimizar la operación del sistema.

Se prevé en un futuro próximo la fuerte utilización de generación distribuida como un nuevo negocio, donde pequeños generadores, intentarán conectarse a sus redes para vender la energía que generen en sus plantas.

5.1 Impacto sobre la red.

Al conectar un generador a un sistema de distribución, se presentan impactos operativos y de costos, los cual se debe analizar.

Los generadores conectados a la red de distribución, aumentan confiabilidad de los clientes, pero disminuyen la confiabilidad del sistema T & D.

Cuando se conectan a un sistema de distribución radial, cambian la situación de los sistemas radiales, por aparecer nuevos nodos fuente, esto implica cambios operacionales y requerimiento de equipos adicionales, los cuales dependen de la ubicación y tamaño de los generadores. Es por tanto necesario efectuar un diseño de la interacción de los generadores con otros equipos.

Básicamente la interacción del generador con el sistema de distribución, impacta 4 aspectos, a saber:

- Niveles de voltaje
- Flujos de carga y capacidad.
- Necesidades de protección
- Aspectos operativos.

En cuanto al impacto en niveles de voltaje, los generadores mejoran la regulación de voltaje. Su mejor ubicación es al final del alimentador, donde el voltaje es menor y donde más fluctúa.

El impacto sobre el voltaje debe analizarse teniendo en cuenta los reguladores y capacitores suicheables instalados en la red.

Hay dos (2) formas de operación de generación distribuida para propósitos de manejo del voltaje: primera: Operarlos con la consigna de generar potencia, en cuyo caso suministra potencia durante el pico sin tener en cuenta voltaje.(Operación P-Q). Segunda: Operación P-V en el nodo: En este caso la consigna es mantener un voltaje constante, mientras suministra Potencia.

La herramienta básica para integrar la generación distribuida, al control global del sistema es la automatización de la distribución, cuyo rol básico es efectuar un manejo coordinado de las acciones de todos los recursos disponibles para operación del sistema de distribución (Equipos, DSM, generación distribuida, Recursos Humanos - cuadrillas, operadores – etc.)

5.2 Generación Distribuida en el Valle de Aburrá.

Desde el punto de vista de diferir inversiones en la red, el tema de generación distribuida no parece ser negocio para EEPPM por el hecho de tener actualmente holgura en su capacidad instalada para atender la demanda. Sin embargo por la forma en que ha evolucionado el tema en otros países y lo que pronostican los expertos, se puede prever con alta probabilidad de acierto, que habrá intentos de otros agentes para ingresar al negocio, en el SDL de EEPPM. Esta es la razón por la cual el tema si afecta a EEPPM y por lo tanto se debe estudiar y estar preparados para llevar la delantera. Adicionalmente si las condiciones regulatorias lo permiten se puede, si el negocio es bueno, incursionar con generación distribuida, en SDL's de otros distribuidores.

De otro lado los clientes en su afán de lograr mayor eficiencia energética se asesorarán y uno de los resultados, será incursionar en cogeneración o autogeneración de electricidad en sus instalaciones.

En consecuencia, Si EEPPM no entra en el negocio de generación distribuida y generación dispersa, entran otros.

5.3 Potencialidad de generación distribuida en el Valle de Aburrá

De acuerdo al gráfico 25, la disponibilidad de redes de acero y de las cuales se desarrollan los circuitos en redes de Polietileno, a partir de una Estación de Regulación de Distrito, para el Valle de Aburrá se tienen cubiertas los diferentes centros de consumo y en los cuales se pueden implementar tecnología GD, tal es el caso de las grandes industrias, comercios importantes, hoteles, hospitales y demás.



Gráfico 25. Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá. [15]

De acuerdo a la disponibilidad de las redes de gas natural en los diferentes puntos de consumo del Valle de Aburrá y de las industrias e instituciones que consumen energía eléctrica, que hacen parte de un buen mercado objetivo para la Generación Distribuida o dispersa, a continuación se detallan los consumos tanto de gas natural como de la energía eléctrica y se especifican las redes de gas disponibles a una distancia no mayor de 500 metros, en función del consumo del Gas Natural, a cada uno de los consumidores:

5.3.1. Grandes clientes [15].

Tabla

5. VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL VALLE DE ABURRÁ

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
ENKA	GC	2,057,089	14,818	Acero de 4" - 160mm
MANCESA	GC	1,220,054	2,833	Acero de 4" - 160mm - 63mm
LOCERIA COLOMBIANA	GC	799,127	1,840	160mm
FAMILIA	GC	422,324	5,931	160mm - 110mm - 90mm
PIGMENTOS	GC	406,471	1,583	Acero de 4" - 160mm - 90mm
NOEL	GC	380,390	1,487	Acero de 4"
PELDAR	GC	353,217	2,657	Acero de 8" - 160mm
FLA	GC	138,832	231	Acero de 16" - 160mm
GAMMA	GC	259,860	672	Acero de 16"
COLCAFE	GC	241,309	721	Acero de 16" - 160mm - 110mm
LINDALANA	GC	240,964	1,524	Acero de 16" - 160mm - 110mm

5.3.2 Clientes Regulados con consumos importantes [15].

Tabla **

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
INEXTRA	R	234,837	1,112	90mm
CRYOGAS S.A	R	267,151	3,853	160mm
SUMICOL	R	170,981	874	Acero de 16" - 160mm - 110mm
FABRICATO	R	153,328	2,891	160mm
EMA Y CIA LTDA	R	135,004	684	110mm - 90mm
PROCOPAL	R	126,520	100	160mm
PROLECHE	R	107,056	467	110mm - 90mm
SIMESA	R	105,820	671	Acero de 3"
SINTETICOS	R	86,571	556	90mm - 63mm
PLASTIQUIMICA	R	79,672	457	160mm - 110mm
SOFASA	R	72,401	2,398	Acero 8" - 160mm
HACEB GUASIMAL	R	72,096	255	160mm
GRASAS VEGETALES	R	59,849	1,868	160mm
TEÑIMOS	R	51,919	364	110mm 90mm
LITOEMPAQUES S.A.	R	51,294	135	90mm
DELMAÍZ	R	50,269	1,539	160mm
EMU	R	48,994	44	160mm - 63mm
CONTEGRAL	R	47,083	396	90mm
PRODUCTOS QUIMICOS PANAMERICANOS	R	43,632	4,035	90mm
JAC COLOMBIA S.A	R	43,117	30	160mm - 63mm
INDUGA	R	42,613	18	160mm
POBLADO COUNTRY CLUB	R	40,684	144	90mm
MC CAIN ANDINA S.A	R	39,085	28	160mm
HOLASA	R	38,137	258	90mm - 110mm
LAVANSER	R	35,975	33	110mm
FULLER	R	32,429	155	110mm - 63mm
H.G.M	R	32,358	407	90mm
PERMAN	R	32,202	94	90mm
HACEB NEVERAS	R	31,851	354	160mm

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me)	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
2				
IDEACE	R	25,130	176	110mm
PANAL	R	24,410	11	110mm
TERMITEX	R	24,080	17	90mm
TECNINSUMOS	R	23,576	14	110mm
ROMA	R	23,493	72	110mm
LANDERS	R	23,032	848	90mm
ARTEXTIL LTDA	R	22,845	142	110mm
CASTIPAN	R	22,118	20	90mm
BONEN S.A.	R	21,923	36	110mm
COMERCIALIZADORA W.A	R	21,032	35	90mm
ROTOPLAST	R	21,025	36	160mm
LITOLAMINAS S.A	R	20,212	33	110mm
FATELARES	R	19,518	874	110mm
ARTEXCOL LTDA	R	18,414	6	160mm - 63mm
MIMOS	R	17,357	73	63mm
VESTIMUNDO	R	17,022	393	110mm - 63mm
MONTESACRO	R	15,223	2	110mm - 63mm
CONTEGRAL CALDAS	R	13,111	55	90mm
PANIFICADORA EL PARAÍSO	R	12,973	18	90mm
CLUB CAMPESTRE EL RODEO	R	10,187	98	110mm
RECO	R	10,187	207	90mm
COLCERAMICA	R	8,648	252	160mm
ALGAMAR LTDA	R	5,818	76	160mm - 63mm
LABORATORIO CARREFOUR LAS VEGAS	R	5,506	226	90mm
CUARTA BRIGADA	R	4,924	15	90mm
SANTA COLOMA	R	4,796	43	160mm - 63mm
MOLDES MED.	R	4,366	825	110mm
CARREFOUR APOLO	R	4,039	1,040	90mm

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
FUNDICIÓN ESCOBAR	R	3,140	15	90mm
MECANICOS UNIDOS	R	3,135	131	110mm - 63mm
MOLDES MEDELLIN- LA ESTRELLA	R	2,914	188	160mm
ACEROS INDUSTRI.	R	2,667	124	110mm
JCT LTDA	R	1,324	25	63mm
INDUCID	R	737	210	110mm
CROWN	R	509	25	160mm - 90mm
SERVICOLOR	R	363	195	160mm
INDUGEVI	R	0	272	110mm
PLANTA SAN FDO	R	0	1,614	110mm
VICUÑA	R	0	496	160mm

5.3.3 Hoteles [15].

Tabla***

5. VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL VALLE DE ABURRÁ

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me)	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
Hotel Dann Carlton	R	3,995.92	35	160mm - 90mm
HOTEL BALCONES DEL ESTADIO	R	138	28	90mm
HOTEL BELFORT MED.	R	1,768.03	118	160mm
Hotel Estadio Plaza	R	185	36	90mm
Hotel Sheraton Four Points (Forte)	R	7,694.45	131	110mm
Hotel Intercontinental	R	32,069.45	396	160mm - 90mm
HOTEL PARK 10	R	1,270.92	57	160mm
HOTEL POBLADO PLAZA	R	3,945.79	119	90mm
HOTEL PORTON DE OVIEDO	R	1,358.01	81	160mm
Hotel Lukas	R	270.7	26	90mm
Hotel Park 10 - Restaurante	R	424.89	57	160mm

5.3.4 Hospitales [15]

Tabla****

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

CLIENTES	MERCA	GAS NT (m3s/me	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
Hosp. Manuel Uribe Ángel	R	1,556.00	83	90mm
Hospital General Medellín	R	34,141.00	407	90mm
Clínica de la Policía	R	405	89	90mm
Clínica Cardiovascular	R	19,351	209	63mm
Clínica infantil Santa Ana	R	130	78	110mm
Clínica Bioforma	R	23	65	90mm

Actualmente se tiene disposición de redes de Gas Natural en instituciones como el Hospital San Vicente de Paúl, el Seguro Social, Clínica Las Vegas, Hospital Medellín, Clínica El Rosario, Las Américas, entre otras.

5.3.5 Estaciones de Gas Natural Comprimido [15].

Tabla*****

CLIENTES	MERCADO	GAS NT (m3s/mes)	CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA KW (de acuerdo al consumo real de marzo de 2003)	RED DISPONIBLE PARA EL SUMINISTRO DE GAS
Terpel (Exposiciones)	R	261,737	81.71	Acero 20"
Terpel Antioquia (Cr. 65)	R	168307	53.16	Acero 20"
Hidrocarburos	R	154,770	44.35	Acero 16"

De acuerdo a las tablas de los numerales 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3, 5.3.4, 5.3.5 y en las cuales se presentan los datos de consumos promedios mes de gas natural, la capacidad necesaria de suministro de energía eléctrica basada en los consumos promedios mes y la disponibilidad de redes de gas, tanto de acero como de Polietileno, para las industrias del mercado Regulado y no regulado con consumos importantes, se tiene una base de análisis para determinar la viabilidad en el aspecto de disponibilidad de un energético primario, a las puertas de cada una de las industrias, para abastecer una unidad

generadora de electricidad de acuerdo a las necesidades particulares.

De acuerdo a lo tratado en el numeral 4.4, donde se establecen las necesidades mínimas de red para abastecer una unidad generadora de determinada potencia y a las tablas 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3, 5.3.4, 5.3.5, donde se especifican las redes disponibles, se concluye que es viable desde el punto de vista disponibilidad de gas natural la GD para las industrias en cuestión, utilizando como tecnologías de conversión energética turbinas a gas, motores y microturbinas, a excepción de las industrias del norte del Valle de Aburrá, como es el caso de Mancesa y Enka, industrias para las cuales la red disponible de acero de 4" es insuficiente para abastecer una unidad generadora, en vista de que dicha red esta saturada por la demanda actual de gas natural para los procesos. Por lo tanto se requeriría de una red de respaldo con el propósito de abastecer un incremento de la demanda, en el caso de que se tome la decisión de implementar tecnologías de GD en esta zona y que funcionen con gas natural.

Es de anotar que en el caso que se requiera derivarse de una línea de acero de gas, con el propósito de abastecer una unidad GD o expandir el sistema de acero, se disponen de métodos de derivación en caliente sin necesidad de suspender el servicio de la línea.

Si se considera como mercado objetivo importante para la GD los residenciales de estratos 5 y 6 del Valle de Aburrá, cabe mencionar que dentro del programa de expansión del Gasoducto, estos clientes objetivo están cubiertos cercanamente al 100%, en cuanto a la disponibilidad de redes. Están dadas las condiciones para que en estos sectores se desarrollen celdas de combustible, Microturbinas y pequeños motores a gas, situación que puede acelerarse con un incremento excesivo de tarifas de energía eléctrica.

5.3.6 Demanda acumulada por sector en el año 2003

A continuación se muestra un gráfico donde se representan los porcentajes de participación en la demanda de gas natural por cada sector, para el Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá.

Es de anotar que dentro del plan de masificación para el Gasoducto de Distribución, se tienen proyectadas unas demandas de treinta millones de pies cúbicos al día para el sector residencial, situación que cambia el panorama actual de participación por sector.

Para el sector industrial el nivel de cobertura de redes esta en su gran medida adelantado, por lo que un incremento de la demanda de gas natural en este sector, se presentaría dentro de un programa de sustitución de energéticos.

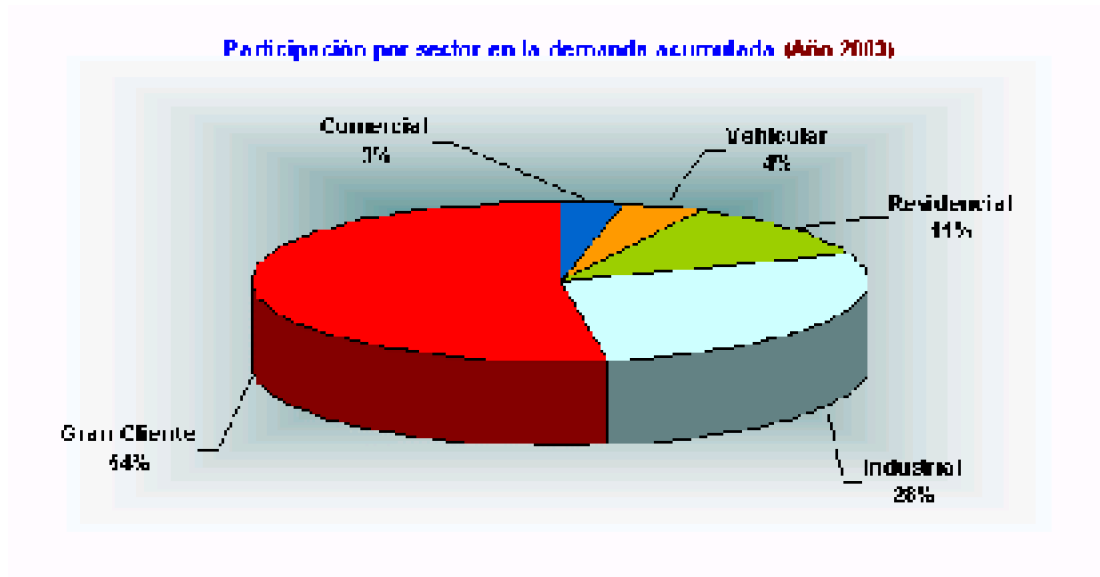


Figura 26. Participación por sector en la demanda acumulada de gas natural en el Valle de Aburrá [15].

5.4 Aspectos a tener en cuenta para determinar la viabilidad de GD en el Valle de Aburrá.

5.4.1 Evolución y perspectivas gas natural.

En el gráfico 27, se presenta la evolución de precios de los diferentes combustibles en un período comprendido entre los años 1999 y 2003, donde se puede resaltar el desarrollo de los precios del gas natural que tiene un comportamiento ascendente pero sujeto a las disposiciones estatales y paralelo el comportamiento del carbón, que como se verá mas adelante, tiene un desempeño casi constante en el tiempo.

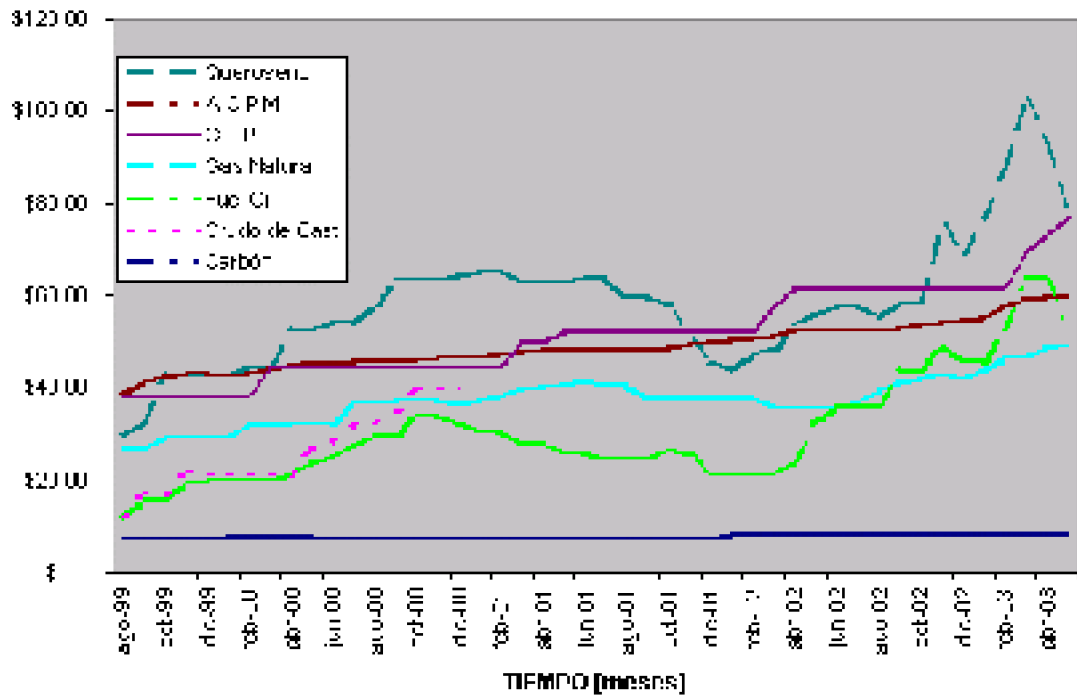


Figura 27. Precios de los Combustibles en \$/ kW-h, sector no residencial, periodo comprendido entre el mes de agosto de 1999 y mes de mayo de 2003. [15]

5.4.1.1 Reservas de Gas Natural en Colombia.

El potencial de hidrocarburos de las cuencas sedimentarias, contabiliza 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, de los cuales 96 TBC corresponden al potencial de gas.

Los volúmenes remanentes de gas, a diciembre de 2001, ascendieron 7.490 GPC y tendiendo en cuenta que el nivel de suministro para ese mismo año era de 218 GPC, el tiempo de duración de las reservas de gas se esperaba fuera de 34 años, con los volúmenes actuales.

5.4.1.2 Proyección de precios de gas natural. [13]

Para la proyección de los precios del Gas Natural se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Boca de pozo. Para el período comprendido entre el 2002 a 2005, se considera la regulación actual, con precios en boca de pozo vigentes a enero del 2002:

- Resolución de la comisión de precios de petróleo y gas natural No. 39 de 1975: 1.6339 US\$/MBTU.

- Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 061 de 1983:

- 1.227 US\$/MBTU (Gas Natural No Asociado de la Región Oriental y Costa Afuera).

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

1.357 US\$/MBTU (Gas Natural No Asociado Costa Norte y Valle Medio del Magdalena).

Para las proyecciones se considera adicionalmente la aplicación de la Resolución CREG 023/2000 que ratifica las resoluciones para la determinación de los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo:

Para el gas natural libre producido en los campos de la Guajira, Resolución 039/1975.

Para el periodo 2006 a 2015, se considera la aplicación de la Resolución 023/2000, que estipuló libertad de precio de gas natural en boca de pozo a partir de septiembre de 2005, el ejercicio consistió en determinar un precio único a nivel nacional mediante el procedimiento denominado netback.

La valoración netback en boca de pozo permite determinar los límites (inferior y superior) que podría alcanzar el precio del gas natural en boca de pozo para seguir siendo competitivo frente a los combustibles sustitutos, así:

Límite inferior: El precio del gas en el límite inferior estaría dado por su sustituto mas barato.

Límite superior: El precio del gas en el límite superior estaría en el sector de la generación eléctrica.

Así en el gráficos no. 28 y 29, se pueden observar las proyecciones del precio del gas natural en boca de pozo para el gas de Guajira y de Cusiana respectivamente:

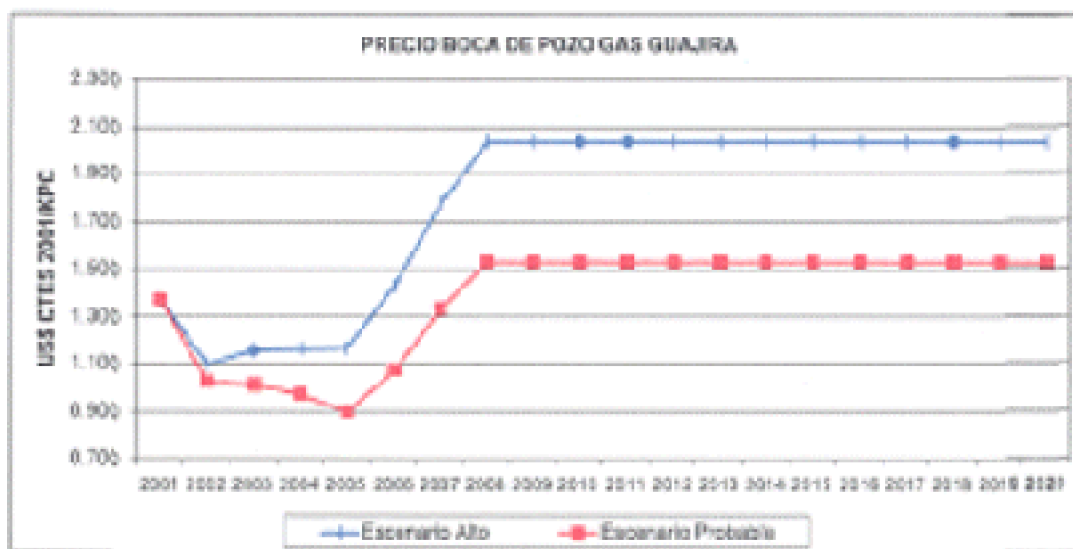


Figura 28. Proyecciones del precio de Gas natural de Guajira. [13].

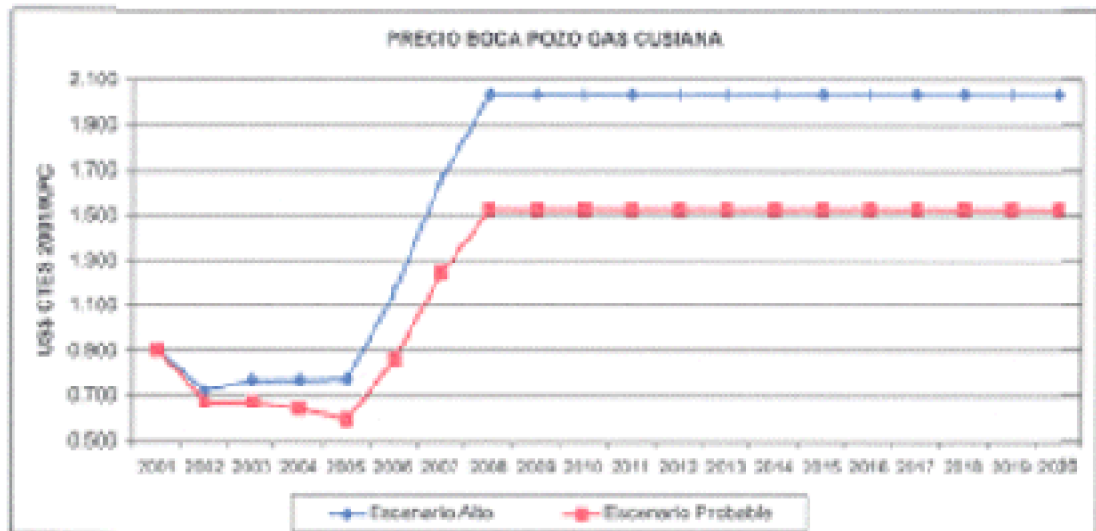


Figura 29. Proyecciones del precio de Gas natural de Cusiana. [13].

5.4.2 Proyección de precios de carbón. [13]

El escenario de precios de carbón en planta térmica considera una estabilidad del precio de este energético en términos constantes durante el horizonte de análisis, debido a que supone que continúan los problemas de organización de la industria, de minería ilegal y de la oferta del mineral a precios por debajo de los de equilibrio en la minería organizada del interior del país. Se asume que los precios pueden modificarse en términos corrientes, únicamente al considerar las actualizaciones de costos de transporte desde la boca de mina hasta el centro de consumo. Ver gráfico número 27 precios de combustibles en \$/KW-h.

De continuar la tendencia estable del precio del carbón, se podría deducir que este se convierte en el energético que mas fuertemente compite con el Gas Natural para la implementación de las tecnologías GD. Pero se debe tener en cuenta que si bien el precio del energético primario es un aspecto crítico a tener en cuenta, también se debe analizar que las tecnologías como las Microturbinas y Celdas de Combustible no son compatibles con el carbón, ya que para hacer uso de este energético se requiere de grandes inversiones para gasificarlo, con los consabidos problemas ambientales.

5.4.3 Proyecciones de la energía eléctrica.

A continuación se presentan los escenarios actuales de tarifas en el Valle de Aburrá, tanto para el sector residencial como no residencial.

Resulta importante resaltar las tarifas de los Niveles 1, 2, 3 y 4 para el sector industrial, en cuanto a que se deben tener en cuenta al momento de estudiar la prefactibilidad de un proyecto de GD, para este sector en particular.

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

TARIFAS MONOMÉTRAS RESIDENCIALES Y NO RESIDENCIALES		\$/kWh													
Consumos del		Dic-Nov/02		Nov-Dic/02		Dic-Ene/03		Ene-Feb/03		Feb-Mar/03		Mar-Abr/03		Abr-May/03	
Facturas mensuales:		Nov-Dic/02	Dic-Ene/02	Ene-Feb/03	Feb-Mar/03	Mar-Abr/03	Abr-May/03	May-Jun/03	Jun-Jul/03	Jul-Ago/03	Ago-Sep/03	Sep-Oct/03	Oct-Nov/03	Nov-Dic/03	
Estrato 1.															
U - CF kWh		77.28	78.51	79.27	79.37	81.93	85.07	84.53							
CH - 200 kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
MPS DE 200 kVA															
Estrato 2.															
U - CF kWh		84.71	86.27	86.91	86.47	88.83	93.03	91.20							
CH - 200 kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
MPS DE 200 kVA															
Estrato 3.															
U - CF kWh		131.33	133.54	134.53	134.37	138.33	144.67	144.71							
CH - 200 kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
MPS DE 200 kVA															
Estrato 4.															
U - CF kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
Estrato 5 y 6.															
U - CF kWh		135.42	138.57	139.48	139.48	139.73	204.17	203.50							
Áreas Comunes Residencial															
Estratos 1 al 1															
U - CF kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
Estratos 5 y 6															
U - CF kWh		135.48	138.57	139.48	139.48	139.73	204.17	203.50							
Nivel 1 No Residencial															
Oficial, Comercial, Remesas															
U - CF kWh		134.57	137.23	138.73	138.73	138.93	170.14	163.56							
Industrial y Comercio															
U - CF kWh		135.48	138.57	139.48	139.48	139.73	204.17	203.50							

Tabla 13. Tarifas Residenciales y no Residenciales para el Valle de Aburrá. [15]

TARIFAS MONOMÉTRAS INDUSTRIALES Y COMERCIALES		\$/kWh													
Consumos del		Dic-Nov/02		Nov-Dic/02		Dic-Ene/03		Ene-Feb/03		Feb-Mar/03		Mar-Abr/03		Abr-May/03	
Facturas mensuales:		Nov-Dic/02	Dic-Ene/02	Ene-Feb/03	Feb-Mar/03	Mar-Abr/03	Abr-May/03	May-Jun/03	Jun-Jul/03	Jul-Ago/03	Ago-Sep/03	Sep-Oct/03	Oct-Nov/03	Nov-Dic/03	
SECTORES INDUSTRIAL Y COMERCIAL															
Nivel 1															
Energía Punta		139.03	138.53	138.81	138.03	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		139.53	138.82	138.24	138.33	138.93	170.14	163.56							
Nivel 2															
Energía Punta		138.53	138.27	138.82	138.03	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		139.03	138.53	138.81	138.03	138.03	170.14	163.56							
Nivel 3															
Energía Punta		139.73	138.03	138.03	138.44	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		138.83	138.03	138.82	138.04	138.73	170.14	163.56							
Nivel 4															
Energía Punta		138.67	138.27	138.81	138.83	138.07	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		139.03	138.03	138.81	138.03	138.03	170.14	163.56							
SECTORES INDUSTRIAL, COMERCIAL, TURÍSTICO															
Nivel 1															
Energía Punta		135.87	138.73	138.88	138.36	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		138.53	138.82	138.24	138.33	138.93	170.14	163.56							
Nivel 2															
Energía Punta		138.44	138.03	138.81	138.07	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		138.83	138.03	138.82	138.04	138.73	170.14	163.56							
Nivel 3															
Energía Punta		138.48	138.27	138.81	138.83	138.07	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		138.67	138.53	138.81	138.03	138.03	170.14	163.56							
Nivel 4															
Energía Punta		138.53	138.03	138.81	138.03	138.03	170.14	163.56							
Energía Punta de Punta		138.83	138.03	138.82	138.04	138.73	170.14	163.56							

Tabla 14. Tarifas No Residenciales. [15]

En el gráfico 30 se muestra la evolución del precio en bolsa nacional y en contratos desde enero de 1995 hasta febrero de 2002.

5. VIABILIDAD DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL VALLE DE ABURRÁ

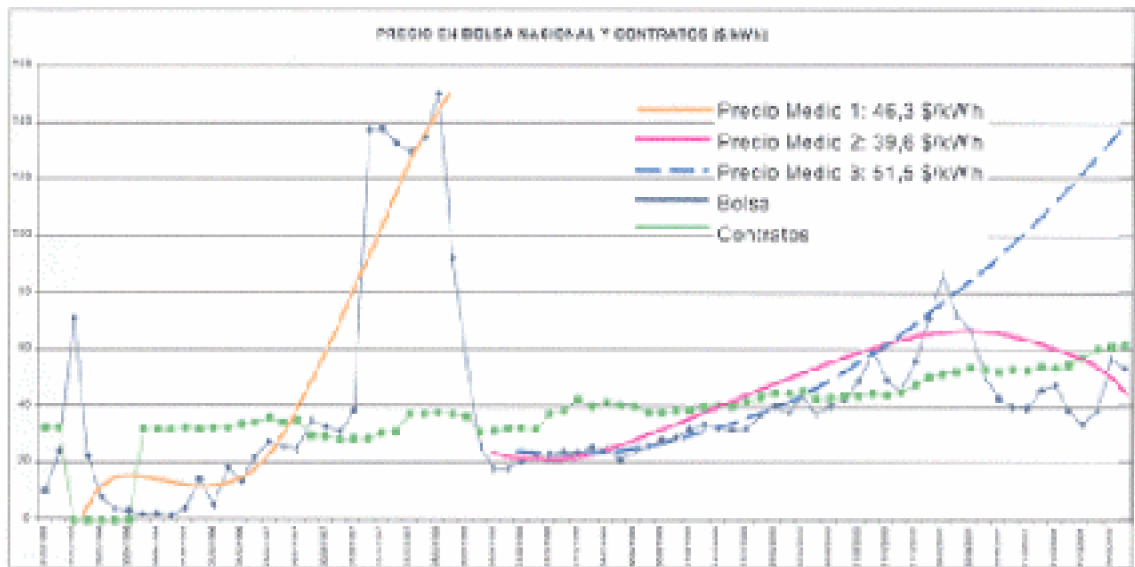


Figura 30. Evolución del precio en bolsa nacional . [13]

Dentro de las proyecciones de demanda nacional de energía eléctrica la UPME tiene en cuenta los siguientes parámetros:

Tasa de crecimiento del PIB.

Pérdidas, teniendo en cuenta la meta del 13% en el año 2015 tal y como se establece en la Resolución CREG 112 de 1996 en cuanto a las pérdidas reconocidas el nivel I de tensión.

Programa de sustitución de energéticos.

Con lo anterior a continuación se presentan los escenarios de proyección de potencia máxima.

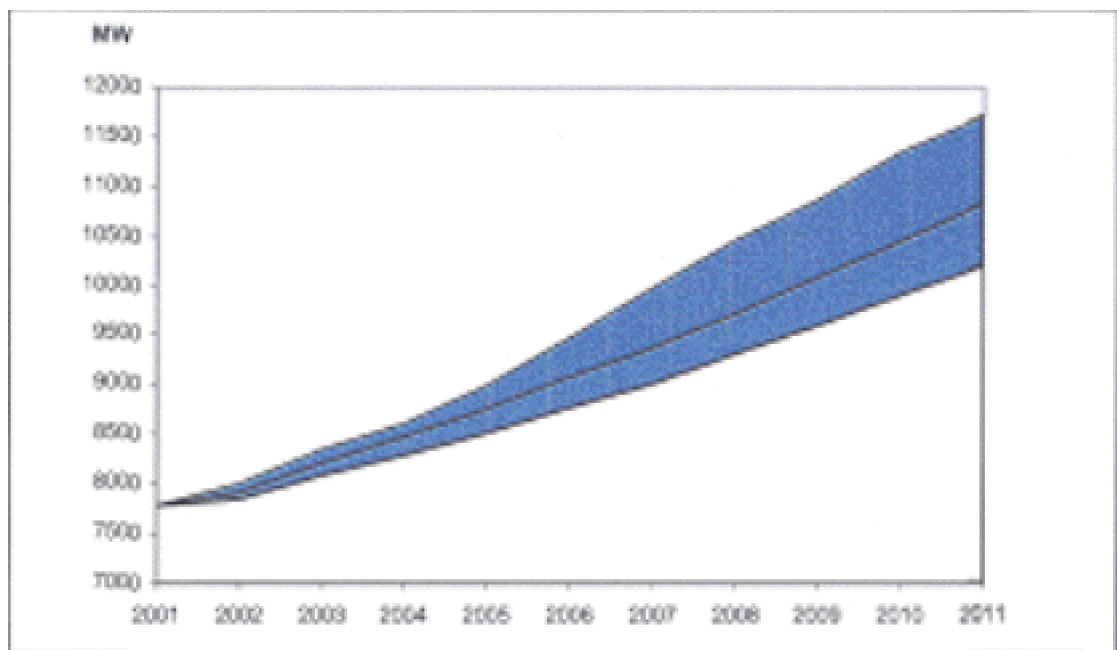


Figura 31. Túnel de proyección de potencia. [13]

EXPLORACIÓN PARA LA VIABILIDAD DE LOS SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE POTENCIA EN EL VALLE DE ABURRÁ.

	ESC. ALTO (MW)	TASA	ESC. MEDIO (MW)	TASA	ESC. BAJO (MW)	TASA
2001	7787		7787		7787	
2002	7997	2.7%	7902	1.5%	7839	0.7%
2003	8340	4.3%	8207	3.9%	8009	3.2%
2004	8606	3.2%	8401	3.1%	8279	2.3%
2005	8992	4.4%	8754	3.5%	8514	2.8%
2006	9469	5.3%	9061	3.5%	8768	3.0%
2007	9967	5.3%	9379	3.5%	9014	2.8%
2008	10445	4.0%	9713	3.6%	9302	3.2%
2009	10864	4.0%	10071	3.7%	9595	3.1%
2010	11331	4.3%	10439	3.7%	9892	3.1%
2011	11691	3.2%	10819	3.6%	10198	3.1%

Tabla 15. Proyección de potencia 2002-2011. [13]

La proyección de los consumos por sector de acuerdo a la UPME se discriminan en la figura 32.

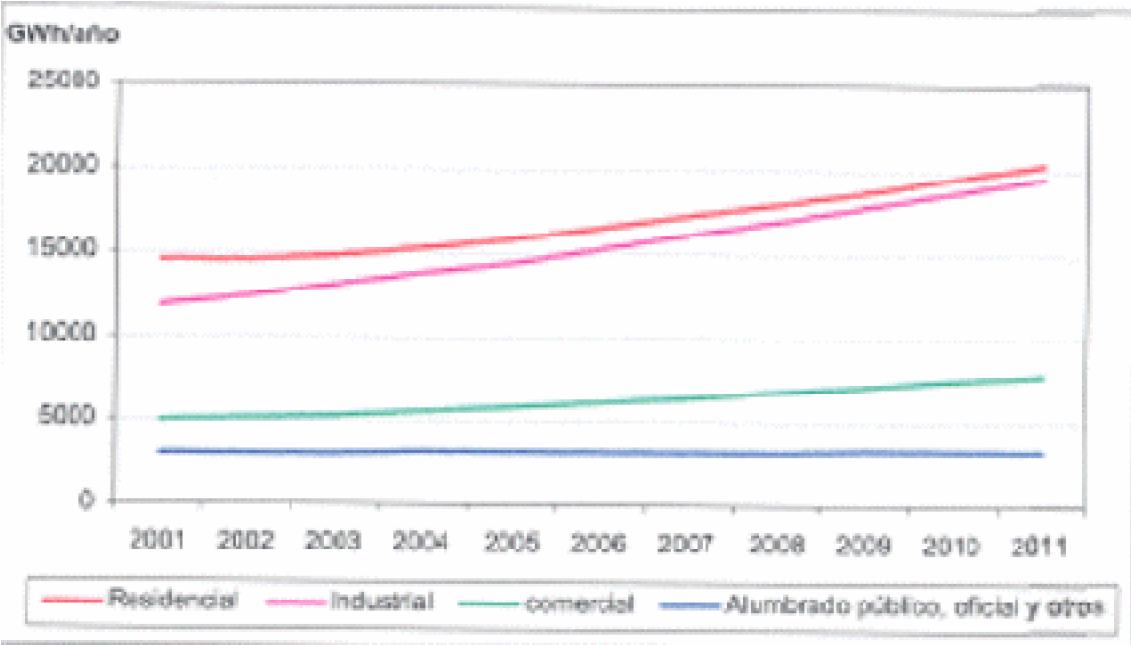


Figura 32. Consumos proyectados por sector. [13]

De acuerdo a la capacidad instalada y a la potencia proyectada se obtiene el siguiente el gráfico 33.

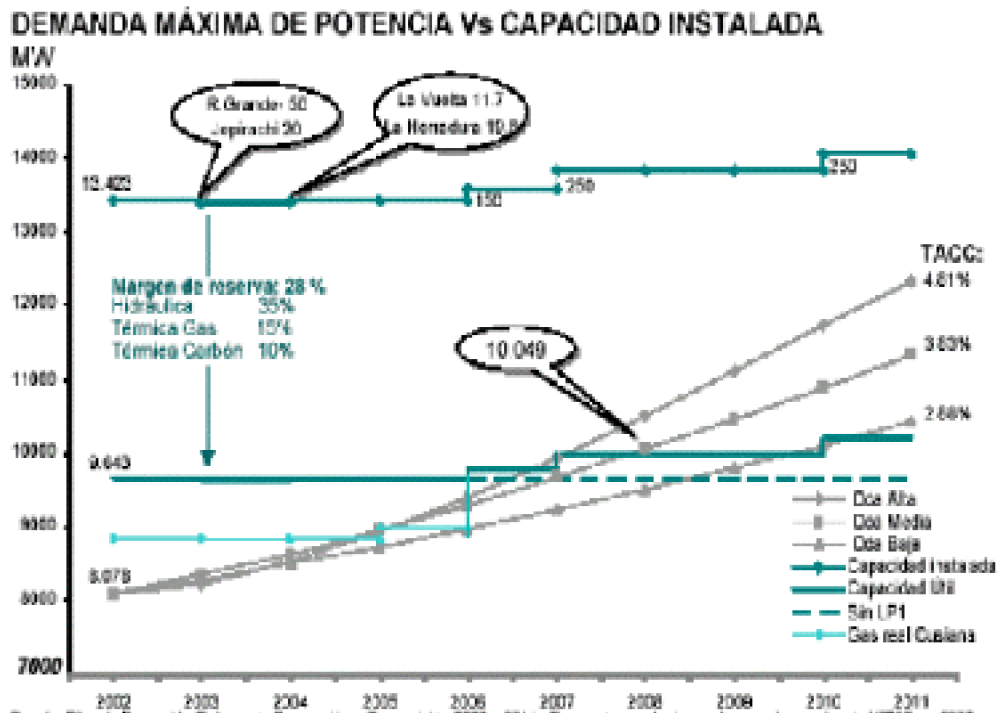


Figura 33. Proyección de Oferta vs. Demanda de energía eléctrica. [15]

De acuerdo con el anterior gráfico, el panorama del margen de energía demandada vs. Energía ofertada es cada vez mas pequeño, por lo tanto y con el propósito de mantener un sistema confiable y capaz de abastecer las necesidades incrementales de energía, se requerirá de inversiones sea de grandes centrales o de pequeñas unidades de generación instaladas en los centros de consumo. Cada opción con sus ventajas y desventajas.

5.4.4 Aspectos Ambientales.

Para determinar la viabilidad de los sistemas de GD en el Valle del Aburrá, se deben tener en cuenta las disposiciones de tipo ambiental y que se establecen en la reforma tributaria (Ley No. 788 de Diciembre de 2002):

ARTÍCULO 18. Otras rentas exentas. Adiciónase el Estatuto Tributario con el siguiente artículo:

"Artículo 207-2 Otras rentas exentas: Son rentas exentas las generadas por los siguientes conceptos, con los requisitos y controles que establezca el reglamento:

Venta de energía eléctrica generada con base en los recursos eólicos, biomasa o residuos agrícolas, realizada únicamente por las empresas generadoras, por un término de quince (15) años, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

Tramitar, obtener y vender certificados de emisión de bióxido de carbono, de acuerdo con los términos del Protocolo de Kyoto.

Que al menos el cincuenta por ciento (50%) de los recursos obtenidos por la venta de dichos certificados sean invertidos en obras de beneficio social en la región donde opera el generador.

ARTÍCULO 78. Deducción por inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente. Modifíquese el artículo 158-2 del Estatuto Tributario, el cual queda así:

Artículo 158-2. Deducción por inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente. Las personas jurídicas que realicen directamente inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente, tendrán derecho a deducir anualmente de su renta el valor de dichas inversiones que hayan realizado en el respectivo año gravable, previa acreditación que efectúe la autoridad ambiental respectiva, en la cual deberán tenerse en cuenta los beneficios ambientales directos asociados a dichas inversiones.

El valor a deducir por este concepto en ningún caso podrá ser superior al veinte por ciento (20%) de la renta líquida del contribuyente, determinada antes de restar el valor de la inversión.

No podrán deducirse el valor de las inversiones realizadas por mandato de una autoridad ambiental para mitigar el impacto ambiental producido por la obra o actividad objeto de una licencia ambiental."

ARTICULO 95. Importaciones que no causan impuesto. Adicionase el artículo 428 del Estatuto Tributario con los siguientes literales:

i. La importación de maquinaria y equipos destinados al desarrollo de proyectos o actividades que sean exportadores de certificados de reducción de emisiones de carbono y que contribuyan a reducir la emisión de los gases efecto invernadero y por lo tanto al desarrollo sostenible.

5.4.5 Ley URE

Artículo 1°. Declárese el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.

URE: Es el aprovechamiento óptimo de la energía en todas y cada una de las cadenas energéticas, desde la selección de la fuente energética, su producción, transformación, transporte, distribución, y consumo incluyendo su reutilización cuando sea posible, buscando en todas y cada una de las actividades, de la cadena el desarrollo sostenible.

2. Uso eficiente de la energía: Es la utilización de la energía, de tal manera que se obtenga la mayor eficiencia energética, bien sea de una forma original de energía y/o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte,

distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad, vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

5.4.6 Proyecto de ley No. 170 DE 2003

Por medio de la cual se fomenta la utilización de alternativas de energización para el sector rural, zonas de acceso difícil, y las islas de San Andrés y Providencia.

ARTICULO 1º. El fomento del uso racional y eficiente de la energía, así como la promoción y utilización de energías alternativas, se sujetará a las disposiciones contenidas en esta Ley.

ARTICULO 4º. Campo de Aplicación. Esta Ley tiene su campo de aplicación en todo el territorio nacional, tanto en el Sistema Interconectado Nacional, S.I.N. en las Islas de Colombia, como en la denominada Zona No Interconectada de Colombia Z.N.I, y en las Zonas de acceso difícil para prestar el servicio de energía.

ARTICULO 6º. Además de las definiciones contenidas en el texto de la Ley 697/01, y para efectos de interpretar y aplicar esta Ley, se entiende por:

8. La generación eléctrica distribuida(GED): se define como la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, o en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de la distribución. La capacidad de dichos generadores se extiende desde pocos vatios hasta 20 MW. La tecnología, disponible para proyectos de GED, incluye todo tipo de energías renovables (fotovoltaica, aerogeneradores, minihidráulica, biomasa, geotérmica, etc.), como de energía convencional (máquinas de combustión interna, máquinas de combustión externa -Stirling-, microturbinas etc.). Debe añadirse a ésta la tecnología innovativa de las celdas de combustible, planificada para comercializarse a partir del año 2001 y la tecnología de almacenaje como baterías, imanes superconductores y condensadores. La producción de las unidades de la GED es modular, lo que permite una economía de producción en masa.

12. Tecnologías No Convencionales y/o Nuevas Tecnologías: son aquellas Tecnologías disponibles a nivel mundial, que no son empleadas o conocidas en Colombia, o son utilizadas de manera marginal, y no se fabrican o comercializan regularmente en el país. Estas tecnologías pueden aprovechar fuentes renovables o no renovables de energía. Su nivel de "sostenibilidad ambiental" está asociado al grado de impacto socioambiental que pueda producir su utilización, y en particular, al nivel de LIMPIEZA ofrecido durante el proceso de generación.

13. Seguridad Energética: Principio mediante el cual el Estado Colombiano promueve y desarrolla alternativas conceptuales, técnicas, financieras y operativas, que garanticen el suministro seguro, continuo, eficiente, y suficiente de energía a los ciudadanos Colombianos.

Dentro de la presente ley se establecen estímulos y sanciones, dentro de lo cual se establecen parámetros importantes para la GD, así:

ARTICULO 30°. Los Ministerios de Minas y Energía y Medio Ambiente, establecerán y/o actualizarán, de manera permanente, los ESTÁNDARES DE EMISIONES PARA LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO, GEI, Y OTROS RESIDUOS CONTAMINANTES.

ARTICULO 31°. En desarrollo del ARTICULO 10° de la Ley 697/01, las exenciones tributarias, incentivos y normas existentes que promueven los procesos limpios y eficientes, y en particular la Ley 488/98 (Estatuto Tributario), ARTICULO 125, el Decreto 2532/01 (Reglamentación del ARTICULO 428 del Estatuto Tributario), en su ARTICULO 3ro, la Resolución 0486/02 (Ministerio del Medioambiente; Solicitudes para la exclusión del IVA según los ARTICULOS 424-5 numeral 4 y 428 literal f), del Estatuto Tributario), la Ley 383/97 (Ciencia y Tecnología. Título I; Renta, Capítulo V: Deducciones, ARTICULO 126-4 adicionado.

ARTICULO 34°. Amplíense los estímulos tributarios de la ley 788 de 2002 a otras fuentes de energía para garantizar el principio de neutralidad e igualdad de oportunidades y evitar la posición dominante de los agentes del sector eléctrico.

5.4.7 Síntesis de los aspectos mas importantes a tener en cuenta para determinar la viabilidad de la GD.

Fundamentados en los seis aspectos a tener en cuenta para determinar la viabilidad del Valle del Aburrá, se pueden plantear los siguientes escenarios:

En la medida que la tasa de incremento de los precios de la energía eléctrica supere la tasa de incremento de los precios de combustibles, como el gas natural (de acuerdo a proyecciones de la UPME) y las exigencias ambientales sean implementadas como control a las emisiones contaminantes, producto de la combustión de los combustibles, la Generación Distribuida aparece en el mercado eléctrico nacional como una opción viable.

De estabilizarse el precio del Gas Natural en boca de pozo de acuerdo a las proyecciones de la UPME, sería este uno de los factores importantes que viabilizaría la entrada de las tecnologías de Generación Distribuida en el Valle de Aburrá, al ser este combustible el energético primario por excelencia, para la implementación de este tipo de tecnologías por las razones expuestas en el numeral 3.12. Ventajas comparativas del Gas Natural.

Si se consideran las exenciones tributarias por el uso de energéticos limpios y por el uso de tecnologías que consideran el uso racional de la energía, sumado a las proyecciones de los precios de la energía eléctrica y de los combustibles, toma mas fuerza el uso de tecnologías GD.

Las reservas probadas y el potencial del Gas Natural en Colombia permiten pensar en la confiabilidad del suministro de este combustible.

El panorama de precios del carbón lo convierten en el mas fuerte competidor como combustible primario para los sistemas GD. Es así como un incremento de los precios de la energía eléctrica y una flexibilización en las políticas ambientales, viabilizarían el carbón en vez del gas natural para tecnologías GD, muy probablemente con tecnologías diferentes a las que se consideran compatibles y óptimas para centros urbanos con gran

densidad de población.

Teniendo presente que para el caso del carbón, las tecnologías deben ser apropiadas para este combustible y deben considerarse los tratamientos previos que dicho combustible demanda: Gasificación, pulverización, atomización con agua, entre otros.

De acuerdo al figura 30, el margen entre la oferta y la demanda de energía en el largo plazo, cada vez es mas estrecho, situación que potencializa la entrada de tecnologías de GD con el propósito de mantener los márgenes de seguridad, en cuanto al abastecimiento de energía eléctrica en el país. De no ser así se tendría que continuar con las altas inversiones de grandes centrales de generación.

6. CONCLUSIONES.

1.El nivel de cobertura actual y futuro en el mediano plazo, del Gasoducto de Distribución del Valle de Aburrá, permitiría abastecer en un cien por ciento de las industrias, comercios e instituciones importantes, que son un mercado objetivo importante de las tecnologías de GD. Adicionalmente, el Gasoducto de Distribución también estaría en capacidad de abastecer proyectos de GD en el sector residencial de estratos altos y para los cuales algunas tecnologías serían aplicables, como Microturbinas y Celdas de Combustible.

2.Para las tecnologías de nueva generación de Sistemas Distribuidos de Potencia, de alta eficiencia y flexibilidad, el energético mas compatible para ellas es el Gas Natural, por lo que se espera que una vez superadas las barreras tecnológicas y regulatorias y teniendo en cuenta la capacidad, configuración y especificaciones técnicas en el Gasoducto del Valle de Aburrá, se puedan instalar importantes proyectos de GD con turbinas a gas, motores a gas y celdas de combustible. En este contexto pocas opciones se observa para el carbón y combustibles líquidos.

3.La potencia y la tecnología a implementar para la GD en el Valle de Aburrá, esta en función de la disponibilidad de las redes de Gas Natural en sitio, por lo tanto y como se analizó en el capítulo 4, para los casos de Turbinas a Gas con Potencias superiores a 6,4 MW se deben ubicar los equipos de tal manera que el lugar este influenciado por el eje matriz del gasoducto.

Para potencias inferiores a 6,4 MW en Turbinas a Gas y Motores a Gas, las condiciones son muy favorables en cuanto que la disponibilidad de las redes de

Polietileno ya que se puede pensar en abastecer el Gas Natural con redes de suministro de 160 mm de diámetro y menores de acuerdo a cada potencia especificada en la tabla 7.

Para potencias inferiores a 500 Kw en cualquier tipo de tecnología de GD, se concluye que prácticamente cualquier proyecto de GD con tecnologías de Microturbinas y motores de combustión a gas, es viable en el Valle de Aburrá, desde el punto de vista de disponibilidad del energético primario Gas Natural, pues como se pudo ver en el capítulo 5, existe una alta influencia de redes para cada industria, comercio o institución y que cumplen con las características técnicas requeridas.

De acuerdo al panorama presentado en el capítulo 5, en cuanto a las variables que pueden potencializar la GD en el Valle de Aburrá, se puede concluir que:

La implementación de tecnologías GD se facilitaría, en la medida que la tasa de incremento de los precios de la energía eléctrica supere la tasa de incremento del gas natural, lo que es muy viable si se tienen en cuenta las proyecciones de estabilización de precios de gas natural, como consecuencia de la liberación de los precios en bocas de pozo a partir del 2005.

Si las exigencias ambientales en los próximos años para el control de la calidad del aire en grandes centros urbanos, se aplican de manera rigurosa de acuerdo a los recientes estándares internacionales, los proyectos de GD con gas natural y tecnologías de nueva generación serán viables.

La reducción del margen de reserva que presenta la curva nacional de potencia eléctrica a partir de 2006 pudiera estimular la instalación de proyectos de GD en grandes centros urbanos.

Un marco regulatorio que no reconozca los costos y beneficios reales involucrados en el sistema eléctrico y en particular los de la GD producirá que no se vuelva competitiva. Por lo tanto los marcos regulatorios deben ser lo suficientemente flexibles como para absorber la velocidad de cambio impuesta por el avance tecnológico actual.

La disponibilidad permanente de una fuente de energía primaria como el Gas Natural, para el caso del Valle de Aburrá, permite pensar en que la GD es viable en un futuro no muy lejano, en la medida que los costos de las nuevas tecnologías sean competitivos.

5. Al ritmo cambiante del mercado energético, las empresas distribuidoras de energía deben mostrar un serio interés en los sistemas de Generación Distribuida, buscando integrar dicha generación con propósitos de un mejor manejo y control los sistemas de distribución. Buscando entre otros objetivos:

Satisfacer el pico de la demanda.

Incrementar la confiabilidad a los clientes que lo demanden.

Tener servicios de soporte de red (Voltaje, Reactiva, Reserva para contingencias, etc.)

Disminuir costos de transmisión y distribución al instalar pequeños pero eficientes generadores distribuidos y cerca a la carga.

Disminución pérdidas técnicas

Diferir inversiones en la red.

Mejorar utilización de activos

Dentro del esquema del mercado eléctrico, se evidencia que cuando entre la generación distribuida como un nuevo negocio en los sistemas de distribución, pequeños generadores intentarán conectarse a las redes para vender la energía que generen en sus plantas, creándose un nuevo actor en el mercado. Es por lo anterior que para EE.PP.M. y las demás distribuidoras de energía la GD debe ser tenida en cuenta dentro de los programas de expansión.

Desde el punto de vista de diferir inversiones en la red, el tema de generación distribuida no es negocio para EEPPM por el hecho de tener actualmente suficiencia en su capacidad instalada para atender la demanda. Sin embargo por la forma en que ha evolucionado el tema en otros países y lo que pronostican los expertos, se puede prever con alta probabilidad de acierto, que habrá intentos de otros agentes para ingresar al negocio, en el SDL de EEPPM. Esta es la razón por la cual el tema si afecta a EEPPM y por lo tanto se debe preparar para tales eventos.

6.La restricción para la entrada de las tecnologías de GD en el mercado eléctrico nacional, se debe mas a condiciones de tipo regulatorio y económico que de tecnologías disponibles.

La importancia de los gases combustibles dentro de la canasta energética nacional se hace evidente, básicamente por su contribución a la disminución del impacto ambiental generado por el uso de energéticos convencionales y alta eficiencia energética en los procesos de transformación a otras formas de energía. Es por lo anterior que el Gas Natural se convierte en el combustible que por excelencia viabilizaría la entrada de tecnologías GD en el Valle de Aburrá.

8. La GD aparece como una opción a los sistemas de transmisión. Para cada caso particular habrá que decidir cuál de las dos opciones es la mejor solución desde del punto de vista técnico-económico, sea pequeñas unidades de Generación en el sitio de demanda de energía o grandes centrales de Generación que involucran toda la infraestructura de transporte y distribución.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Cevallos, Raúl y Vignolo Mario. Redes de Transmisión o Generación Distribuida. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, 1999.
2. Cerda Arias, José Luis. Integración de unidades de generación Distribuida en un modelo de mercado de adquisición de energía de una empresa, Memoria de Título, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2002.
3. Kincaid, Dan E. (March 1999). Distributed Generation Forum. The Role of distributed Generation in competitive energy markets. Gas Research Institute.
4. J. C. Bruno, A. Hinestrosa y A. Coronas. Generación Dispersa. Estado actual de las tecnologías de las Microturbinas de Gas. Energía, marzo - abril 2002, 42–47.
5. Rudnick H. Pionnering electricity reform in south America, IEEE Spectrum, Agosto 1996, 33-44.
6. Willis, H. Lee and Scott, Walter G (2000). Distributed Power Generation. Planning and Evaluation. ISBN 0-8247-0336-7. Marcel Dekker, Inc.
7. Bitrain, E y Saavedra, E: (1993). Rol Regulador y Empresarial del Estado. Publicación dentro de "Hacia el Estado Regulador", Oscar Muñoz, CIEPLAN, 1993.
8. Blandot, Vivianne (1993). La regulación del sector eléctrico: la experiencia chilena. Publicación dentro de "Hacia el Estado Regulador" Oscar Muñoz, CIEPLAN, 1993.
9. Dunskey, Philippe(2000). Cogeneration and On-Site Power Production. COSPP, Issue

- 6. Nov-Dec 2000.
10. Sian Green. Distributed Generation: A New Wave. Power Engineering International, Marzo 2001.
 11. Douglas J. Smith. Distributed Generation: The Power to choose. Power Engineering, Marzo 2001.
 12. Hunt, Sally and Shuttleworth, Graham (1996). Competition and Choice in Electricity. John Wiley & Sons.
 13. Willis, H. Lee and Scott, Walter G (2000). Distributed Power Generation. Planning and Evaluation. ISBN 0-8247-0336-7. Marcel Dekker, Inc.
 14. Unidad de Planeación Minero Energética-UPME. Plan de expansión preliminar, Generación – Transmisión 2002-2011.
 15. Gorospe, Luis. Seminario de ahorro eléctrico y energías renovables, Memorias. Grupo Gas Natural Madrid, 6 de noviembre 2002.
 16. Assessment of Advanced Microturbine Applications and Improvements. EPRI. <http://www.epri.com>.
 17. Cano, Castillo Ulises. Las Celdas de combustible: Verdades sobre la generación de electricidad limpia y eficiente vía electroquímica. Boletín IIE, septiembre-octubre de 1999.
 18. Documentos e informes de Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
 19. Capstone Low Emissions Microturbine Technology, White Paper. July 19, 2000. www.capstoneturbine.com
 20. Fuel Cell, Handbook, Fifth edition, U.S. DOE, October 2002.

Referencias de Sitios en Internet

Página Web, <http://www.epri.com>

Página Web, <http://www.cne.cl> , CNE (comisión nacional de energía)

Página Web ,<http://www.mec.utfsm.cl> , referida a generación eólica.

Página Web, <http://www.igc.apc.org/raenergy/fuelcl.html>, referida a Celda de Combustibles.

Página Web, <http://www.h2fc.com/defaultNS4.html>, referida a Celda de Combustibles.

Página Web, <http://www.unesa.es>

Página Web, <http://www.conae.gob.mx>

Página Web, <http://www.worldenergy.org>

Página Web, <http://www.enre.gov.ar>

Technologies for Distributed Power Generation:
<http://www.cutter.com/energy/reports/dist.htm>

Anexos

ANEXO 1. GASODUCTO DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE ABURRÁ

