



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS
ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE
LA COGENERACIÓN EN EUROPA Y
MÉXICO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTA:

VICTOR HUGO ESCALONA GÓMEZ



DIRECTOR DE TESIS:
DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO DF. 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mis padres

Por darme la vida, por amarme tanto, por darme la suficiente atención y dedicación, por la herramientas que me dieron para enfrentar la vida, por su constante sacrificio para sacarnos adelante por ayudarme a levantarme cuando lo necesitaba, por empujarme cuando necesitaba ir más rápido, por animarme a alcanzar mis sueños, por estar ahí en cada momento, por todos los granizos de enseñanza que me dieron aún sin darse cuenta, porque por ustedes soy lo soy, gracias, por todo lo que falta, que esto apenas comienza, gracias mamá y papá, sin ustedes nada de esto sería posible, porque esto también es suyo, los amo.

A mi hermana Silvia

Por permitirme aprender de ti y enseñarte lo que pude cuando crecíamos, por tantos momentos de diversión, por ser mi conciencia, y por haberme mostrado lo que es contar contigo cuando sea y como sea.

A mi amor Evelin

Por todo el amor, cariño, comprensión y paciencia que me has dado, por tus palabras, por tu actitud de alegría, por creer en mí, pero sobre todo, por todo lo que representas para mí, y que no hay palabras que puedan describirlo, gracias mi amor, te amo.

Al Dr. Gabriel León de los Santos

Por su excepcional dirección y apoyo, por el tiempo dedicado y por sus consejos.

A mis amigos Alfredo, Aldo, Atzin, Jorge (Tzonte), Aquino, Victor, Memo y los que faltan

Por su amistad, por su apoyo y porque más vale tarde que nunca, gracias.

A la UNAM y sus profesores, gracias.

Indice

Introducción	1
Resumen	4
Capítulo 1. Uso eficiente de la energía y cogeneración	5
Introducción	5
1.1 Uso eficiente de la energía	5
1.2 Aspectos teóricos y técnicos	14
1.3 Aspectos tecnológicos y comerciales de la cogeneración	18
1.4 Aspectos energéticos y ambientales de las plantas de cogeneración	31
Conclusiones	37
Capítulo 2. Estado actual del desarrollo de la cogeneración en Europa y México	38
Introducción	38
2.1 Situación actual en Europa	38
2.2 Situación actual en México	55
2.3 Estado actual de los elementos de viabilidad o no barreras	61
Conclusiones	87
Capítulo 3. Políticas públicas y programas para la promoción de la cogeneración en Europa y México	88
Introducción	88
3.1 Políticas de promoción y desarrollo	88
3.2 Diferencias estratégicas fundamentales en Europa y México	108
3.3 Programas de promoción de la cogeneración	111
Conclusiones	113
Capítulo 4. Propuestas de mejora en las condiciones de aprovechamiento de la cogeneración en México	114
Introducción	114
4.1 Rediseño de políticas públicas	114
4.2 Rediseño de estrategias y propuestas complementarias	119
4.3 Escenarios de crecimiento	125
Conclusiones	131
Conclusiones Generales	132
Índice de Figuras	134
Índice de Tablas	135
Anexo A	136
Anexo B	146
Anexo C	152
Bibliografía	166
Siglas y Acrónimos	166



Introducción

La evolución del hombre, a lo largo de miles de años, ha demostrado que el avanzar desde las formas primitivas hasta el estado actual evolutivo en que nos encontramos, está íntimamente ligada con las distintas clases y cantidades de los recursos energéticos de los que pudo disponer en cada etapa.

Desde la revolución industrial, los recursos energéticos han cobrado cada vez mayor importancia, al utilizar la energía térmica para algo más que calentarse y cocinar, se empezó a transformarla en energía mecánica. Los combustibles utilizados comenzaron con el carbón y se han agregado los hidrocarburos, como los derivados del petróleo y el gas natural. La búsqueda y aseguramiento de un suministro seguro, constante y creciente de los combustibles ha sido una de las principales políticas de desarrollo en el mundo desde principios del siglo XX. Durante la Segunda Guerra Mundial, el suministro de combustible entre otros aspectos, fue de vital importancia para las campañas y lo que obligó muchas tomas de decisiones durante su desarrollo.

Después de la Segunda Guerra Mundial, el crecimiento mundial requirió el uso cada vez mayor de combustibles, éstos eran baratos y de fácil extracción, sin embargo, durante los años setentas, a raíz de conflictos geopolíticos y económicos, las dos crisis del petróleo obligaron a muchos países a redefinir sus políticas energéticas y a promover el uso eficiente de la energía. El uso eficiente implica reducir las pérdidas en los procesos, utilizar elementos que consuman menos energía y tengan un mejor aprovechamiento de ella, en la parte de la generación de energía, preferir aquellos sistemas que eviten el desperdicio de en la transformación de la energía primaria de los combustibles en otras formas de energía, como la térmica, mecánica, eléctrica. Entre las técnicas utilizadas, la que ofrece mayor eficiencia en el consumo energético es la cogeneración.

La cogeneración es un procedimiento por el cual, a través de una sola fuente de energía primaria, como por ejemplo el gas natural, se pueden generar varios tipos de energía, típicamente, energía eléctrica y térmica.

El propósito de este trabajo es realizar un estudio que permita analizar las experiencias adquiridas en países europeos en donde la cogeneración ha tenido un crecimiento constante y en los cuales es tratada como una política energética y ambiental, a diferencia de México en donde solamente es vista como una medida de ahorro energía y últimamente como forma de aminorar el cambio climático vía posibles compromisos de México ante el protocolo de Kyoto, dentro de las obligaciones de los países del anexo II.

La importancia de ésta tesis radica en que en la actualidad la generación de bienes y servicios en nuestro país se basa fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo, el carbón y el gas natural. Es por ello que el sector energético debe estar comprometido en el desarrollo de una política integral que, además de



promover la utilización de energías alternativas, haga especial énfasis en los programas de ahorro y uso eficiente de energía.

Dos insumos centrales en la mayor parte de las empresas industriales son las energías térmica y eléctrica. Cuando estas dos formas de energía son requeridas de manera conjunta en una instalación, se presenta la oportunidad de implantar sistemas de cogeneración, lo cual conlleva de manera simultánea una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil.

Los industriales alegan altos costos de la energía eléctrica, esto de ser cierto, es un aliciente al desarrollo de la cogeneración, dado que los proyectos se vuelven más atractivos.

Se elige Europa como referencia debido al éxito que ha tenido la cogeneración como una opción favorable para una tecnología de producción energética más limpia y eficiente; y se estudiarán las diferencias con las políticas aplicadas en nuestro país, las cuales han mostrado resultados no tan deseables. Por lo que se estudiarán las experiencias y se plantearán algunas opciones de rediseño y adopción de nuevas estrategias de desarrollo de la cogeneración en México

Esta técnica es ampliamente utilizada en muchos países de manera exitosa, logrando muy buenos resultados, tanto económicos como ambientales. Sin embargo, a pesar de sus ventajas, su penetración en México ha sido lenta y su importancia ha venido disminuyendo.

La cogeneración es una fuente potencial para cubrir una buena parte de la demanda eléctrica del país, principalmente en el sector industrial, trayendo beneficios directos a los industriales e inversionistas nacionales y extranjeros. Por otra parte las inversiones dedicadas a incrementar la oferta eléctrica nacional podrían orientarse hacia otros consumidores sin impactar las finanzas públicas, trayendo consigo importantes ahorros para el país.

Este trabajo de investigación busca ofrecer un panorama de la situación del desarrollo de la cogeneración en Europa y en México, analizando las tecnologías predominantes, a la vez que se estudian las políticas que permiten el desarrollo de la tecnología.

Se busca encontrar las diferencias entre las políticas y programas tanto públicos como privados de apoyo a la cogeneración, que se implementan en países europeos y en México; para poder ofrecer propuestas de mejoras a éstas políticas y que la cogeneración tenga un desarrollo en México como lo tiene en otras latitudes.

Para lograr esto es necesario abordar el uso eficiente de la energía y como la cogeneración colabora con esto; para ello en el capítulo primero se explicará que es el uso eficiente de la energía, los aspectos teóricos, técnicos, tecnológicos y comerciales de la cogeneración.

A lo largo del desarrollo del capítulo dos, se consultarán publicaciones del sector energético y gubernamentales para establecer las políticas a comparar. Se analizará el estado que guarda actualmente el desarrollo de la cogeneración tanto en Europa como en México,



planteando la situación por países, tanto su capacidad instalada, como su participación en la oferta total de energía eléctrica.

Para el capítulo tercero, una vez visto y comprendido la situación en la que se encuentra la cogeneración, se verán las políticas y programas implementados para lograr los resultados que se tienen, y se analizarán las diferencias que existen entre las experiencias exitosas y las que no lo son, analizando posibles factores que limitan el crecimiento en México.

Para terminar se propondrán mejoras a las políticas, ya sea rediseñado las existentes políticas y estrategias, así como adoptando aquellas que hayan demostrado resultados positivos en sus respectivos países de origen.

Con la propuesta de ésta tesis, se espera encontrar recomendaciones de programas que de aplicarse traerían beneficios económicos, al reducir gastos de generación de energía eléctrica y térmica. También, a la par del beneficio económico, se encuentra el beneficio ambiental, al tener menos emisiones contaminantes, al reducirse el consumo de combustibles.



Resumen

El objetivo del presente trabajo consiste poner en evidencia las fallas actuales de las políticas y estrategias de desarrollo de la cogeneración en México a través de la elaboración de un análisis de los factores de éxito que sobre la materia han tenido algunos países europeos. Revisando el estado que guarda su desarrollo en México y en algunos países seleccionados de Europa. Se estudian las políticas y estrategias que se aplican actualmente en éstos países y se hace una comparación para determinar el grado de éxito que han mostrado. Debido al bajo nivel que se presenta en México, se propone tomar como base la experiencia europea de desarrollo de la cogeneración y la adopción de estrategias que den como resultado el aumento de la participación de la cogeneración. Se estima, además, que el potencial de cogeneración en México para el año 2020, en un escenario bajo sería de 10,887 MW y en un escenario alto de 20,414 MW. Sin embargo, actualmente sólo se cuenta con 2,669 MW. Este potencial presenta muchas oportunidades para el sector industrial, así como múltiples beneficios en particulares y nacionales, ahorros económicos, reducción en la emisión de GEI, entre otros.

Se termina éste trabajo, concluyendo que para que la cogeneración tenga un desarrollo importante en México, es necesario un cambio de actitud del gobierno, para la puesta en marcha de políticas y estrategias que inviten al industrial a invertir en proyectos de cogeneración, y se obtengan los beneficios, que se encuentran a la espera de que tengamos la voluntad de alcanzarlos.



Capítulo 1. Uso eficiente de la energía y cogeneración

Introducción

En éste capítulo se expondrán las bases de estudio de los sistemas de cogeneración, iniciando con la descripción del uso eficiente de la energía, la relación del uso de los energéticos con el medio ambiente, así como también se describen las formas más eficientes de generar energía eléctrica.

Se exponen las ventajas de la generación distribuida, y la participación de la cogeneración en ésta forma de generar energía eléctrica de manera eficiente.

Se analizan los aspectos teóricos y técnicos para fundamentar el análisis posterior de los aspectos tecnológicos y comerciales, describiendo las tecnologías existentes y las tendencias actuales y nuevos desarrollos en la materia.

1.1 Uso eficiente de la energía

El uso eficiente de la energía es un tema que nos debe preocupar, sobre todo en estos días, ya sea por el simple hecho de ahorrar dinero o por la preocupación creciente de cuidar nuestro medio ambiente.

Es de suma importancia comprender que el uso eficiente de energía va más allá de un simple ahorro en combustibles, ese ahorro se traduce en dinero, en incremento de la competitividad y rentabilidad.

Actualmente la reducción de costos de operación y producción en muchas empresas son una necesidad para que las mismas sean más competitivas. Por esto el uso eficiente de la energía es tan importante, dado que trae beneficios tangibles no sólo a las empresas o los hogares, sino al país en general; por lo cual debe ser una preocupación común para el gobierno y el sector privado.

En pocas palabras, el *uso eficiente de la energía es hacer más con menos*. Esto se logra con la implementación de medidas que permitan el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, que involucren la reducción de pérdidas en los procesos de utilización, la generación de energía de forma eficiente y el uso racional de los recursos naturales.

El uso racional implica tener un control sobre los consumos de energía realizados, y llevar a cabo un análisis que permita evaluar la eficiencia que cada proceso tiene al usar los distintos tipos de energía, y es el paso previo para implementar un sistema de gestión de la energía.



Energía y medio ambiente

La energía constituye un recurso vital para el desarrollo de cualquier nación. Nuestro modelo de sociedad está cimentado en el uso y aprovechamiento de la energía en sus distintas modalidades y aplicaciones. La energía es sin duda parte fundamental de la actividad económica y de nuestra vida como sociedad y como individuos. Su consumo crece y lo seguirá haciendo conforme nuestra necesidad de progreso lo determine.

No obstante, su transformación, distribución y consumo genera impactos negativos en nuestro medio ambiente. Estos impactos son de diversa índole y de distinta gravedad; de carácter local o global. Por ejemplo, las emisiones de partículas contaminantes producidas en las plantas generadoras de energía eléctrica tienen un alcance local, mientras que las emisiones de algunos gases como el CO₂ (Dióxido de carbono) tienen un alcance global.

Los distintos impactos al medio ambiente derivados y relacionados con la energía son:

- *Extracción:* Contaminación por actividades mineras (carbón, petróleo, gas), construcción de presas.
- *Generación:* Emisiones sólidas, líquidas o gaseosas. Contaminación térmica. Uso de suelo.
- *Distribución:* Derrames sólidos o líquidos. Líneas de transmisión eléctricas, oleoductos y gasoductos.
- *Uso:* Emisiones sólidas, líquidas o gaseosas. Contaminación térmica y acústica.

Hay una gran variedad de contaminantes generados en estos procesos, sin embargo caben destacar los siguientes:

CO₂ (Dióxido de carbono) – Causante del efecto invernadero, el cual causa un aumento en la temperatura media terrestre, y aunque los cambios climáticos no están bien definidos, la evidencia es notoria en la disminución de los glaciares y parte del casquete polar.

NO_x (óxidos de nitrógeno) – Son productos de la combustión a altas temperaturas, comunes en los motores de combustión interna, así como en turbinas a gas, por su acción oxidante presenta daños a las mucosas, piel y órganos, así como a los revestimientos de pintura y otros materiales inorgánicos.

SO_x (óxidos de azufre) – En conjunción con el agua forman ácidos, que originan la lluvia ácida.

Los dos primeros son denominados también como Gases de Efecto Invernadero (GEI), estos gases son causantes del Efecto Invernadero y del Cambio Climático.

Estos problemas se han convertido en temas de gran importancia política y de debates internacionales y regulaciones, ya que tanto la energía como el medio ambiente son esenciales para un desarrollo sustentable.



Se requiere entonces una política energética integral que proporcione una solución energética que permita la baja en las emisiones que tanto afectan a nuestro medio ambiente. Pero no solamente son necesarias las políticas, para que éstas funcionen tienen que ir acompañadas de investigación y de propuestas que mejoren los procesos de conversión y generación de energía.

Procesos eficientes de generación de energía

Actualmente y debido al alto costo de los combustibles, han cobrado importancia los diversos métodos, y caminos, que buscan soluciones para abaratar costos y reducir las emisiones contaminantes de los procesos de generación de energía.

Se entiende por generación eficiente, a aquel proceso que genera más energía con la misma cantidad de combustible suministrado, que la utilizada por los procesos actuales.

Una de las grandes deficiencias de la red eléctrica, es que además de las pérdidas inherentes a cada proceso en cada planta generadora, se presentan grandes pérdidas en la transformación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, debido a la resistencia encontrada en los cables conductores de la red.

Una forma sencilla y hasta cierto punto lógica de evitarlo, es generar la energía en donde va a ser consumida. A esta forma de generación, se le conoce como *Generación Distribuida o Descentralizada (GD)*.

Aunque no existe una definición única, diversos autores han explicado el concepto, se presentan algunas de ellas:

- Es la generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo.
- 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 generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando la *cogeneración*, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Según la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), la GD es: la generación o 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.



Beneficios de la Generación Distribuida

Ganancias de eficiencia

Las ventajas de generar la electricidad en donde será utilizada son fundamentalmente termodinámicas, puesto que en un proceso de combustión la mayor parte de la energía es desechada en forma de calor, la generación de energía eléctrica es entonces muy ineficiente, a menos que la producción de calor sea aprovechada.

Este calor sólo puede ser aprovechado cuando la generación de energía eléctrica se realiza en el lugar de la demanda, es entonces cuando se pueden obtener eficiencias de hasta un 80%¹.

Menos pérdidas por Transmisión y Distribución

Adicionalmente al aumento de la eficiencia al usar el calor producido, la generación distribuida reduce las pérdidas de la red eléctrica, al reducir la distancia entre la fuente generadora y el origen de la demanda.

Las pérdidas que se originan de la transmisión y distribución se encuentran en el rango de entre 7% al 15% del suministro total².

Las ventajas de la Generación Distribuida son:³

- La generación local reduce las pérdidas de transmisión de energía.
- Se mejora la eficiencia global y el aprovechamiento de la energía primaria.
- Pueden evitarse congestionamientos en las redes de transmisión existentes.
- Se reducen los impactos de fallas en las redes de transmisión.
- Posibilita un mayor aprovechamiento del calor residual
- Se mejora la calidad y la fiabilidad del suministro de energía.
- El monto y el riesgo de las inversiones se reducen al existir una estrecha relación entre la capacidad instalada y el crecimiento de la demanda.
- Los impactos medioambientales se reducen.
- Se incrementa la seguridad energética al ampliarse las fuentes de energía en el sistema.

Los sistemas eficientes, permiten reducciones en la cantidad de combustibles y recursos requeridos para producir la misma cantidad de energía. Para éste caso, la cogeneración reusa el calor producido durante la generación de electricidad, y permite que el suministro de combustible sea menor.

¹ Estimación de la World Alliance for Decentralized Energy

² International Energy Agency: Energy Statistics Manual, Septiembre 2004, disponible para su descarga en: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/statistics_manual.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/statistics_manual.pdf

³ De Armas Teyra, M. Et al. (2004) La generación descentralizada. Revista Energía y Tú. No. 27, julio-septiembre, p. 33-39.



Programas y medidas de ahorro de energía

Un programa es dentro de la planificación, un esquema que muestra la secuencia que lleva a cabo un proceso. Una medida es una acción para que los propósitos del proceso se lleven a cabo. Un programa de ahorro de energía es entonces, un esquema que da la pauta y dará los pasos a seguir para ahorrar energía.

En el México existen diversos organismos, comisiones, e institutos que llevan a cabo programas para ahorrar energía, estos pueden tener financiamiento público o privado.

El más importante es la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), cuya misión es la de coordinar, promover e impulsar el desarrollo de mercados y sistemas, que permitan el desarrollo sustentable de México. Es creada en 1989 como un órgano intersecretarial con el nombre de Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), en 1999 cambia de personalidad jurídica y convierte en un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER), queda constituida con su carácter actual en 2008, con la entrada en vigor de la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía⁴, en donde se establece que todos los recursos humanos y materiales de la CONAE se entenderán asignados a esta nueva Comisión.

Entre sus funciones están el diseñar programas nacionales de ahorro y uso eficiente de energía, impulsar proyectos de eficiencia energética y otorgar asistencia técnica.

Algunos de los programas que la CONUEE aplica son:

- Normalización (emisión y aplicación de normas de eficiencia energética)
- Ahorro de energía en la Administración Pública Federal
- Industria eficiente
- Ahorro de energía en los sectores residencial, comercial y de servicios
- Transporte eficiente
- Promoción y difusión

Normas de Eficiencia Energética

En México, el interés en aplicar normas de eficiencia energética originó la creación de la CONAE en 1989, cuando fue creada como una comisión intersecretarial y tuvo como una de sus primeras misiones la de establecer dichas normas.

Las funciones de la comisión se vieron fortalecidas en 1992, con la expedición de la “Ley Federal sobre Metrología y Normalización”, ésta Ley establece que se deben implantar normas técnicas obligatorias.

⁴ Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, disponible en: <http://www.cddhcu.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LASE.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/LASE.pdf>



Las NOM de Eficiencia Energética obligan a que no se pueda comercializar ningún equipo o sistema (nacionales o importados) con niveles de eficiencia energética por debajo de los definidos por estas normas.

La CONUEE, es la entidad que se ha encargado de elaborar estas normas, las cuales regulan los consumos de energía de los sistemas que ofrecen un ahorro potencial de energía que sea beneficioso para el país y los sectores industrial y comercial.

La siguiente tabla, muestra los ahorros estimados por la CONUEE de las aplicaciones de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) de Eficiencia Energética.

Norma	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
NOM-001-ENER Bombas verticales		18	19	19	20	20	6	7	7	7	7	7	137
NOM-004-ENER Bombas centrifugas		5	6	6	6	6	1	1	1	1	1	1	35
NOM-005-ENER Lavadoras			8	8	9	9	44	83	87	92	97	102	539
NOM-006-ENER Sistemas de bombeo		578	578	578	578								2312
NOM-007-ENER Alumbrado en edificios		103	107	114		121	122	111	130	135	141	146	1230
NOM-008-ENER Envoltente en edificios								45	48	51	54	57	255
NOM-010-ENER Bombas sumergibles				11	12	12	12	12	13	12	12	12	108
NOM-011-ENER Acond. tipo central				19	20	22	24	26	28	31	34	37	241
NOM-013-ENER Alumbrado en vialidades				10				6	1	1	1	1	20
NOM-014-ENER Motores monofásicos				35	35	36	34	35	35	48	40	41	339
NOM-015-ENER Refrigeradores dom.	199	204	215	386	407	429	451	567	651	671	691	712	5583
NOM-016-ENER Motores trifásicos	163	166	169	172	176	179	183	187	193	199	204	209	2200
NOM-017-ENER Lámparas fluorescentes				5	3	7	7	13	18	27	41	19	140
NOM-018-ENER-1997 Aislantes tér. para edif.				58	2	2	3	3	3	3	3	3	80
NOM-021-ENER Acondicionador tipo cuarto	80	106	112	117	123	129	136	197	209	223	237	253	1922
NOM-022-ENER Refrigeración Comercial								158	171	184	199	215	927
Total	442	1181	1214	1539	1390	974	1023	1449	1593	1685	1761	1813	16065

Fuente: CONUEE disponible en: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/NOM_Conae_ahorros_estimados

Tabla 1. Ahorros Estimados por la Aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética, expresados en GWh.

Con el apoyo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Luz y Fuerza del Centro (LFC) y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) y de los principales organismos empresariales del país, se conforma en 1990, el Fideicomiso de Apoyo al Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, cambiando de nombre posteriormente a Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE), que es un organismo de carácter privado, no lucrativo, creado para promover acciones que induzcan y fomenten el ahorro de energía eléctrica. Su misión es propiciar el ahorro y uso



eficiente de la energía eléctrica para contribuir al desarrollo económico y social, así como la preservación del medio ambiente. El FIDE considera⁵ que para lograr su objetivo requiere contar con nuevos equipos y sistemas de alta eficiencia, innovación tecnológica, una transformación del mercado, su estrategia se enfoca en vincular estos aspectos, a fin de crear condiciones para que exista un mercado de equipos y servicios, al igual que financiamiento para el ahorro de energía.

Para el cumplimiento de su misión y objetivos, el FIDE ofrece una amplia variedad de servicios a municipios, empresas y comercios, como son:

- Diagnósticos energéticos
- Incentivos para promover el uso de equipos de alta eficiencia eléctrica
- Financiamiento para la sustitución de equipos y el desarrollo de proyectos
- Apoyo a la capacitación y formación de recursos humanos especializados en ahorro de energía eléctrica
- Información y campañas de difusión
- Reconocimiento a equipo con sello FIDE
- Asistencia técnica y asesoría especializada nacional e internacional
- Acciones de educación y elaboración de material para la enseñanza
- Promoción y administración del Premio Nacional de Ahorro de Energía Eléctrica y
- Promoción, evaluación y reporte de resultados del Horario de Verano

Dentro de las medidas de ahorro de energía del FIDE, se encuentra la implantación de nueva tecnología, entre ellas la de la micro-cogeneración, un ejemplo de esto es el proyecto en el que se instalaron 4 microturbinas, con un ahorro energético de 1.186 GWh/año; y otro proyecto en el que se utilizaron 6 motogeneradores con biogas como combustible que ahorraran 387 kWh/año⁶.

El Programa de Ahorro de Energía Eléctrico (PAESE), creado en 1989 por la CFE con el fin de apoyar en ese entonces al cumplimiento de las metas del Programa Nacional de Modernización Energética.

Tiene como objetivo coordinar las acciones y programas para promover el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en dos grandes áreas, una al interior del sector eléctrico y la otra a aquellos usuarios que presentan potenciales importantes de ahorro de energía. Algunas de las acciones que realiza el PAESE son:

- Evaluación de tecnologías para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica
- Realización de proyectos piloto y demostrativos
- Participación en los comités de normalización de eficiencia energética
- Atención técnica y asesoría a organismos que promueven el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica

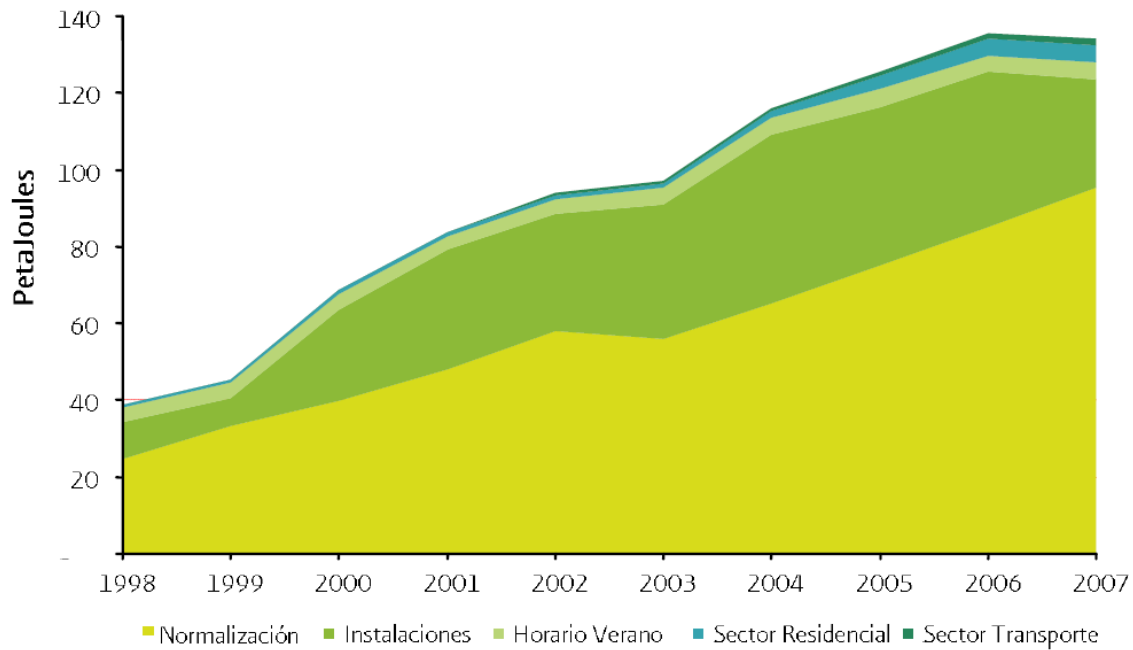
⁵ FIDE, Misión del fideicomiso: http://www.fide.org.mx/el_fide/mision.html

⁶ FIDE: Avances y resultados de las actividades del FIDE 2008: http://www.fide.org.mx/el_fide/resultados.html



Los resultados obtenidos por los principales programas institucionales de eficiencia energética en 2007, expresados en ahorro energético directo, fueron de 134.052 PJ⁷.

La importancia de los programas de ahorro de energía térmica y eléctrica se muestra en la Figura 1, que ilustra una estimación del ahorro de energía derivados de programas institucionales de 1998 a 2007.

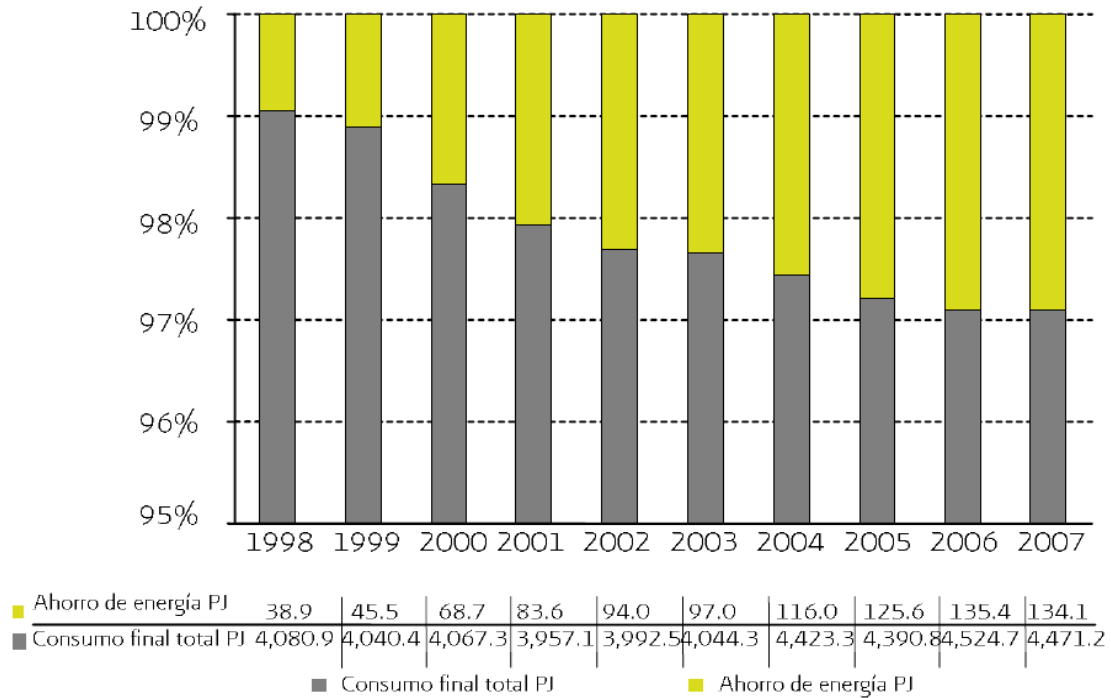


Fuente: SENER – Balance Nacional de Energía 2007

Figura 1. Ahorros de energía térmica y eléctrica estimados.

La relación entre el ahorro de energía y el consumo final total de ejemplifica en la siguiente figura:

⁷ SENER: Balance Nacional de Energía 2007



Fuente: SENER

Figura 2. Ahorros de energía en relación al consumo final total.

La tasa media de crecimiento anual del ahorro de energía en México en 1998 y 2007 fue del 14.7%, al pasar de 38.8 PJ a 134 PJ respectivamente.

En 2007 el ahorro de energía eléctrica representó el 42.4% del total, equivalentes a 21,441 GWh, derivado del ahorro de diversos combustibles. La normalización de eficiencia energética contribuyó con el 83.8% de estos ahorros mientras que las instalaciones industriales, comerciales y de servicios aportaron un 4.7%.

En relación a la energía térmica, los ahorros fueron de 25,25 PJ, la normalización de eficiencia energética representó el 54.3%, mientras que las instalaciones industriales, comerciales y de servicios el porcentaje de participación fue de 42.6%.

A nivel mundial uno de las principales medidas que involucran el ahorro de energía es el Protocolo de Kyoto, mediante el mecanismo de desarrollo limpio, que al dar recursos por emisiones de carbono evitadas, se incentiva el ahorro de energía.

Por mucho tiempo, los bajos precios de los energéticos, combustibles y electricidad, así como una falta de conciencia y políticas ambientales y económicas, propiciaron que el equipamiento de las industrias públicas y privadas, sobretudo en países en desarrollo, se llevara a cabo en función del costo del equipo únicamente, esto se ve reflejado en la baja eficiencia y altos costos de operación y mantenimiento de éstos equipos.



Una manera de ahorrar energía, es por ende, la sustitución de equipos obsoletos e ineficientes; esto se puede llevar cabo mediante la implementación de créditos a empresas y gobiernos para que la adopción de nuevas tecnologías sea más sencilla.

1.2 Aspectos teóricos y técnicos

Producir, a partir de una fuente primaria de energía (Gas Natural, Diesel, combustóleo, etc.), dos o más tipos de energías útiles se le denomina cogeneración, como por ejemplo:

- Energía eléctrica
- Energía térmica (calor y/o frío)

En general, el calor generado en el proceso, es un subproducto de los sistemas de potencia térmica, donde la fuente primaria de energía son los combustibles fósiles y la biomasa. La cantidad de calor generado depende del proceso de generación de energía. La utilidad del calor, definido como vapor de proceso, agua caliente o aire caliente, depende de los requerimientos reales de la calidad de calor en el sistema suministrado por la planta de cogeneración. La temperatura es la que principalmente define la calidad del calor. Requerimiento de baja temperatura incrementarán la cantidad de calor utilizable del sistema de cogeneración.

El calor puede ser utilizado para diferentes tipos de procesos térmicos, en procesos industriales, calefacción residencial, etc.

En la actualidad, la generación de bienes y servicios en nuestro país se basa fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo, el carbón y el gas natural. Es por ello que el sector energético debe estar comprometido en el desarrollo de una política integral que, además de promover la utilización de energías alternativas, haga especial énfasis en los programas de ahorro y uso eficiente de energía.

Dos insumos centrales en la mayor parte de las empresas industriales son las energías térmica y eléctrica. Cuando estas dos formas de energía son requeridas de manera conjunta en una instalación, se presenta la oportunidad de implantar sistemas de cogeneración, lo cual conlleva de manera simultánea una mayor eficiencia en el uso de combustibles fósiles y menor generación de emisiones contaminantes por unidad de energía útil.

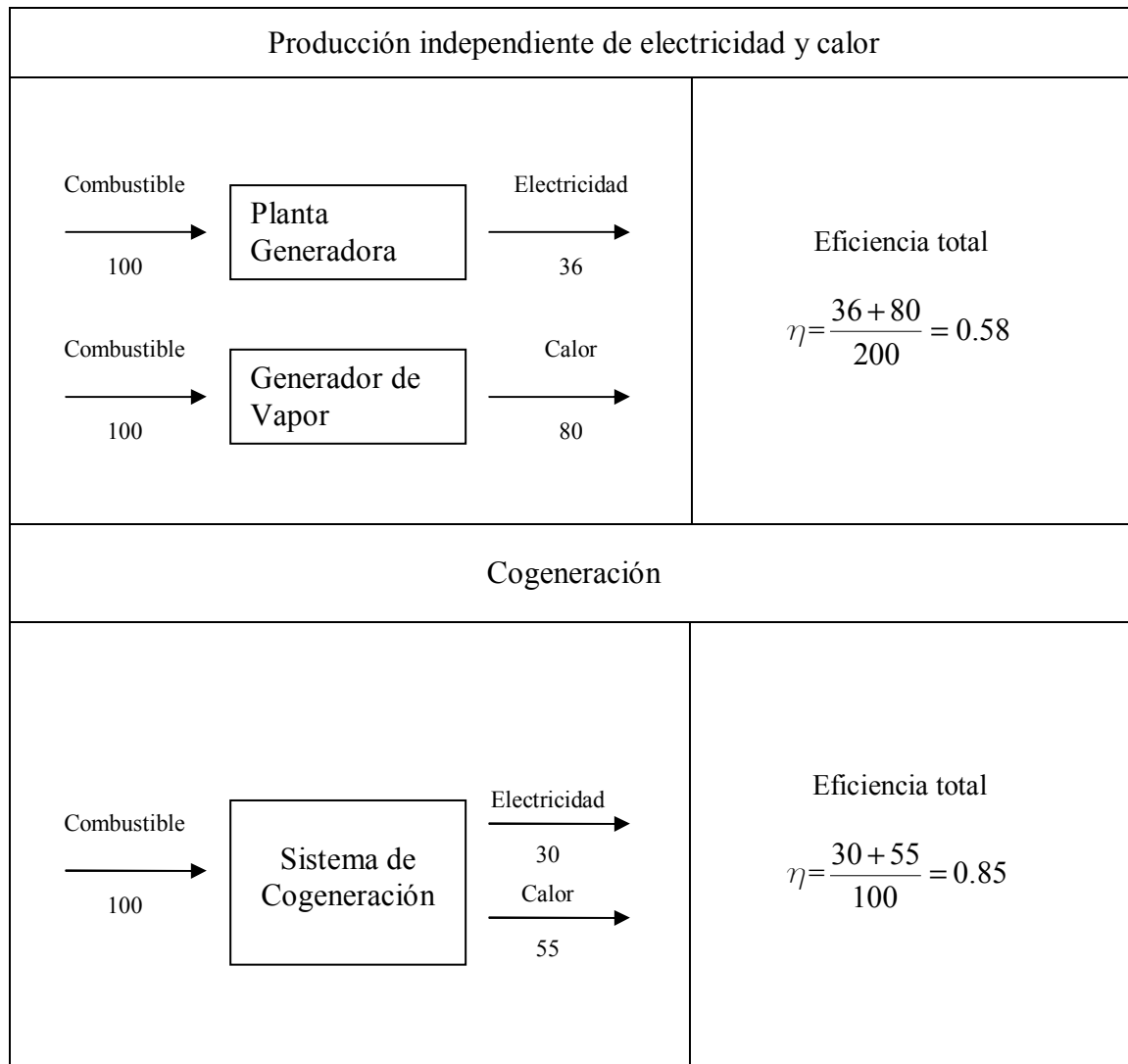
Beneficios de la cogeneración en general

Las principales ventajas potenciales de la cogeneración son:



La cogeneración comparada con la generación por separado de electricidad y calor, muestran ahorros en combustible en el rango de 25-30%⁸, para la misma cantidad de energía eléctrica y calor. Las ventajas de estos ahorros en combustibles proporcionan:

- Reducción en el costo de combustible
- Reducción en la importación de combustible
- Beneficios ambientales (Mitigación y reducción de emisiones de CO₂)



Fuente: COGEN 3: “Technical Report: Available Cogeneration Technologies in Europe, Part I Definitions and Systems”. (Los números debajo de las flechas representan unidades de energía en valores reales)

Figura 3. Potencial Económico de los sistemas de Cogeneración – Comparación de eficiencia entre la producción de energía por medios independientes y por cogeneración.

⁸ COGEN 3: “Technical Report: Available Cogeneration Technologies in Europe, Part I Definitions and Systems”. Disponible en: <http://www.cogen3.net/doc/TechRep-Part1-zip> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/TechRep-Part1.pdf>



La cogeneración implica también *generación distribuida*, lo que conlleva:

- Reducción de pérdidas en la red (4-19%)⁹ y ahorros en combustibles
- Incremento de la seguridad en el suministro de energía
- Utilización de combustibles locales

Otros Beneficios económicos de los sistemas e cogeneración a nivel industria y usuario final, incluyen:

- Reducción de costos en la compra de electricidad y combustibles
- Ganancia adicional de vender electricidad a la red
- Ganancia adicional por la venta de Bonos de Carbono

Índices de rendimiento de los sistemas de cogeneración

La cogeneración es por definición un proceso en donde se generan dos productos. Estos son los parámetros típicos que se utilizan para determinar el rendimiento de una planta de cogeneración.

1. Eficiencia eléctrica $\eta_e = \frac{Q_e}{Q_f}$

2. Eficiencia térmica $\eta_h = \frac{Q_h}{Q_f}$

3. Eficiencia total $\eta_{tot} = \frac{Q_e + Q_h}{Q_f}$

4. Relación Electricidad-a-Calor $\alpha = \frac{Q_e}{Q_h}$

donde:

Q_e = Generación bruta de electricidad, kW

Q_h = Generación neta de calor, kWh

Q_f = Combustible utilizado (basado en el valor neto calorífico, kWh)

⁹ Fuente: Iniciativa para el fomento de la cogeneración, Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración de la CONAE, Febrero de 2005.



Una optimización económica de ciertos sistemas dependerá de los precios de los combustibles y de la electricidad. Una optimización ambiental dependerá de los ahorros totales de combustible del sistema.

El calor disponible para su utilización de un sistema de cogeneración depende de la tecnología utilizada pero también de la calidad de calor (presiones y temperaturas) requerida. Sistemas de agua caliente de baja temperatura (50-90 °C) pueden proveer una eficiencia >90%, mientras que el suministro de vapor (saturado con presiones de 5 a 20 bares) tiene una eficiencia menor (60-70%)¹⁰.

La relación Electricidad-a-Calor mide la cantidad de electricidad que se puede obtener de determinada capacidad de generación térmica, o demanda térmica real, pero no nos dice nada sobre la eficiencia total del sistema, ni sobre la utilización de combustible. Tanto la relación Electricidad-a-Calor como la eficiencia total son parámetros importantes a la hora de tomar decisiones.

Parámetros técnicos de funcionamiento

Para seleccionar la configuración más viable para determinado proyecto, se tienen que considerar múltiples parámetros técnicos. Todos ellos tienen una influencia directa o indirecta sobre el proyecto que afectarán aspectos ambientales de la planta.

Relación Electricidad-a-Calor

Es la relación de electricidad generada a la generación de calor/vapor sobre la base de la misma unidad de energía. Cuando se generan cantidades iguales de electricidad y vapor la relación es igual a 1, cuando se genera más vapor que electricidad, ésta relación será <1.

Las características de los distintos tipos de sistemas de cogeneración varían. La elección de la tecnología adecuada a cada caso corresponde siempre con la aplicación del usuario final. Si, por ejemplo, la demanda de vapor es más alta que sus necesidades eléctricas, será recomendable un sistema con una relación baja (<1).

Eficiencia

La eficiencia total o eficiencia de cogeneración es una medida que indica cuanta energía disponible para su uso se genera de determinada cantidad de combustible. Aunque cabe aclarar que no aporta datos claros sobre las propiedades de la electricidad y calor/vapor generados. Por tanto, la eficiencia de un sistema de cogeneración debe ser separada en eficiencia de generación de energía eléctrica y eficiencia total. Si la generación de energía es la principal necesidad, es recomendable considerar la eficiencia en generación de energía eléctrica, y en algunos casos, se puede aceptar una eficiencia total baja en relación a otros sistemas.

¹⁰ COGEN3: “Technical Report Available Cogeneration Technologies in Europe, Part I Definitions and Systems”.



1.3 Aspectos tecnológicos y comerciales de la cogeneración

Confiabilidad y disponibilidad

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que un equipo haga su trabajo por un lapso de tiempo específico bajo circunstancias específicas. Sin embargo, la definición más común es el tiempo real de operación en relación con el tiempo planeado de operación.

$$\text{Confiabilidad} = \frac{(t_o - t_f)}{t_o}$$

donde:

t_o = Tiempo planeado de operación

t_f = Tiempo de salida de operación forzoso

La confiabilidad de un sistema es definitivamente una de las principales prioridades en el diseño de sistemas de potencia. El enfoque de confiabilidad se ha desarrollado de la necesidad de identificar los componentes menos confiables dentro de determinado sistema.

Para algunos casos, la disponibilidad de la planta, nos permite una mejor determinación de la funcionalidad de la planta. Se define como, una medida del grado en el cual un objeto se encuadra en un estado operable en el inicio de una misión, cuando la misión es iniciada por un periodo desconocido de tiempo. Una definición más comprensible de disponibilidad, es la relación entre el tiempo real de operación y el tiempo planeado de operación más el tiempo de revisión y mantenimiento.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{(t_o - t_f)}{(t_o + t_m)}$$

donde:

t_o = Tiempo planeado de operación

t_f = Tiempo de salida de operación forzoso

t_m = Tiempo planeado para revisión y mantenimiento

Calidad de la generación eléctrica

Los dos principales parámetros en la calidad de la generación eléctrica son el voltaje y la frecuencia. Las interrupciones y variaciones de generadores distribuidos pueden causar fluctuaciones y problemas en la red. Tanto la disponibilidad como la estabilidad de la generación, son factores importantes, particularmente para el consumo de electricidad en sitio y cuando ésta es entregada a la red.



Descripción de tecnologías o primotores

Las plantas de cogeneración se pueden dividir en cinco categorías: Contrapresión, extracción y condensación, turbina de gas con recuperación de calor, motores de combustión interna y ciclos combinados con recuperación de calor. A continuación se ahonda en cada una de estas tecnologías.

Turbinas de vapor

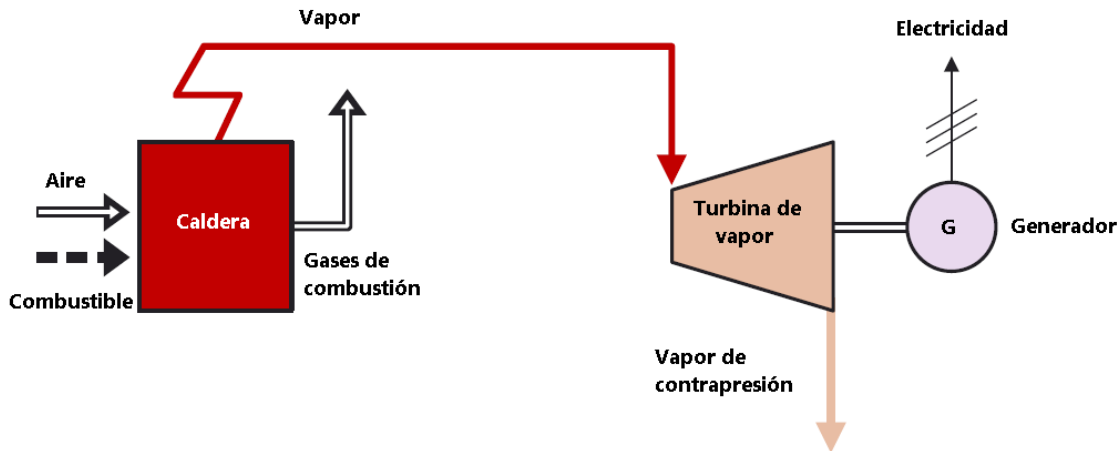
Aunque la tecnología está evolucionando a un punto donde los motores recíprocos y las turbinas de combustión se utilizan con frecuencia en diversas aplicaciones de la cogeneración, las plantas de turbinas de vapor son el tipo más usado para la producción de electricidad y calor. Una unidad de vapor consiste de un generador de vapor para producir vapor sobrecalentado que pasa a través de una turbina de vapor de condensación o contrapresión.

Turbinas de condensación

Son generalmente utilizadas en la generación convencional. El vapor sobrecalentado y alta presión producido en un generador de vapor, pasa a través de una turbina, donde se expande y se enfría. La energía cinética producida por la expansión del vapor hace que las aspas de la turbina y el alternador giren, produciendo electricidad. Para este tipo de turbinas se procura tener la menor pérdida de presión y temperatura posible, para maximizar la generación de electricidad; esto hace que quede poco calor para aprovechar en un sistema de cogeneración.

Turbinas de contrapresión

En una planta de contrapresión (Fig. 4), el propósito no es maximizar la generación de electricidad, sino satisfacer la demanda de calor de un proceso industrial. La energía contenida en el vapor de escape depende primordialmente de su presión. Es posible modificar la relación electricidad-a-calor al cambiar la presión del vapor de escape. Al incrementar la contrapresión se disminuye la generación de electricidad pero se aumenta la producción de calor.



Fuente: International Energy Agency (IEA) – Energy Statistics Manual 2004

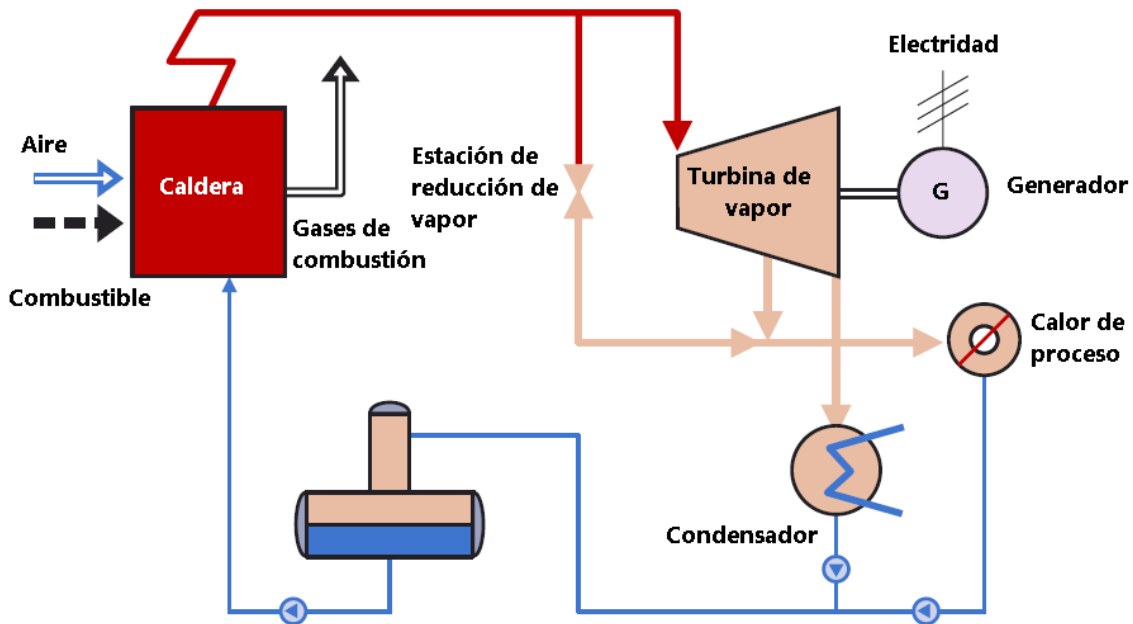
Figura 4. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión.

Las turbinas de contrapresión son las más utilizadas en sistemas de cogeneración en la industria. Se puede utilizar cualquier tipo de combustible, sólido, líquido o gaseoso. Estas turbinas se caracterizan por altas eficiencia térmicas, que en algunos casos alcanzan el 90%. La eficiencia de generación eléctrica está en el rango de entre 15 y 25%.¹¹

Turbinas con extracción y condensación

Si el vapor de escape de una turbina está condensado y con baja presión, no se produce ningún calor útil. Sin embargo, el vapor puede ser extraído de la turbina a una presión intermedia. Para ser consideradas para un sistema de cogeneración, las turbinas de vapor de condensación deben contar con la capacidad de extracción. En este tipo de unidad (Fig. 5), parte del vapor se expande totalmente en la turbina, y una pequeña parte se extrae del flujo de la turbina en un momento intermedio.

¹¹ International Energy Agency: Energy Statistics Manual, Septiembre 2004.



Fuente: IEA – Energy Statistics Manual 2004.

Figura 5. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de vapor con extracción y condensación.

La eficiencia térmica de una turbina de extracción y condensación no es tan alta como las de contrapresión, debido a que no toda la energía del vapor de escape es extraída, un pequeño porcentaje se pierde en el condensador.

La eficiencia de la generación eléctrica, depende de la cantidad de calor producido. En un estado de condensación completo, sin extracción alguna, la eficiencia puede alcanzar el 40%.

En aplicaciones industriales, las turbinas de extracción y condensación se utilizan con demanda de electricidad altas combinadas con un requerimiento variable de calor. Son muy flexibles en el control de salida de vapor para procesos; mientras que las turbinas de contrapresión se utilizan cuando la necesidad térmica tiende a ser constante.

La turbina de extracción y condensación se usan generalmente en grandes plantas, ésta es el caso en el norte de Europa, dónde pueden generar electricidad y calor para las redes de calefacción en invierno y operar únicamente en estado de condensación en verano, produciendo solamente electricidad.



Características de costos y rendimiento

Características	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Parámetros Turbina de vapor			
Capacidad eléctrica nominal (kW)	500	3,000	15,000
Tipo de turbina	Contrapresión	Contrapresión	Contrapresión
Aplicación típica	Planta química	Fábrica de papel	Fábrica de papel
Costo del equipo (\$/kW)	\$657	\$278	\$252
Costo total de instalación (\$/kW)	\$1,117	\$475	\$429
Eficiencia isentrópica	50%	70%	80%
Eficiencia Transmisión/Generador	94%	94%	97%
Flujo de vapor (lbs/hr)	21,500	126,000	450,000
Presión de entrada (psig)	500	600	700
Temperatura de entrada (°F)	550	575	650
Presión de salida (psig)	50	150	150
Temperatura de salida (°F)	298	366	366
Parámetros del sistema de cogeneración			
Eficiencia de la caldera	80%	80%	80%
Eficiencia eléctrica de cogeneración	6.4%	6.9%	9.3%
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	26.7	147.4	549.0
Vapor a proceso (MMBtu/hr)	19.6	107.0	386.6
Vapor a proceso (kW)	5,740	31,352	113,291
Eficiencia total de cogeneración	79.6%	79.5%	79.7%
Relación Electricidad-a-Calor	0.09	0.10	0.13
Heat Rate Neto (Btu/kWh)	4,515	4,568	4,388
Eficiencia eléctrica efectiva	75.6%	75.1%	77.8%
Relación Calor/Combustible	0.73	0.72	0.70
Relación Electricidad/Combustible	0.06	0.07	0.09

Fuente: Environmental Protection Agency: “Technology Characterization: Steam Turbines” Diciembre 2008, disponible en: http://epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_steam_turbines.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/catalog_chptech_steam_turbines.pdf

Tabla 2. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos.

La siguiente tabla muestra las emisiones típicas de NO_x, Partículas y CO para las calderas por tamaño de la turbina de vapor y tipo de combustible para los sistemas de la tabla 2.

Combustible	Sistema 1 - 500 kW			Sistemas 2 y 3 – 3 MW / 15 MW		
	NO _x	CO	Partículas	NO _x	CO	Partículas
Carbón (lbs/MMBtu)	N/A	N/A	N/A	0.20-1.24	0.02-0.7	-
Madera (lbs/MMBtu)	0.22-0.49	0.6	0.33-0.56	0.22-0.49	0.06	0.33-0.56
Combustóleo (lbs/MMBtu)	0.15-0.37	0.03	0-01-0.08	0.07-0.31	0.03	0.01-0.08
Gas Natural (lbs/MMBtu)	0.03-0.1	0.08	-	0.1-0.28	0.08	-

Fuente: EPA: “Technology Characterization: Steam Turbines” 2008.

Tabla 3. Emisiones típicas de calderas para turbinas de vapor.



Se puede concluir:

- Las turbinas de contrapresión ofrecen amplia fuentes de energía térmica de bajo costo, pero poca electricidad, y no se pueden adaptar fácilmente a cambios en la relación electricidad-a-calor.
- Las turbinas de extracción y condensación se pueden adaptar rápidamente a la demanda de calor o electricidad, pero esto disminuye la eficiencia a la par del aumento de carga. Esto significa que el costo de producción se incrementa mientras más vapor vaya al condensador.

Turbinas de gas

Las turbinas de gas van del rango de cientos de kW hasta más de 100 MW. La eficiencia térmica de una turbina de gas, varía de entre 17% y 33%¹². Las turbinas de gas pueden utilizarse como unidades independientes de generación de energía eléctrica, o se pueden combinar con turbinas de vapor o motores de combustión interna.

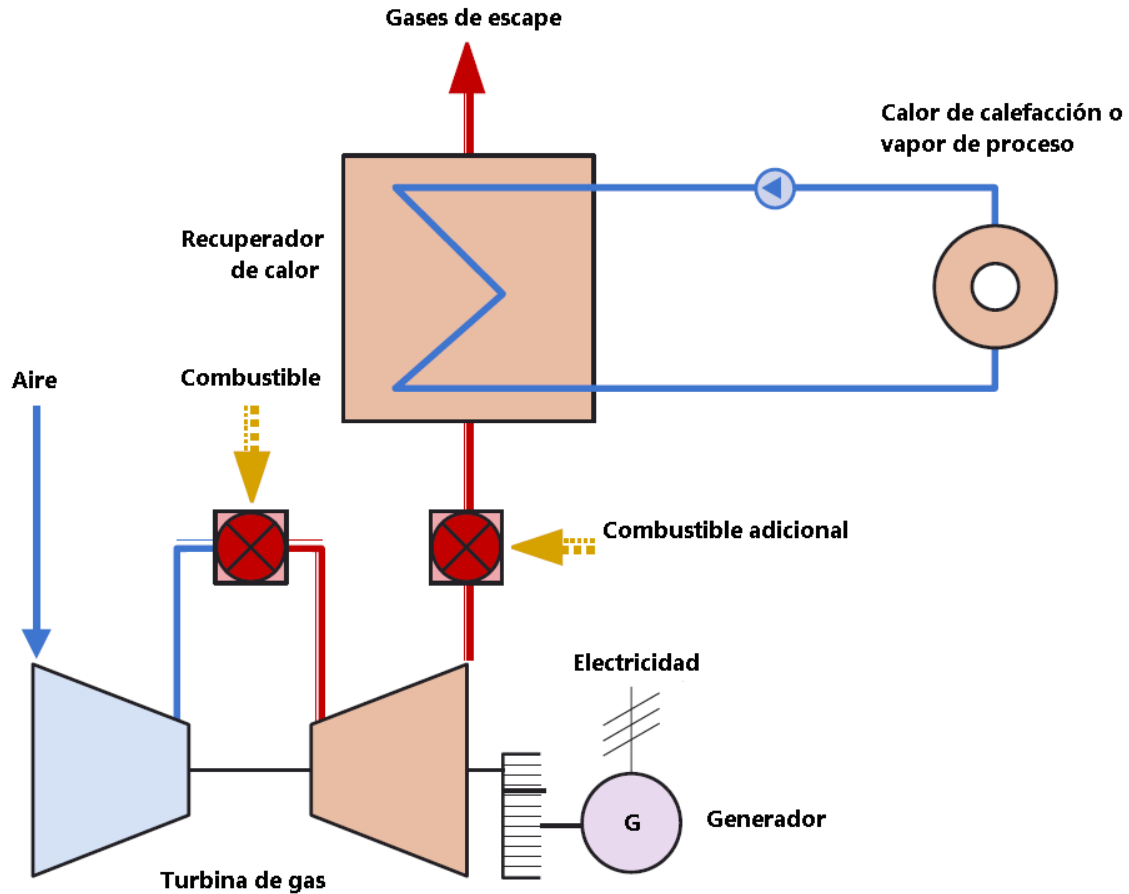
El combustible sólido o líquido se inyecta en una cámara que contiene aire presurizado, ahí es donde se lleva a cabo la combustión. El gas caliente pasa a través de la turbina mientras se expande, y los gases de escape se utilizan para generar calor útil. La temperatura de los gases de escape varía entre 400 °C y 600 °C, esto hace posible que este calor se pueda aprovechar para calentar agua, para obtener vapor sobrecalentado industrial y vapor para generar electricidad en una turbina de vapor. Las características del vapor que se pueden obtener, dependen directamente de la temperatura de los gases de escape.

Puesto que el calor recuperado de una turbina de gas está casi totalmente concentrado en el gas de escape, la recuperación de calor se realiza con un intercambiador de calor, a pesar de la simplicidad de esta operación, el intercambiador debe ser grande debido al volumen de gas caliente involucrado.

Gracias a la alta calidad térmica de los gases de escape, se puede llevar a cabo una gran recuperación de calor, es posible alcanzar eficiencias del 80%¹³.

¹² Cogeneration and OnSite Power Production: Gas Turbine Efficiency, disponible en: http://www.cospp.com/display_article/273000/122/ARTCL/none/TECHS/1/Gas-turbine-efficiency/

¹³ IDEM



Fuente: IEA – Energy Statistics Manual 2004

Figura 6. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas y con uso de combustible adicional.

Una característica especial de del flujo de escape de las turbinas de gas es que el oxígeno permanece presente en concentraciones de alrededor del 16%¹⁴. Esto permite que se pueda inyectar combustible adicional a los gases de escape de la turbina in necesidad de añadir más aire. El objetivo es incrementar la calidad térmica al tiempo que se aumenta la recuperación de calor, sin embargo, este calor generador por post-combustión no se considera calor de cogeneración¹⁵.

¹⁴ IEA Energy Statistics Manual 2004.

¹⁵ La definición de cogeneración menciona que la electricidad y calor deben producirse con la misma fuente de energía.



Características de costos y rendimiento

Características	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidad Eléctrica (kW)	1,150	5,457	10,239	25,000	40,000
Costo Básico de instalación (\$/kW)	\$3,324	\$1,314	\$1,298	\$1,097	\$972
Heat Rate Eléctrico (Btu/kWh)	16,047	12,312	12,001	9,945	9,220
Eficiencia eléctrica	21.27%	27.72%	28.44%	34.30%	37.0%
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	18.5	67.2	122.9	248.6	368.8
Presión requerida del gas	82.6	216	317.6	340	435
Características de cogeneración					
Flujo de escape (1,000 lb/hr)	51.4	170.8	328.2	571	954
Temperatura de escape de la turbina (°F)	951	961	916	950	854
Temperatura de escape del HRSG (°F)	309	307	322	280	280
Salida de vapor (MMBtu/hr)	8.31	28.26	49.10	90.34	129.27
Salida de vapor (1,000 lbs/hr)	8.26	28.09	48.80	89.80	128.50
Salida de vapor (kW equivalente)	2,435	8,279	14,385	26,469	37,876
Eficiencia total de cogeneración	66.3%	69.8%	68.4%	70.7%	72.1%
Relación Electricidad-a-Calor	0.47	0.66	0.71	0.94	1.06
Heat rate Neto (Btu/kWh)	7,013	5,839	6,007	5,427	5,180
Eficiencia eléctrica efectiva	49%	58%	57%	63%	66%

Fuente: EPA: "Technology Characterization: Steam Turbines"2008.

Tabla 4. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos.

Las turbinas de gas se encuentran entre los equipos de generación disponibles más limpios disponibles comercialmente. Las tecnologías de control de emisiones continúan evolucionando.

La siguiente tabla muestra las emisiones de los sistemas listados en la tabla 4, en un sistema de cogeneración típico, utilizando como combustible gas natural.

	Sistema 1 - 1,150 kW	Sistema 2 – 5,457 kW	Sistema 3 – 10,239 kW	Sistema 4 – 25,000 kW	Sistema 5 – 40,000 kW
NO _x (ton/año)	2.12	10.05	18.86	46.05	73.68
SO ₂ (ton/año)	0.03	0.17	0.31	0.76	1.22
CO ₂ (ton/año)	6,940	32,930	61,787	150,861	241,378
Combustible consumido (MMBtu/año)	118.626	562,906	1,056,183	2,578,824	4,126,118

Fuente: Elaboración propia utilizando la calculadora de emisiones de cogeneración de la EPA con un factor de planta de 0.9, disponible en: http://epa.gov/chp/documents/chp_emissions_calc.xls o en:

http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/chp_emissions_calc.xls

Tabla 5. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando turbinas de gas.

Son adecuadas si.

- La demanda de energía eléctrica es constante, y es mayor a 1 MW (Turbinas de menor tamaño apenas inician su penetración en el mercado).
- Hay gas natural disponible (o al menos no es un factor limitante)

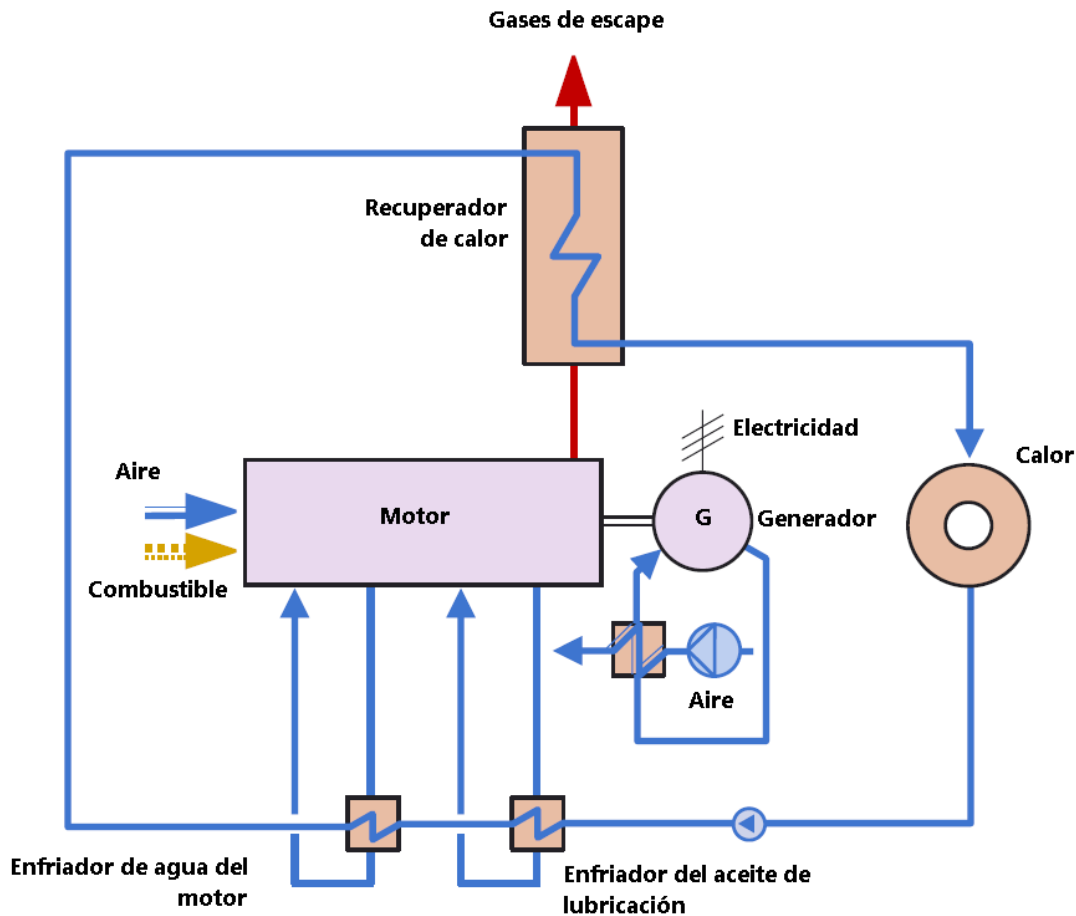


- Existe una alta demanda de vapor a media/alta presión o agua caliente, particularmente a temperaturas mayores a 140 °C
- Existe demanda para gases calientes a 450 °C o mayor

Motores recíprocos de combustión interna

Los motores utilizados para aplicaciones de cogeneración varían en el rango de varios kW hasta 20 MW. Los motores recíprocos más usados para cogeneración pueden dividirse en dos categorías:

- Motores Diesel, usando diesel o combustóleo (para tamaños de entre 800 y 1000 kW)
- Motores ciclo Otto, usando gas, gas natural, biogas, etc.



Fuente: IEA – Energy Statistics Manual 2004

Figura 7. Esquema de un sistema de cogeneración con motor de combustión interna.

Una característica importante de los motores diesel es su alta eficiencia al generar electricidad.

El calor es recuperado de los gases de escape, el agua de enfriamiento, lubricantes y en el caso de los motores supercargados, del calor disponible en el aire supercargado.



La calidad térmica del calor recuperado varía en un sistema de motor de combustión interna. Alrededor del 50% es recuperado de los gases de escape que se encuentran a alta temperatura. Sin embargo la otras fuentes como el agua de enfriamiento y lubricantes, tienen bajas temperaturas y por ende bajo valor térmico.

Son populares como capacidad de reserva en hospitales, plantas nucleares y se pueden utilizar para generación regular de electricidad.

La siguiente tabla muestra las características de rendimiento utilizando como combustible gas natural.

Características	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Capacidad Eléctrica (kW)	100	300	800	3,000	5,000
Costo total de instalación (\$/kW)	\$2,210	\$1,940	\$1,640	\$1,130	\$1,130
Heat Rate Eléctrico (Btu/kWh)	12,000	9,866	9,760	9,492	8,758
Eficiencia eléctrica	28.4%	34.6%	35.0%	36.0%	39.0%
Velocidad del motor (rpm)	1,800	1,800	1,800	900	720
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	1.20	4.93	9.76	28.48	43.79
Presión requerida del gas	<3	<3	<3	43	65
Características de cogeneración					
Flujo de escape (1,000 lb/hr)	1.4	6.3	12.1	48.4	67.1
Temperatura de escape (°F)	1,060	939	909	688	698
Calor recuperado del escape (MMBtu/hr)	0.28	1.03	1.85	4.94	7.01
Calor total recuperado (MMBtu/hr)	0.61	2.16	4.30	10.53	15.23
Calor total recuperado (kW)	179	632	1,260	3,084	4,463
Forma del calor recuperado	H ₂ O caliente	H ₂ O caliente	H ₂ O caliente	H ₂ O caliente	H ₂ O caliente
Eficiencia total de cogeneración	79%	78%	79%	73%	74%
Relación Electricidad-a-Calor	0.56	0.79	0.79	0.97	1.12
Heat rate Neto (Btu/kWh)	4,383	4,470	4,385	5,107	4,950
Eficiencia eléctrica efectiva	0.78	0.76	0.78	0.67	0.69

Fuente: EPA: "Technology Characterization: Steam Turbines"2008.

Tabla 6. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos utilizando como combustible gas natural.

La siguiente tabla muestra las emisiones de los sistemas listados en la tabla 6, en un sistema de cogeneración típico, utilizando como combustible gas natural.



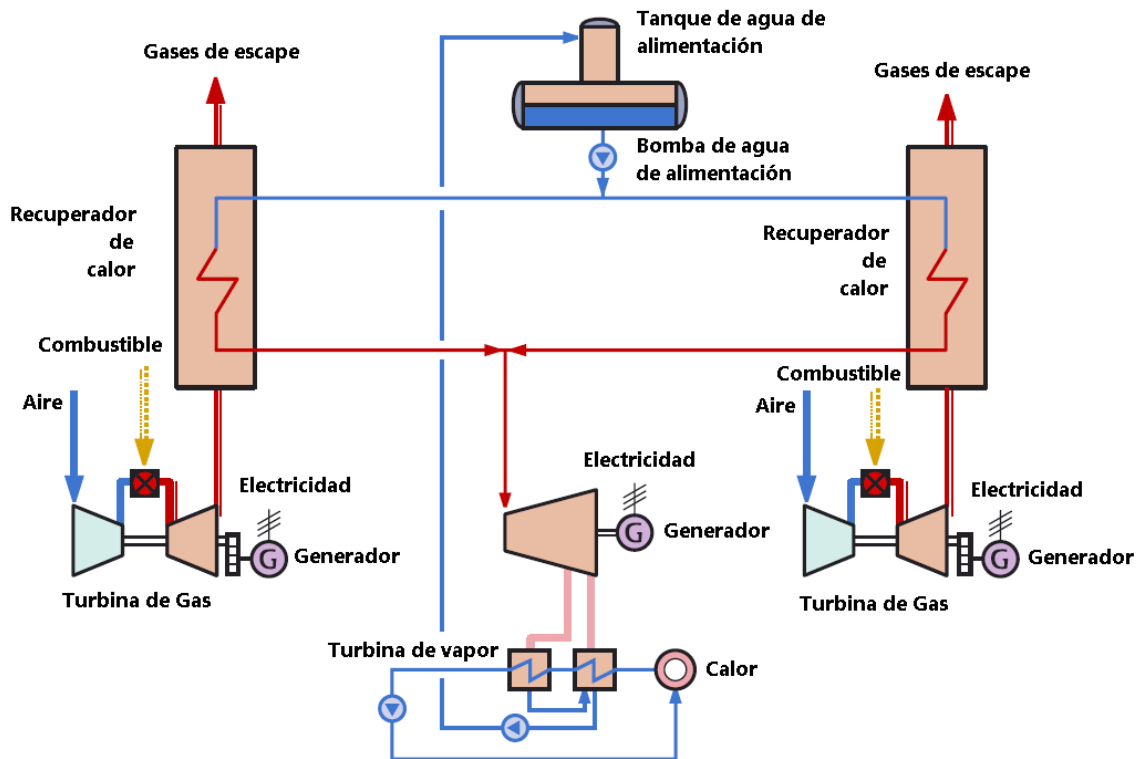
	Sistema 1 - 100 kW	Sistema 2 - 300 kW	Sistema 3 - 800 kW	Sistema 4 - 3,000 kW	Sistema 5 - 5,000 kW
NO _x (ton/año)	0.18	0.55	1.47	5.53	9.21
SO ₂ (ton/año)	0.00	0.01	0.02	0.09	0.15
CO ₂ (ton/año)	603	1,810	4,828	18,103	30,172
Combustible consumido (MMBtu/año)	10.315	30,946	82,522	309,459	515,765

Fuente: Elaboración propia utilizando la calculadora de emisiones de cogeneración de la EPA con un factor de planta de 0.9, disponible en: <http://epa.gov/chp/basic/calculator.html>

Tabla 7. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando motores de combustión interna y gas natural como combustible.

Cogeneración en ciclo combinado

Los ciclos combinados utilizan dos tipos de sistemas, uno detrás del otro, así el calor residual del primero es utilizado por el segundo, la configuración más común es la de una turbina de gas seguida por un sistema de vapor.



Fuente: IEA – Energy Statistics Manual 2004

Figura 8. Esquema de un sistema de cogeneración utilizando un ciclo combinado.

El calor de los gases de escape de la turbina de gas suministra la energía térmica del sistema de vapor. Como se puede observar en la figura 8, el calor de estos gases se puede



mejorar al inyectar combustible adicional, pero ésta práctica no se considera como cogeneración.

Si por el contrario, el sistema de vapor tiene la capacidad de extracción, la electricidad generada por la turbina de gas y la de vapor es energía de cogeneración cuando el calor es recuperado para procesos o calefacción.

La eficiencia térmica de este sistema y con unidades recientes, puede exceder del 50%. Los beneficios de éste sistema, son la total explotación del calor de escape que de otra forma se perdería.

Celdas de combustible

Las celdas de combustible usan la energía química creada por la oxidación del hidrógeno para producir calor y electricidad, teniendo como residuo agua. Cuando el hidrógeno entra a la celda de combustible, un catalizador en el ánodo divide el hidrógeno en un ion de hidrógeno (H^+) y un electrón (e^-). Los electrones cargados negativamente fluyen hacia una carga externa en el cátodo, mientras que los iones de hidrógeno pasan a través del electrolito hacia el cátodo, en dónde se combinan con oxígeno y los electrones para producir agua y calor. El voltaje generado por una celda de combustible es pequeño. Sin embargo con las celdas de combustible se puede formar un arreglo de varias de ellas para obtener la potencia requerida.

Existen dos tipos de celdas de combustible, las de baja temperatura (como las de ácido fosfórico) y es tecnología confiable; y las de alta temperatura, que operan a una temperatura de 540 °C, y la cual es tecnología emergente.

El combustible que es el hidrógeno se puede obtener de reformar el gas natural o el propano, mediante la electrolisis del agua.

En la siguiente tabla se muestran las características de rendimiento de distintos tipo de celdas de combustible.



Características	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5	Sistema 6
Tipo de celda	PAFC	PEM	PEM	MCFC	MCFC	SOFC
Capacidad Eléctrica (kW)	200	10	200	300	1,200	125
Costo total de instalación (\$/kW)	6,310	9,100	N.A.	5,580	5,250	N.A.
Heat Rate Eléctrico (Btu/kWh)	9,480	11,370	9,750	8,022	8,022	8,024
Eficiencia eléctrica	33%	30%	35%	43%	43%	43%
Temperatura de operación (°F)	400	150	150	1200	1200	1750
Entrada de combustible (MMBtu/hr)	1.9	0.1	2	2.4	9.6	1
Costos de O&M (\$/kW)	0.038	N.A.	N.A.	0.035	0.032	N.A.
Características de la cogeneración						
Calor disp. >160°F (MMBtu/hr)	0.375	0	0	N.A.	N.A.	N.A.
Calor disp. <160°F (MMBtu/hr)	0.475	0.04	0.72	0.48	1.9	0.34
Salida de calor (MMBtu/hr)	0.85	0.04	0.72	0.48	1.9	0.34
Salida de calor (kW equivalente)	249	11.7	211	140.6	556.7	100
Eficiencia total de cogeneración	81%	65%	72%	62%	62%	77%
Relación Electricidad-a-Calor	0.80	0.85	0.95	2.13	2.16	1.25
Heat rate Neto (Btu/kWh)	4,168	6,370	5,250	6,022	6,043	4,611
Eficiencia eléctrica efectiva	81.9%	53.58%	65.01%	56.67%	56.48%	74.02%

Fuente: EPA: "Technology Characterization: Steam Turbines" 2008.

Tabla 8. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos de celdas de combustible.

La siguiente tabla muestra las emisiones de los sistemas listados en la tabla 8, en un sistema de cogeneración típico, utilizando celda de combustible.

	Sistema 1 - 200 kW	Sistema 2 - 100 kW	Sistema 3 - 200 kW	Sistema 4 - 300 kW	Sistema 5 - 1,200 kW	Sistema 6 - 125 kW
NO _x (ton/año)	0.37	0.18	0.37	0.55	2.21	0.23
SO ₂ (ton/año)	0.01	0.00	0.01	0.01	0.04	0.00
CO ₂ (ton/año)	1,207	603	1,207	1,810	7,241	754
Combustible consumido (MMBtu/año)	20,631	10,315	20,631	30,946	123,784	12,894

Fuente: Elaboración propia utilizando la calculadora de emisiones de cogeneración de la EPA con un factor de planta de 0.9

Tabla 9. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando motores de combustión interna y gas natural como combustible.



1.4 Aspectos energéticos y ambientales de las plantas de cogeneración

Flexibilidad del combustible

Una alta flexibilidad en el combustible ofrece opciones económicas y contribuye significativamente a la seguridad de suministro de energía.

Una planta de cogeneración industrial que utiliza los residuos de la propia industria como combustible, debe considerar que la calidad del combustible puede variar. El sistema de cogeneración se debe diseñar para esta variación sin perder la confiabilidad. Para incrementar la seguridad de suministro de energía, en los casos de plantas alimentadas por biomasa es recomendable utilizar un combustible de respaldo como diesel.

Cuando se usan combustibles como gas natural y/o carbón, las variaciones en la calidad son normalmente insignificantes, en estos casos la necesidad por la flexibilidad del combustible es menos importante.

Los precios en los combustibles son difíciles de predecir. Mantener la posibilidad de tener cierto nivel de flexibilidad en el combustible para un sistema particular de cogeneración, reduce significativamente el riesgo de escasez o irregularidades de disponibilidad.

Seguridad en el suministro del combustible

Una instalación industrial no debe poner en juego su producción. En los casos en los que se utilizan como combustible los residuos producidos, existe una variación tanto en calidad como en disponibilidad del combustible. Para contar con una generación de energía efectiva, así como con una producción constante, es recomendable asegurar el suministro de combustible por un cierto periodo de tiempo. Cuando existe el riesgo de irregularidades en el suministro, es de vital importancia minimizar estos riesgos potenciales, ya sea con el almacenamiento local o en arreglos para contar con un combustible alternativo. La viabilidad de estos arreglos puede ser corroborada al comparar los costos en los que se incurren al llevar a cabo estas alternativas contra aquellos costos derivados de una pérdida de producción en casos de insuficiencia de combustible.

Parámetros ambientales

La instalación de un sistema de cogeneración regularmente incrementa las emisiones contaminantes en el sitio en que se instala. Los efectos en el medio ambiente local derivados de dicha implementación tienen que ser considerados en las primeras etapas de un proyecto como parte del proceso de evaluación y planeación.



Cualquier proyecto tiene que ir acompañado de un estudio de impacto ambiental, cuyo objetivo tiene que ser determinar la viabilidad de un proyecto, en función del impacto ambiental en el sitio, desde su construcción y operación, con base en estudios científicos y técnicos, deberá indicar las medidas previstas para evitar o mitigar los efectos negativos sobre el medio ambiente, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente en el área de instalación.

Además de los ahorros que representa el uso de la cogeneración en términos económicos, ésta tecnología trae consigo importantes beneficios ambientales, a través del uso más eficiente de los combustibles fósiles. Es eficiente en reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y de óxido de azufre (SO₂). La reducción de óxidos de nitrógeno (NO_x) también de reducen al emplear una planta de combustión moderna.

Sin embargo, los ahorros de emisiones de carbón que representa un proyecto de cogeneración es un tema altamente debatido, ya que es muy difícil probar la electricidad que desplaza. Este tema ha sido tratado en diversas discusiones en los mercados europeos, sin que se llegue a ningún acuerdo.

En los países de la Unión Europea aún no se cuenta con restricciones de emisiones comunes para plantas de conversión de energía. La directiva de la Unión Europea 2000/76/EC especifica las siguientes restricciones de emisiones para SO₂, NO_x, y diversas partículas. Sin embargo existen restricciones nacionales más estrictas que anulan la directiva.

	<50 MWth	50-100 MWth	100-300 MWth	>300 MWth
SO ₂		850	850-200 (decremento lineal)	200
NO _x		400	300	200
Partículas	50	50	30	30

Fuente: Directiva de la Unión Europea 2000/76/EG

Tabla 10. Emisiones de la combustión de combustibles sólidos (mg/Nm³, 6% O₂)

	<50 MWth	50-100 MWth	100-300 MWth	>300 MWth
SO ₂		200	200	200
NO _x		350	300	200
Partículas	50	50	30	30

Fuente: Directiva de la Unión Europea 2000/76/EG

Tabla 11. Emisiones de la combustión de biomasa (mg/Nm³, 6% O₂)



	<50 MWth	50-100 MWth	100-300 MWth	>300 MWth
SO ₂		850	850-200 (decremento lineal)	200
NO _x		400	300	200
Partículas	50	50	30	30

Fuente: Directiva de la Unión Europea 2000/76/EG

Tabla 12. Emisiones de la combustión de combustibles líquidos (mg/Nm³, 6% O₂)

La cogeneración al consumir menos combustible, reduce las emisiones contaminantes. Esta disminución depende de la tecnología empleada, del factor de planta, y del tipo y calidad del combustible.

Capacidad de Generación (MW)	Toneladas de CO ₂ evitadas al año
1	6518
5	32592
10	65183
20	130366
50	325916
100	651832

Fuente: Iniciativa para el fomento de la cogeneración, Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración de la CONAE, Febrero de 2005.

Tabla 13. Emisiones evitadas con cogeneración, considerando satisfacer el 100% de la demanda térmica vs. Una termoeléctrica convencional

En México, las Normas Oficiales Mexicanas en materia medio ambiental, la cuales determinan la competencia y las funciones de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

Entre las que le competen a un proyecto de cogeneración, encontramos:

NOM-001-SEMARNAT-1996¹⁶, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en agua y bienes nacionales.

NOM-002-SEMARNAT-1997, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.

NOM-003-SEMARNAT-1997, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales tratadas que se reutilicen en servicios al público.

NOM-081-SEMARNAT-1994¹⁷, que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición, cuyo campo de aplicación es la pequeña, mediana y gran industria, comercios, servicios públicos o privados.

¹⁶ La serie de normas de calidad del agua residual se puede consultar en:

<http://www.semarnat.gob.mx/leyesy normas/normasoficialesmexicanasvigentes/Pages/calidaddelaguaresidual.aspx>



NOM-129-SEMARNAT-2006¹⁸, Redes de distribución de gas natural; la cual establece las especificaciones que en materia de protección ambiental deben cumplir la preparación, construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución de gas natural.

Nuevos desarrollos y tendencias de las plantas de cogeneración

Uno de los desarrollos más fascinantes, no sólo porque incluye diversas tecnologías emergentes en su lucha por la comercialización, sino porque también ofrece la posibilidad de transformar la manera en que la energía se suministra al sector doméstico y el sector comercial pequeño, es el de la micro-cogeneración

Así como la generación distribuída tiene diferentes significados según la fuente consultada, la micro-cogeneración no tiene una definición “oficial” pero en términos generales se puede hablar de sistemas de entre 1 y 10 kW.

Los sistemas de micro-cogeneración pueden basarse en celdas de combustible, motores de combustión interna, motores Stirling o microturbinas.

En la siguiente tabla podemos observar los equipos de micro-cogeneración disponibles en el mercado en el año 2005.

Nombre del equipo	Fabricante	Tecnología	Potencia [kW]
DACHS	SenerTec	MCI	5.5
Ecopower	PowerPlus Technology	MCI	4.7
ECOWILL	Honda y Asociados	MCI	1.0
WhisperGen	Whisper Tech	Motor Stirling	1.2
Genelight	Yanmar	MCI	5.0

MCI=Motor de Combustión Interna

Fuente: Cogeneration and OnSite Power Production Magazine¹⁹

Tabla 14. Equipos de Micro-Cogeneración disponibles en el mercado en 2005

Sin embargo, aunque aun no tiene presencia en el mercado, el segmento de celdas de combustible, tiene mucho potencial futuro,

¹⁷ Esta norma se puede consultar en:

http://www.semarnat.gob.mx/leyesnормas/normasoficialesmexicanasvigentes/Contaminacin%20por%20Ruido/NOM%20081%20ECOL_1994_DOE.pdf o en:

http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/NOM081ECOL_1994_DOE.pdf

¹⁸ La norma se puede consultar en:

http://www.semarnat.gob.mx/leyesnормas/normasoficialesmexicanasvigentes/Impacto%20Ambiental/NOM_129_SEMARNAT_2006_17_JULIO_2007.pdf o en:

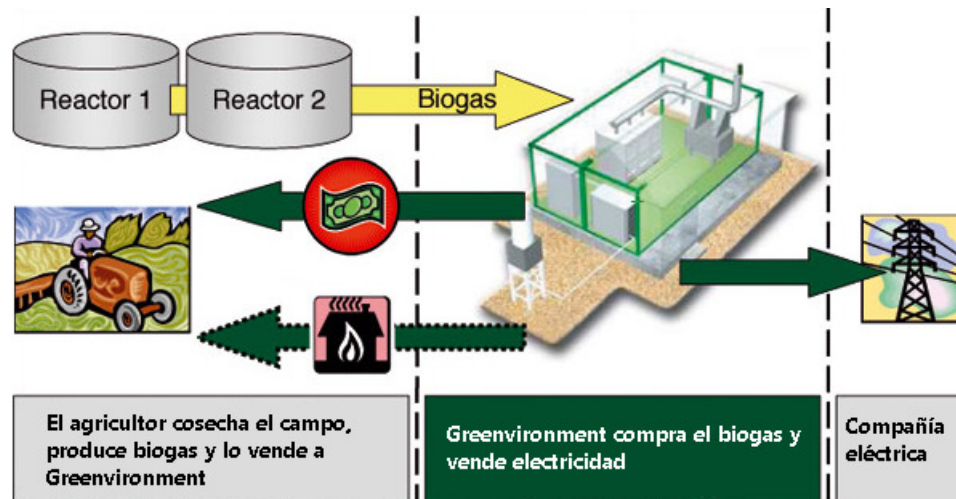
http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/NOM_129_SEMARNAT_2006_17_JULIO_2007.pdf

¹⁹ Fuente: Cogeneration and OnSite Power Production Magazine, Vol. 7, Issue 4, Julio/Agosto 2006, “Can small make it big? The progress of micro-CHP in world mass markets”



La generación distribuida a pequeña escala, ofrece una oportunidad de cubrir muchas necesidades, como son: la reducción de emisiones, menores costos de la energía para los consumidores, mayor seguridad energética, etc.

Otra tendencia que está teniendo un gran auge es el de las pequeñas plantas basadas en biocombustibles, en Alemania, el biocombustible más utilizado es el biogas. Un concepto surgido en 2002, es el llevado a cabo por la empresa Greenvironment, la cuál opera como una empresa que ofrece al agricultor el beneficio de comprarle el biogas producido por los desechos generados y ellos generan electricidad, como se ejemplifica en la siguiente figura.



Fuente: Greenvironment

Figura 9. Concepto de negocio “Outsourcing” aplicado en el campo.

Caso de estudio

Planta de cogeneración de biogas en Kupferzell, Alemania²⁰.

Esta planta es una microturbina de 130 kW²¹ de capacidad, su combustible proviene de desperdicios de procesos alimenticios y de almacenamiento de maíz.

Entre sus características se encuentra que el escape de la turbina se conduce directamente a la instalación de secado de la compañía, para crear fertilizantes minerales de la fermentación de residuos húmedos. El secado directo de biomasa utilizando el escape de una turbina es un sistema pionero en el mundo.

Recibe como apoyo un bono por la electricidad de biogas de 19.5 €c por cada kWh, suministrado a la red. Su periodo de retorno de inversión se estima entre 3 y 5 años.

La utilización de ésta planta evita la emisión de entre 500 y 1160 kg de CO₂ equivalentes por MWh.

²⁰ Greenvironment: Referencia de plantas existentes en Alemania:

http://www.greenvironment.de/english/biogas/produkte/vergl_motor_turbine.html

²¹ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Germany



Sin embargo, la generación en centrales de gran tamaño también presenta desarrollos innovadores y de gran impacto beneficioso en la región dónde se instalan. La volatilidad de los precios de los combustibles, ha originado la necesidad de diversificar la fuentes de energía primaria, en primera instancia se logró con sistemas duales, que utilizan carbón o combustóleo. Sin embargo una nueva opción es la de ser una planta multi-combustible.

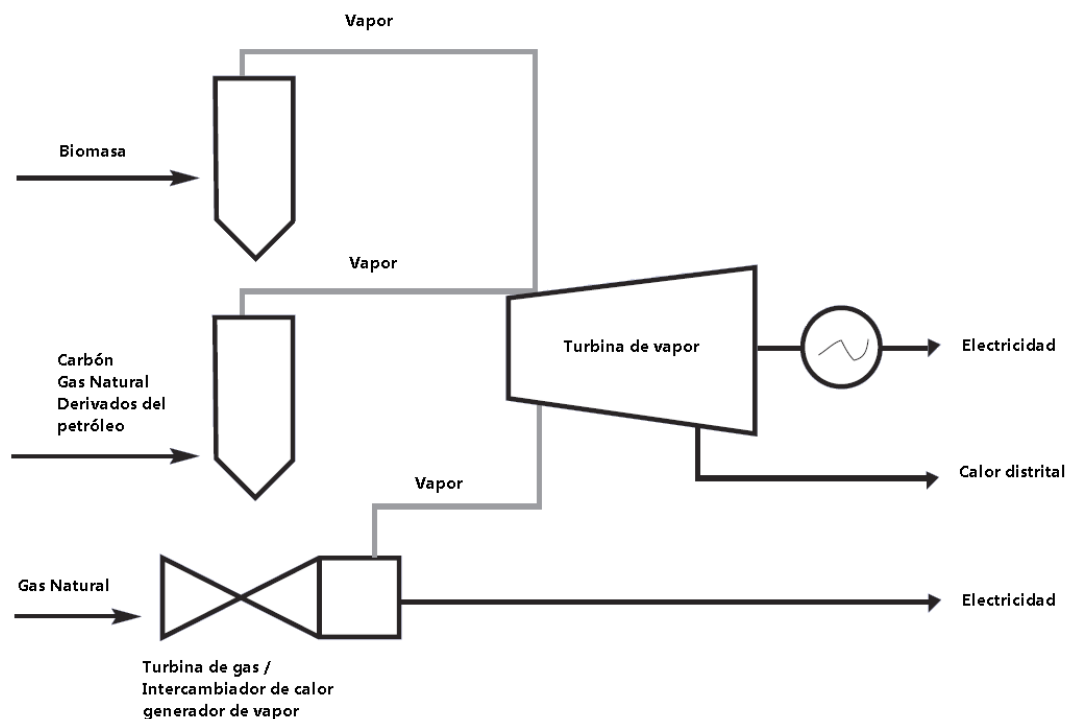
Caso de estudio

Planta Avedore Multi-Combustible en Dinamarca

La planta de cogeneración Avedore, es propiedad de la Compañía de Transmisión de Calor del Oeste de Copenhague. Su construcción fue finalizada en 2002 con un costo de 400 millones de euros.

La planta suministra 485 MW de electricidad y 570 MW de calor, el equivalente al suministro de calor de 180,000 hogares y las necesidades de electricidad de 800,000 hogares. Reemplazó a tres plantas antiguas e ineficientes basadas en carbón, reduciendo en 10% las emisiones de CO₂.

Utiliza una combinación de turbinas de gas y vapor, con una caldera que puede utilizar gas natural, carbón o derivados del petróleo, y una caldera de biomasa. La configuración de la planta se ilustra a continuación.



Fuente: IEA

Figura 10. Configuración de la planta Avedore.



La ventaja que tiene éste tipo de planta es la posibilidad que tiene de diversificar sus fuentes de energía, de ésta manera se puede elegir la que ofrezca mayores ventajas económicas.

Conclusiones

La energía es la herramienta más importante del desarrollo del hombre y la sociedad, no se puede concebir el mundo como lo conocemos sin el uso intensivo de energía, su transformación y consumo entonces cobran relevante importancia sobretodo cuando éstos afectan el propio medio en el cual nos desarrollamos. Es por ello que se describe tanto el uso como la generación eficiente de energía, comprendiendo éstos conceptos, se entienden mejor las ventajas que ofrecen respecto a las formas tradicionales de generación y consumo.

La generación distribuída ofrece ventajas para cierto tipo de aplicaciones y necesidades, en cuyo caso, la cogeneración es el método principal de ésta categoría de generación.

Pero no solamente en la generación distribuida la cogeneración encuentra su nicho, si bien, es uno de los principales, no se ve limitado su utilización a sistemas de pequeña y mediana escala, se adapta con facilidad para distintos usos y requerimientos que pueden ir desde la microgeneración hasta sistemas de generación centralizada, de manera que cubre amplios sectores, con ventajas particulares cada uno.



Capítulo 2. Estado actual del desarrollo de la cogeneración en Europa y México

Introducción

En éste capítulo se plantea la situación que guarda el desarrollo de la cogeneración en Europa, así como en algunos países seleccionados, y en México. Estableciendo la participación que tiene la cogeneración en la generación de energía eléctrica y el mercado que abarca en cada país, si es industrial, proveniente de sistemas de calefacción distrital o de sistemas de pequeña escala. El objetivo es, establecer la posición de la cogeneración y remarcar las razones por las cuales se considera que en algunos países europeos ha tenido un éxito su aprovechamiento y que sería conveniente seguir ese modelo.

Se estudian y analizan los elementos de viabilidad técnicos, tecnológicos, regulatorios, económicos y logísticos que permiten que la cogeneración se desarrolle de la manera en que lo ha hecho.

Estos elementos de viabilidad, son una ventana para analizar los factores de éxito en la implementación de la cogeneración, y dan pauta para identificar aquellos factores que limitan y obstaculizan el desarrollo, también llamadas barreras.

2.1 Situación actual en Europa

La cogeneración en Europa juega un papel muy importante en la generación de energía eléctrica y térmica. En el año 2006, el 10.9% de la energía eléctrica producida en los 27 países miembros de la Unión Europea (UE), provenía de sistemas de cogeneración, su mayoría en el sector industrial, aunque en algunas regiones más específicas, la calefacción distrital juega un papel igual de importante.

La siguiente tabla muestra el porcentaje que ocupa la cogeneración con respecto a la capacidad total de generación instalada en los países miembros de la Unión Europea (EU-27), se incluye en la tabla a México como figura ilustrativa.



País \ Año	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
EU (27 países)	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	10.5	11.1	10.9
EU (25 países)	:	:	:	:	:	:	:	:	9.9	:	10.2	10.8	10.8
EU (15 países)	9	:	9.4	10.1	10.9	:	9.6	:	9.2	:	9.5	10.2	10.1
Alemania	9	:	6.8	6.7	7.5	:	10.6	:	9.8	:	9.3	12.6	12.5
Austria	21.4	:	24.7	24.7	24.8	:	10.4	:	13.6	:	15.2	15.4	16.1
Bélgica	3.4	:	3.9	3.9	4.1	:	6.5	:	7.5	:	8.4	8.5	8.7
Bulgaria	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	7.3	6.1	6
Chipre	0	:	0	0	0	:	0	:	0	:	0	0.3	0.3
Dinamarca	54.5	:	54.6	59.9	62.3	:	52.6	:	49.1	:	50	52.1	40.7
Eslovaquia	:	:	:	:	:	:	:	:	17.5	:	15.3	15.3	27.6
Eslovenia	:	:	:	:	:	:	:	:	5.9	:	6.4	7.3	7.4
España	5.3	:	7.7	9.8	11.2	:	9.2	:	7.8	:	7.9	7.8	7.2
Estonia	:	:	:	:	:	:	:	:	11	:	9.9	10.2	10.7
Finlandia	30.9	:	32.5	33.3	35.8	:	36.4	:	38	:	34	38.9	34.9
Francia	1.8	:	1.9	2.1	2.5	:	3	:	4	:	4.1	4	3.2
Grecia	2	:	2.1	2.2	2.1	:	2.1	:	1.9	:	1.5	1.7	1.7
Holanda	39.5	:	42.7	47.9	52.6	:	37.6	:	29.9	:	29.5	29.4	29.9
Hungría	:	:	:	:	:	:	:	:	21.5	:	18.2	19.1	22.4
Irlanda	1.5	:	1.9	2.3	1.9	:	2.4	:	2.5	:	2.6	2.4	5.6
Italia	11.4	:	12.9	16	17.3	:	8.3	:	7.4	:	8.1	9	9.8
Letonia	:	:	:	:	:	:	:	:	37.5	:	32	30.7	42.6
Lituania	:	:	:	:	:	:	:	:	9.7	:	11.6	15.5	14.3
Luxemburgo	:	:	:	9.5	22.5	:	17.7	:	7.9	:	10.6	10.1	10.9
Malta	0	:	0	0	0	:	0	:	0	:	0	0	0
Polonia	:	:	:	:	:	:	:	:	16	:	17	16.8	16
Portugal	9.9	:	8.2	8.6	8.4	:	10	:	10	:	11	11.6	11.6
Reino Unido	3.6	:	4.3	4.9	5.2	:	6.1	:	5.4	:	6.7	6.8	6.3
Republica Checa	:	:	:	:	:	:	:	:	17.1	:	16.4	16.8	15.1
Rumania	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	26.4	26.2	18
Suecia	6.4	:	7.3	6.2	6	:	5.9	:	6.8	:	8.1	6.7	8
Turquía	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	4	4.4	4.4
Rusia	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	33.0	31.0
México	:	:	:	:	:	:	:	:	:	3.0	3.0	2.8	2.8

Fuente: Eurostat, Combined heat and power generation (% of gross electricity generation). Datos para México: Secretaría de Energía, Prospectivas del Sector Eléctrico.

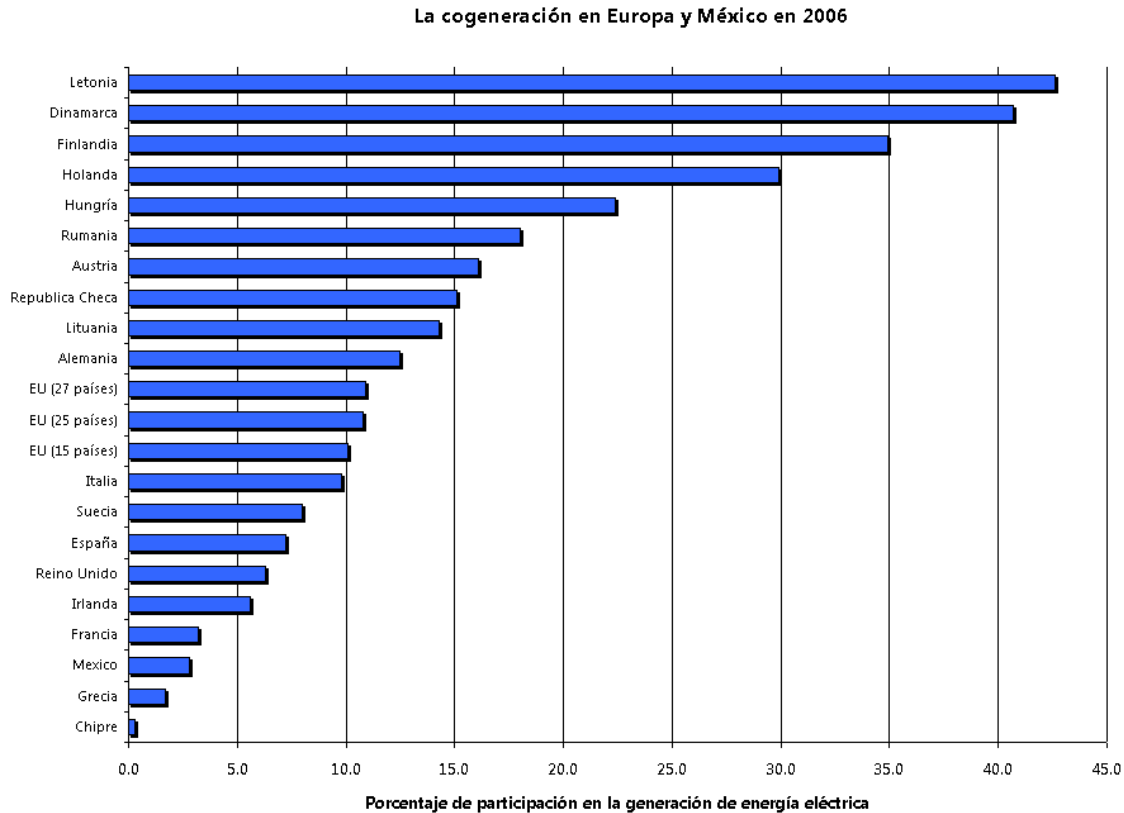
Tabla 1. Participación de la cogeneración respecto a la generación bruta de electricidad en los países miembros de la Unión Europea.

En 1997, la Comisión Europea en un documento de comunicación²² se fijó la meta de duplicar la producción de la cogeneración en proporción a la generación, para pasar de 9% a un 18% en 2010. Sin embargo, como se puede observar en la tabla 15, esa meta no se cumplió.

²² Fuente: COGEN Europe - "The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study". Disponible en: http://tecs.energyprojects.net/links/final_publishable_report.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/EuropeanCogenerationStudy_final_publishable_report.pdf



En la siguiente figura (Fig. 11), se muestra la participación de la cogeneración en algunos países de Europa, se anexa también a México con el objetivo de observar su posición.



Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat y de la Secretaría de Energía.

Figura 1. La cogeneración de Europa y México en 2006.

En 2007 Europa contaba con una capacidad de generación eléctrica de 803 MW²³ la capacidad instalada en Europa ese mismo año de sistemas de cogeneración suma unos 81 GW²⁴, siendo el potencial de 230 GW. Esto quiere decir, que la cogeneración en Europa podría significar un 28% de la capacidad de generación total.

²³ RWE: “Factbook Generation Capacity in Europe”, disponible en: <http://www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/presentationen/fakten-kompakt/property=Data/id=481528/de-factbook-juni-2007-2.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/de-factbook-juni-2007-2.pdf>

²⁴ COGEN Europe, “Cogeneration in Europe”, disponible en: http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/bilateral/india/energy/doc/eu_india_3/res/riddoch_cogen_europe_2007.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/riddoch_cogen_europe_2007.pdf



2.1.1 Estado actual en algunos países con mayor participación de la cogeneración

Dentro de los países con mayor éxito en la producción de calor y electricidad provenientes de la cogeneración se encuentran Letonia, Dinamarca, Finlandia, Rusia y Holanda. La cogeneración se usa principalmente en las redes de calefacción distrital y en procesos industriales.

En Letonia hay una capacidad instalada total en 2008 de 2,463 MW²⁵, de los cuales, 953 MW se derivan de dos grandes plantas de cogeneración, una 143 MW y otra de 627 MW ubicadas ambas en la ciudad de Riga.

Dinamarca

En Dinamarca, la capacidad instalada total era en 2006 de 13,012 MW²⁶, por concepto de plantas de cogeneración contaba con una capacidad de 5,690 MW²⁷. La principal aportación se debe a la red de calefacción distrital, y a la alta participación de la generación distribuida en el país.

Desde 1979, varias políticas de grandes incentivos, propiciaron el crecimiento de los sistemas de cogeneración y el sistema de calefacción distrital. Este soporte fue provocado por la crisis del petróleo de 1973-74 y finales de los años 70's, cuando el 90% de la energía de Dinamarca era cubierto por importaciones de petróleo.

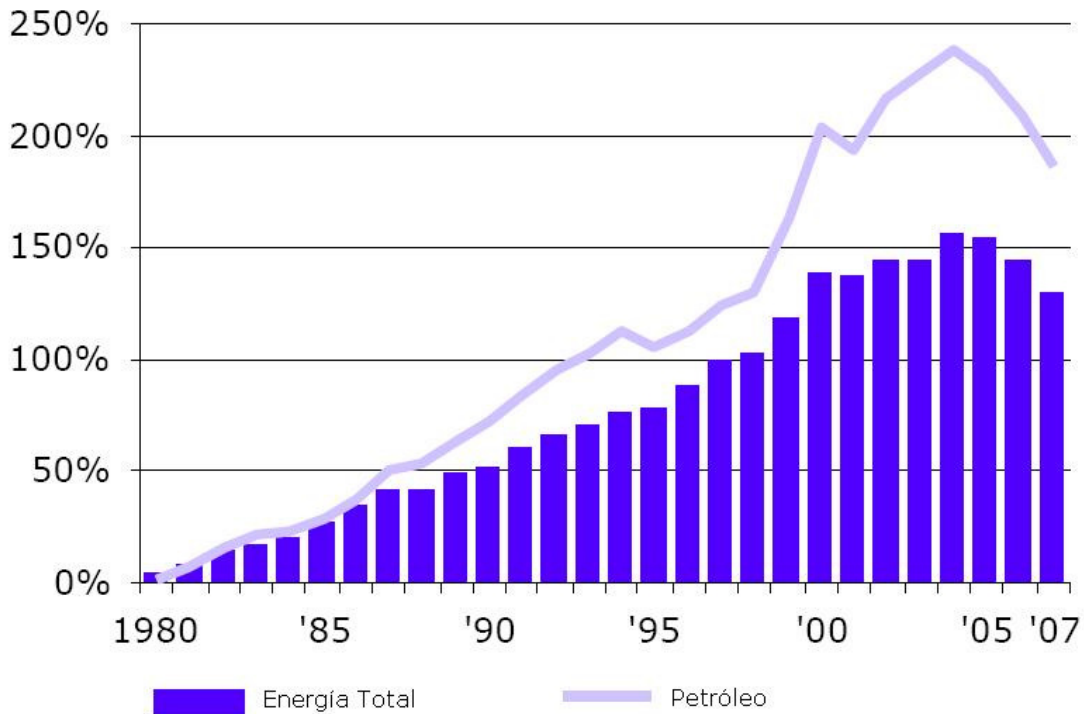
La primera Ley de Suministro de Calor de 1979 ha sido un importante factor en el crecimiento del mercado de la cogeneración y la calefacción distrital, al crear un nuevo proceso de planeación público para racionalizar el suministro de calor.

Los esfuerzos realizados, respecto a la eficiencia energética y la cogeneración, junto con un acceso cada vez mayor al gas y petróleo del Mar del Norte, convirtieron a Dinamarca en un país energéticamente autosuficiente en 1997 (ver Figura 12).

²⁵ Austrian Energy Agency. "Latvia Energy Profile": <http://www.eva.ac.at/enercee/lv/supplybycarrier.en.htm>

²⁶ Eurostat, "Energy Yearly Statistics 2006" disponible en: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Energy-Yearlystatistics2006.PDF>

²⁷ International Energy Agency: "Combined Heat and Power – Evaluating the benefits of greater global investments" 2008, disponible en: http://www.localpower.org/documents/reports_iea_chpwademodel.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/reports_iea_chpwademodel.pdf



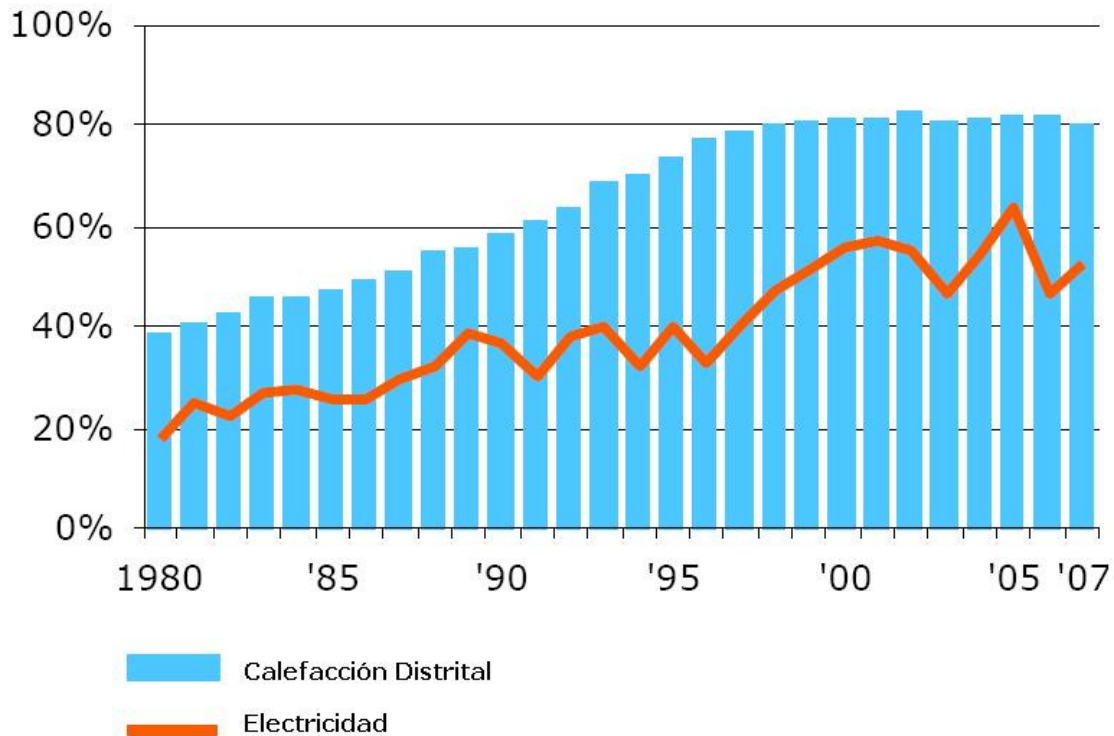
Fuente: Danish Energy Agency, Energy Statistics 2007, disponible en: <http://ens.netboghandel.dk/english/PUBL.asp?page=publ&objno=16324981>

Figura 2. Porcentaje de autosuficiencia energética de Dinamarca.

Dinamarca obtiene un impresionante nivel de su demanda de electricidad y calor utilizando plantas de cogeneración, en particular en la calefacción distrital. En 2007 la cogeneración aportó el 52.9% de la energía eléctrica, además aporta el 80.5% de la producción de calor de la calefacción distrital²⁸, ahora se nota una disminución en el crecimiento de la cogeneración, debido principalmente a que el potencial de cogeneración se ha cubierto en la mayoría de las aplicaciones mas convenientes.

La siguiente tabla muestra la proporción de participación de la cogeneración en la producción de energía eléctrica y calor en la calefacción distrital.

²⁸ IDEM



Fuente: Danish Energy Agency, Energy Statistics 2007

Figura 3. Porcentaje de participación de la cogeneración en la generación de electricidad y calor.

A mediados de la década pasada, el patrón del desarrollo de la cogeneración cambió dramáticamente. Hasta ese punto, los sistemas de gran escala predominaban la escena, pero desde entonces, el desarrollo de sistemas de menor escala, generación distribuida y producción en sitio (también llamados autoprodutores) creció notablemente, principalmente, en edificios comerciales y públicos. En total, 230 sistemas de calefacción distrital fueron convertidos a sistemas de cogeneración a principios de la década de 1990.²⁹

Aplicaciones comerciales

La gran mayoría de las unidades de cogeneración operan en las redes de la calefacción distrital, con una aplicación más limitada en otros sectores. Sin embargo, unidades de pequeña escala se han instalado en hospitales, hoteles y sitios comerciales que tienen una alta demanda de calor.

La mayoría de estos autoprodutores venden su exceso de calor a compañías de distribución local, en 2007 contribuyeron con 16.17 PJ³⁰ de calor a las redes de calefacción distrital³¹ utilizando sistemas de cogeneración.

²⁹ IEA. Denmark – Answer to a Burning Platform: CHP/DH. 2007.

³⁰ PJ = Peta Joule = 1×10^{15} joules

³¹ Fuente: Danish Energy Agency, Energy Statistics 2007.



Aplicaciones industriales

Dinamarca no cuenta con un alto porcentaje de industrias con alta demanda energética como otros países, en 2007 sólo el 18% del total de consumo de energía fue de la industria³². En total existen alrededor de 200 plantas de pequeñas escala de cogeneración en la industria, principalmente en invernaderos, industria de manufactura, farmacéutica y procesamiento de comida.³³

Potencial de cogeneración

La mayoría del potencial de cogeneración ya ha sido alcanzado en Dinamarca, con un pequeño potencial restante para futuras expansiones.

Algunos de los beneficios que ha tenido el desarrollo de la cogeneración incluyen:

- En 2004, la cogeneración y la calefacción distrital evitaron la emisión de 8-111 millones de toneladas de CO₂ por año
- El consumo de energía por m² ha caído 50% desde los principios de la década de 1970
- Cooperación internacional y exportación de la experiencia y conocimiento danés en el sector energético.

Finlandia

En Finlandia, hay 16,557 MW³⁴ de capacidad instalada total, siendo 5,830³⁵ MW de plantas de cogeneración, cuenta con un gran desarrollo de la red de calefacción distrital, en instalaciones industriales y en plantas que funcionan con biocombustibles.

Finlandia es uno de los líderes mundiales en cogeneración, con grandes niveles de desarrollo en sistemas de calefacción distrital. Esta penetración tan alta de la cogeneración se ha dado con poco soporte directo del gobierno. En un país con un clima frío y recursos limitados de energía, la cogeneración representa una elección económica natural para muchas aplicaciones. Los principales factores de desarrollo de la cogeneración han sido, la necesidad de reducir importaciones de energía, la necesidad de maximizar la economía del abastecimiento de energía, y en algunos casos la aplicación de impuestos a los energéticos que aumentan la viabilidad de la cogeneración.

La cogeneración que está altamente centralizada ofrece en Finlandia precios de la energía muy favorables (menores que el promedio Europeo³⁶). A pesar de los precios bajos de

³² IDEM

³³ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Denmark

³⁴ Eurostat, "Energy Yearly Statistics 2006"

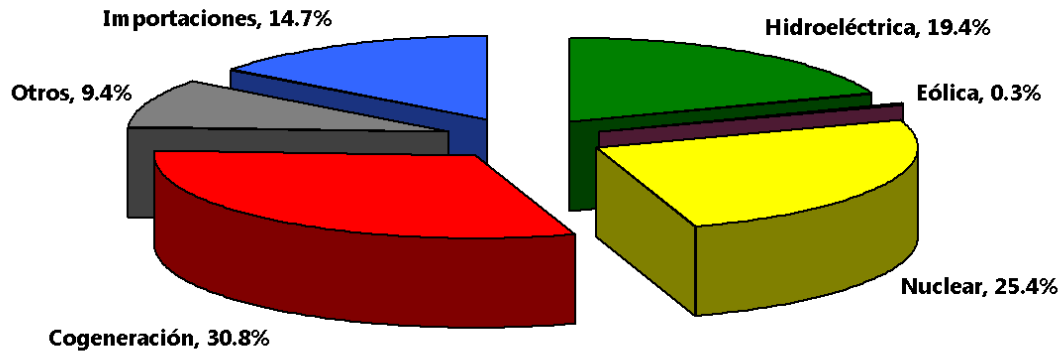
³⁵ International Energy Agency: "Combined Heat and Power – Evaluating the benefits of greater global investments" 2008

³⁶ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Finland



venta, la cogeneración ha sido un negocio exitoso para sus dueños, principalmente municipales.

En 2008, la cogeneración cubrió el 30.8% de la demanda de energía eléctrica, un total de 26.739 TWh de energía³⁷, en la siguiente figura se ilustra mejor el abastecimiento de electricidad de Finlandia.

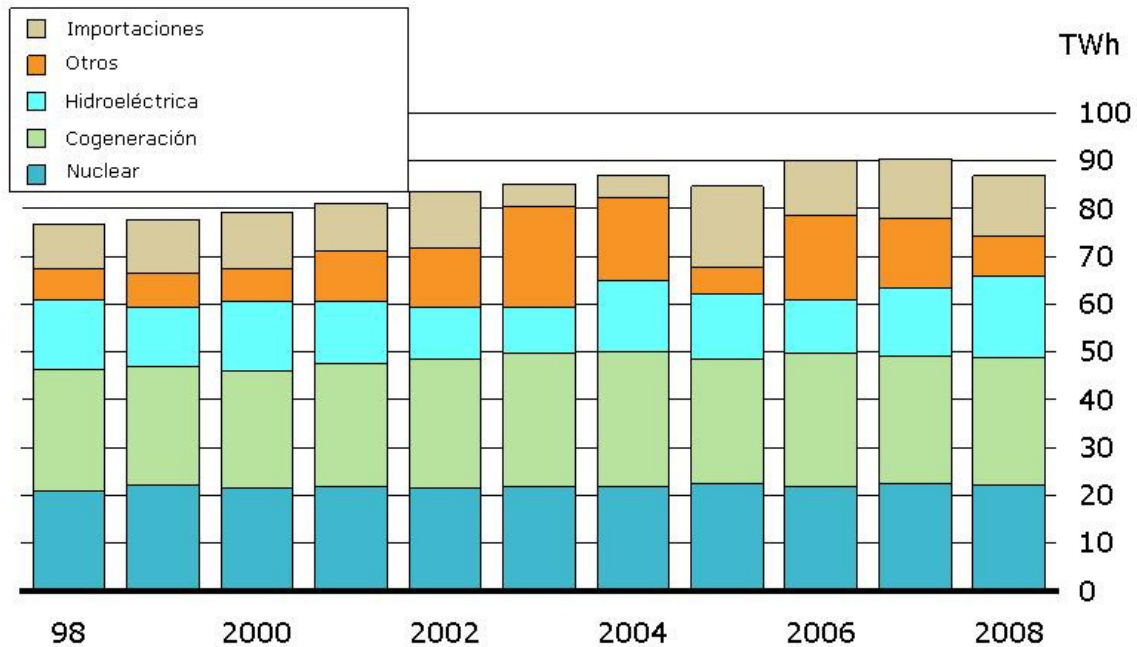


Fuente: Elaboración propia con datos de Energiategollisuus

Figura 4. Generación de electricidad en Finlandia.

En la figura siguiente se muestra la participación histórica de la cogeneración en Finlandia, desde 1998 hasta 2008.

³⁷ Energiategollisuus – Energy Year 2008 Electricity:
<http://www.energia.fi/en/news/energy%20year%202008%20electricity.html>



Fuente: Energiategollisuus – Energy Year 2008 Electricity

Figura 5. Generación de electricidad en Finlandia.

Aplicaciones comerciales

En el futuro, Finlandia enfrenta el reto, de explotar las pocas aplicaciones restantes potenciales para la cogeneración, e incrementar la red de calefacción distrital aún más en ciudades como Helsinki, donde aproximadamente el 93% de los edificios se encuentra atendido³⁸.

Las condiciones climáticas son tales, que la calefacción es necesaria durante casi nueve meses al año, y en invierno, es necesaria la electricidad para iluminación la mayor parte del día. Como resultado de estas condiciones, la calefacción distrital producida con sistemas de cogeneración, se provee todo el año a edificios para calentamiento de agua para uso doméstico, calefacción y otros propósitos.

La cogeneración ha tenido mucho éxito tanto en la industria como en los sistemas de calefacción distrital, ya que dado el clima frío extremo, ofrece un retorno de la inversión más rápido en la infraestructura de producción de calor, y la integración de las industrias de papel y silvicultura, las cuales son altamente demandantes de energía.

El mercado de la cogeneración es muy fuerte, y sin embargo no existe un fuerte régimen gubernamental que lo apoye, tanto la calefacción distrital como la cogeneración son una gran oportunidad para el sector privado.

³⁸ Helsingin Energia – “DH a convenient and environmentally friendly heating method”, disponible en: <http://www.helen.fi/sljeng/kaukolampo.html>



Aplicaciones industriales

La industria en Finlandia es de alta demanda energética. En 2008, el sector industrial demandó el 51% del total de energía eléctrica³⁹, dada su ventaja para aplicaciones industriales, la cogeneración significó el 80% del calor industrial generado en 2007⁴⁰.

Las aplicaciones comerciales están limitadas debido a que la cogeneración está dominada por los sectores industriales y los sistemas de calefacción distrital, por lo que hay poca oportunidad para los sistemas de micro-cogeneración.

Potencial de cogeneración

Debido a su exitoso desarrollo, no hay un potencial sustancial de crecimiento de la cogeneración, aunque podría haber un crecimiento del 20% en los próximos 15 años⁴¹. En términos de beneficios, en 2007 la cogeneración para la calefacción distrital evitó la emisión de 9 millones de toneladas de CO₂, y ahorros de combustible por 23 TWh.

Rusia

Rusia es el cuarto país a nivel mundial en cuanto a capacidad instalada, con 217,158 MW⁴², mientras que la cogeneración aporta 65,100 MW⁴³.

La siguiente figura muestra el progreso que ha tenido la capacidad instalada en Rusia desde 1992.

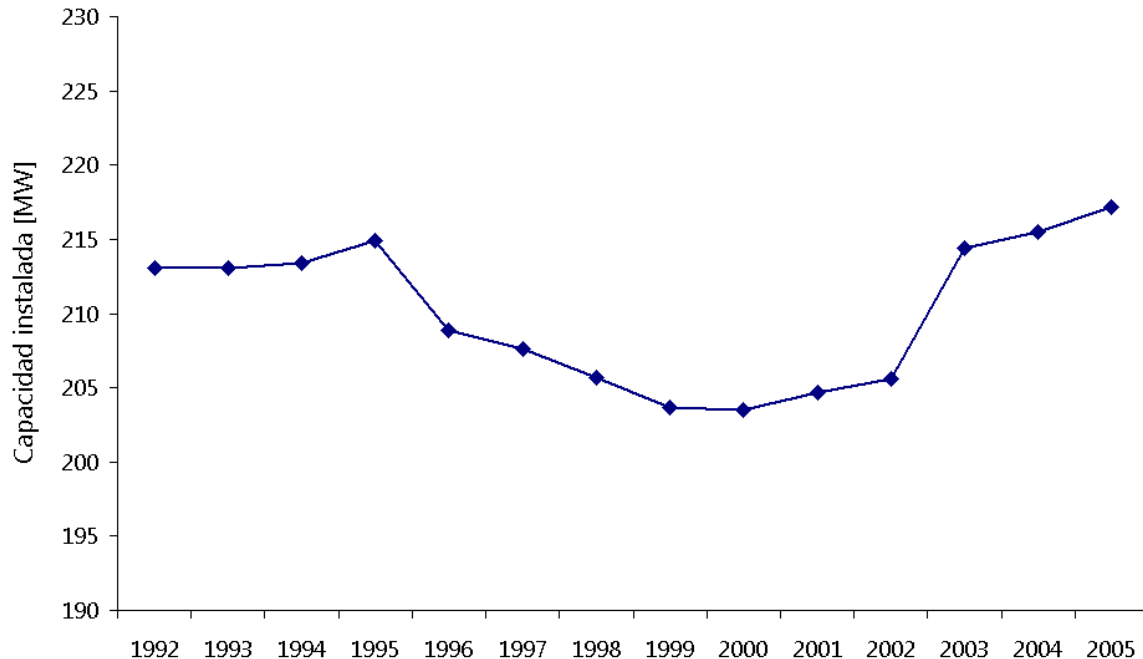
³⁹ IDEM

⁴⁰ Statistics Finland: "Production of Heat and Electricity by production mode 2007", disponible en: http://www.stat.fi/til/salatuo/2007/salatuo_2007_2008-09-26_tie_001_en.html

⁴¹ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Finland

⁴² Energy Information Administration – Russia profile, http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=RS

⁴³ International Energy Agency: "Combined Heat and Power – Evaluating the benefits of greater global investments" 2008



Fuente: Energy Information Administration – Russia profile.

Figura 6. Capacidad instalada de Rusia.

Aplicaciones Comerciales

El sistema de calefacción distrital cuenta con 485 plantas de cogeneración. Rusia cuenta con un alto nivel de centralización en sus sistemas de generación eléctrica y una alta participación de la producción mediante cogeneración. Sin embargo, no tiene una política específica de apoyo a la cogeneración en su reforma del sector eléctrico. La demanda de calor generada en plantas de cogeneración de gran tamaño, tiende a declinar debido en parte a la competencia de sistemas más eficientes y la alternativa cada vez mayor que representan los sistemas modernos de cogeneración de pequeña escala tanto industriales como municipales.

La calefacción distrital suministra con agua caliente y calor a más del 70% de los hogares en Rusia⁴⁴, en ésta red operan 485 plantas de cogeneración, sin embargo los sistemas y redes de calefacción distrital enfrentan problemas técnicos y financieros, principalmente el reto que enfrenta es que el sistema es viejo, ineficiente, y no ha tenido inversiones en mucho tiempo, no existe un mercado transparente que distribuya claramente las responsabilidades, ni hay propiedad clara de las redes e instalaciones.

⁴⁴ Cogeneration and On-Site Power Production: “Russia’s housewarming”, artículo disponible en: http://www.cospp.com/display_article/273016/122/ONART/Display/none/1/Russia%E2%80%99s-housewarming--/



Aplicaciones industriales

Las compañías petroquímicas y refinerías que son grandes consumidores de energía, son candidatos ideales para generar su propia energía usando plantas de cogeneración. En las fábricas de papel, se estima⁴⁵ que podrían generar de 4 a 5 veces más electricidad utilizando plantas de cogeneración que lo que generan actualmente con diferentes sistemas.

Potencial de cogeneración

La cogeneración tuvo un exitoso desarrollo durante la época de la Unión Soviética, al igual que en Finlandia, el desarrollo de dio por razones económicas y de ventajas competitivas con relación a otras tecnologías. Varios factores combinados crean un gran potencial por explotar en Rusia, la industria de la generación de energía eléctrica está en el camino de la privatización, y mientras existe una gran disponibilidad de gas natural, gran parte de la producción está comprometida para exportación, de manera que se verá favorecida la selección de sistemas más eficientes y flexibles como la cogeneración. Además la mayor parte de las plantas de generación de energía eléctrica, construidas en la época soviética, no han sido modernizadas, y no podrán enfrentar los retos que presenta el crecimiento esperado de la demanda.

Holanda

La capacidad instalada en Holanda es de 22,853 MW⁴⁶, con un total de 7160 MW⁴⁷, provenientes de sistemas de cogeneración. La mitad proporcionada por la industria⁴⁸ y una cuarta parte proviene de la red de calefacción distrital.

Alrededor del 20% del calor generado es suministrado por sistemas de cogeneración, las industrias del papel y químicas son las más importantes en términos de utilización y participación de la cogeneración. Hubo un rápido crecimiento de la cogeneración en la década de 1990, pero terminó después de la liberalización de los mercados de electricidad y gas. Actualmente su crecimiento se da en la agricultura, principalmente en invernaderos. Sin embargo, actualmente con mejores condiciones de mercado, y políticas más restrictivas en cuanto a emisiones de CO₂, podría haber nuevamente crecimiento de la cogeneración en el sector industrial.

El gobierno holandés espera ahorrar 50 PJ de energía primaria por la construcción de nuevas plantas de cogeneración para el 2012⁴⁹.

⁴⁵ The Russia Journal – Andrei Abramov “After a decade of reforms, Russian utilities must adapt”:

<http://www.russijournal.com/node/8844>

⁴⁶ Eurostat, “Energy Yearly Statistics 2006”

⁴⁷ International Energy Agency: “Combined Heat and Power – Evaluating the benefits of greater global investments” 2008

⁴⁸ COGEN Europe “Essentials of CHP in the Netherlands”, disponible en:

http://www.cogen.nl/publicat/Essentials_of_CHP_in_the_Netherlands_5.pdf o en:

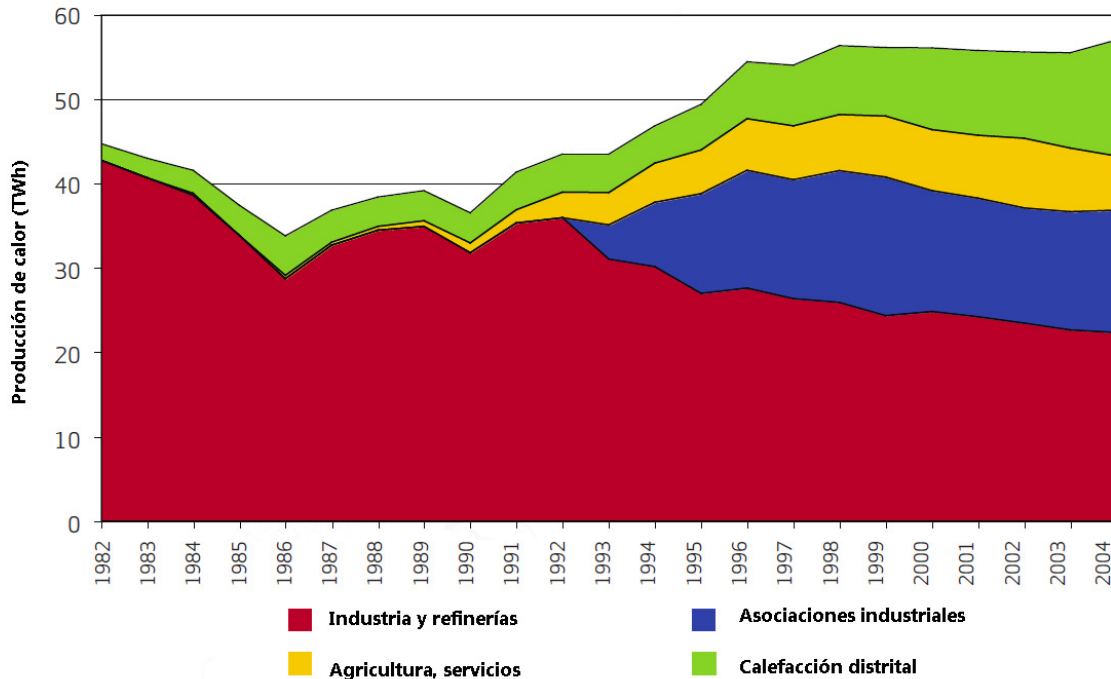
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/EssentialsofCHPinthetheNetherlands.pdf>

⁴⁹ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: The Netherlands



Aplicaciones y mercados

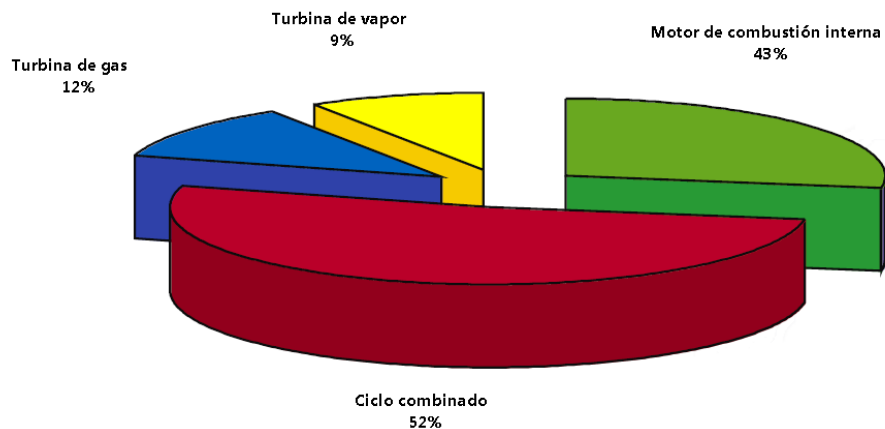
La cogeneración es muy importante en Holanda, en términos de producción de calor, la cogeneración industrial es aún más importante. La siguiente figura muestra la producción de calor por tipo de unidad de cogeneración en Holanda.



Fuente: IEA: The International CHP/DHC Collaborative: The Netherlands

Figura 7. Producción de calor por tipo de actividad por cogeneración en Dinamarca.

En el caso de la electricidad, a tabla 15 muestra que en 2006, la cogeneración participo con el 29.9% de la energía eléctrica generada, las plantas de ciclo combinado son la tecnología dominante, como se muestra en la siguiente figura.



Fuente: IEA: The International CHP/DHC Collaborative: The Netherlands

Figura 8. Participación de las diferentes tecnologías de cogeneración en Holanda.



Aplicaciones industriales y comerciales

El tamaño de las plantas de cogeneración instaladas de calefacción distrital, son usualmente grandes plantas, aunque recientemente se han empezado a instalar unidades más pequeñas, las plantas instaladas en la industria varían en tamaño; siendo la industria química la de mayor participación, siendo el 55% de la capacidad instalada en el sector industrial⁵⁰.

Existen 50 instalaciones de cogeneración de biomasa, la mayoría involucra plantas de fermentación en granjas.

Potencial de cogeneración

El estudio del potencial de cogeneración lo llevó a cabo el Centro de Investigación de Energía de Holanda⁵¹.

El potencial técnico en la industria es de 61 TWh para el 2020, el crecimiento dependerá de los precios del gas natural, carbón y electricidad, y de una necesidad de mejorar la eficiencia de los sistemas. Para la agricultura el potencial técnico es de 21 TWh también para el 2020, la demanda combinada de calor, CO₂ para la fertilización de las cosechas y de electricidad hacen muy atractiva a la cogeneración. En el sector público y de servicios, se estima el potencial entre 8 y 17 TWh en 2010, aunque se espera que disminuya debido a mejoras en conceptos de construcción y tecnologías de aislamiento.

Alemania

La capacidad instalada en Alemania en 2006, era de 125,001 MW⁵², y 20,840 MW de cogeneración, la cogeneración represento en 2006 el 12.5% del total de electricidad generada, es vista como una tecnología estratégica para ayudar a la política gubernamental de energía y medio ambiente.

Alemania es el mayor mercado energético en Europa y es la columna vertebral de la red de electricidad y gas del continente, existen cuatro compañías que suministran la mayor parte de electricidad en Alemania, mientras que localmente, compañías municipales proveen electricidad y calor a muchas ciudades, usando regularmente la cogeneración en conjunto con la calefacción distrital. Muchos de éstos sistemas de cogeneración se están modernizando y reconfigurando. La meta más reciente del gobierno, es duplicar la participación de la cogeneración para el 2020 hasta un 25%⁵³. Esta meta depende del éxito de la nueva Ley de cogeneración que entrará en vigor en 2009⁵⁴.

⁵⁰ IDEM

⁵¹ Energy Research Centre of the Netherlands (ECN): “High-efficiency cogeneration in the Netherlands - Analysis of the Potential for High-efficiency Cogeneration and Overview of Barriers and Recent Developments 2007”.

⁵² Eurostat, “Energy Yearly Statistics 2006”

⁵³ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Germany

⁵⁴ Asociación Nacional de Bancos de Alemania: “The amended German CHP-Law – Essentials features”, disponible en: http://www.bkwb.de/aktuelles/politik/The%20CHP_Law2008.pdf o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/GermanyCHPLaw2008.pdf>



Es un gran mercado para las energías renovables, gracias al apoyo gubernamental, es el mayor mercado en energía eólica, Alemania es el mayor productor de biogas del mundo y las plantas de cogeneración de biogas crecieron de 180 MW en 2000 a 1270 MW en 2007⁵⁵.

Del total de capacidad instalada, casi la mitad pertenece a compañías públicas y el resto a lo autoprodutores. La siguiente tabla muestra el estado de la capacidad instalada en Alemania.

	Total	Autoprodutores	Compañías Públicas
Capacidad (MW)	20,840	9,164	11,676
Generación de electricidad (TWh)	77,851	25,541	52,310
Número de unidades	2,938	836	2,102

Fuente: IEA, CHP/DHC Collaborative.

Tabla 2. Capacidad de cogeneración instalada en Alemania.

Aplicaciones comerciales

La calefacción distrital esta ampliamente aplicada en Alemania, autoridades municipales han desarrollado sistemas de cogeneración para proveer calor y electricidad a hogares y negocios en muchas ciudades. Actualmente, muchas compañías municipales buscan modernizar y desarrollar sus sistemas de cogeneración, por el apoyo gubernamental y el aumento de los precios del gas natural.

Aplicaciones industriales

La industria química y la minería son las principales usuarias de la cogeneración, las plantas de cogeneración en la industria son generalmente operadas por el propio industrial, aunque algunas industrias ceden la operación a terceras compañías.

Aplicaciones a pequeña escala

La aplicación comercial de la cogeneración es un pequeño segmento en el mercado alemán, principalmente porque muchas oficinas y edificios públicos con potencial para la cogeneración se encuentran atendidas por la calefacción distrital. Actualmente ha habido auge en hospitales y hoteles, el soporte recibido por la nueva Ley de cogeneración seguramente acelerará este escenario. En el caso de la micro-cogeneración, hay varias empresas alemanas que ofrecen este tipo de productos, con miles de sistemas instalados, principalmente como demostración, aunque también se espera que éste mercado crezca.

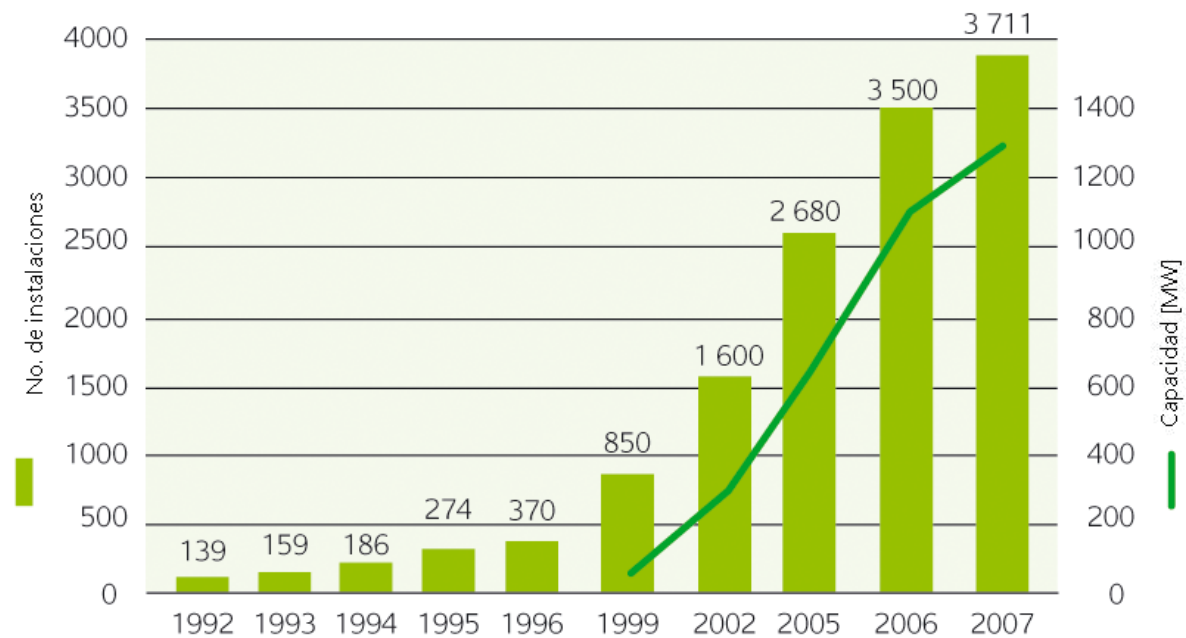
⁵⁵ The German Biogas Industry: <http://www.renewables-made-in-germany.com/en/biogas/>



Aplicaciones con energía renovable

El número de plantas de biogas ha crecido rápidamente desde el 2000. En 2007, había 3700 unidades en operación que representan los 1,270 MW de capacidad de dichas plantas, las principales fuentes de biogas son los basureros, el drenaje y desperdicio de la agricultura. La mayoría de los sistemas de biogas son de baja potencia, menores a 1 MW, principalmente motores de gas. El potencial de crecimiento es sustancial, con apoyos del gobierno, se planean instalar proyectos con una capacidad combinada de 2,678 MW para el 2020⁵⁶, en aproximadamente 30,000 sitios.

La siguiente figura muestra el incremento en la capacidad instalada y el número de plantas de cogeneración de biogas en Alemania.



Fuente: German Biogas Association

Figura 9. Incremento de la capacidad instalada de las plantas de cogeneración de biogas en Alemania.

Potencial de cogeneración

El potencial técnico de cogeneración en Alemania es bastante grande, de acuerdo a un estudio realizado por el Ministerio Federal de Economía y Tecnología (BMWi), la cogeneración podría generar 357 TWh al año, representando el 57% de la generación de electricidad en el país. El gobierno espera cubrir una parte de ese potencial, espera que 3.4 GW de capacidad entre plantas de cogeneración industriales y de calefacción distrital entren en operación para el 2010. El gobierno reconoce la importancia de la cogeneración, y ha mejorado el ambiente para un crecimiento significativo y constante de la cogeneración.

⁵⁶ IEA: The International CHP/DHC Collaborative: Germany



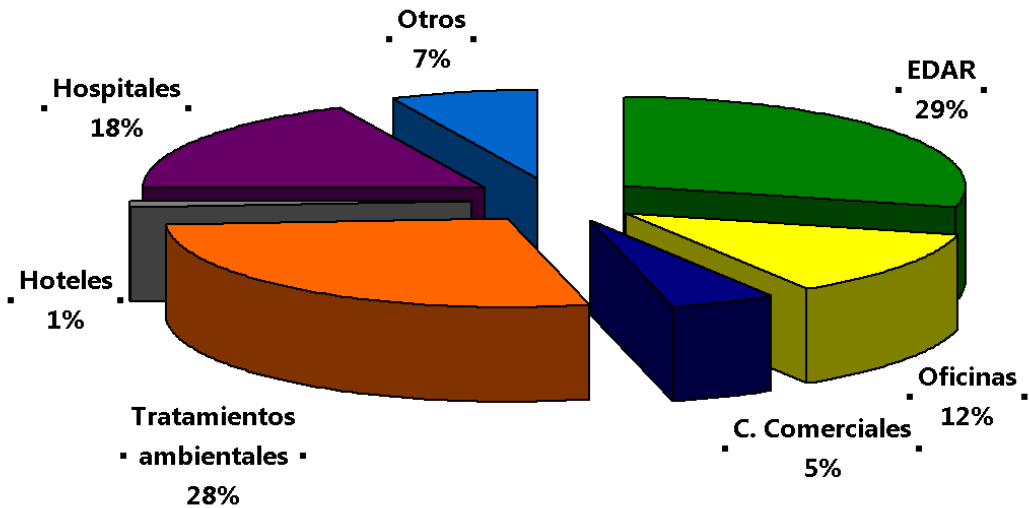
España

La cogeneración representa el 7.2% de la generación eléctrica en España, con 6000 MW de potencia instalada⁵⁷, el sector industrial es el que mayor participación tiene, cuenta con el 89% de las instalaciones del país, y con el 95% de la capacidad instalada.

Aplicaciones comerciales

En éste sector se destacan los hospitales, al necesitar de vapor, agua caliente, y servicio eléctrico; es importante mencionar también la Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR), donde el calor de la cogeneración se utiliza en separar los lodos húmedos y al disminuir su volumen se reducen sus costos de transportación.

Este sector cuenta con 76 instalaciones que aportan 280 MW de potencia. En la siguiente figura se muestra el porcentaje de participación por potencia instalada de cada subsector.



Fuente: Elaboración propia con datos de ACOGEN.

Figura 10. Participación de la cogeneración en los sectores de servicios en España.

Aplicaciones industriales

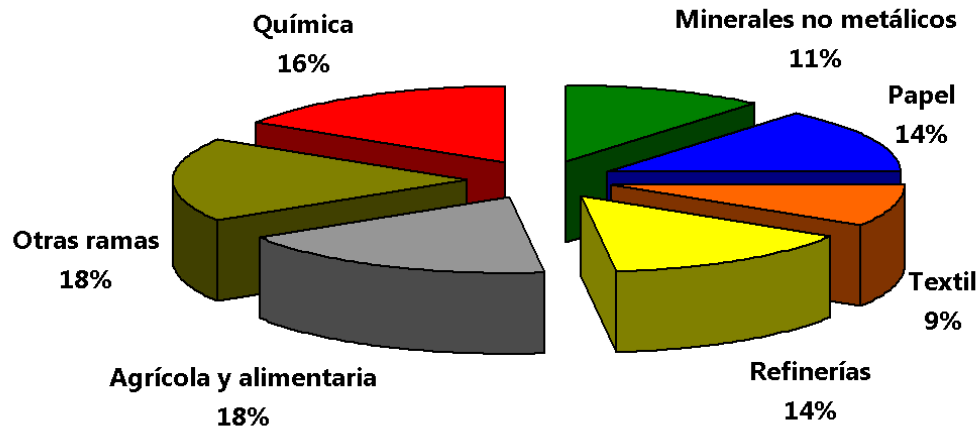
Los sectores de mayor penetración son el químico, petrolero, papeler, alimentos y el textil, caracterizándose por ser los sectores de mayor intensidad energética.

El sector industrial cuenta con 635 instalaciones, con una potencia instalada de 4,685 MW, a continuación se muestra el porcentaje de capacidad instalada por subsector.

⁵⁷ ACOGEN: “Cogeneración en España – Energía Eficiente” 2008, disponible en:

<http://www.acogen.org/sitio/pdfs/54.pdf> o en:

<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/CogeneracionenEspa%C3%B1a.pdf>



Fuente: Elaboración propia con datos de ACOGEN.

Figura 11. Participación de la cogeneración en los sectores industriales en España.

2.2 Situación actual en México

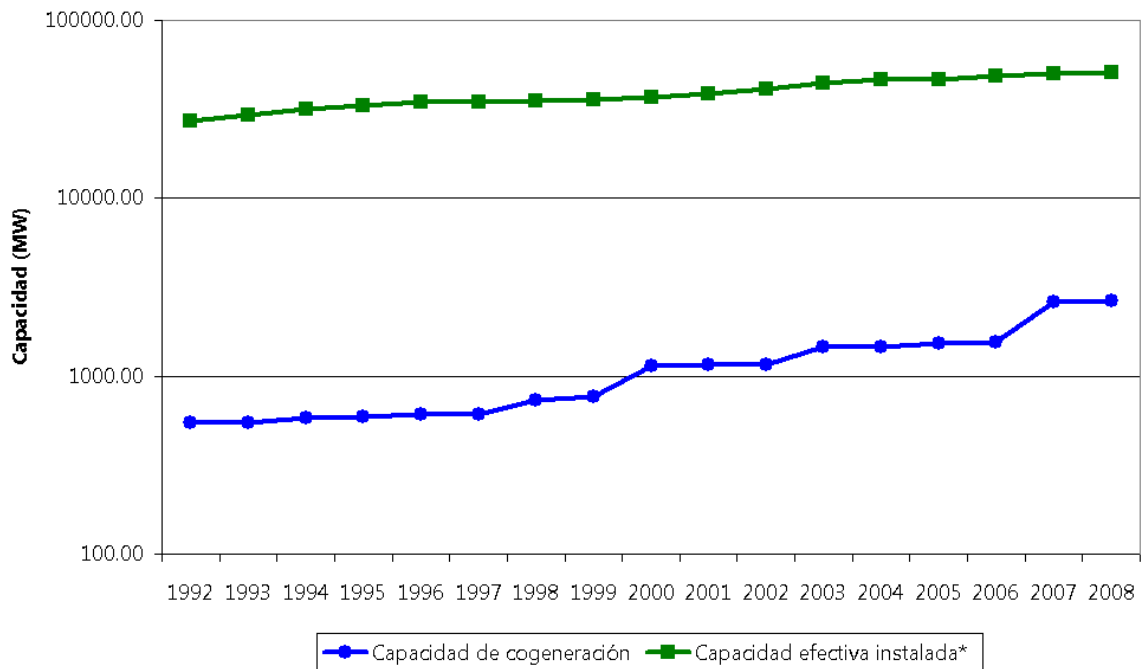
A pesar de las ventajas económicas, ambientales y competitivas de la cogeneración, su desarrollo en México no ha dado los resultados deseados. Según datos de la Secretaría de Energía, en el 2007 la cogeneración representó el 4.5%⁵⁸ de la capacidad efectiva instalada total de 59 GW, de acuerdo con esos mismos datos, hasta el 31 de diciembre de 2008, existen 2824 MW de potencia instalada en 56 proyectos de cogeneración, los cuales produjeron en 2008 un total de 16,736 GWh. Todos estos proyectos los han llevado a cabo empresas del sector privado una vez que el gobierno autorizó a empresas privadas a poder cogenerar su propia energía.

Pero no sólo empresas privadas están llevando a cabo proyectos de cogeneración en México. Petróleos Mexicanos (PEMEX) estima su potencial de cogeneración en 4.000 MW⁵⁹ en sus instalaciones.

En la siguiente figura se muestra como ha evolucionado la Cogeneración en México, a partir de las modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento, en donde se permitió la participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica, bajo esta modalidad.

⁵⁸ Fuente: SENER: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017.

⁵⁹ CONAE, Reunión XLI: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_reunion_xli



Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE y la SENER.

Figura 12. Capacidad instalada total y de cogeneración en México.

Sin embargo, aunque ha habido incremento en la cuota de la cogeneración, está no es significativa, comparándola con el potencial por explotar que tiene, a pesar de que tanto el sector público como el privado concuerdan en que la cogeneración ofrece múltiples ventajas no solo económicas sino también ambientales y logísticas.

En la siguiente tabla se muestran los permisos de cogeneración otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) hasta el 2008.



PERMISIONARIO	FECHA DE OTORGAMIENTO	CAP. AUTORIZADA (MW)	ENERGIA AUTORIZADA (GWh/AÑO)	INVERSION (MILES DE DOLARES)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	ESTADO ACTUAL
PRODUCTORA DE PAPEL, S.A. DE C.V.	20/07/1994	18.46	96.61	\$19,614.00	15/10/1994	EN OPERACION
FERSINSA GIST-BROCADES, S.A. DE C.V.	20/07/1994	5.3	42.4	\$4,770.00	30/11/1994	EN OPERACION
FABRICA LA ESTRELLA, S.A. DE C.V.	06/09/1994	8.381	55.5	\$7,543.13	01/12/1994	EN OPERACION
INDUSTRIAS MONFEL, S.A. DE C.V.	15/11/1994	2.55	19.75	\$2,295.00	07/03/1995	EN OPERACION
RHODIA FOSFATADOS DE MEXICO, S.A. DE C.V.	01/03/1995	6.25	44	\$7,500.00	30/03/1995	EN OPERACION
ALMIDONES MEXICANOS, S.A. DE C.V.	05/10/1994	12	17.5	\$10,800.00	30/04/1996	EN OPERACION
ACEITERA LA JUNTA, S.A. DE C.V.	27/03/1995	2.33	17.5	\$2,097.00	01/10/1996	EN OPERACION
ENERTEK, S.A. DE C.V.	24/05/1996	128	1007	\$115,200.00	01/02/1998	EN OPERACION
ENERGIA BIDARENA, S. DE R.L. DE C.V.	21/06/1996	3.15	14.91	\$2,835.00	16/03/1998	EN OPERACION
PAPELERA INDUSTRIAL POTOSINA, S.A. DE C.V.	09/10/1998	6.53	35.37	\$6,142.00	12/02/1999	EN OPERACION
BASF MEXICANA, S.A. DE C.V.	26/06/1998	10.6	88.93	\$9,540.00	01/03/1999	EN OPERACION
CELULOSA Y CORRUGADOS DE SONORA, S.A. DE C.V.	02/08/1996	4	21.25	\$4,800.00	15/03/1999	EN OPERACION
CELULOSA DE FIBRAS MEXICANAS, S.A. DE C.V.	05/11/1999	6.641	37.27	\$6,297.40	15/12/1999	EN OPERACION
MEXICHEN RESINAS VINILICAS, S.A. DE C.V. (ANTES GRUPO PRIMEX)	07/01/2000	16.359	140.83	\$14,723.10	28/02/2000	EN OPERACION
COMPAÑIA DE NITROGENO DE CANTARELL, S.A. DE C.V.	03/09/1999	362.6	2,452.80	\$326,340.00	31/05/2000	EN OPERACION
BECTON DICKINSON DE MEXICO, S.A. DE C.V.	09/02/2001	6.54	40.87	\$5,886.00	30/06/2001	EN OPERACION
INDUSTRIAS QUIMICAS FALCON DE MEXICO S.A. DE C.V., (ANTES SYNTEX, S.A. DE C.V.)	12/03/2001	5	31.5	\$4,500.00	23/11/2001	EN OPERACION
TRACTEBEL ENERGIA DE MONTERREY, S. DE R.L. DE C.V.	02/06/2000	284.016	2265	\$255,614.40	28/03/2003	EN OPERACION
BIOENERGIA DE NUEVO LEON, S.A. DE C.V.	24/10/2002	12.72	100.29	\$11,448.00	07/04/2003	EN OPERACION
PRUP, S.A. DE C.V.	18/03/2004	5.216	35.31	\$4,694.40	31/03/2004	EN OPERACION
CONSERVAS LA COSTEÑA, S.A. DE C.V. Y JUGOMEX, S.A. DE C.V.	03/06/2004	0.971	8.11	\$873.90	12/07/2004	EN OPERACION
TRACTEBEL ENERGIA DE PANUCO, S.A. DE C.V. (ANTES TRIGEN ALTAMIRA, S.A. DE C.V.)	11/09/2003	27.53	212.25	\$24,777.00	09/05/2005	EN OPERACION
GENERADORA PETROCEL, S.A. DE C.V.	09/06/2005	16.38	137.59	\$19,656.00	23/06/2005	EN OPERACION
PRODUCTORA NACIONAL DE PAPEL, S.A. DE C.V.	09/06/2005	13.088	105.47	\$11,779.20	23/06/2005	EN OPERACION



CARTONES PONDEROSA, S.A. DE C.V.	19/05/2005	19.992	161.12	\$17,992.80	06/07/2005	EN OPERACION
COBIELEC, S.A. DE C.V.	04/08/2005	2.416	20.1	\$2,174.40	16/08/2005	EN OPERACION
EL PALACIO DE HIERRO, S.A. DE C.V., SUCURSAL MONTERREY	30/12/2005	1.2	4.7	\$1,080.00	13/01/2006	EN OPERACION
COGENERACION DE MONCLOVA, S.A. DE C.V.	12/01/2006	5.13	39.74	\$4,617.00	11/03/2006	EN OPERACION
SYNTEX, S.A. DE C.V. PLANTA TOLUCA	30/03/2006	2.055	8.57	\$1,849.50	31/03/2006	EN OPERACION
PEMEX-PETROQUIMICA, COMPLEJO PETROQUIMICO ESCOLIN	22/02/2007	48	336	\$43,200.00	08/03/2007	EN OPERACION
PEMEX-GAS Y PETROQUIMICA BASICA, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CD. PEMEX	22/02/2007	59	495.6	\$53,100.00	08/03/2007	EN OPERACION
PEMEX-GAS Y PETROQUIMICA BASICA, COMPLEJO PROCESADOR LA VENTA	08/03/2007	22.245	194.86	\$20,020.50	23/03/2007	EN OPERACION
PEMEX-PETROQUIMICA, COMPLEJO PETROQUIMICO INDEPENDENCIA	26/03/2007	54	404.42	\$43,200.00	11/04/2007	EN OPERACION
PEMEX-PETROQUIMICA, COMPLEJO PETROQUIMICO COSOLEACAQUE	26/03/2007	59.6	454	\$53,640.00	11/04/2007	EN OPERACION
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R.L. DE C.V., PLANTA TALISMAN	30/11/2006	6.5	37.6	\$5,850.00	01/05/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA FRANCISCO I. MADERO	26/04/2007	129	667	\$129,000.00	11/05/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA ING. HECTOR LARA SOSA	26/04/2007	79	368.84	\$79,000.00	11/05/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA GENERAL LAZARO CARDENAS	26/04/2007	64	297.84	\$64,000.00	15/05/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, ING. ANTONIO M. AMOR	26/04/2007	121.75	524	\$121,750.00	15/05/2007	EN OPERACION
PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION, PLANTA ELECTRICA CARDENAS	14/06/2007	42	338.68	\$37,800.00	28/06/2007	EN OPERACION
PEMEX-EXPLORACION Y PRODUCCION, TERMINAL MARITIMA DOS BOCAS	14/06/2007	96.42	438.12	\$86,778.00	28/06/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA GENERAL LAZARO CARDENAS, PROYECTO RECONFIGURACION	14/06/2007	40	315.36	\$22,000.00	28/06/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA ING. ANTONIO DOVALI JAIME	14/06/2007	115.2	581.9	\$63,360.00	28/06/2007	EN OPERACION
PEMEX-REFINACION, REFINERIA MIGUEL HIDALGO	19/07/2007	133.7	670.4	\$187,180.00	09/08/2007	EN OPERACION
INDUSTRIAS DERIVADAS DEL ETILENO, S.A. DE C.V.	08/03/2007	1.5	11.52	\$750.00	23/01/2008	EN OPERACION
PROCTER & GAMBLE MANUFACTURA, S. DE R.L. DE C.V.	31/08/2006	44.921	373.8	\$40,428.90	28/02/2008	EN OPERACION
MET- MEX PEÑALES, S.A. DE C.V.	13/09/2007	7	47.52	\$9,800.00	28/11/2008	EN OPERACION
PIASA COGENERACION, S.A. DE C.V.	04/08/2005	40	145.08	\$48,000.00	30/11/2009	EN CONSTRUCCION
PGPB, COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CACTUS	23/01/1998	120.7	315.16	\$108,630.00	ANTES DE 92	EN OPERACION



PETROQUIMICA MORELOS, S.A. DE C.V.	13/02/1998	172	490.56	\$226,800.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
PETROQUIMICA CANGREJERA, S.A. DE C.V.	13/02/1998	163.5	762	\$219,150.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
PETROQUIMICA PAJARITOS, S.A. DE C.V.	13/02/1998	58.5	202	\$52,650.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
ZACAPU POWER, S. DE R.L. DE C.V.	09/08/1999	10	31.54	\$12,000.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
GRUPO CELANESE, S.A. DE C.V., COMPLEJO OCOTLAN	09/08/1999	13.3	56.94	\$15,960.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
AGROENERGIA, S.A. DE C.V.	14/08/2000	12	63.83	\$14,400.00	ANTES DE 92	EN OPERACION
ENERGIA ELECTRICA DE QUINTANA ROO, S.A. DE C.V.	27/09/1999	114.5	848.84	\$103,050.00	INACTIVO	INACTIVO

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Tabla 3. Permisos otorgados por la CRE, para cogeneración.

En total son 56 proyectos, para una capacidad total de 2823.741 MW; pero de los cuales un proyecto en Quintana Roo de 114.5 MW se encuentra en estado “Inactivo”, y otro proyecto en Veracruz de 40 MW se encuentra en construcción, en resumen en México se encuentran operando 54 proyectos, los cuales proporcionan una capacidad 2669.241 MW.

La siguiente tabla, muestra el potencial de cogeneración en México de acuerdo a la CONUEE, en el sector industrial y comercial en 1995 y con datos de la paraestatal PEMEX de 1997.

Sector	Ramo	Potencial de Cogeneración en MW			%	Número de empresas
		Escenario Bajo	Escenario Alto	Promedio		
Industrial	Químico	1037	1943	1490	12	213
	Alimenticio	755	1416	1086	9	426
	Siderúrgico	740	1388	1064	9	83
	Celulosa y papel	712	1335	1024	9	109
	Cementero	629	1179	904	8	124
	Manufacturero	455	853	654	5	420
	Vidrio	335	628	482	4	108
	Minero	320	600	460	4	68
	Hulero	100	188	144	1	16
	Textil	69	130	100	1	95
	Automotriz	48	90	69	1	38
			5200	9750	7475	62
PEMEX	Petroquímica	1613	3026	2320	19	
	Refinación	786	1469	1126	9	
		2399	4495	3446	29	
Comercial		773	1453	1113	9	
	TOTAL	8372	15698	12034	100	

Fuente: CONAE: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1916_potencial_nacional_d

Tabla 4. Potencial de cogeneración por sector y ramo en México.



La industria presenta la mayor oportunidad para la cogeneración, bajo la premisa de que puedan inyectar sus excedentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). PEMEX por su parte, tiene un potencial de cogeneración bastante alto.

Se han concedido catorce permisos a PEMEX, para una capacidad de 1,063 MW, de acuerdo con la propia paraestatal, la empresa tiene un potencial de 4,000 MW⁶⁰, y se encuentra en estudios para aprovechar ese potencial, de los cuales 1,400 MW son para autoabastecimiento y 2,600 MW para ser vendidos a la red, la mayoría de éste potencial se encuentra en las refinerías, alrededor de 2,645 MW. PEMEX utilizaría la cogeneración para autoabastecimiento con el fin de incrementar su eficiencia.

En la tabla 19 se muestra un análisis de las plantas de cogeneración con permiso otorgado y que se encuentran en operación, de acuerdo con su sector de actividad y capacidad instalada.

Sector	1-5 MW	5-20 MW	> 20 MW	Total
Alimentos	2	2		4
Comercio	1			1
Farmacéutico		1		1
Industrias Diversas	1	3	1	5
Manufacturero			1	1
Minero		1		1
Municipal		1		1
Papelero	2	5		7
Petrolero			12	12
Petroquímico		1	8	9
Químico	4	4	1	9
Textil		3		3
Total	10	21	23	54

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

Tabla 5. Clasificación de los permisos de cogeneración por sectores de actividad y capacidad instalada.

⁶⁰ PEMEX 2006. Iniciará PEMEX el primer proyecto de cogeneración de energía eléctrica. Boletín de prensa 05.01.2006. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catid=40&contentID=3743>



Con respecto a las tecnologías utilizadas en las diversas plantas de cogeneración, es necesario destacar la preferencia por sistemas a base de turbina de gas.

Sector	Ciclo combinado	Combustión interna	Turbina de gas	Turbina de vapor	Turbina de gas - vapor	Turbina de gas y comb. interna	Total
Alimentos		1	3				4
Comercio			1				1
Farmacéutico		1					1
Diversos	1	3	1				5
Manufacturero	1						1
Minero				1			1
Municipal		1					1
Papelero		3		1	3		7
Petrolero			3	8		1	12
Petroquímico			6	1	2		9
Químico	1	1	4	3			9
Textil				2	1		3
Total	3	10	18	16	6	1	54

Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

Tabla 6. Clasificación de los permisos de cogeneración por sectores de actividad y tipo de planta.

Observando el alto potencial de cogeneración en México, y lo dicho hasta este punto, es importante mencionar que los niveles de cogeneración instalados en México hasta la fecha son bajos y crecen a un ritmo lento.

Esto se debe principalmente a la escasa participación del sector privado, para entender éste fenómeno hay que tener en cuenta las limitaciones existentes, así como los elementos de viabilidad que impiden o permiten el desarrollo, estos aspectos se analizan a continuación, primeramente en Europa y también en México.

2.3 Estado actual de los elementos de viabilidad o no barreras

El desarrollo de cualquier proyecto requiere de la cuidadosa revisión de diversos elementos que afectan la toma de decisión de aprobar o no, la implementación de éste.

Son varios los elementos a considerar, y que habrá que tomar en cuenta la situación en que se encuentran cada uno de ellos, entre mejor sea éste, habrá mayor oportunidad para el desarrollo de la cogeneración. Puesto que los elementos de viabilidad son aquellos que nos permitirán llevar un proyecto a buen término porque son caminos que se pueden tomar sin que se presenten obstáculos.

Las barreras son aquellos elementos que obstaculizan el desarrollo o crecimiento y que significan un elemento limitante y por lo tanto afectan la toma de decisiones, por el contrario de los elementos de viabilidad, estos representan problemas a solucionar y no son facilitadores de los proyectos.



Algunos estudios que se deben llevar a cabo son:

- Identificación e Investigación del segmento de mercado a atender
- Estudio de la competencia y su participación de mercado
- Adaptación de estrategias de comunicación y comercialización para las personas a las cuales se va a dirigir el proyecto
- Proyecciones Comerciales

El mayor potencial de la cogeneración se encuentra en los parques industriales, son ellas las que deberán analizar los elementos de viabilidad, tecnológicos, técnicos, económicos, logísticos, ambientales, financieros, institucionales y empresariales. El total de estos elementos, su estado y la visión que se tenga de ellos es lo que permitirá limitar o impulsar el desarrollo del potencial de cogeneración.

En este capítulo, se aborda la viabilidad, analizando el estado en que se encuentran actualmente los elementos que la conforman, tanto en Europa en primera instancia, y en México; para empezar a remarcar las diferencias, y poder entender el objetivo de las políticas y estrategias para el desarrollo de la cogeneración en ambas zonas.

2.3.1 Europa

Elementos de viabilidad técnicos, tecnológicos y comerciales

En el capítulo 1, se dio una breve explicación de los aspectos básicos de las principales tecnologías de cogeneración. En la siguiente tabla resume algunos aspectos técnicos de éstos sistemas.



Sistema	Rango	Eficiencia eléctrica	Eficiencia General	Relación Electricidad-Calor	Ventajas	Desventajas
Turbina de vapor	0.4-300 MW	10-45%	< 80%	0.15-0.75	Flexibilidad de combustible	Eficiencia eléctrica moderada
Turbina de gas	0.5-300 MW	25-40%	< 65-90%	0.45-0.75	Bajo costo de inversión	Baja eficiencia eléctrica en carga parcial
Ciclo combinado	10-300 MW	35-50%	75-90%	0.75-1.7	Alta eficiencia eléctrica	No apto para pequeña escala
Motor de combustión interna	1 kW-15 MW	25-45%	65-85%	0.5-1.8	Alta eficiencia general	Baja temperatura del calor suministrado
Microturbina	25-200 kW	25-30%	50-80%	0.55-0.75	Bajos costos de mantenimiento, bajo ruido	Tecnología no completamente madura

Fuente: COGEN “Technical Report Available Cogeneration Technologies in Europe, Part I Definitions and Systems”

Tabla 7. Sistemas de cogeneración.

La industria pesada, como el procesamiento de comida, papel, química, metalúrgica y la refinación de petróleo, se ha caracterizado por ser nichos naturales para sistemas de cogeneración, de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía, éstas industrias representan más del 80% de la capacidad eléctrica total. Estas plantas tienen normalmente procesos de alta demanda térmica constantes, que no dependen de fluctuaciones ambientales, así que en ellas la energía juega el papel más importante. Cuentan con el personal calificado para la operación y mantenimiento de los sistemas de cogeneración.

Mientras que la mayoría de la capacidad global de los sistemas de cogeneración, son aquellos mayores a 1MWe, existen muchos sitios en la industria de menor demanda, que utilizan tecnologías similares a los utilizados en edificios comerciales.

La disponibilidad de equipos, refacciones, mano de obra calificada, es en Europa mucho más grande que en México, principalmente por la razón obvia, de que ahí se encuentran grandes fabricantes de estos equipos y propietarios de la tecnologías que requiere una planta de cogeneración.

El mercado de la cogeneración en Europa es muy diverso. La cuota de generación de electricidad difiere mucho entre distintos países, así como también la tecnología y tipos de plantas utilizados.

Otro aspecto a considerar es la diferencia en los mercados, por ejemplo, la alta participación de la cogeneración en plantas de servicio público se ha desarrollado en países que cuentan con una extensa red de calefacción distrital, como Dinamarca y Finlandia, donde más de la mitad de la electricidad generada por cogeneración se lleva a cabo en plantas públicas. En otros países la participación de la cogeneración llevada a cabo por autoproductores es predominante, es en aquellos países en donde el calor producido es



principalmente para procesos industriales, como el caso de España, Grecia, Reino Unido o Irlanda.

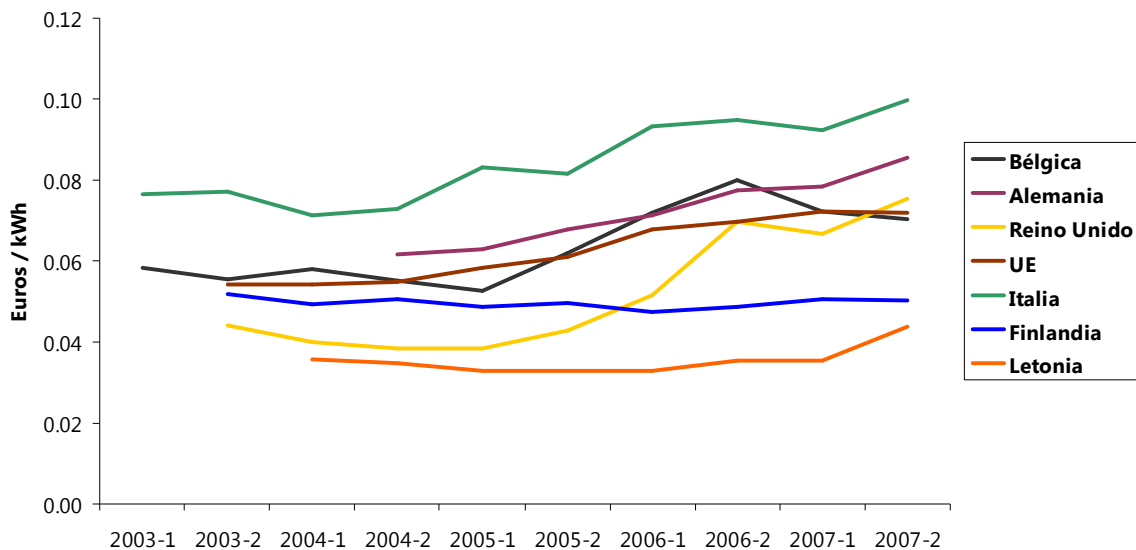
Elementos de viabilidad regulatorios y económicos

La viabilidad económica es uno de los principales elementos que afectan el desarrollo de la cogeneración, porque impacta directamente en las finanzas de quien vaya a invertir en el proyecto.

El mercado europeo de la generación de energía eléctrica cada vez se vuelve más competitivo, las organizaciones deben buscar constantemente formas de ahorrar en sus costos para mejorar la rentabilidad de sus operaciones. Esto se puede lograr de distintas maneras, al maximizar la eficiencia energética y reduciendo el periodo de inactividad de una planta.

Un indicador tradicional de la viabilidad de mercado de las plantas de cogeneración es el precio de la electricidad. Puesto que la electricidad es el producto de mayor valor de la cogeneración, un mercado en el que el precio de la electricidad sea alto, permitirá mayor un mayor retorno de inversión.

En la siguiente figura, se muestra el comportamiento, desde 2003, del precio de la energía eléctrica en Europa, para el sector industrial.



Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat.

Figura 13. Evolución de los precios de la energía eléctrica para el sector industrial en Europa.

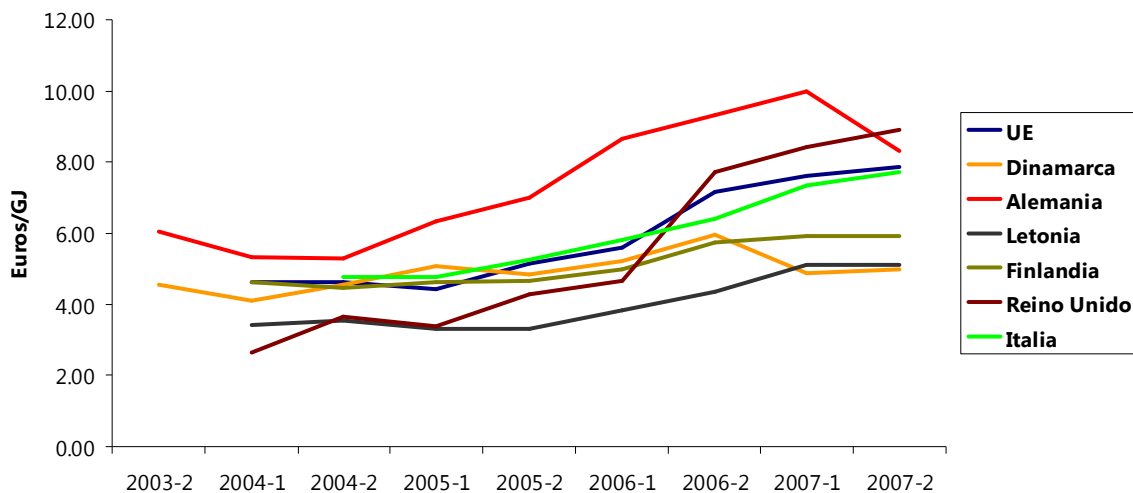
Sin embargo, otro factor determinante es el costo de las entradas del sistema, el combustible, uno de los principales combustibles de los que la cogeneración hace uso, es el gas natural, esto debido a las ventajas que representa en costo de mantenimiento y



operación de los equipos y las plantas de cogeneración. El uso del gas natural continúa creciendo como elección para plantas de cogeneración.

Ya que el gas natural, representa el principal factor en los costos de operación de una planta de cogeneración durante toda su vida útil, la viabilidad económica del proyecto estará determinada en gran medida por la disponibilidad de éste combustible.

En la siguiente figura podemos observar el comportamiento del precio del gas natural para consumidores industriales en algunos países de la Unión Europea.



Fuente: Elaboración propia con datos de Eurostat.

Figura 14. Evolución de los precios del gas natural para el sector industrial en la Unión Europea.

Por otra parte, el costo del gas natural, afectará el grado de retorno de la inversión, entre mayor sea el precio, mayor será el costo de la electricidad generada en plantas centralizadas, entonces las plantas de cogeneración con eficiencias mayores a la eficiencia de la red de generación, permitirán reducir costos a un margen mayor que con bajos precios del gas.

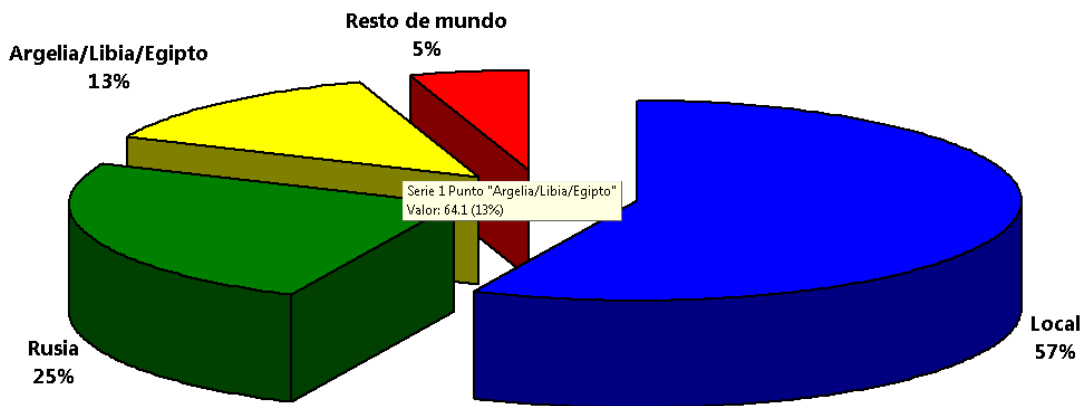
Aquellos países cuya generación dependa en gran medida del gas natural, regularmente con la operación de plantas de ciclo combinado, sufrirán mayores aumentos en el precio de la electricidad si el precio del gas natural sube; en éstos casos la cogeneración basada en gas natural, sufrirá un poco menos en términos competitivos que en aquellos países donde la participación del gas natural sea menor.

La relación entre los precios de la electricidad y el gas no está ligada, los precios de la electricidad depende de cuatro factores principales: el costo de generación, transporte, administración y márgenes de utilidad. De estos factores sólo el costo de generación se ve afectado por el precio del gas natural.

El precio absoluto del gas no es el único factor, también lo es la estabilidad de ese precio, tanto Europa como Norte América son importantes consumidores de gas.



La demanda europea ha crecido enormemente, puesto que el gas es visto como el combustible adecuado para sustituir viejas plantas de carbón (ej. Dinamarca, Reino Unido), y para crecimiento de capacidad (ej. España). La mayoría del gas europeo es obtenido del Mar del Norte, Argelia y Rusia. La UE consumió en 2007 46.6 mmpcd⁶¹, demanda que fue cubierta con producción local en un 57% y con importaciones principalmente de origen ruso, situación que se muestra en la figura siguiente.



Fuente: Elaboración propia con datos de BP.

Figura 15. Origen del petróleo consumido en la Unión Europea.

Los precios del gas en Europa han estado ligados a los precios del petróleo y dominados por contratos a largo plazo, por ese motivo ha existido una estabilidad razonable en los precios del gas natural. Sin embargo con la liberalización del mercado del gas, los compradores más pequeños no pueden acceder a contratos de largo plazo, debido a que manejan menores volúmenes, por eso deben contar con contratos a corto plazo, lo que provoca una tendencia a la volatilidad de los precios.

Marco Regulatorio

Por su parte, el marco regulatorio tiene un impacto en el desarrollo de cogeneración, en Europa cada país cuenta con distintas leyes, regulaciones, reglamentos que influyen en éste aspecto, la Unión Europea en su conjunto maneja también políticas y regulaciones para toda la zona.

⁶¹ BP: Statistical Review of World Energy 2008, disponible en: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf



El mercado común de energía ha pasado por proceso de lenta liberalización en el sector energético en la mayoría de los países miembros de la Unión Europea, el cual ha ocurrido en diferentes circunstancias y características.

Los primeros pasos que se tomaron para contar con un mercado común de energía fueron las directivas 96/92/CE y 98/30/CE, que definen respectivamente el criterio general para el mercado interno de electricidad y gas natural.

A pesar de todos los esfuerzos, tanto nacionales como a nivel de la Unión Europea para una liberalización del mercado, los costos de la energía cayeron y las mejoras en la seguridad de abastecimiento y la eficiencia en la conversión de energía no fueron tan importantes como se estimaba. En éste último caso se ve afectada la cogeneración, como medio eficiente de conversión de energía.

Se discute comúnmente que existen una cantidad de barreras tanto normativas como económicas para una expansión de la generación distribuida y las plantas de cogeneración.

Con las anteriores directivas se definió un marco energético común, de ésta manera se pudo empezar a trabajar en políticas más específicas que contribuyeran a tener una mayor confiabilidad en el sistema y para promover tecnologías más limpias y eficientes.

Para tal efecto, está el caso de la Directiva 2004/8/CE de la Comisión Europea⁶².

La Directiva de 2004, tiene como propósito crear un marco legal y regulatorio para la promoción y desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia. Define a la cogeneración de alta eficiencia con base en ahorros de energía primaria, menciona que debe cumplir con los criterios siguientes:

- La producción de cogeneración procedente de unidades de cogeneración deberá aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10%, en relación a los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad.
- La producción de unidades de cogeneración a pequeña escala y de micro-cogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrá considerarse cogeneración de alta eficiencia.

Obliga a los gobiernos de los estados miembros de la Unión Europea a:

- Garantizar el origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia.
- Garantizar que la promoción de la cogeneración este basada en los ahorros de energía.
- Analizar el potencial nacional para la aplicación de la cogeneración de alta eficiencia.

⁶² Directiva 2004/8/CE disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:ES:PDF> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/DIRECTIVA2004-8-CEDELPARLAMENTOEUROPEOYDELCONSEJO.pdf>



- Revisar procedimientos administrativos y aspectos con la conexión a la red eléctrica para remover obstáculos.
- Reportar periódicamente sobre las estadísticas de la cogeneración para evaluar los avances para incrementar la participación de la cogeneración.

Esta directiva nació del reconocimiento de la necesidad de una política de fuerte apoyo, aunque el mercado europeo de la cogeneración se ha mantenido constante, siendo la cogeneración de pequeña y mediana escala la que a repuntado más, al igual que los proyectos basados en biocombustibles, los cuales fueron estimulados a su vez por legislaciones en materia de energías renovables.

El mercado europeo de la cogeneración está recibiendo importantes innovaciones en materia de políticas de promoción y apoyo de algunos países miembros que aprovechan el potencial de ahorro y eficiencia energética que la cogeneración provee, al implementar completamente las posibilidades contenidas en la Directiva de la cogeneración. Tanto España como Alemania, han completado algunas legislaciones recientemente que mejoran la posición de la cogeneración.

Por ejemplo, en España el Real Decreto 616/2007 y el Real Decreto 661/2007 que establecen marcos financieros favorables para cogeneradores, una ventaja más es la retribución por eficiencia, un complemento que se multiplica por cinco con respecto al indicador anterior. Ambos decretos reconocen la importancia de la seguridad del abastecimiento, beneficios de la generación distribuída y una alta eficiencia provista por la cogeneración; y más importante reconocen la importancia de contar con un buen marco financiero.

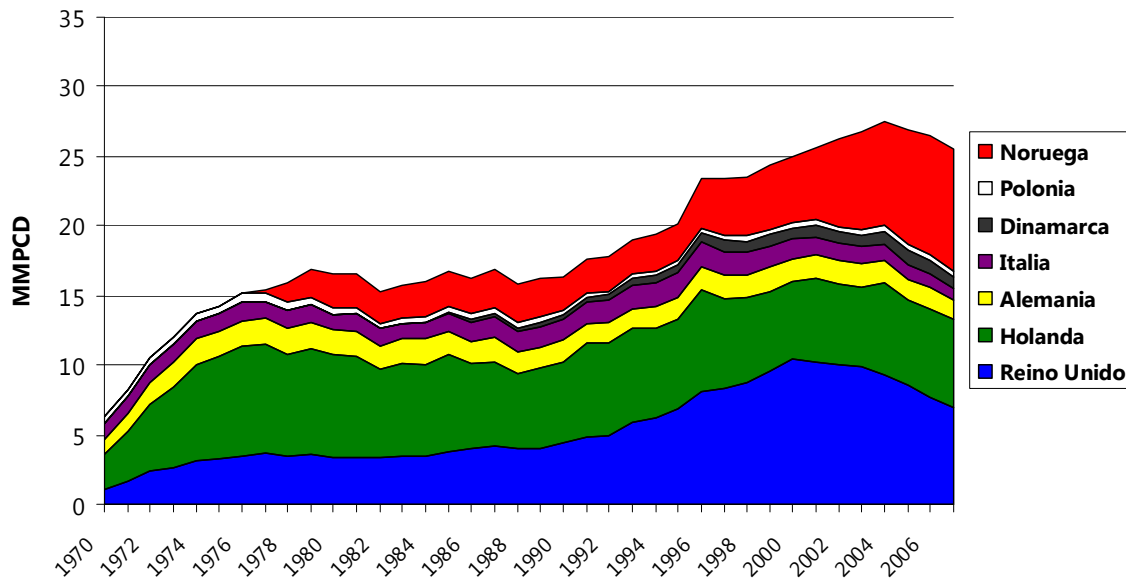
En Alemania, en la Ley de Cogeneración, además de fijarse como meta el duplicar su capacidad de cogeneración para el año 2020, también a asignado un presupuesto para mejoras de eficiencia energética y ha suprimido los límites de capacidad a las plantas, para que se beneficien directamente de las tarifas de alimentación.

Elementos de viabilidad logísticos

Como elementos de viabilidad logísticos tenemos la disponibilidad del combustible, como uno de los principales es el gas natural, analizaremos la disponibilidad del gas.

La producción de gas en Europa está dominada por tres países, el Reino Unido, Holanda y Noruega, y con cantidades significativas de Dinamarca, Italia, Polonia y Alemania.

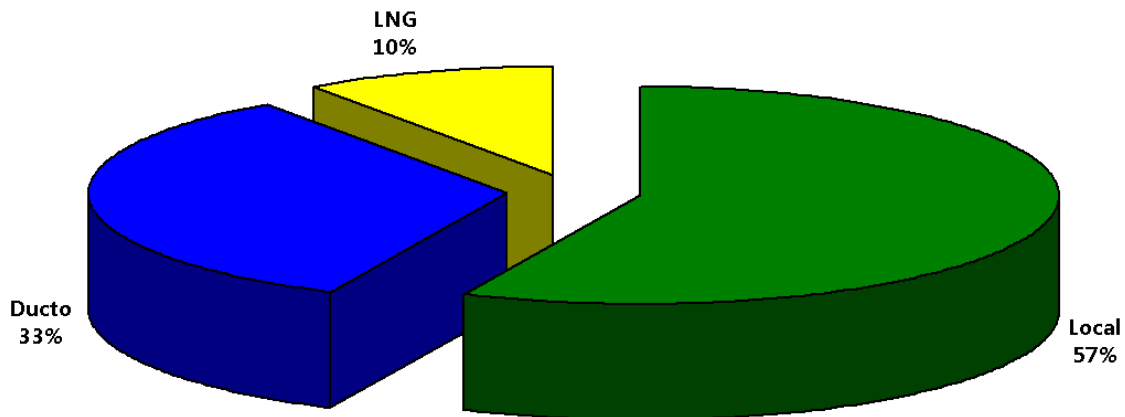
La siguiente figura ilustra la producción histórica de gas en Europa, sin incluir a Rusia, ya que el intercambio de gas de Rusia a Europa está influenciado por razones geopolíticas, y requiere un estudio adicional; por tanto en esta tesis se considerará como gas de importación.



Fuente: Elaboración propia con datos de BP.

Figura 16. Producción de gas en Europa histórica.

En el apartado anterior, en la figura 25 se muestra el origen del gas natural que consume la Unión Europea, en la siguiente figura se muestra el origen, además del modo en que llega, puede ser por gasoducto o como gas natural licuado en barcos ó LNG (liquefied natural gas) por sus siglas en inglés.



Fuente: Elaboración propia con datos de BP.

Figura 17. Vía de suministro del gas en la Unión Europea.

En el Reino Unido, que se había beneficiado de sus reservas locales, ha visto como su producción en el Mar del Norte empieza a declinar, lo que ha provocado que se haya convertido en un importador de gas, actualmente las importaciones cubren un tercio de la demanda, y se espera que para 2020 cubran el 80% de la demanda total.



En Holanda se ubica el campo de gas mas grande de la UE, el campo Slochteren, el gobierno holandés ha establecido un límite en la producción de éste campo, para el periodo de 2006 a 2015 éste límite es de 425 BCM, las operadoras Shell y Exxon pueden optimiza la producción pero deben apearse estrictamente a éste límite. Alrededor de un tercio de su producción es para exportación, Holanda importa gas de Noruega y Rusia para re-exportarlo.

Alemania por otro lado, debido a la caída de producción en el Reino Unido, cubrirá sus demanda a través del gasoducto del mar báltico Nord Stream, es una sociedad entre la compañía gasera rusa Gazprom y compañías alemanas como BASF y E.ON.

Todo el gas que Europa importa de Rusia, tiene que cruzar Ucrania, Eslovaquia y Polonia, para llegar a su destino en Alemania, Italia y Francia, el conflicto de Rusia con Ucrania en 2005 mostró lo dependiente que era Europa de los gasoductos que traen gas de Rusia y que tiene que cruzar otras naciones; el gasoducto del mar báltico pretende ahorrarse esos inconvenientes, y darle seguridad energética a Alemania por lo menos.

El caso de Noruega, tiene una producción de gas que se ha expandido rápidamente, principalmente debido al desarrollo del campo de gas Troll. En 2006, Noruega produjo 89.7 BCM⁶³.

Exporta gas al Reino Unido a través del gasoducto Langeled, que conecta el campo Ormen Lange con Easton en Inglaterra, su capacidad es de 20 BCM al año, el sistema de exportación por ductos noruego tiene una capacidad total de 120 BCM al año, con un consumo doméstico de 4.3 BCM.

Noruega cuenta con otros cinco gasoductos que llegan a la Europa continental en cuatro importantes terminales. Tres gasoductos alimentan dos terminales en el norte de Alemania, otro llega a Zeebrugge en Bélgica y otro a Dunkirk en Francia. Estos puntos de entrada están conectados a un sistema de transmisión más amplio que lleva el gas noruego hasta España, Polonia, Austria y la República Checa. Alemania, el Reino Unido y Francia son los principales importadores del gas noruego, con importaciones de 23.74 BCM, 16.4 BCM y 15.11 BCM en 2007 respectivamente.

Por otra parte, aunque en éste estudio también se incluye a Rusia por su amplia experiencia en cuanto a cogeneración, no es posible incluirlo como productor de gas nativo de Europa, puesto que la exportación de gas de Rusia a Europa obedece a muchas razones geopolíticas; así como su relación con las antiguas repúblicas soviéticas. Por eso, se considera en este estudio al gas ruso como gas de importación y no como producción local europea.

Rusia exportó en 2007, 147.53 BCM; ese mismo año produjo 607.4 BCM, sus principales destinos son Alemania e Italia. La exportación de gas ruso es vulnerable debido a las caídas de producción y a los incrementos en el consumo doméstico.

⁶³ BP: Statistical Review of World Energy 2008.



Históricamente, el 50% de la producción de gas en Rusia ha dependido de tres campos gigantes, Urengoy, Yamburg y Medvezhye, estos tres campos se encuentran declinando. Se estima que con el desarrollo de nuevos campos se pueda compensar el declive de los tres campos gigantes. Parece razonable que Rusia pueda mantener sus exportaciones pero es poco probable que la pueda incrementar para compensar la caída en la producción local europea.

La siguiente figura muestra la red existente de gasoductos en Europa.



Fuente: Eurogas Annual Report 2007-2008, disponible en: http://www.eurogas.org/publications_annualReport.aspx o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/FinalversionAnnualReportasof231208.pdf>
Figura 18. Red de gasoductos en Europa.



2.3.2 México

Elementos de viabilidad técnicos, tecnológicos y comerciales

La oferta en el sector de la generación de electricidad en México incluye tres tipos de empresas implicadas. Por una parte las empresas desarrolladoras, los fabricantes y proveedores de equipos y las consultorías.

Gracias a la complejidad de los proyectos y como herramienta de comercialización, encontramos gran interconexión entre éstos participantes, que abarcan todas las partes del proceso. Es común encontrar que las empresas fabricantes de equipos y las desarrolladoras tienen integrados servicios de consultoría o ingeniería. Ante proyectos de gran envergadura es habitual la existencia de alianzas entre empresas, como pueden ser fabricantes con desarrolladoras o consultorías.

Se observan diversos tipos de competencia, dependiendo el tipo de servicio del que se esté tratando, en relación a las empresas desarrolladoras, se encuentra una elevada presencia en el mercado. En proyectos de grandes dimensiones, sin embargo, los participantes disminuyen. Referente a los fabricantes de equipo como turbinas de gas o vapor y calderas, el mercado presenta pocos participantes con fuerte implantación en el. Las empresas con presencia directa en el país y la prestación de servicios postventa, como el servicio técnico tienen ventaja a la hora de competir. En el aspecto de partes y componentes que no requieren un nivel técnico y tecnológico mayor, como son los transformadores, podemos encontrar un gran número de fabricantes, muchos de ellos mexicanos.

Es importante mencionar que una característica del sector es la presencia en el mercado de fabricantes y desarrolladores de proyectos de empresas extranjeras. Esto se debe principalmente a la ventaja competitiva y a la experiencia que tienen en sus países de origen, además del desarrollo tecnológico que tienen respecto a lo que pudiera ofrecer una empresa mexicana, que en muchos casos ni siquiera existe.

En el aspecto de la consultoría y empresas de servicios de ingeniería si encontramos una presencia mixta de participantes, tanto nacionales como extranjeros.

Empresas desarrolladoras

Una empresa desarrolladora ofrecen un amplio espectro de servicios, que pueden van desde la búsqueda de financiación, el diseño, la negociación y solicitud de permisos, la construcción, el mantenimiento, operación, hasta la propiedad o arrendamiento de la planta.

Como ya se menciona, el dominio extranjero en este aspecto es considerable. Además de la experiencia acumulada, otro elemento importante es la mayor facilidad en el acceso a la financiación, especialmente las europeas.



Aunque también hay empresas desarrolladoras nacionales, éstas buscan en su mayoría alianzas con empresas extranjeras, y combinan el conocimiento propio con los medios financieros y tecnología extranjeros.

Es importante señalar la introducción reciente del concepto *outsourcing*, como una estrategia de los desarrolladores, implica para una empresa con potencial de cogeneración, la contratación externa de servicios especializados, de ésta manera el desarrollador invierte en la construcción de la planta, la opera y mantiene, y a cambio vende la energía a su contratante; de ésta manera la empresa contratante reduce sus costos en energía sin necesidad de inversión o endeudamiento.

Fabricantes de equipos

Las importaciones son las que dominan el mercado de fabricantes de equipos, gran parte de los equipos que constituyen una planta de cogeneración provienen de las importaciones.

En lo referente a turbinas de gran capacidad, los fabricantes con presencia en México son: General Electric, Siemens, ABB-Alstom, Westinghouse y Mitsubishi.

Para plantas de menor capacidad, con turbinas de tamaño medio y pequeño, podemos mencionar a compañías como: Siemens, Rolls Royce, Turbinas Solar, Abb y General Electric.

Otros equipos para una planta de cogeneración, como calderas, son provistos por: Babcock & Wilcox, Cerrey, Hitachi y Foster Wheeler. En el caso de equipos de combustión interna tenemos Wärtsila y Caterpillar.

Empresas consultoras

Las consultorías tienen un papel muy importante en el mercado de la generación de energía eléctrica, actúan como impulsores y detonadores de proyectos, ocupando una posición de intermediario entre clientes, desarrolladores y fabricantes.

Hay consultorías que pueden llevar cabo desde el estudio de viabilidad, hasta el diseño, construcción y búsqueda de financiamiento, y también las hay con menor tamaño y capacidad que sólo pueden llevar a cabo el estudio preliminar.

Entre las más grandes encontramos constructoras, como ICA, Grupo Kepler, Alesco Consultores, etc.



Elementos de viabilidad regulatorios y económicos

Tarifas eléctricas

Las tarifas eléctricas suponen un elemento clave para la viabilidad económica de los proyectos privados de generación eléctrica. Para la consolidación del sector de la cogeneración, el alto costo de la energía implicaría mayor viabilidad, así mismo el aumento en las tarifas eléctricas mejoraría la perspectiva de crecimiento del sector.

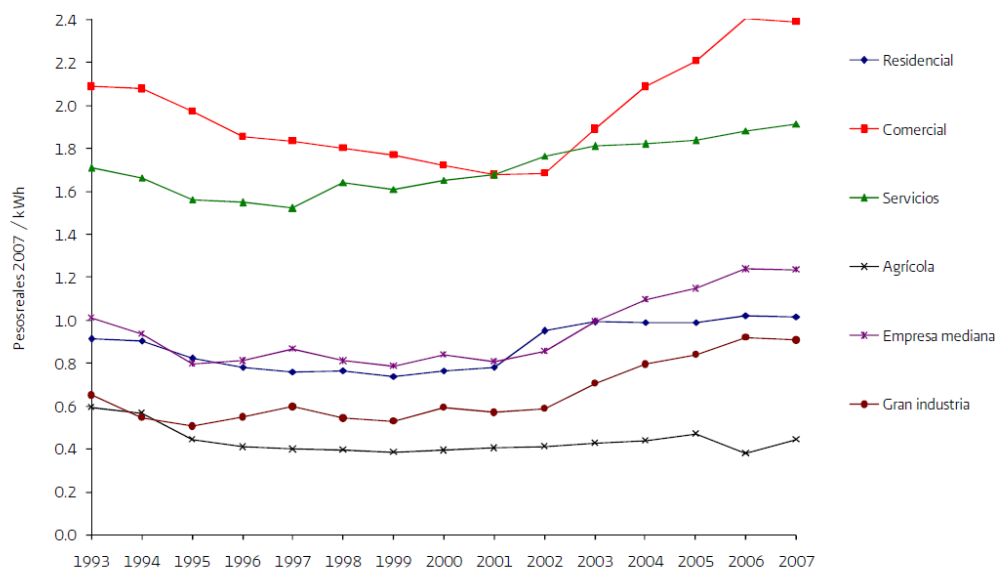
Los precios de la electricidad en México han sido:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh	¢/kWh
Total	60.21	63.35	72.15	84.85	95.46	102.64	113.79	117.83	135.84
Doméstico	55.90	60.74	77.44	84.59	88.31	92.01	98.35	101.65	106.08
Comercial	126.03	130.37	137.76	161.48	186.72	205.44	231.58	239.27	253.06
Servicios	104.68	113.05	125.14	134.05	140.91	148.02	157.04	166.02	172.08
Agrícola	28.68	31.33	33.58	36.41	39.26	43.60	44.39	47.75	51.55
Empresa Mediana	61.20	62.67	70.16	84.86	97.81	106.45	119.14	123.55	150.70
Gran Industria	43.37	44.25	48.08	60.23	70.89	77.84	88.63	90.68	117.61

Fuente: SENER, Prontuario Estadístico del Sector Energético 2008

Tabla 8. Precios históricos de la electricidad en México.

En la siguiente figura se ilustra el progreso de las tarifas eléctricas, a precios de 2007.



Fuente: SENER: Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017.

Figura 19. Tarifas eléctricas en México desde 1993 a 2007.

En México, los precios de las tarifas eléctricas se fijan anualmente de acuerdo con el índice de precios al consumo y se ajustan mensualmente al precio de los combustibles.



La evolución de las tarifas en década pasada reflejaba una gran disparidad por sectores, mostrando una gran incongruencia. Las tarifas industriales aumentaron por debajo de la media y por debajo de las tasas de inflación, mientras las domésticas y comerciales han experimentado importantes aumentos. Hasta el año 2001 el aumento promedio en las tarifas industriales era del 2%; sin embargo ha habido ajustes, para ubicar las tarifas eléctricas para la mediana empresa y la gran industria con aumentos superiores al resto de los sectores.

Crecimiento promedio de 2000 a 2008	
Total	10.80%
Doméstico	8.57%
Comercial	9.22%
Servicios	6.43%
Agrícola	7.63%
Empresa Mediana	12.12%
Gran Industria	13.66%

Elaboración propia con datos de la SENER.

Tabla 9. Incremento a las tarifas eléctricas promedio.

Por su parte el precio de los combustibles en México:

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Gas licuado (\$ por Kg)	4.95	5.66	6.27	6.68	7.89	8.89	9.25	9.53	10.31
Gasolinas automotrices									
<i>Frontera Norte</i>									
PEMEX Magna	5.04	5.37	4.38	5.12	5.95	6.19	7.41	7.41	6.38
PEMEX Premium	5.65	6.02	6.29	6.48	7.03	7.31	7.92	8.35	9.18
<i>Resto del País</i>									
PEMEX Magna	5.27	5.61	5.86	6.04	6.22	6.47	6.74	7.01	7.70
PEMEX Premium	5.91	6.29	6.57	6.77	7.34	7.64	8.29	8.73	9.57
Turbosina	2.41	1.56	2.93	3.13	4.39	5.56	5.98	8.76	5.38
PEMEX Diesel	4.37	4.65	4.86	5.01	5.16	5.31	5.70	5.93	7.33
Combustóleo	1.29	1.06	1.68	1.98	2.13	3.13	3.21	5.41	2.89

Fuente: SENER, Prontuario Estadístico del Sector Energético 2008.

Tabla 10. Precios al público de los hidrocarburos en México.

La determinación del precio máximo del gas natural sufrió una modificación en su metodología en 2007 por parte de la CRE. Entre las modificaciones más relevantes se encuentra la sustitución del índice de referencia, cambiando del mercado de Houston Ship Channel, por el correspondiente al mercado de Henry Hub. Los niveles de precio entre el mercado de Henry Hub y la canasta del sur de Texas se ajustan para no elevar injustificadamente el precio de venta de primera mano (VPM) de gas natural.



Año	Precio Spot Henry Hub (US\$ / MBTU)	Volatilidad anual (Porcentaje)
2002	3.36	56.7
2003	5.47	118.9
2004	5.89	79.1
2005	8.69	67.3
2006	6.73	82.1
2007	6.97	61.6

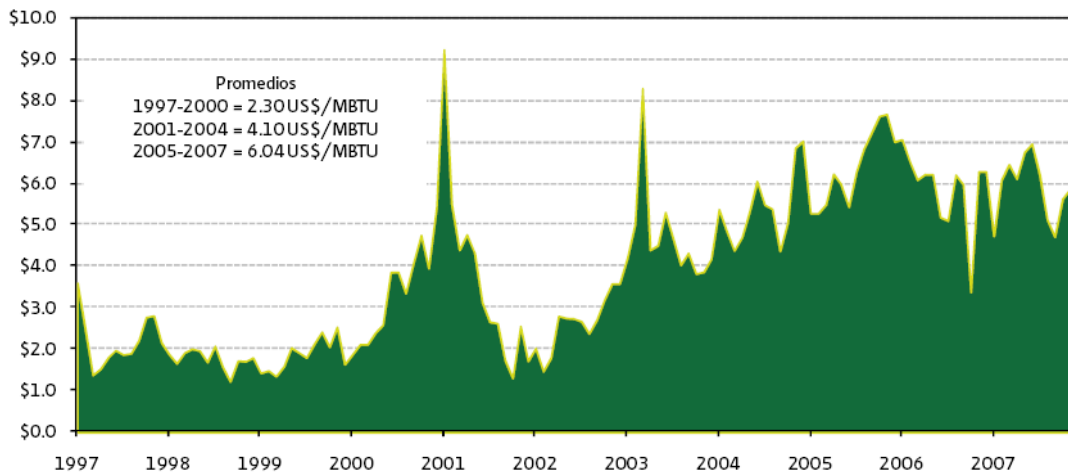
Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017

Tabla 11. Volatilidad del precio spot Henry Hub, 2002-2007.

La Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural emitida por la CRE, tiene por objeto establecer las metodologías que conforme al reglamento de gas natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural.

De éste modo se tienen diferentes precios, siendo el precio de VPM el más importante para conformar el precio que PEMEX Gas y Petroquímica Básica realizará bajo contrato a sus clientes. El cálculo del precio, como establece el reglamento de gas natural, debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

**Precio de venta de primera mano de gas natural en Cd. Pemex, 1997-2007
(dólares por millón de BTU)**



Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de gas Natural 2008-2017

Figura 20. Precio de venta del gas natural en Cd. Pemex.



Marco Regulatorio

El marco regulatorio del sector eléctrico mexicano tiene como fundamento los Artículos 25, 26, 27 párrafo sexto, 28, 73, 74, 90, 108, 110, 123 y 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En 1975, a través de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se establece que la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica puede realizarse, sujeta a previo permiso y visto bueno de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La LSPEE se ha modificado en diferentes ocasiones para incorporar nuevas modalidades de generación eléctrica, con el objetivo de incentivar la participación de particulares en la expansión del sistema eléctrico. Tras la reforma de dicha ley en 1992, se establecen las modalidades bajo las cuales pueden invertir en la generación e importación de energía eléctrica. Sujetas al otorgamiento previo de un permiso por la CRE, son las siguientes:

- I. **Productor Independiente de Energía (PIE):** Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación. El único método de acceso es a través de licitación pública de la CFE. A finales de 2008, la CRE había otorgado 22 permisos de éste tipo, 21 de ellos se encuentra operando para una capacidad instalada de 12.65 GW, aunque la CFE reconoce únicamente 11.516 GW; todos éstos proyectos operan con la tecnología de ciclo combinado, y utilizan el gas natural como combustible.
- II. **Autoabastecimiento:** Es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo, no obstante, dicha energía debe provenir de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades de personas físicas o morales. En los últimos años este método se ha constituido como la mejor manera de desarrollar proyectos de generación de energía por parte de la iniciativa privada, sin necesidad de esperar a una licitación. Se trata de proyectos interesantes para empresas que buscan reducir sus costos en electricidad, muy elevados en México en horas punta, y para las que compañías del sector eléctrico que desarrollan soluciones de generación. Aunque siempre están a expensas de su aprobación por parte de la CFE y las autoridades regulatorias (CRE). La mayoría de estos permisos se conceden al sector industrial, a PEMEX (46%⁶⁴ de la capacidad total de generación por esta modalidad) y al sector servicios.
- III. **Cogeneración:** Es la producción de energía eléctrica:
 - Conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas
 - Directa e indirecta, a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate
 - Directa o indirecta, utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

⁶⁴ Estimación propia con datos de la CRE.



Es necesario que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos como tales, las personas físicas o morales que:

- a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración
- b) Sean propietarios de las instalaciones o miembros de la sociedad constituida para realizar el proyecto

PEMEX es el mayor permisionario de ésta modalidad con el 51% de la capacidad total instalada, seguido del sector industrial.

IV. **Pequeña producción:** Es la generación de energía eléctrica destinada a:

- El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica y que la utilicen para su autoconsumo, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.
- La venta de la totalidad de la generación a CFE, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada.
- La exportación, limitada a 30 MW.

V. **Exportación:** Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.

VI. **Importación:** Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante contratos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.

El marco regulatorio cuenta con instrumentos que facilitan la participación de particulares en la generación de energía eléctrica; al posibilitar a los permisionarios solicitar a los suministradores (CFE, LyFC) su interconexión al Sistema Eléctrico Nacional, en el caso de que las fuentes de energía sean firmes, es decir, convencionales, mediante un contrato de interconexión; la certeza de contar con energía eléctrica de respaldo, mediante un contrato de servicio de respaldo; la posibilidad de entregar excedentes a la CFE o a LyFC, mediante un convenio de compraventa de excedentes eléctricos; o la de recibir en sus centros de carga la energía eléctrica que generan en un punto, con un convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica.

- a) Contrato de interconexión: Establece los términos y condiciones para interconectar la planta generadora con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Proporciona al permisionario la posibilidad de administrar la demanda de sus centros de carga, y calcular los pagos de servicios proporcionados por el suministrador.



- b) Contratos de servicio de respaldo de energía: Su objetivo es que el suministrador respalde la planta generadora en caso de falla y/o mantenimiento.
- c) Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica: Se conoce también como energía económica, establece los procedimientos y condiciones que rigen la entrega de energía del permisionario al suministrador de acuerdo con las reglas de despacho del SEN. Permite que el permisionario pueda realizar entregas de energía económica al suministrador, de tres maneras posibles: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.
- d) Convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica: Establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la planta generadora en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

La regulación expuesta se aplica a todos los sistemas cuya fuente de energía sea firme, es decir, se origen no renovable. Existe sin embargo, una regulación específica para las fuentes renovables de energía, considerando la intermitencia del energético primario, por lo que fue necesaria la definición de ciertos conceptos que sólo se aplican a dichas fuentes de energía:

- Energía sobrante: Cuando un permisionario entrega a sus centros de carga una cantidad mayor de energía que la pactada por porteo o cuando la demanda en los centros de carga sea menor a la energía entregada en el punto de interconexión.
- Energía faltante: Cuando la planta generadora no satisface la capacidad convenida de porteo.
- Capacidad aportada al SEN: Se reconoce la capacidad que la fuente de energía renovable aporta en horas de máxima demanda al SEN.

Es posible en este caso compensar la energía faltante con la energía sobrante, por medio de un corte anual, debido a la intermitencia de éstas fuentes, en el contrato se flexibilizan las posibilidades de intercambio y compensación.

Mucho se habla de que la legislación existente es imperfecta y que de eso deriva la existencia de limitaciones para desarrollo de la cogeneración, sin embargo un aspecto que afecta y que representa el verdadero reto es la viabilidad económica de los proyectos.

La rentabilidad de los proyectos de cogeneración en México está limitada mayormente por los siguientes factores:

- Los obstáculos existentes en la venta de electricidad a la CFE. Según la legislación anterior, la venta de excedentes eléctricos no podía ser superior a los 20 MW.
- Los bajos precios de compra ofrecidos por la CFE



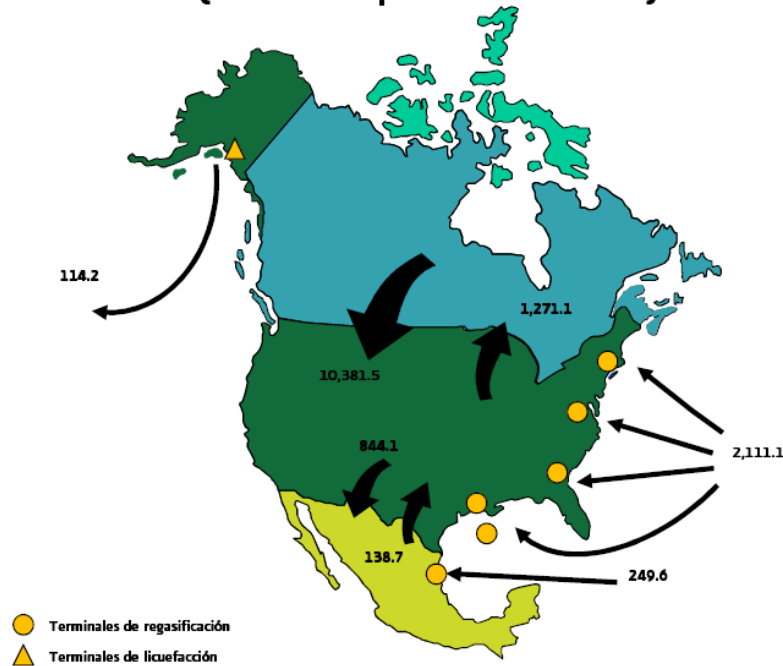
- El alto precio de los combustibles primarios
- Los bajos precios de la electricidad ofrecidos por la CFE
- El alto precio del dinero en México, y la incertidumbre cambiaria que ha vuelto a aparecer.

Otro aspecto que limita el desarrollo, es el desconocimiento del tema por parte de los industriales y la falta de una cultura de asociación.

Elementos de viabilidad logísticos

En el caso de México, los elementos de viabilidad logística, al igual que en Europa, se centran en la disponibilidad del gas natural. En la región de Norteamérica se encuentra uno de los mercados de gas natural más importante del mundo. Es un mercado autosuficiente, las importaciones de gas natural licuado de otros países representó sólo el 3%.

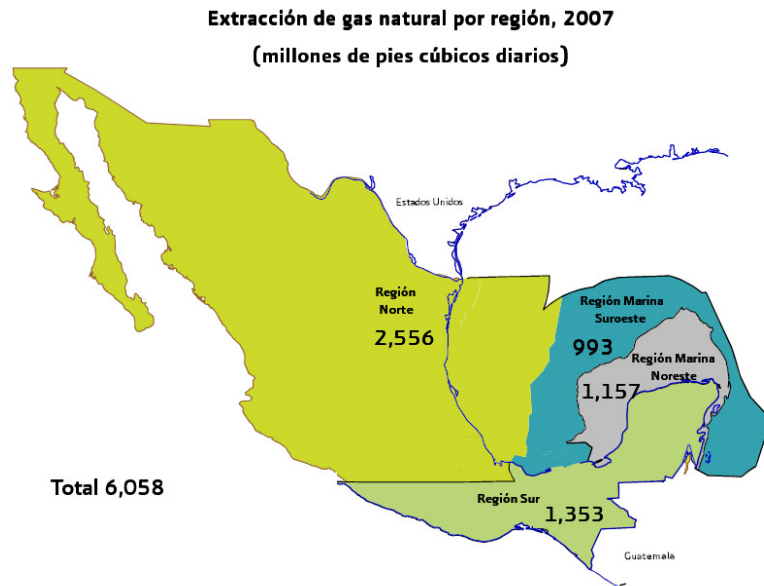
**Comercio exterior de gas natural en Norteamérica durante 2007
(millones de pies cúbicos diarios)**



Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de gas Natural 2008-2017.

Figura 21. Movimientos del mercado de gas natural en América del Norte.

Según datos de la Secretaría de Energía, la producción de gas natural alcanzó los 6,058 millones de pies cúbicos diarios en 2007, con un crecimiento del 13.3% respecto al 2006. La siguiente figura muestra la extracción de gas natural por región.



Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017.

Figura 22. Extracción del Gas Natural en México por región.

En relación a la infraestructura de transporte de gas natural del país, está integrado por gasoductos pertenecientes a dos sistemas, el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Naco-Hermosillo, ambos de PEMEX, así como gasoductos fronterizos interconectados con Estados Unidos.

El SNG cuenta con una extensión de 8.704 km de longitud, mientras que el Naco-Hermosillo cuenta con una longitud de 339 km y está conectado con Arizona en los Estados Unidos. En la siguiente figura se muestra su ubicación.



Red de ductos y centros procesadores de gas



Fuente: SENER, Prospectiva del Mercado de gas Natural 2008-2017.

Figura 23. Red de gasoductos y centros procesadores de gas en México.

La importación de gas natural licuado (LNG) comenzó en México en agosto de 2006⁶⁵, al recibir el primer barco proveniente de Nigeria en la terminal de regasificación en Altamira, Tamaulipas. El gas es utilizado únicamente por CFE para la generación de electricidad, y es el resultado de una estrategia para reducir la dependencia del gas de Estados Unidos.

El desarrollo de infraestructura para la importación de LNG, mediante terminales de almacenamiento con instalaciones de regasificación, le permitiría al país enfrentar la creciente demanda de gas natural. La CRE ha otorgado cinco permisos para terminales de regasificación, sin embargo, sólo dos se encuentran operando, la mencionada en Altamira y otra en Ensenada. Se encuentra actualmente en evaluación el tornamiento del permiso para una terminal en Manzanillo, en virtud de que la licitación por parte de CFE ya fue otorgada.

⁶⁵ SENER: Procesamiento, Almacenamiento y Transporte de Gas, disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/portal/index.jsp?id=403> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Elaboraci%C3%B3ndeGas.pdf>



Fuente: SENER.

Figura 24. Terminales de regasificación de LNG en México.

En el caso del impacto de los sistemas de autoabastecimiento y cogeneración, al incrementar su número, aumentan su participación en todo SEN, éstos proyectos además de cubrir las necesidades locales, cubren parte del consumo de energía eléctrica en el país, al mismo tiempo impactando el SEN al requerir servicios de transmisión y respaldo. Es por eso que en el análisis de planeación del SEN es necesario tomar en cuenta a las centrales de cogeneración y autoabastecimiento, ya que su potencia, carga y localización geográfica, inciden sobre el margen de reserva y la expansión de la red de transmisión.

Para éste efecto se debe analizar la oferta en dos aspectos las centrales de servicio público y por el otro las de autoabastecimiento y cogeneración; en el caso de la demanda, se debe considerar la demanda del servicio público y la demanda cubierta por la demanda remota, que es la correspondiente a las cargas ubicadas en sitios lejanos a la planta generadora cubierta por sistemas de autoabastecimiento mayormente, y la demanda local que corresponde a sistemas de cogeneración en su mayoría, cuya carga se encuentra ubicada cercana al sitio de la planta y no hace uso de la red de transmisión y distribución.

Un factor decisivo para la consolidación del gas natural como combustible primario más utilizado en la generación de energía eléctrica, fue la entrada en vigor en 2002 de una legislación ambiental que convierte a este en el único combustible permitido a nivel industrial para las ciudades.

Debido a la estrecha relación entre el desarrollo de la cogeneración y el gas natural, para analizar el desarrollo de la cogeneración hay que tomar en cuenta el desarrollo de los



proyectos de gas natural. En el aspecto geográfico, la expansión del gas natural será seguida por la expansión de la cogeneración.

Financiamiento

El financiamiento es la obtención de dinero y de crédito, recursos y medios de pago para la adquisición de bienes y servicios, necesarios para el desarrollo de las funciones de una entidad o una empresa.

Las empresas que deseen llevar a cabo un proyecto de cogeneración, enfrentan el reto de cómo obtener su financiamiento, que les permita obtener el dinero para ampliar sus funciones e instalaciones.

El financiamiento empresarial puede ser analizado desde dos tipos principales, el primero llamado financiamiento interno o autofinanciamiento, que es el proveniente de los recursos generados por la propia empresa, es decir de los beneficios no distribuidos destinado a la inversión en el crecimiento de la empresa; y un segundo tipo que es el financiamiento externo que es el obtenido de accionistas, proveedores, acreedores y entidades de crédito públicas o privadas.

El autofinanciamiento puede dividirse a su vez en tres subgrupos:

- **Reservas:** Son una prolongación del capital permanente de la empresa, tienen objetivos genéricos e inclusive específicos frente a incertidumbre o ante riesgos posibles pero aún no conocidos, y se dotan con cargo a los beneficios del período. Las reservas aseguran la expansión sobre todo cuando resulta de gran dificultad la financiación ajena para empresas pequeñas y medianas con escasas posibilidades de acceso a los mercados de capital, o en otros casos en que el riesgo de la inversión es muy grande para confiarlo a la financiación ajena, generadora de un elevado costo.
- **Previsiones:** Son también una prolongación del capital pero a título provisional, con objetivos concretos y que pueden requerir una materialización de los fondos. Se constituyen para hacer frente a riesgos determinados aún no conocidos o pérdidas eventuales y también se dotan con cargo al beneficio del período.
- **Amortización:** Es la constatación contable de la pérdida experimentada sobre el valor del activo de los inmovilizados que se deprecian con el tiempo. Las cuotas de depreciación pueden ser constantes o variables, bien crecientes o bien decrecientes.

Sin embargo, para proyectos de mayor envergadura, puede que los recursos propios no sean suficientes, o se prefiera hacer uso de otros tipo de financiamiento y de apoyos gubernamentales.

El financiamiento externo, puede también dividirse en subgrupos, sin embargo para el tipo de proyectos de cogeneración, los financiamientos externos de largo plazo son los de mayor



relevancia. Los cuales son préstamos obtenidos de entidades de crédito como bancos privados o de desarrollo.

Otro producto de largo plazo es el denominado *leasing* o arrendamiento financiero, mediante un contrato, el arrendador traspasa el derecho a usar un bien a cambio de pago de rentas de durante un plazo determinado, al término del cual el arrendatario tiene la opción de comprar el bien pagando un precio determinado o renovar el contrato de arrendamiento. Una alternativa a ésta modalidad es el ya mencionado *outsourcing*, que es cuando la empresa, pone en manos de otra compañía la construcción y operación de una instalación dentro de los terrenos de la primera, pagando por el servicio, en el caso de sistemas de cogeneración, paga por la energía eléctrica y térmica suministrada por la compañía tercera. En estos casos los arrendatarios son los que consiguen el financiamiento, liberando de la responsabilidad a la empresa contratante.

Dentro de las mismas fuentes de financiamiento a largo plazo, tenemos los proyectos llave en mano, que son aquellos donde una tercera empresa obtiene los créditos para construir un proyecto y hasta que puede entrar en operación lo entrega a la empresa contratante, sin que ésta última tome el riesgo que es construir y poner en operación una instalación industrial.

Todo financiamiento es resultado de una necesidad, por ésta razón al igual que un proyecto, el financiamiento debe ser planeado, con base en determinar:

- El destino de los recursos
- El monto necesario
- El tiempo requerido para cubrir el préstamo
- La tasa de interés
- El tipo de moneda en que se consigue dicho financiamiento, entre otras.

El análisis de las fuentes de financiamiento, se realiza con el fin de determinar:

- El monto máximo y mínimo que otorgan
- El tipo de crédito y sus condiciones
- Flexibilidad en los vencimientos de cada pago
- Tiempo del crédito

Para las inversiones como es una instalación de cogeneración, es necesario el financiamiento a largo plazo, nunca se deben utilizar los recursos circulantes para financiar este tipo de proyectos, porque se puede originar una falta de liquidez que afectaría la operación de la empresa. En cuanto a los créditos, se debe contemplar que sean suficientes, oportunos, con el menor costo posible y que cubran en su totalidad el proyecto.



Conclusiones

Se observa en este capítulo que el desarrollo que tiene la cogeneración en Europa y México es muy diferenciado, con amplias oportunidades de crecimiento en ambos mercados.

Uno de los principales sectores que utilizan la cogeneración es el sector de la calefacción distrital, que en México no tiene la importancia que representa en Europa, por razones lógicas de ubicación geográfica y de condiciones climatológicas, sin embargo, la cogeneración industrial representa por sí misma un gran nicho de oportunidad para el desarrollo de la cogeneración en México, como lo ha tenido en algunos países europeos.

Al analizar los elementos de viabilidad nos damos cuenta que en el marco regulatorio es factor de vital importancia para que el desarrollo de la cogeneración sea satisfactorio, al igual que los aspectos logísticos, tecnológicos, comerciales y técnicos; sin dejar a un lado el aspecto económico.

Europa cuenta con un mejor grado de desarrollo, en todos los aspectos, por razones obvias de desarrollo económico, sin embargo eso no debe excluir a México de obtener resultados satisfactorios de aprovechamiento de la cogeneración.



Capítulo 3. Políticas públicas y programas para la promoción de la cogeneración en Europa y México

Introducción

Las políticas gubernamentales son esenciales como apoyo y como marco legislativo para que un sector tenga éxito, en el caso de la cogeneración es un caso muy especial, porque involucra no sólo al sector energético, por el aumento de capacidad que se tiene, y la afectación a la red, sino también al industrial por los ahorros en energía que supondría y las modificaciones a los procesos internos de la industria que adopte a la cogeneración, así como una afectación al consumo y abasto de combustible.

Pero no sólo las políticas del gobierno son importantes, también lo son los programas emprendidos por la iniciativa privada y asociaciones de empresarios, fabricantes y académicos; estos programas tienen el mismo objetivo, aunque cada uno sigue diferente camino.

Las políticas y programas que se analizarán en éste capítulo, son aquellas cuyo objetivo primordial es el crecimiento de la cogeneración como fuente de energía eléctrica y térmica.

Se expondrán las políticas existentes en Europa y México, se detallará el tipo de apoyo que tiene, financiero, económico, etc. Se revisarán las diferencias que existen entre ellas, y se analizarán los beneficios y desventajas que tienen en su respectiva región.

Se estudiarán las diferentes asociaciones y agrupaciones que trabajan en el desarrollo y promoción de la cogeneración.

3.1 Políticas de promoción y desarrollo

En Europa la principal entidad que regula y dicta las normas es la Comisión Europea, cuyas funciones principales son presentar propuestas legislativas al Parlamento Europeo y al Consejo, administrar y ejecutar las políticas comunitarias, aplicar el Derecho comunitario y negociar acuerdos internacionales, principalmente los relativos al comercio y la cooperación.

Una herramienta con la que cuenta la Comisión son las directivas, que son actos normativos, una decisión colectiva obligatoria para todos los estados miembros de la UE, obliga a los estados para cumplir con un objetivo, y usualmente establece el método de cumplir la directiva, pero también les permite a los estados elegir la forma y los medios con que pretenden cumplir los objetivos.



Los principios de la política energética europea elaborados en el documento *A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*. Su objetivo es dirigir una economía baja-en-carbón (low-carbon economy), al mismo tiempo incrementando la competencia en los mercados energéticos, mejora en la seguridad de abasto. Las propuestas fueron aprobadas por el Parlamento Europeo y entre ellas se incluye:

- Recortar al menos el 20% de las emisiones de gases de efectos invernadero (GEI) de todas las fuentes de energía primaria para el año 2020, tomando los niveles de 1990 como base.
- Recortar hasta un 50% las emisiones de carbón de las fuentes primarias de energía para el año 2050, tomando los niveles de 1990 como base.
- Un objetivo del 10% en la utilización de biocombustibles para el año 2020

Estos principios y las propuestas aprobadas, han ayudado a la promoción de tecnologías que ayuden a disminuir las emisiones contaminantes, lo cuál ha derivado en otras directivas específicas en este tema.

Con respecto al sector energético se comentó en el capítulo anterior de las directivas del mercado de electricidad y gas, pero sobre todo de la Directiva 2004/8/CE.

El objetivo de la directiva es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria en el mercado interior de la energía, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas, especialmente en lo que se refiere a las condiciones climáticas y económicas.

La directiva es una legislación para establecer un marco regulatorio, cuya meta es el desarrollo y crecimiento de la cogeneración en Europa, permitiéndole a cada estado miembro el decidir con libertad lo que es necesario para que esto ocurra en sus territorios. La base de la directiva es asegurar el crecimiento de la cogeneración, y que los proyectos de cogeneración desarrollados alcancen ahorros de energía demostrables.

La directiva entró en vigor el 21 de febrero de 2004, cuando fue publicada en el Diario Oficial de la Comunidad Europea, desde esa fecha los estados miembros han tenido por obligación que hacer lo necesario para implementar la directiva en sus leyes.

Al ser un marco regulatorio, cada estado miembro tiene que adaptarla y establecerla para cumplir con sus requisitos locales, esto implica cambiar la regulación para asegurar un acceso justo a la cogeneración, mediante mejoras en la planeación y procedimientos de autorización.

La directiva también fija la evaluación a largo plazo y reportes a los estados miembros para que éstos estudien el progreso obtenido. Los aspectos más importantes son:

- Definir a la cogeneración y sus ahorros en términos energéticos



- Eliminación de procedimientos de autorización
- Asegurar un acceso justo y transparente a la red eléctrica
- Proveer un marco legal para las bases de la cogeneración y su relación con otras directivas
- Proveer un régimen de apoyo de largo plazo a la cogeneración, incluyendo el uso legal de ayuda del Estado, así los sistemas de apoyo en la UE pueden continuar
- Forzar a los miembros a evaluar su potencial de cogeneración y a identificar las barreras para alcanzar su potencial
- Reporte regular del progreso alcanzado, y en el caso de que no haya progreso, reportar las acciones que se tomarán al respecto

Sin embargo, la directiva no impone a los estados miembros a apoyar a las plantas de cogeneración con dinero, tampoco señala como los estado miembros deben apoyar a la cogeneración, ni a qué sectores. Tampoco especifica como se deban afrontar las barreras encontradas ni que capacidad de cogeneración es apropiada en cada país. Pero si establece el reto a los estados miembros para cubrir su potencial, y requiere que apoyen a la cogeneración de una u otra manera.

Al publicarse la directiva surgieron dudas acerca de aspectos técnicos, entre los cuales estaban la definición de una planta de cogeneración, la operación de una planta en estado de cogeneración, y la manera en que se demostrarían los ahorros energéticos.

Para poder aclarar estas dudas, los estados miembros a través de una decisión del Consejo Europeo, el 2007/74/CE, se establecieron valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción separada de electricidad y calor.

También se determinan los factores de corrección referentes a las pérdidas en la red evitadas. La siguiente tabla muestra estos factores.

Voltaje	Electricidad exportada	Electricidad consumida en sitio
> 200 kV	1	0.985
100-200 kV	0.985	0.965
50-100 kV	0.965	0.945
0.4-50 kV	0.945	0.925
< 0.4 kV	0.925	0.860

Fuente: Decisión de la Comisión 2007/74/CE.

Tabla 1. Factores de corrección a las pérdidas evitas en la red.



El cálculo de los ahorros de energía primaria (PES) se basa en la producción anual de calor y electricidad de la planta de cogeneración. Se usa la siguiente fórmula:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHP H_n}{Rf H_n} + \frac{CHP E_n}{Rf E_n}} \right) \times 100\%$$

Donde:

PES	<i>es el ahorro de energía primaria</i>
CHP H _n	<i>es la eficiencia térmica de la planta de cogeneración definida como la producción anual de calor dividida entre el consumo anual de combustible</i>
Rf H _n	<i>es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor</i>
CHP E _n	<i>es la eficiencia eléctrica de la planta de cogeneración definida como la producción anual de electricidad dividida entre el consumo anual de combustible</i>
Rf E _n	<i>es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad</i>

La directiva ha incentivado a los gobiernos a investigar su potencial, y esas acciones están re-estimulando el mercado. Tal es el caso de España, que fue uno de los primeros países miembros en elaborar un informe sobre el potencial de cogeneración de alta eficiencia, el estudio muestra que el potencial español en 2020 oscilará entre 9 y 12 GW⁶⁶.

Políticas gubernamentales

Además de una estrategia regional, el desarrollo de la cogeneración ha requerido la implementación de estrategias y políticas locales, en muchos países éstas políticas tienen tiempo de haberse implementado.

Dinamarca

En Dinamarca, por ejemplo, la crisis del petróleo de la década de los setentas, condujo a que el gobierno Danés a crear políticas efectivas que le permitieron al país ser autosuficiente en materia de energía para el año 1997. La primera ley que regulaba el suministro de energía entró en vigor en 1979.

Ésta ley obligaba a las autoridades locales para identificar el potencial para calefacción en sus respectivos territorios, los esfuerzos se enfocaron en introducir sistemas de calefacción colectivos en las áreas apropiadas, con esto se ponía la base para los sistemas de calefacción distrital. El proceso de planeación se dividió en tres fases.

⁶⁶ Consorcio Termoarcilla: “La cogeneración, un paso más hacia la sostenibilidad energética”, http://www.termoarcilla.com/notBoletin.asp?id_rep=1689



La primera fase indicaba que las autoridades locales tenían que reportar sobre sus requerimientos de calor, los métodos de obtención del calor y la cantidad de energía consumida, los planes locales se aglomeraron para crear estrategias locales, en la siguiente fase la autoridades tuvieron que crear un borrador sobre el estimado de sus demandas futuras, entonces se desarrollaron planes regionales sobre sus necesidades de abasto, en la tercera y última fase los consejos regionales prepararon planes regionales definitivos basados en la información obtenida.

Esta primera ley de abasto de calor permitió sentar las bases, la regulación sobre la planeación fue uno de los aspectos más importantes para el desarrollo, creando el mercado efectivamente, después de eso se introdujeron los incentivos financieros para permitir la viabilidad económica de la calefacción distrital y la cogeneración.

Durante ese periodo, se estudió como la cogeneración brindaba posibilidades de aprovechar los excedentes térmicos producidos por la generación de electricidad.

Con el Acuerdo de Calor y Electricidad Co-generados de 1986, la cogeneración descentralizada se convirtió en una importante prioridad de la política energética. El acuerdo se hizo entre gobierno y compañías, las cuales se vieron obligadas a conseguir una capacidad total de 450 MW de cogeneración descentralizada.

Políticas de Soporte Financiero

La política energética danesa presento iniciativas para permitirle a los consumidores ahorrar energía, por ejemplo, se tomaron medidas para el aislamiento de edificios y se estableció un programa de evaluación térmica en las casas. Los ahorros energéticos se introdujeron bajo la lógica de que la energía ahorrada no necesita producirse ni importarse.

Impuesto a los combustibles

Se impuso un impuesto alto al combustible usado para producir calor, y no se fijó uno similar para la generación de electricidad, lo que incentivó el cambio de producción única de calor a una operación en cogeneración. Tanto la biomasa como el biogás son combustibles exentos de este impuesto.

Para el enero de 2002, el impuesto al consumo de gas en sistemas de cogeneración fue cambiado para las plantas descentralizadas, incluyendo a las plantas industriales.

Los operadores podían elegir entre dos maneras de calcular su consumo de gas sujeto a impuesto utilizado en sus plantas de cogeneración⁶⁷:

1. Sobre la base de dividir la producción de calor entre 1.25:

⁶⁷ Danish Energy Agency: Heat Supply in Denmark – Who, what, where and why. 2005:
http://www.ens.dk/graphics/Publikationer/Forsyning_UK/Heat_supply_in_Denmark/index.htm o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/HeatSupplyDenmark.pdf>



$$C_C = \frac{H_p}{1.25}$$

2. Sobre la base de restar el consumo de gas para generación eléctrica al consumo total de gas, con una eficiencia eléctrica fijada en 65%:

$$C_C = C_T - \frac{E_p}{0.65}$$

Donde:

C_C	<i>Combustible para generación de calor, sujeto a impuesto</i>
H_p	<i>Calor producido</i>
C_T	<i>Combustible total utilizado en la planta de cogeneración</i>
E_p	<i>Electricidad producida</i>

Subsidio a la producción eléctrica por cogeneración (Tarifa de venta de los excedentes eléctricos)

El subsidio estaba inicialmente limitado a la generación eléctrica con fuentes renovables de energía, pero el beneficio se extendió para incluir a la cogeneración basada en gas natural en 1992. Este subsidio motivo a muchas plantas de cogeneración basadas en carbón o petróleo a convertirlas en plantas basadas a gas natural, biogas, biomasa, o una combinación de estos.

El subsidio era de 0.10 DKK/kWh, para la generación de electricidad producida por biocombustibles, como el biogas o la biomasa y de 0.17 DKK/kWh para las energías renovables. En 1997 el subsidio se redujo a 0.07 DKK/kWh, aunque esta reducción no afecto a plantas de cogeneración pequeñas o del tipo “open-field”⁶⁸.

Para compensar ésta reducción, se estableció un fondo de ayuda, porque esta reducción afecto financieramente a un importante número de plantas de cogeneración descentralizadas basadas en gas natural, cuyos operadores habían hecho las inversiones tomando en cuenta el subsidio anterior.

Para el 2002, el subsidio se redujo nuevamente, sin embargo la reducción se compenso al disminuir los impuestos a las plantas de cogeneración descentralizadas e industriales.

En el 2003 con la Orden Ejecutiva no. 512, se eliminó el subsidio para las nuevas plantas que hayan comenzado a operar después del 1 de Julio de 2002 y para aquellas basadas en gas natural con una capacidad mayor a 25 MW; aunque estas plantas aun mantienen el beneficio de la baja en los impuestos.

⁶⁸ Una planta “open-field” es de acuerdo a la Danish Energy Agency, una pequeña instalación de suministro público de calor, en la cual la instalación, usualmente una planta de cogeneración, se lleva a cabo al mismo tiempo que la red de calefacción distrital. Produce calor amigable con el medio ambiente al tener bajas emisiones de CO₂, en promedio cuenta con 250 clientes conectados, con un total en 2005 de 18,000 daneses conectados a plantas “open-field”.



Las plantas de cogeneración existentes basadas en gas natural o en una combinación de gas natural y biogas, reciben un subsidio de 0.08 DKK/kWh por la generación de electricidad si la planta tiene una capacidad total menor a 25MW. El subsidio se aplica para 80 millones de kWh de producción anual.

Para la cogeneración industrial basada en gas natural el subsidio es de 0.07 DKK/kWh el cual esta disponible durante 6 años desde la fecha de inicio de operaciones de la planta, este subsidio se aplica solamente a las plantas que hayan comenzado sus operaciones antes del 1 de enero de 2004; y se aplica por 8 años a las planta cuya capacidad sea menor a 4 MW.

Si la instalación o una parte importante de ella es reemplazada, se aplica un subsidio de 0.02 DKK/kWh por un nuevo periodo de 6 u 8 años, también aplicable sólo a las plantas que hayan comenzado sus operaciones antes del 1 de enero de 2004.

Toda la electricidad producida a partir de desperdicio, con la excepción de la cogeneración industrial, recibe un subsidio de 0.07 DKK/kWh, con un subsidio de 0.10 DKK/kWh a aquellas plantas con una capacidad menor a 3 MW y que hayan comenzado a operar antes del 1 de enero de 1997.

Las plantas de cogeneración basadas en biogas o biomasa, reciben un subsidio adicional, un sobrecargo que es pagado por los consumidores; a principios de 2005 se aplicaban los siguientes sobrecargos:

Para la cogeneración que utilice como combustibles el bagazo o la viruta de madera, reciben una prima si se conectaron a la red antes del 21 de abril de 2004. De manera conjunta, el precio en el mercado y el sobrecargo suman 0.60 DKK/kWh, el sobrecargo aumenta si el precio de mercado disminuye y viceversa.

Este sobrecargo se aplica por 20 años, y por 15 años para las plantas que se conectaron después del 21 de abril de 2004.

Para las plantas basadas en biogas, si se conectaron antes del 21 de abril de 2004, reciben 0.60 DKK/kWh por 20 años, y para aquellas plantas que se hayan conectado a partir del 22 de abril de 2004 y hasta el final de 2008, reciben 0.60 DKK/kWh durante 10 años y 0.40 DKK/kWh durante 10 años más.

También se abarca el caso de las plantas que utilicen gas natural y biogas, en éste caso la empresa recibe un subsidio como una planta descentralizada además de la prima por utilizar biogas. Si la planta comenzó a usar biogas antes del 21 de abril de 2004, recibe 0.26 DKK/kWh para la electricidad generada por biogas durante 20 años; y si comenzó a operar entre el 22 de abril de 2004 y el final de 2008 recibe 0.26 DKK/kWh durante 10 años y después 0.06 DKK/kWh durante 10 años más.



Obligación de compra

Hasta el 2005, todos los operadores de sistemas de cogeneración, excluyendo a las plantas centralizadas, se beneficiaron de la obligación que se impuso a los clientes de la red de distribución local de comprar la electricidad producida por las unidades de cogeneración locales. Esto aseguró ingresos a largo plazo, motivando la inversión en la cogeneración.

Ahora, esa obligación ya no existe, la electricidad se vende en el mercado, y es subsidiada por las tarifas y sobrecargos ya mencionados.

Políticas de planeación

Obligación de conexión o permanecer conectados

La primera ley de calor les permitió a las autoridades obligar a los edificios nuevos y existentes a conectarse al suministro público, la mayoría de los consumidores se vieron obligados a conectarse al suministro de gas natural o sistemas de calefacción distrital.

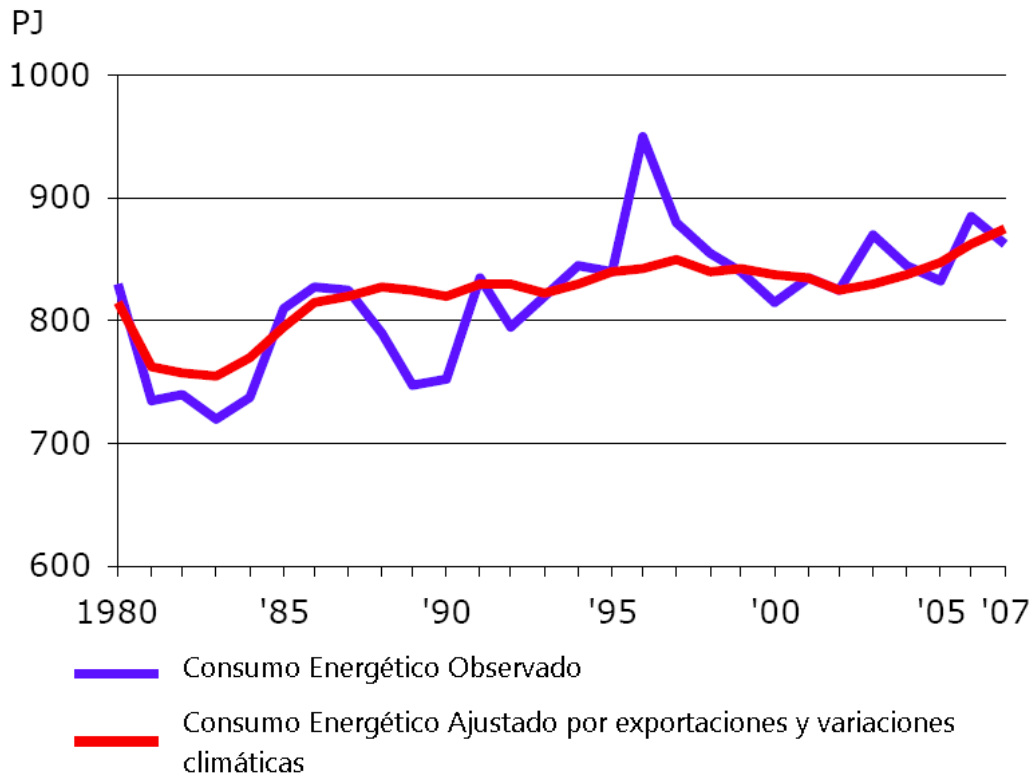
En 1982, la obligación de conexión se dio en la forma de una orden ejecutiva, que sufrió algunas modificaciones en el 2000, la cual sigue en efecto.

Prohibición sobre la calefacción o calentamiento de origen eléctrico

En 1988 se prohibió la instalación de calefacción por medios eléctricos, en nuevos edificios, y en 1994 se extendió a los edificios existentes con un sistema central de calefacción, el objetivo de la prohibición es prevenir la instalación de equipos eléctricos en los lugares donde haya suministro público.

Tanto la prohibición como la conexión obligatoria promovieron el suministro público de calor y el uso más eficiente de la energía. En la práctica, hizo posible para las autoridades locales asegurar que el beneficio económico de las compañías suministradoras no se viera mermado por la falta de clientes conectados, y de esa manera asegurar que las inversiones hechas no se perdieran.

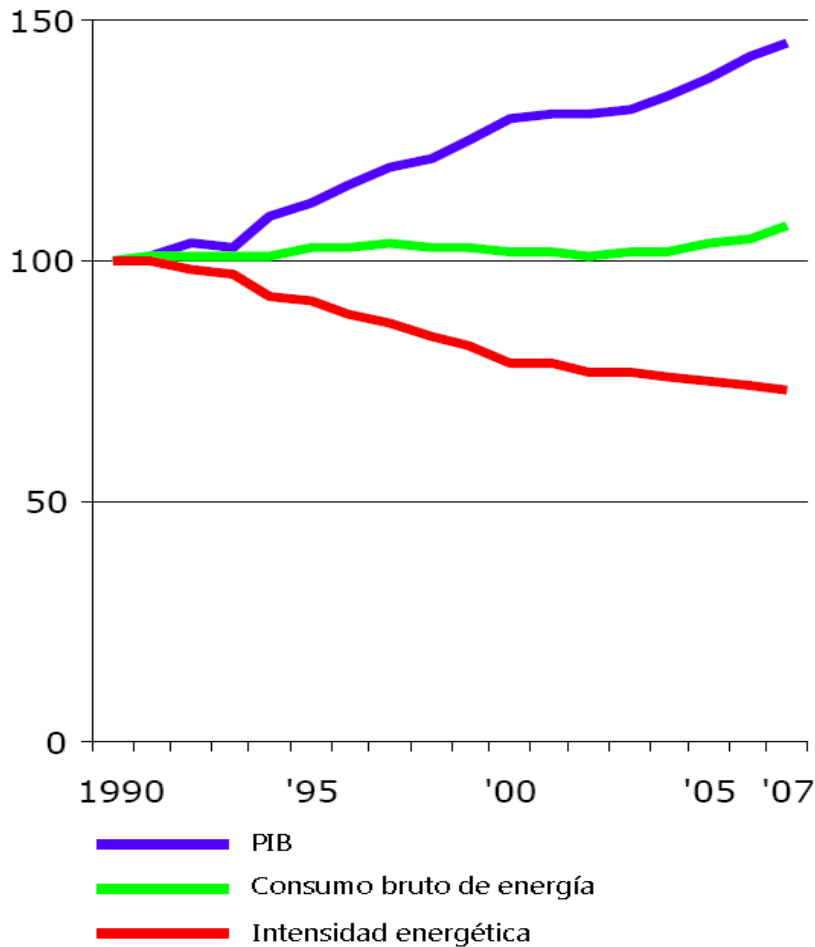
Todas éstas políticas se ven reflejadas en el ligero aumento del consumo energético en Dinamarca, el cuál es uno de los menores a nivel mundial, y se muestra en la siguiente figura.



Fuente: Danish Energy Agency: Denmark – Energy Statistics 2007.

Figura 1. Consumo energético en Dinamarca.

Esto ha reducido la intensidad energética del país, el cuál es un indicador del consumo de energía en proporción con la actividad económica.



Fuente: Danish Energy Agency: Energy in Denmark 2007.

Figura 2. Comparativo del crecimiento del PIB y el decrecimiento de la intensidad energética en Dinamarca.

En la figura anterior se nota claramente como la eficiencia energética no afecta la actividad económica, el consumo energético en Dinamarca era en 1980 de 814 PJ, en 2007 fue de 874 PJ⁶⁹, en este periodo de 27 años, el consumo sólo creció 7.3%.

Finlandia

En Finlandia, el gobierno ha tenido poca injerencia en el desarrollo de la cogeneración. El desarrollo de la cogeneración se ha dado en base a conseguir la reducción en las importaciones de energía y en mejorar la eficiencia general del suministro de energía eléctrica. En el mercado eléctrico nunca ha habido una obligación por parte de las compañías de distribución de comprar la electricidad generada en plantas de cogeneración, la cual se ha vendido competitivamente en el mercado.

⁶⁹ Danish Energy Agency: Denmark – Energy Statistics 2007



No hay legislación específica o regulación concerniente a la cogeneración, sin embargo si hay legislación en cuanto a competencia, protección al consumidor y seguridad.

Legislación de competencia

Las compañías de calefacción distrital poseen una posición dominante en el mercado, y la Autoridad Nacional de Competencia prohíbe el abuso de ésta posición. Sin embargo, a pesar el gran número de clientes conectados a las redes, en los últimos años casi no ha habido reclamos, lo que hace que una acción de la autoridad no sea requerida.

Acta del Mercado de Electricidad

Esta acta promulgada en 1995 y modificada en 2004, permite que cualquiera, mientras se adhiera a los estándares de seguridad y ambientales, pueda construir una planta de generación de energía eléctrica sin necesidad de obtener una licencia (esto excluye a las plantas nucleares e hidroeléctricas).

De ésta manera los proyectos comercialmente viables, han podido avanzar y generar los retornos de inversión rápidamente.

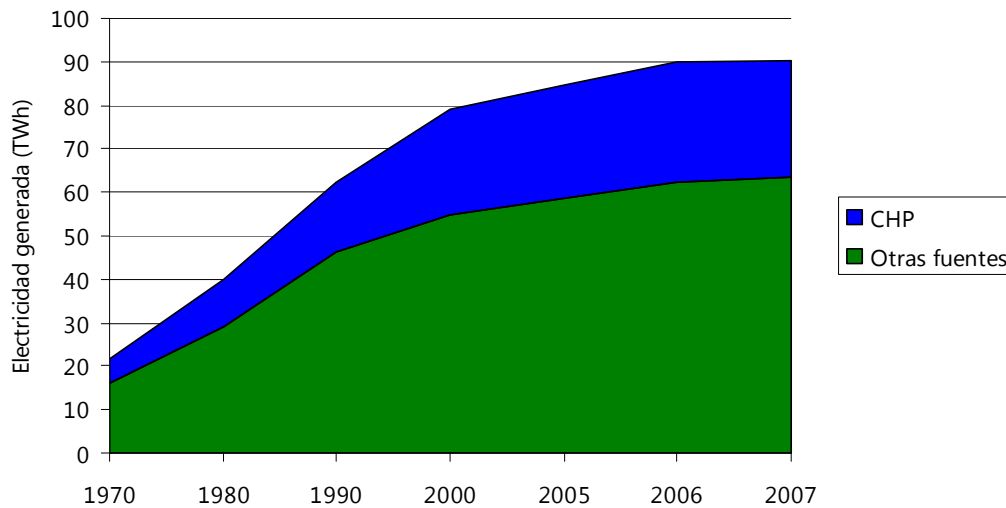
Esta manera de enfrentar de manera directa la entrada al mercado eléctrico ha permitido acelerar el desarrollo de grandes esquemas de cogeneración, que de otra manera hubiera tomado mucho tiempo obtener su aprobación.

Impuestos a los energéticos

La política energética en Finlandia tiene sus bases en el uso de impuestos a la energía y rebajas a tales impuestos.

Finlandia fue el primer país en aplicar un impuesto al carbón, basado en el contenido de carbono de los combustibles utilizados en la producción de calor. Este impuesto actualmente es de 18 Euros por tonelada de CO₂. El gas natural recibe un descuento del 50%, mientras que la turba se encuentra exento totalmente, esto ha incentivado el uso de combustibles renovables y combustibles con bajo contenido de carbón.

La siguiente figura ilustra el desarrollo de la cogeneración y su participación en la generación de electricidad en Finlandia.



Fuente: Elaboración propia con datos de Energiateollisuus:

<http://www.energia.fi/fi/tilastot/sahkotilasto/tuotanto/sahkontuotantojaulkomaankauppa>

Figura 3. Generación de electricidad por cogeneración en Finlandia.

Alemania

El gobierno alemán ha introducido varios incentivos para apoyar la cogeneración, a continuación se describen.

Ley de Cogeneración 2002 (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)

Objetivos

Esta ley es el pilar de la política de apoyo a la cogeneración en Alemania, apoya a las plantas a través de bonos. Su objetivo es reducir las emisiones de CO₂ en 23 Mt para el año 2010 comparándolas con las de 1998; al modernizar plantas existentes, promover la operación de pequeñas plantas de cogeneración, y comercializar sistemas de cogeneración basados en celdas de combustible.

Bonos

Bajo ésta ley, los operadores de la red eléctrica están obligados a conectar a las plantas de cogeneración a sus sistemas y comprar su electricidad a un precio que se define como el precio promedio de carga base del Intercambio de Energía Europeo en Leipzig en el cuarto anterior; a menos que se acuerde lo contrario en un contrato bilateral con el operador de la planta de cogeneración.

Las plantas de cogeneración reciben un bono sobre la electricidad que inyectan a la red, como se muestra en la siguiente tabla.



Categoría	2006 (€/kWh)	2007 (€/kWh)	2008 (€/kWh)	2009 (€/kWh)	2010 (€/kWh)
Plantas viejas (previas a 1990)	0.97	-	-	-	-
Plantas nuevas (posteriores a 1990)	1.23	1.23	0.82	0.56	-
Plantas modernizadas (entre abril 2002 y diciembre 2005)	1.69	1.64	1.64	1.59	1.59
Plantas nuevas pequeñas (< 2 MW, posteriores a 2002)	2.25	2.25	2.10	2.10	1.94
Plantas nuevas pequeñas (< 50 kW, del 2002 al 2008)	5.10 (durante 10 años después de iniciar operaciones)				
Celdas de combustible	5.10 (durante 10 años después de iniciar operaciones)				

Fuente: IEA International CHP/DHC Collaborative, Country Profile - Germany.

Tabla 2. Bonos sobre el precio de la electricidad para plantas de cogeneración.

Las únicas plantas elegibles para recibir el apoyo desde el 1 de abril de 2002, han sido aquellas con capacidad menor a 2 MW. Adicionalmente se compensa a la cogeneración para los costos evitados de la electricidad utilizada en el sitio. La compensaciones van, dependiendo del lugar, de 0.4 a 1.5 €/ kWh; el método de pago se describe en la Regulación de las tarifas de la red eléctrica. Así mismo, las plantas de cogeneración deben reportar al operador de la red eléctrica, sobre la cantidad de electricidad que inyectan a la red cada mes.

Nueva Ley de Cogeneración 2008

La nueva ley de cogeneración se aprobó en Junio de 2008, modificando la Ley anterior y entró en vigor en Enero de 2009.

El Ministerio Federal de Economía y Tecnología envió la propuesta de ley al Parlamento en diciembre de 2007, su objetivo es duplicar la participación de la cogeneración en la generación de energía eléctrica a un 25% para el año 2020.

La nueva ley continúa con el apoyo a la cogeneración a través de los bonos en el precio de la electricidad. Introduce la garantía de origen de la electricidad de la cogeneración e incorpora la definición de cogeneración de alta eficiencia, esto para cumplir con las disposiciones de la Directiva Europea 2004/8/CE de apoyo a la cogeneración.

Esta nueva ley hace los siguientes cambios a la ley anterior:

- La obligación de los operadores de las redes eléctricas de conectar las plantas de cogeneración y comprar su electricidad, es complementada por una prioridad de despacho, equivalente a la prioridad que se da a los sistemas de generación a través de fuentes renovables.
- El bono se extiende a las plantas nuevas y modernizadas que hayan comenzado o comiencen a operar entre 2007 y 2016, sin ningún límite en su capacidad.
- La electricidad para el autoconsumo se convierte en elegible para el bono, y ya no sólo para la electricidad inyectada a la red.



La extensión y construcción de las redes de calor también reciben apoyo si el 60% de su calor lo producen plantas de cogeneración.

Excepción del Eco-impuesto (Ökosteuern)

Las plantas de cogeneración están exentas del pago del impuesto sobre combustibles fósiles si su factor de planta es mayor al 70%. Sin embargo éste beneficio es para todo el sector eléctrico, así que las plantas de cogeneración sólo se benefician del combustible no utilizado o evitado en la generación de calor. El beneficio del impuesto evitado puede ser de hasta €2 millones al año para una planta de 40 MW.

Ley de calor de fuentes renovables (Erneurbare-Wärme-Gesetz)

Esta ley obliga a los propietarios de nuevos edificios a que una parte de la demanda térmica del edificio provenga de fuentes renovables de energía. Aquellos edificios que sean atendidos por una red de calefacción distrital basados principalmente en sistemas de cogeneración están exentos de esta obligación.

Ley de energías renovables

Aunque el objetivo de esta ley son las energías renovables, las pequeñas plantas de cogeneración basadas en biogas pueden obtener beneficios bajo esta ley. Para una planta de biogas la tarifa de venta de excedentes eléctricos era de hasta 19 €c / kWh, mejorando de esta manera las ganancias de las plantas. Se muestran los precios y bonos que aplicaban hasta 2008.

Precio garantizado de la electricidad €c / kWh				
Capacidad	Tarifa básica	Bono para biomasa	Bono para cogeneración de desperdicios de agricultura	Precio máximo
0-150 kW	11.5	6.0	2.0	19.5
150-500 kW	9.9	6.0	2.0	17.9
500-5000 kW	8.9	6.0	2.0	16.9
> 5000 kW	8.4	6.0	2.0	16.4

Fuente: IEA

Tabla 3. Precios de la electricidad de fuentes renovables hasta 2008.

Para enero de 2009, surgieron modificaciones a la ley, las tarifas de venta de excedentes eléctricos y los bonos cambiaron ligeramente, la nueva ley premia la eficiencia de la cogeneración a través de un bono de 3 €c / kWh por un periodo de 20 años, lo que provee un beneficio seguro a largo plazo.



A continuación se muestran las tarifas bajo la nueva ley.

Precio garantizado de la electricidad € / kWh				
Capacidad	Tarifa básica para biomasa	Bono para desperdicios de la agricultura	Bono para cogeneración	Precio máximo
0-150 kW	11.67	11.0 / 9.0	3.0	25.67
150-500 kW	9.18	9.0	3.0	21.18
500-5000 kW	8.25	4.0	3.0	15.25
5-20 MW	7.79	0	3.0	10.79

Fuente: IEA

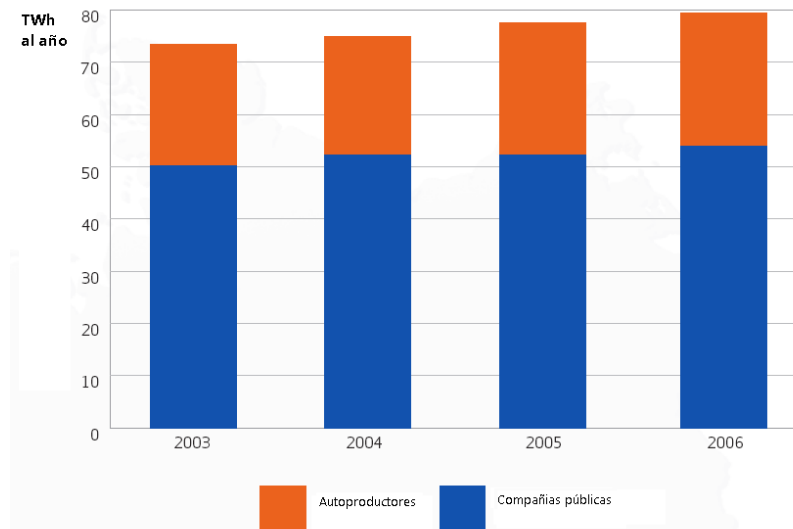
Tabla 4. Precios de la electricidad de fuentes renovables a partir de 2009.

Este apoyo a las plantas de cogeneración de biogas, ha hecho que las compañías alemanas de las más experimentadas a nivel mundial en ésta tecnología. Muchas de ellas basadas en su experiencia pretenden entra a otros mercado europeos, americanos y asiáticos.

Apoyo para las celdas de combustible y la micro-cogeneración

Alemania cuenta con la mayor política de apoyo y subsidio para el desarrollo de las celdas de combustible de toda Europa. El gobierno estableció un fondo a través del Programa de Innovación Nacional de €500 millones para las celdas de combustible, y un fondo especial de €125-150 millones para proyectos en instalaciones estacionarias, incluida la cogeneración.

Estas políticas de apoyo a la cogeneración han provocado que de un 9.8% de participación de la cogeneración en 2002, haya aumentado al 12.5% en 2006. En la siguiente figura de ilustra este crecimiento.



Fuente: IEA International CHP/DHC Collaborative: Germany

Figura 4. Crecimiento de los cogeneradores en Alemania.



Con la nueva Ley de Cogeneración y la nueva Ley de Energías Renovables que entraron en vigor este año, se espera que el crecimiento de la participación se mayor en los años por venir.

Holanda

El gobierno holandés también tiene una política de apoyo a la cogeneración, a continuación se describen los apoyos.

Subsidio a la venta de excedentes eléctricos

El soporte a la cogeneración fue en primera instancia en 2001 con subsidio a los excedentes eléctricos inyectados a la red por parte de plantas de cogeneración, a partir de 2003 el subsidio se baso en el rendimiento sobre las emisiones de CO₂, dando un subsidio a cada kWh de electricidad generada libre de emisiones de CO₂.

Los impactos del CO₂ a una planta de cogeneración se determinan calculando los ahorros de energía comparados con la producción separada de electricidad y calor. El subsidio se determina y calcula anualmente y es diferente para las distintas tecnologías de cogeneración.

En 2008, el Ministerio de Asuntos Económicos eliminó el subsidio para las plantas de cogeneración basadas en combustibles fósiles, ya que determino que las buenas condiciones del mercado eliminaban la necesidad de apoyo a la operación.

Para la cogeneración basada en la biomasa, existe un subsidio de 5.3 €/ kWh; el subsidio disminuye cuando el precio de la electricidad sube, y aumenta cuando el precio de la electricidad disminuye. Se garantiza el subsidio por un periodo de 12 años.

Excepción en el Impuesto a la Energía

En Holanda existe desde 1996 un impuesto al consumo de energía, las plantas generadores no tienen que pagar ésta impuesto si su eficiencia es mayor al 30%, y su capacidad es mayor de 60 kW, las plantas de cogeneración también están exentas de este impuesto, al igual que la electricidad generada en plantas de cogeneración para el autoconsumo. Los sistemas de generación exclusiva de calor si tienen que pagar el impuesto.

Esquema de deducción en la inversión energética

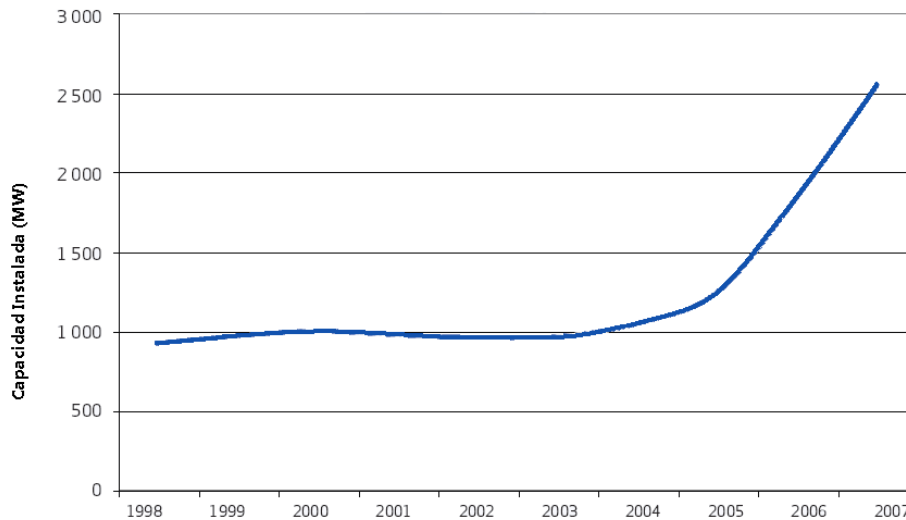
En 1997 se introdujo este esquema, el cual es un incentivo a la inversión en energías renovables y tecnologías de ahorro de energía. Les permite a los inversionistas restar el 44% de los costos totales de inversión de las ganancias de la compañía. Con el sistema actual, este incentivo fiscal es equivalente un subsidio a la inversión del 11%.



Subsidio a la micro-cogeneración

En septiembre de 2008 se introdujo un subsidio a la micro-cogeneración, para apoyar la introducción de la micro-cogeneración en el mercado. El subsidio es de €1,000 por unidad. Existe un fondo de €10 millones para el periodo de 2008 al 2011.

Uno de los sectores más beneficiados de todas éstas políticas ha sido el de la agricultura, en 2004 existía una capacidad de 1000 MW, para el final de 2007 la capacidad había aumentado para totalizar 2500 MW, a continuación se ilustra éste fenómeno.



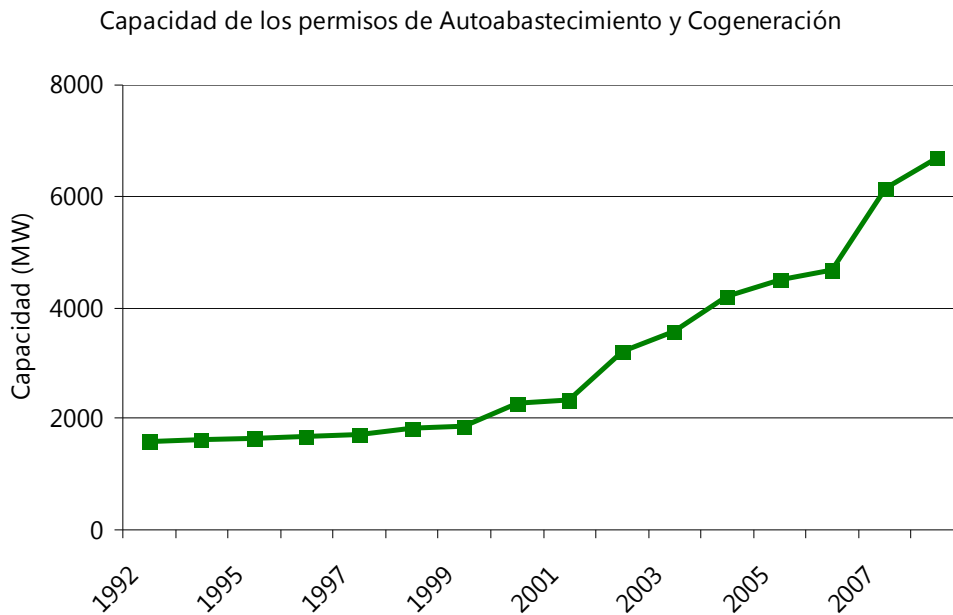
Fuente: IEA: International CHP/DHC Collaborative: The Netherlands.

Figura 5. Crecimiento de la cogeneración en la agricultura en Holanda.

México

En México, hasta antes de 1992, no era posible la inversión privada en la generación de electricidad, ya que era responsabilidad exclusiva del Estado, en una modificación a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en 1992, dejaba de considerarse servicio público y por consiguiente responsabilidad exclusiva del Estado, el autoabastecimiento, la cogeneración o pequeña producción, al igual que la generación de energía eléctrica por parte de productores independientes. Debido a éste cambio en la ley, se abrió la puerta a la inversión privada en sector eléctrico.

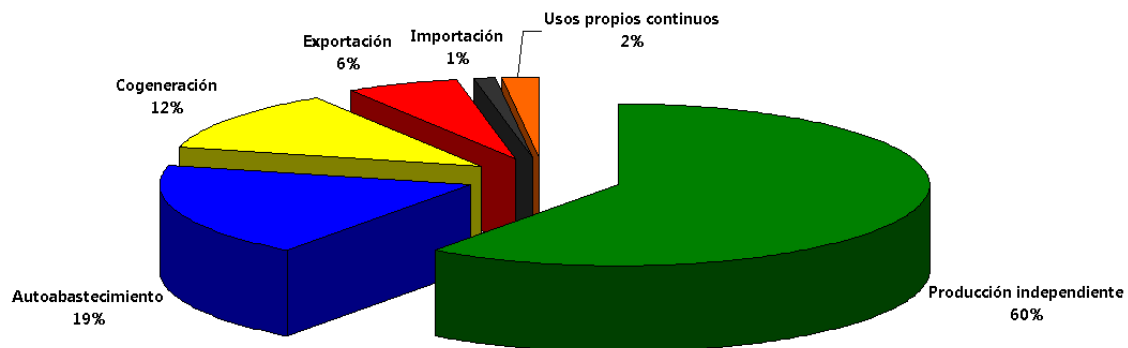
De acuerdo con la Ley, todas las actividades de generación de electricidad por parte del sector privado están sujetas al otorgamiento del permiso correspondiente por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), con excepción de la generación para emergencias y el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda los 0.5 MW.



Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

Figura 6. Comportamiento de la capacidad instalada de sistemas de autoabastecimiento y cogeneración.

La Comisión Reguladora de Energía es quién se encarga de otorgar los permisos a los particulares que deseen generar energía eléctrica, hasta diciembre de 2008, se encontraban en operación 21355.95 MW de potencia instalada, distribuida de la siguiente manera:



Fuente: Elaboración propia con datos de la CRE.

Figura 7. Participación en la capacidad instalada por tipo de permiso.

Representando el 36% del total de la capacidad efectiva instalada en México que es de 59 GW.

En enero de 1992 se crea la Coordinación de Cogeneración, para apoyar las funciones de la CONAE, en 1995 se convirtió en la Dirección de cogeneración y fuentes no convencionales de energía, con el objetivo de promover, difundir y estimular la aplicación de sistemas de



cogeneración en todo el país, siendo una de sus funciones determinar el potencial de cogeneración en México. Los resultados de ese estudio se presentaron en el capítulo anterior, anexando los datos de PEMEX Refinación en 1997. Desde 1997, el potencial de cogeneración no se ha actualizado, se tienen estimados con base en el crecimiento económico, pero ningún estudio formal.

En 1996, la Dirección de cogeneración cambia de nombre nuevamente, para ahora denominarse Subcomisión para promover proyectos de cogeneración.

Estímulos fiscales

Existen estímulos fiscales, como el existente en la inversión y desarrollo de tecnología, el cual contaba inicialmente con 500 millones de pesos y actualmente dispone de 4 mil millones. En 2005 el estímulo se aplicó al desarrollo de 2 mil proyectos a solicitud de 607 empresas.

El estímulo consiste en otorgar un crédito fiscal de hasta 30% al gasto total realizado sobre inversiones elegibles en investigación y desarrollo, contra el impuesto sobre la renta causado en el ejercicio en que se determine el crédito. Cabe destacar que éste estímulo es una respuesta a la demanda generalizada de incentivar los proyectos de eficiencia energética. La aplicación del incentivo incluye:

- La creación de infraestructura especializada para centros de investigación
- Proyectos de inversión destinados al desarrollo o mejora de tecnologías enfocadas para hacer un uso más eficiente de la energía en todas sus aplicaciones.

Impuestos

A partir del 1 de julio de 2000, fecha de entrada en vigor del Tratado de Libre Comercio entre la Unión Europea y México, las importaciones de "los Sistemas de Cogeneración de Electricidad y Vapor", originarios de los países miembros de la Unión Europea, incluidos en la partida arancelaria 85.02.39.02, están exentos de gravámenes arancelarios. Estos equipos están encuadrados en la categoría "A" del anexo II del Calendario de Desgravación del TLC UE - México.

Sin embargo, no están excluidos de los siguientes gravámenes:

- Un 0.8% de cargo por servicios aduaneros
- Un 15% de IVA

Financiamientos

Existen varios tipos de apoyos financieros, en la forma de programas de fomento y apoyo a las plantas industriales; que se ofrecen a las empresas que deseen modernizar la planta, optimizar el uso de combustibles, y mitigar sus efectos contaminantes.

Entre las entidades que ofrecen programas de financiamiento podemos mencionar:



- Nacional Financiera, cuyo objetivo es impulsar proyectos de inversión que generen empleos y crecimiento económico, con el Programa Único de Financiamiento a la Modernización Industrial (PROMIN).
- Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) diversos fondos para investigación, financiados por la SENER y por CFE, van enfocados primordialmente a la investigación científica y tecnológica; están enfocados en la sustentabilidad energética, los hidrocarburos y el desarrollo tecnológico en materia de energía.
- Financiamiento a los proyectos de inversión y el de adquisición de bienes y capital.
- Como parte de programa de apoyo, tenemos los de modernización tecnológica y el mejoramiento ambiental.

Venta de excedentes eléctricos

Hasta el 2001, los permisionarios no podían vender sus excedentes eléctricos (o energía económica) de más de 20 MW por planta; con la modificación al artículo 135, fracción II del Reglamento de la LSPEE; se hizo posible la venta del total de excedentes eléctricos, el cual era un reclamo del sector privado para incentivar el desarrollo de la cogeneración.

La Ley de Petróleos Mexicano establece, en su Artículo tercero⁷⁰, que PEMEX, sus organismos subsidiarios y sus empresas podrán cogenerar energía eléctrica y vender sus excedentes a la CFE y a LyFC, mediante convenios con las entidades mencionadas.

Existen dos procedimientos de entrega de energía económica, el procedimiento de recepción por subasta, recepción automática, la cual puede ser notificada o no notificada.

En la recepción por subasta, el permisionario fija un precio al que ofrece entregar energía al suministrador; éste le notificará sobre la cantidad de energía que podrá recibir, desde cero hasta la cantidad ofrecida por el permisionario. Al optar por este procedimiento, el permisionario no podrá optar por el siguiente procedimiento.

En la recepción automática, el área de control correspondiente notifica diariamente al permisionario la estimación del precio base del kWh, determinado como el Costo Total de Corto Plazo, el permisionario cuando notifique al área de control a mas tardar a las 18:00 horas del día previo, que entregará un bloque de energía económica durante un periodo determinado del día, se considera recepción automática notificada; cuando no se produzca el aviso con esa anticipación se considerará recepción automática no notificada.

En cuanto al pago por recepción automática notificada y no notificada se realiza de la siguiente manera:

⁷⁰ Ley de Petróleos Mexicanos: <http://info4.juridicas.unam.mx/ijure/fed/65/4.htm?s=>



- a) Si se usa energía renovable o la eficiencia térmica es mayor al promedio de la eficiencia de la CFE, se paga a razón de 0.95 y 0.90 veces el costo base si la energía es considerada como de recepción automática notificada y no notificada respectivamente.
- b) Si la eficiencia no es mayor o no usa una fuente renovable, se paga a razón de 0.90 y 0.85 veces el costo base, si es notificada y no notificada respectivamente.

Para calcular el precio al que el suministrador compra la energía generada por un permisionario, se necesita conocer el costo base, que se determina por el suministrador, una vez realizada la operación de un día dado, en que se incurrió en cada hora de cada día, así como la ubicación del nodo eléctrico que depende de las plantas generadoras de electricidad que se encuentren alrededor de éste. Esta información sólo la conoce CFE, y no esta disponible al público.

Anteriormente, se limitaba la venta de excedentes eléctricos a menos de 20 MW, y el pago sobre esos excedentes era para la recepción automática notificada de 0.90 veces el costo base, y en el caso de la no notificada el pago era de 0.85 veces el costo base.

Se observa que no existe ninguna política real de apoyo al desarrollo de la cogeneración, el precio de compra de la energía económica no considera costos evitados, ni reconocimientos por capacidad, al menos ya se ha removido el límite de 20 MW, lo cual ayudara a quitarle un obstáculo a la viabilidad de los sistemas de cogeneración.

3.2 Diferencias estratégicas fundamentales en Europa y México

Políticas de soporte financiero

Las políticas de apoyo financiero incluyen aquellas de carácter fiscal, que repercuten sobre la salud financiera de una empresa, éstas pueden incentivar o desinhibir el crecimiento y penetración de la cogeneración como modelo eficiente de uso y generación de energía.

En Europa, la ayuda estatal está contemplada sobretodo en el aspecto de la protección ambiental, los estados apoyen proyectos de cogeneración y de energías renovables, esta ayuda incluye: inversión, asistencia en la operación y excepción de impuestos.

Los incentivos fiscales incluyen como ya se ha dicho, descuentos o excepciones de impuestos, como impuestos a los energéticos o impuestos ambientales. Este tipo de mecanismo incrementa la competitividad de la tecnología de los sistemas de cogeneración.

Los incentivos son utilizados en países como Holanda para la cogeneración, en Finlandia y Suecia para la cogeneración tradicional y la cogeneración a partir de fuentes renovables como biogas o biomasa.



Cabe mencionar que la excepción de impuestos no es el único apoyo fiscal, una de sus formas más generalizada es el cobro de impuestos al uso de combustibles, en algunos casos para la generación de calor, para de ésta manera promover la producción combinada de energía, o en el uso general de combustibles considerados sucios (combustóleo, carbón, etc.) para promover y orillar al uso de combustibles más limpios (como el gas natural o biogas).

Este tipo de políticas ha aumentado el uso de la cogeneración, como medida para acotarse a los nuevos requerimientos o simplemente para ahorrar dinero, en cuyo caso lo menos importante es la razón del cambio, lo primordial es sin dudas, es el hecho de que se utiliza menos combustible y éste es a su vez más limpio; con el añadido de que existe un estímulo adicional que es el económico.

Los incentivos de inversión son los otorgamientos de capital vía créditos, o descuentos a los impuestos a ciertas inversiones en cogeneración, a los desarrolladores o dueños de la instalación, como se utiliza en Dinamarca, Finlandia, Suecia y el Reino Unido.

En México, como pudimos observar, el único apoyo fiscal es la excepción de impuestos arancelarios a los equipos de cogeneración provenientes de Europa, sin embargo, no se ha implementado una política sobre el uso de combustibles más limpios, únicamente existen prohibiciones sobre el uso de los combustibles sucios, como el combustóleo, en muchas zonas de la República Mexicana, obligando a muchos a usar gas natural, pero no existe el complemento fiscal de limitar el uso de este.

Políticas energéticas

Es claro que la diferencia en los mercados europeos y el mercado nacional es la liberalización del primero, esta liberalización es una política de toda la comunidad europea, el terminar con las estructuras monopólica y verticales.

Tradicionalmente, el mercado energético se ha caracterizado por sus monopolios, sin embargo, en Europa existe una tendencia hacia la liberalización, como política continental, exceptuando aquellos países no miembros de la UE, como Noruega.

La liberalización del mercado es el suceso más importante que afecta el futuro de la energía en Europa, y que tiene sin duda alguna, un impacto en el desarrollo de la cogeneración, en teoría la liberalización ofrece nuevas oportunidades, pero surgen nuevas barreras si no existe una regulación adecuada. Cabe mencionar que la liberalización no fue necesaria en países como Dinamarca, en dónde la voluntad política de ahorrar energía y ser autosuficientes fue el mayor motivante. Y en Alemania por ejemplo se ha necesitado de una regulación fuerte para llevar a cabo una política energética responsable. Aunque también existen casos como el de Finlandia, en el que el limitado apoyo gubernamental ha tomado lugar principalmente para reducir las importaciones de energía y mejorar la eficiencia de



suministro de energía eléctrica, con un mercado abierto regulado con legislación sobre la competencia y protección al consumidor.

En el caso de Finlandia, en dónde cualquiera puede construir una planta generadora, los trámites para construir una planta de generación eléctrica, sólo constituyen el cumplimiento de normas de seguridad y ambientales, en México la serie de trámites, que de acuerdo a la CONUEE⁷¹ son un total de 31 trámites desde el Estudio de factibilidad de interconexión de CFE, estudio de porteo, el permiso de cogeneración otorgado por la CRE, entre muchos otros, son una barrera que desmotiva el crecimiento de la generación privada de energía eléctrica, aunque ha habido un avance en esta materia, puesto que en 1996, el total de trámites era de 63 de acuerdo a la CONUEE⁷².

Venta de excedentes eléctricos

Este aspecto es uno de los más importantes, ya se menciona a grandes rasgos la metodología que se utiliza en México para pagar la energía económica, se observa que la mayor diferencia radica que mientras en México el precio que se paga está ligado al costo base fijado por CFE, adicionalmente es castigado el pago ser el precio menor al costo base; en Dinamarca, Alemania y Holanda se paga no sólo el precio de mercado, sino un bono ya sea por eficiencia, tipo de combustible o simplemente por tratarse de sistemas de cogeneración.

Por otro lado, el precio que se fija como el precio a pagar por la energía económica, en el caso de México lo establece CFE, sin que se conozca la metodología exacta, en cambio en los países europeos mencionados, el precio se determina por el precio de mercado, el cual es público y se tiene certeza sobre él, sin que intervengan directamente las compañías eléctricas o los generadores.

Las tarifas de alimentación (feed-in tariffs en inglés) son el mecanismo de apoyo a la cogeneración más utilizado, y premian la cantidad de electricidad de cogeneración inyectada a la red; estos apoyos se encuentran estructurados de manera similar a las tarifas de alimentación para la electricidad proveniente de fuentes renovables de energía, como son:

- Tarifas fijadas para la electricidad generada en plantas seleccionadas y certificadas de cogeneración
- Bonos por encima del precio de mercado para la electricidad (caso de Alemania) o precios mínimos de compra de excedentes eléctricos (caso de Dinamarca).

Además existe la obligación de compra de la electricidad de plantas de cogeneración calificadas, de éste modo reciben prioridad en el despacho por parte de las compañías

⁷¹ CONUEE: Guía de gestiones para implementar una planta de cogeneración en México, disponible en: <http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/2109/1/images/guiagestionesconae.ppt> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/guiagestionesconae.pdf>

⁷² CONUEE: Resumen de la Reunión I de la Subcomisión para promover proyectos de cogeneración: http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_708_reunion_i



eléctricas. La calificación de una planta de cogeneración difiere por país, influyendo la capacidad y/o la eficiencia de la planta. Este tipo de obligación existe en Austria, Dinamarca, Francia, Alemania, Italia y en muchos países de Europa central y oriental como Hungría o Polonia.

La obligación de compra existe en México, sin embargo, hasta 2001 existía un límite de 20 MW por planta, actualmente para la cogeneración ya no existe ese límite, sin embargo a diferencia de Europa, en México no existe el mecanismo de tarifas de alimentación que tanto ha beneficiado a los esquemas de cogeneración en ese continente.

Como hemos visto las estrategias de apoyo a la cogeneración difieren de país en país, algunos utilizan una combinación de apoyos por una inherente correlación entre ellos, ya sea que tengan mercados abiertos o no. Por ejemplo, en Austria y Alemania se opta por utilizar tarifas especiales para la compra de excedentes eléctricos en conjunto con la obligación de compra de esa energía. En Europa central se utilizan estrategias similares.

Las tarifas de alimentación en algunos países aplican solamente para fuentes renovables de energía, por lo que el apoyo para la cogeneración proviene de incentivos fiscales en su mayoría, como en Suecia o Finlandia.

Los resultados de las estrategias tomadas, dependen de las condiciones económicas, el apoyo financiero, el tiempo que dure el apoyo y de la voluntad para llevarlas a cabo.

3.3 Programas de promoción de la cogeneración

Cualquier cambio de paradigma en cualquier aspecto, necesita que se le promueva, que se muestren sus beneficios, que se venda. Es necesario que se remuevan las barreras y obstáculos que impiden y retardan la asimilación del nuevo paradigma.

La cogeneración es en si, un paradigma diferente para la obtención de energía eléctrica y energía térmica; implica para una industria, el adicionar un nuevo proceso a su lista de procesos, aunque en algunos casos no es tan complicado, es necesario que exista la información y el soporte necesario.

Esa información no puede ser generada únicamente desde el gobierno, al ser información que poseen las empresas, entonces es lógico pensar que sean ellas las que proporcionen dicha información, con cierto soporte técnico, económico, y financiero especializado.

Asociaciones y organizaciones de promoción



Existen diferentes asociaciones a nivel mundial cuya función es la promoción de la cogeneración, y lo hacen ya sea realizando estudios de potenciales, de viabilidad, y brindando ayuda.

COGEN Europe, es la asociación de comercio europeo para promoción de la cogeneración, su meta principal⁷³ es trabajar para un mayor uso de la cogeneración en Europa para un futuro energético sustentable, creada en 1993 como una organización sin fines de lucro.

Es una agrupación conformada por más de 160 compañías, fabricantes de equipos, consultorías, empresas, asociaciones regionales y nacionales, empresas de energía eléctrica, y otras organizaciones, con presencia en 30 países.

COGEN realiza un seguimiento del desarrollo de la legislación en la UE, e informa a los legisladores europeos y al sector de negocios sobre los beneficios de la cogeneración, esto lo lleva a cabo de la siguiente manera:

- Diseminación de información concerniente al desarrollo de la cogeneración y del mercado de la cogeneración
- Desarrollo de organizaciones nacionales y regionales de promoción de la cogeneración
- Con la conferencia anual de COGEN Europe
- Proyectos de investigación y desarrollo
- Publicaciones que incluyen reportes de países, estudios, etc.

Existen asociaciones locales de COGEN, en Bulgaria, España, Italia, Holanda, Portugal, en el Reino Unido y en la República Checa, cada una enfocándose en las barreras de sus respectivos países.

Otra organización que se encarga de promover la cogeneración es la Alianza Mundial para la Energía Descentralizada o WADE (World Alliance for Decentralized Energy) por sus siglas en inglés. Fundada en 1997 como la Alianza Internacional de Cogeneración, cambió de nombre en 2002, para de ésta manera incluir todas las tecnologías de generación distribuida.

La misión de WADE es acelerar el desarrollo mundial de la cogeneración de alta eficiencia, energía eléctrica en sitio y sistemas de energía renovable descentralizada, que conlleven a beneficios sustanciales tanto económicos como ambientales.

Los miembros directos e indirectos acumulan más de 200 organizaciones, que incluyen a organizaciones, asociaciones nacionales de cogeneración y generación distribuida, e instituciones públicas y privadas. Entre sus miembros de encuentra a COGEN Europe, empresas americanas, latinoamericanas y asiáticas.

⁷³ COGEN Europe's Mission and Objectives: <http://www.cogen-europe.eu/about/mission2.htm>



Provee a sus miembros con información de mercado y oportunidades de negocio, promoviendo reformas en los sectores eléctricos que eliminen las barreras que limitan a la generación distribuída, y crear una oportunidad real de mercado para la generación distribuída.

Conclusiones

En éste capítulo se expusieron las políticas gubernamentales, y estrategias de apoyo a la cogeneración, en Europa y México. Se entiende que éstas tienen generalmente un peso importante en el desarrollo del sector energético en cada país, en Europa son comunes los apoyos federales a la eficiencia energética, el cuidado del medio ambiente y en general a toda aquella tecnología que proporcione un ahorro en el consumo de combustibles, al igual que aquellas tecnologías emergentes de energía renovable. Estos apoyos son en muchos casos dinero que se entrega directamente al operador de la instalación, para disminuir la desventaja que éste tipo de tecnologías enfrentan con los sistemas convencionales de generación. En México en cambio, no existen estos tipos de apoyos, generalmente se reducen a la otorgación de créditos, o ayudas fiscales.

Para los sistemas de cogeneración se contempla la compra de todos los excedentes eléctricos, sin embargo, éstos se pagan a un precio fijado por CFE, que no toma en cuenta ni el tipo de tecnología que genera esos excedentes, ni otros factores ambientales.

Por último, se observa que en Europa existen diversas organizaciones, tanto regionales como nacionales de apoyo y promoción de la cogeneración, y en México solamente la CONUEE realiza esa labor.



Capítulo 4. Propuestas de mejora en las condiciones de aprovechamiento de la cogeneración en México

Introducción

En éste capítulo, se plantearán y propondrán medidas que sirvan de guía, para establecer y en su caso modificar las políticas de apoyo a la cogeneración en México.

La razón de replantearse el camino que se ha seguido, es en respuesta al resultado del crecimiento que ha tenido éste esquema de generación en México, si se compara con el obtenido en la región de referencia que es Europa.

Estas recomendaciones, tomadas y adaptadas de las experiencias en Europa, tienen por objeto servir de guía para los hacedores de políticas y redactores de leyes y reglamentos; con un énfasis en los programas de ahorro y uso eficiente de energía y una política energética integral que traiga consigo beneficios económicos y ambientales, al mismo tiempo se emiten recomendaciones de estrategias específicas para la promoción de la cogeneración, que podrían implementarse sin cambiar sustancialmente la política energética en lo general.

4.1 Rediseño de políticas públicas

Es necesario señalar que las políticas públicas, desde lo general hasta lo particular tienen que servir a un país para lograr el desarrollo, crecimiento y evolución, en todos los aspectos, económico, social, cultural, etcétera. El problema va más allá de cambiar políticas, se expande a la forma de enfrentar los obstáculos y de resolver los problemas que se tienen en una nación, para después con una nueva visión se puedan establecer objetivos más grandes, con mayor trascendencia, y ahora sí establecer políticas, estrategias y mecanismos para lograr esos objetivos.

Política energética

La responsabilidad de diseñar e instrumentar la política energética recae en el gobierno federal. Si bien la política energética es una parte integral de la política económica que incide sobre la producción, la oferta y el uso de productos energéticos. La importancia está dada por el tamaño de las reservas de hidrocarburos, su producción, y el uso intenso y creciente de los mismos.

Prácticamente la totalidad de la energía primaria es producida o recuperada por empresas propiedad del Estado, así como también la mayor parte de su transformación en energía secundaria, haciendo que el Estado tenga el papel protagónico en el aspecto energético.



Los temas centrales de la política energética son el sentido, el ritmo y la coordinación de las inversiones en las empresas públicas, al igual que el diseño de las estructuras de precios e impuestos de los energéticos o combustibles y las tarifas de la energía eléctrica. La industria petrolera es el principal contribuyente a las finanzas del Estado, y el mayor proveedor de divisas.

También la política energética se ocupa de nuevos aspectos, la competencia existente en el sector energético (gas natural, ductos, etc.), el establecimiento de nuevas estructuras de fijación de precios, la creación y regulación de mercados de energía, las estrategias y medidas para cambiar y mejorar el desempeño de las empresas públicas con inversiones y saneamiento de sus finanzas, racionalización de la explotación de los recursos, la participación privada existente, el establecimiento de un nuevo régimen fiscal, la seguridad y confiabilidad de abasto.

El sector energético tiene características de uso intensivo de capital, de inversiones con largos periodos de ejecución y retorno, con ciclos de vida extensos, la política energética es por naturaleza de largo plazo. Su aplicación requiere instituciones fuertes que puedan desarrollar y dar continuidad a visiones y perspectivas de largo alcance.

Una falta de una política integral y una mala política energética ha creado un serio vacío regulatorio, que ha limitado la posibilidad de formular estrategias viables y propuestas específicas y congruentes, por parte del Estado.

La política energética debe incrementar la seguridad energética nacional, que otorgue las herramientas necesarias para el crecimiento sostenible y sostenido de un país, con autonomía sobre sus propios recursos, sin presiones externas. No es adecuado que se dependa de intereses ajenos que no benefician al país directamente, más que en el corto plazo, y que por el contrario merman la capacidad de una nación, de responder y enfrentar problemas futuros que sin dudas serán más severos en la medida que el Estado no cuente con la firmeza, determinación, pero sobre todo los recursos para resolverlos.

En México, sin embargo las instituciones como la SENER, no han mostrado la fortaleza necesaria, por el contrario su debilidad institucional es palpable. Lo que se ha traducido en que un amplio número de entidades compartan autoridad respecto al manejo de las empresas estatales. La Secretaría de Hacienda controla algunos de los principales instrumentos de la política energética, tiene el control del capital de las empresas públicas (PEMEX, CFE, LyFC), de las tarifas eléctricas, gas y combustibles, ejerce la responsabilidad principal sobre el ejercicio de los derechos de propiedad de los recursos no renovables del subsuelo.

Al mismo tiempo las entidades reguladoras carecen de autonomía (CRE, CONUEE, etc.). Estos órganos desconcentrados son prácticamente una extensión de la misma SENER.

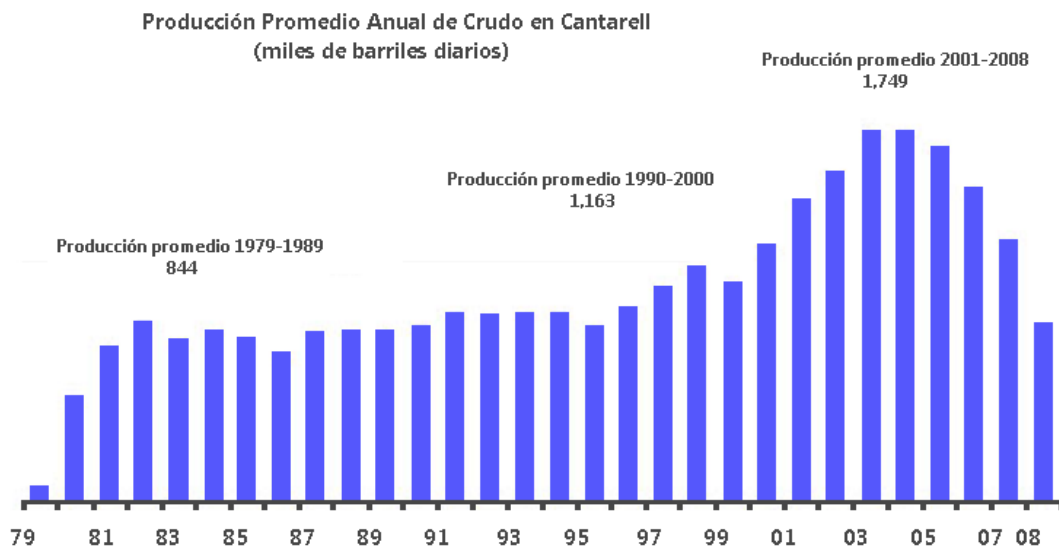
Es de suma importancia contar con una Secretaría de Energía que ejerza un liderazgo fuerte en la adopción de un paquete de cambios relativos a la estructura e institucionalización del sector. Es conveniente el fortalecimiento del alcance y las funciones de los entes



reguladores independientes. Así se contaría con autoridades que ofrezcan diagnósticos precisos, con dirección definida, y capaces de superar los obstáculos que aparecerán sin dudas en el proceso de transformación.

Dentro del espacio de la política entran inevitablemente las consideraciones geopolíticas y hay varias dimensiones que influyen en un análisis de la situación energética de México en el contexto mundial. Es inevitable hablar de la relación de México con los Estados Unidos, y su importancia en el desarrollo y establecimiento de una política energética, por un lado la exportación de petróleo a Estados Unidos y la importación de gas natural, gasolina y diesel.

En este sentido, la acción de los mercados energéticos no estará bajo control del gobierno mexicano, y hará que en algunos momentos se tengan que tomar decisiones con las que no siempre se podrá llegar a un acuerdo binacional. Sin embargo, es materia de autonomía, bien señalada en la Constitución, el disponer de los recursos naturales en beneficio de los intereses nacionales, en este caso los energéticos, de modo que mejor convenga al país, mencionar por ejemplo el caso noruego, que prefiriendo su independencia y autonomía sobre sus recursos energéticos, optó por no pertenecer a la UE, a sabiendas de que tendría que poner a disposición de la comunidad europea su inmensa riqueza energética, en un modo que ellos consideraron no conveniente a sus intereses. O el caso holandés que aun siendo miembro de la UE, tiene una política proteccionista respecto a sus recursos naturales, caso principal el límite de producción establecido para el periodo de 2006 a 2015 del mayor campo gasífero europeo, el campo Slochteren, con el objetivo de prolongar el tiempo de vida del mismo. Caso contrario al mexicano, el cual acabó con Cantarell, el campo petrolero más grande de México, en menos de 30 años, por someter su producción a exigencias extranjeras y sin ninguna medida de protección, durante la última década.



Fuente: PEMEX.

Figura 1. Producción promedio anual de Cantarell.



Sobre éste último aspecto, es claro que las empresas paraestatales, como PEMEX, CFE y LyFC tuvieran un trato como el que se da a empresas estatales en Europa, dotadas de mayor autonomía de gestión, por el contrario en México, donde la Secretaría de Hacienda dicta como lo hace en la práctica, la línea de acción y operación de estas.

Políticas de apoyo a la cogeneración

En el capítulo anterior se hablo de las diferencias en las políticas existentes de apoyo a la cogeneración entre México y países europeos. También se han mostrado los resultados obtenidos de la aplicación de dichas políticas.

La adopción de políticas con nuevas visiones que permitan dar mayor vida a las reservas mexicanas con la menor extracción de hidrocarburos, y con el beneficio adicional de proteger el medio ambiente con la disminución de emisiones contaminantes.

Se ha mencionado el hecho de redefinir la política energética en México, aprovechando las experiencias europeas, y de instrumentar acciones que ayuden a dar una mayor seguridad energética al país, una de ellas sin lugar a dudas será el apoyo que se de a fuentes alternativas de energía.

Diversificación de las fuentes de energía

La seguridad energética requiere una amplia gama de iniciativas políticas cuyo objetivo sea, la diversificación de las fuentes y tecnologías. La seguridad de abastecimiento de energía es de suma importancia para un desarrollo sostenible, y una manera de conseguirla es reduciendo la demanda energética, para disminuir la dependencia de combustibles fósiles, y al mismo tiempo limitar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Entre las fuentes alternativas, se encuentran las fuentes renovables, y las tecnologías que ayuden a disminuir el consumo de combustibles y a hacer un uso más racionalizado de estos, al mismo tiempo que se cambia el paradigma de la generación centralizada.

Al mismo tiempo que se consigue una mayor seguridad energética, se ayudará disminuir los impactos al medio ambiente, que tanto afectan no sólo al ecosistema sino a nosotros mismos por formar parte de él.

Las fuentes renovables serán las que doten de energía al planeta cuando el petróleo se haya terminado y es necesario aumentar la participación de éste tipo de tecnologías en el corto y largo plazo, son tecnologías que aún necesitan mucha investigación pues no hay una que se imponga a las demás, ya que al tiempo que observamos el crecimiento de la energía eólica en Europa, notamos una preferencia hacia los biocombustibles en otras latitudes como Estados Unidos y Brasil, así mismo la energía solar requerirá de muchos apoyos para ser competitiva. Pero no hay que olvidar que en última instancia, la decisión de adoptar una tecnología alternativa, será dada principalmente por su viabilidad económica, y secundariamente por un cambio de conciencia en lo general sobre nuestro planeta.



Pero mientras todavía la sociedad y la economía en su conjunto dependan del uso de los hidrocarburos para movilizarse y crecer, debemos voltear hacia aquellos sistemas que nos produzcan energía eficientemente, como la cogeneración, que es una tecnología probada y con amplio éxito en otros países, sin embargo será de importancia realizar algunos cambios en nuestra manera de tratar a éste sistema.

El uso eficiente de la energía mediante la cogeneración contribuirá positivamente a la seguridad del abasto energético y a incrementar la competitividad del país. Por consiguiente de vital importancia establecer definiciones y medidas acordes para asegurar el aprovechamiento del potencial de cogeneración existente y futuro.

Redefinición de la cogeneración

La cogeneración es actualmente considerada como una medida de ahorro de energía en México, su promoción no ha sido eficiente por éste motivo, ya que los apoyos son reducidos, esporádicos y en muchos casos inexistentes. En contraste hemos revisado que en Europa es vista como una política energética y ambiental a largo plazo. La Comisión Europea determinó que el fomento de la cogeneración es una medida necesaria para reducir las emisiones de GEI del sector energético, varios reconocimientos sobre las ventajas de la cogeneración derivaron en la Directiva 2004/8/CE que reconoce y define a la cogeneración como medida de incrementar la seguridad energética y como herramienta para mitigar los efectos del cambio climático, en ella se especifican las reglas y parámetros bajo los cuales se califica a una planta como cogeneración de alta eficiencia y los mecanismos que deben ejercer los gobiernos de los estados miembros para incrementar la participación de la cogeneración.

La diferencia de ubicar como política a largo plazo es grande, porque se reconoce la necesidad que se tiene de apoyos en el sector, para incrementar la viabilidad, en cambio al recibir el trato de medida de ahorro de energía se limita su importancia que tiene en materia de seguridad energética, limitando los apoyos otorgados, y por supuesto limitando el aprovechamiento del potencial.

Uno de los requisitos indispensables es establecer reglas para calificar como cogenerador, para operar bajo reglas y mecanismos específicos. Se debe establecer un índice mínimo de eficiencia, lo que la UE definió como cogeneración de alta eficiencia y que deba ser comprobable su vínculo a un proceso productivo. De ésta manera los beneficios y apoyos, deberán otorgarse a las plantas que califiquen, de ésta manera aquellas plantas que no califiquen por no tener un sistema eficiente, se verán motivadas a cambiar sus equipos por otros más eficientes y rentables.

La definición que da el Reglamento de la LSPEE es muy general, y no ofrece incentivos a sistemas más eficientes de cogeneración. Con el sentido de transparentar la definición de cogeneración de alta eficiencia y diferenciarla de otras técnicas, es necesario establecer valores de referencia de la eficiencia de manera similar al establecido por la Directiva Europea sobre la cogeneración, para garantizar el origen de cogeneración de alta eficiencia, evitando que sistemas ineficientes se beneficien de las medidas de ayuda gubernamental.



Es importante, que toda la electricidad generada en las plantas que califiquen, sea cubierta por garantías de origen, y de ese modo se garantice la obtención de beneficios mediante las ayudas propuestas.

Para obtener un desarrollo exitoso de la cogeneración, será necesario adoptar nuevas políticas y estrategias que remuevan eficazmente las barreras que han impedido su desarrollo, aprovechando la amplia experiencia sobre el tema que tienen algunos países europeos sobre la cogeneración. Estas políticas deben ser a largo plazo, puesto que responden a las necesidades que vayan surgiendo, por el contrario a lo que ocurre con las estrategias de corto plazo que no son de previsión, sino se dan como respuesta a eventos no constantes y pasajeros.

4.2 Rediseño de estrategias y propuestas complementarias

Como herramienta de las políticas de promoción, se cuenta con las estrategias y medidas que deben ser el instrumento de ejecución, éstas pueden modificarse para adaptarse a la situación actual, y ser más eficientes, su eficiencia será medida por los resultados obtenidos y el cumplimiento de objetivos; por ejemplo, en el caso de un crecimiento y resultados no satisfactorios, será necesario dependiendo el grado de crecimiento, el ajuste en los mecanismos o la búsqueda de nuevas medidas que incrementen los apoyos directos; si por el contrario el resultado es satisfactorio y se observa un crecimiento acelerado y fuera de control, pueden reducirse o eliminarse dichos apoyos.

Los apoyos otorgados deben ser coherentes con las disposiciones oficiales, y con los programas de fomento al mejoramiento del medio ambiente. Las estrategias deberán centrarse en fomentar la cogeneración basada en la demanda justificada de calor o frío, es decir, la demanda que no supere las necesidades de calor o frío. Entre los mecanismos de apoyo se tienen la ayuda a la inversión, las exenciones o reducciones fiscales, los certificados ecológicos y planes de ayuda directa a los precios.

En México se tienen varios aspectos que deberán ser tratados por nuevas estrategias y mecanismos, estos se pueden agrupar en cuatro dimensiones: tecnológicos, financieros y de mercado, políticos e institucionales, y por último sociales y ambientales.

Aspectos tecnológicos

Entre los aspectos tecnológicos se encuentra la falta de mano de obra calificada, ya que en el proceso de instalar e interconectar una planta de pequeña escala de cogeneración, la falta de técnicos capacitados puede incrementar los costos para echar a andar el proyecto, ya que se requerirá de servicios externos de compañías que ofrezcan sus servicios de ingeniería, este obstáculo puede evitarse con una buena planeación y la contratación de empresas especializadas de ingeniería, las cuales ofrecen el servicio de instalación junto con la puesta en marcha de la instalación, o bien optar por el modelo de *outsourcing* para que sea una compañía especializada la que opere la planta.



El suministro de combustible es un aspecto importante en aquellos sitios en donde no hay una infraestructura de distribución de gas natural, por lo que las empresas interesadas en proyectos de cogeneración en estas entidades tendrían que enfrentar mayores costos por la utilización de combustibles más caros.

Aspectos financieros y de mercado

Las empresas que quieran instalar un sistema de cogeneración y que pretendan vender sus excedentes eléctricos enfrentan dificultades al no ser empresas con experiencia en el sector eléctrico ni contar con el trato que otorga la figura de un Productor Independiente de Energía (PIE), los operadores y usuarios de un sistema de cogeneración están en una posición débil de negociación frente a CFE, ya que su relación está fijada por el Reglamento de la LSPEE.

La rentabilidad de los proyectos de cogeneración en México se ve afectada en su conjunto por una serie de factores entre los cuales se pueden mencionar tres:

Los bajos precios fijados a la compra de energía económica

Este aspecto es de suma importancia, ya que reduce la rentabilidad y viabilidad de un proyecto, es necesario un ajuste, el reconocer a la cogeneración como herramienta viable y económica, y se le permita su crecimiento, pagando por los excedentes eléctricos un precio justo y razonable, estableciendo como límite el costo evitado.

El costo evitado incluye el costo energético y el costo de capacidad. El costo energético evitado comprende el costo del combustible y parte de los costos de operación y mantenimiento. El costo de capacidad evitado se suma al anterior cuando la compra de electricidad al cogenerador permite a la compañía eléctrica reducir sus inversiones en la construcción de nuevas centrales de generación. El costo de capacidad evitado podría pagarse a aquellas empresas que se comprometan a condiciones particulares, por ejemplo a suministrar energía durante las horas de demanda punta.

Como medida adicional, el precio de compra incluiría un bono adicional por parte del gobierno, por tratarse de una tecnología de alta eficiencia y benéfica para la seguridad energética del país. Estos bonos podrían ser diferenciados, dependiendo del combustible utilizado en el proceso, mayor para los combustibles renovables como la biomasa o el biogas, y menores para el gas natural; así mismo podrías plantearse el dar un bono o no a los sistemas que trabajen con otros combustibles como el diesel.

Los bajos precios de la electricidad

Los bajos precios de la electricidad que se vende a la industria, pero principalmente a la gran industria, es un factor que limita el crecimiento de la cogeneración. El empresario considera que es mejor seguir conectado al suministro público que invertir en un sistema de



cogeneración. Un ajuste en las tarifas eléctricas y la disminución de los subsidios a la industria, pero principalmente a la gran industria, haría que la cogeneración fuera más viable, y se prefiriera su uso sobre el servicio público; sin afectar las finanzas de las empresas, ya que los ahorros derivados del uso de sistemas de cogeneración se volverían más atractivos y evitarían que las empresas pagaran más por su energía.

Desde el punto de vista del uso eficiente y racional de la energía eléctrica, para que los recursos económicos, financieros y energéticos que se utilizan en su generación sean aprovechados lo mejor posible, el precio de ésta energía es la herramienta más efectiva.

El precio de la energía eléctrica para quienes operan instalaciones que consumen electricidad, es un elemento significativo de sus costos. Sin embargo, para que una empresa eléctrica pueda seguir operando, es necesario poder cubrir sus costos, si no lo hace, significa que alguien debe tener que cubrir esos costos, en México, son los impuestos vía subsidio los que pagan el faltante; esto se traduce en que la sociedad paga la ineficiencia de los equipos e instalaciones de quienes prefieren tener subsidiado el servicio que invertir en métodos alternativos rentables a los propios usuarios.

El alto precio de los combustibles primarios

Otra aspecto que afecta la rentabilidad, es el precio de los combustibles que se utilizarían en una planta de cogeneración, si éstos son demasiado altos, o muy volátiles, impedirán que la cogeneración sea bien recibida, puesto que la energía eléctrica del servicio público no presenta una volatilidad en su precio; si por el contrario hubiera más certidumbre, esta barrera se eliminaría. Al eliminar los subsidios de la energía eléctrica para la industria, y con un aumento a los subsidios para el gas natural utilizado para cogeneración, se incentiva su uso y la implantación de más esquemas de cogeneración. Este subsidio se da en circunstancias especiales, para mitigar la volatilidad del precio del gas natural por ejemplo.

Este aspecto es muy controversial, debido principalmente a la actitud del industrial mexicano, con sobrada reticencia a la inversión y al alegato fundado de incremento en sus costos operativos, el sector industrial ha acusado en múltiples ocasiones a CFE por ser ineficiente y que no logran suministros confiables, sin embargo, cuando se les plantea el hecho de invertir en tecnologías y proyectos que les otorgue un suministro eficiente y de calidad, no muestran el interés esperado, mostrando que tal vez sus declaraciones sobre el alto precio de la electricidad no estén bien fundamentados.

Por ello se debe actuar en conjunto con las organizaciones empresariales para lograr la cooperación vía entendimiento de que la implementación de éstas estrategias no sólo significan un ahorro económico o energético, sino una mayor seguridad e independencia en nuestro actuar colectivo; por ende, estas medidas deben ser aplicadas al unísono para su óptimo funcionamiento.

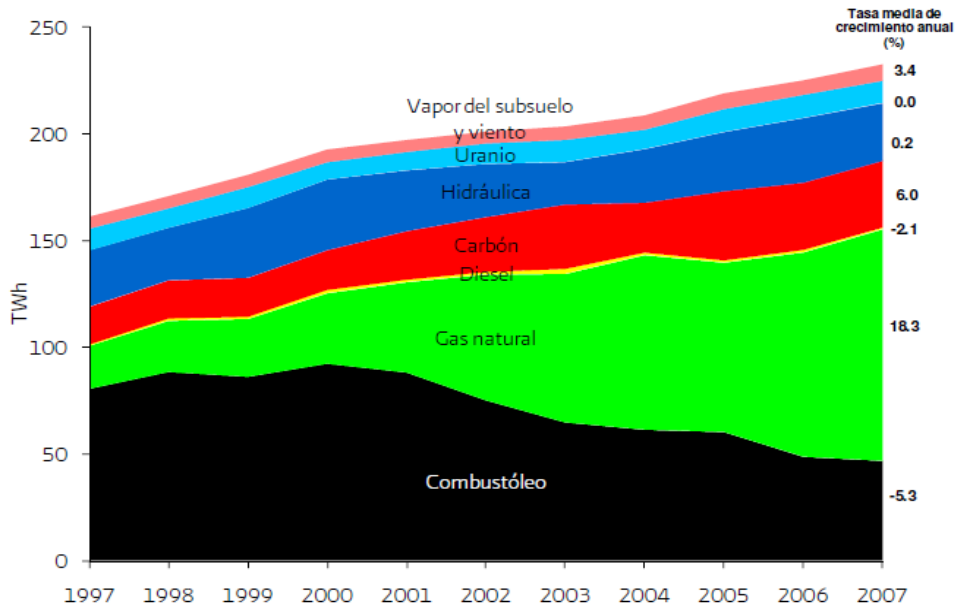
Por éste motivo, contar con una Secretaría de Energía fuerte permitiría, en dado caso, que el desgaste provocado por las negociaciones con los sectores empresariales, no la debilite al grado de estar supeditada a los deseos y necesidades de un solo sector.



Dentro de este aspecto, cabe mencionar el estudio realizado por WADE en 2004⁷⁴, cuyas conclusiones fueron que la competitividad de la cogeneración aumenta a medida que lo hace el precio del gas, en países donde predomine la generación eléctrica basada en gas natural. Sin embargo también menciona que la cogeneración será vulnerable ante las compañías eléctricas, las cuales pueden comprar el gas a precios preferenciales.

De éste estudio podemos mencionar, que México depende en gran medida del gas natural para la generación de energía eléctrica, sobretodo la proveniente de las centrales de ciclo combinado propiedad de los PIE's. Por lo qué de acuerdo al estudio, un alto precio en el gas natural, beneficiaría la competitividad de la cogeneración, haciendo que al país le convenga promover y desarrollar estos sistemas.

Generación bruta en el servicio público por tipo de energético utilizado, 1997-2007 (TWh)



Fuente: SENER.

Figura 2. Generación de electricidad por tipo de combustible.

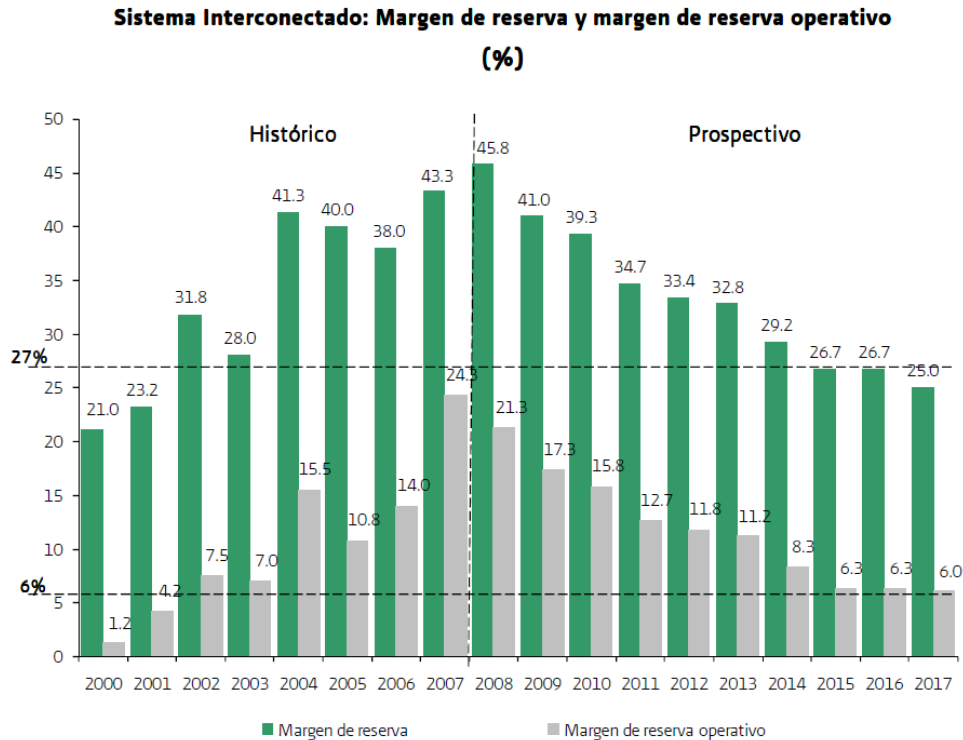
Sin embargo, el estudio contempla un mercado abierto, en el que las centrales de generación a base de gas compiten entre si y con otras plantas basadas en otros combustibles, pero en México las centrales de ciclo combinado, a través de los PIE's, firman contratos de compra-venta con CFE, con lo cual venden toda su energía a CFE, sin el riesgo de aumento en el precio del gas, aunque sujetas a despacho, por lo que ésta relativa ventaja de la cogeneración derivada de los precios del gas, podría no ser influyente.

⁷⁴ WADE: Cogeneration in a High Price Gas Era. 2004



Exceso de capacidad de reserva

Uno de los inconvenientes que enfrenta la cogeneración, es el exceso de capacidad de reserva, en 2007 el margen de reserva fue de 43.3% y el margen operativo se ubicó en 24.3%, y las prospectivas de la SENER es que estos niveles se mantengan altos, como se aprecia en la siguiente figura:



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017, SENER.

Figura 3. Margen de reserva del SIN.

El problema radica en que a CFE no le conviene ni financiera ni operativamente, contar con tal exceso de capacidad, por lo que cualquier acción que lleve a ahorrar energía o que cierta cantidad de consumo sea retirada de la demanda a CFE, puede no ser vista con buenos ojos, puesto que la capacidad de reserva aumentaría.

Este crecimiento se puede explicar como resultado de falsas expectativas de crecimiento del país, creadas a finales de la década pasada y principios de ésta, cuando se esperaba que el país creciera a un ritmo más acelerado que el que en realidad no se presentó, ocasionando que la planificación del sector eléctrico estuviera basada en datos erróneos e inflados de los requerimientos futuros de energía eléctrica.

Sin embargo, con el desarrollo de la cogeneración se evita la demanda que llevaría a construir más centrales por parte de CFE, o en su caso disminuir el crecimiento de las plantas de los PIE's, con lo que CFE tendría menos compromisos en sus finanzas.



Aspectos políticos e institucionales

Estas barreras son concernientes en su mayoría a la regulación sobre el mercado de energía eléctrica, las cuales están ligadas a extensas discusiones políticas y cambios frecuentes que dan incertidumbre sobre las condiciones del marco regulatorio.

En el caso europeo, para incrementar la seguridad y certidumbre sobre el marco regulatorio, se establecieron medidas y modificaron políticas, para cambiar este hecho. De aplicarse en México, podrían observarse resultados similares.

Otorgamiento de permisos

Actualmente los trámites a llevar a cabo son largos y en muchos casos intervienen autoridades, federales, estatales y municipales, con la participación de diferentes dependencias, la CRE otorgando el permiso, la CFE dando su visto bueno, autoridades ambientales y de uso de suelo.

Eliminando trámites, facilitando el otorgamiento de permisos, y obligando en una primera instancia a CFE de interconectar y dar servicio de porteo a sistemas de cogeneración, permitirían la introducción de la cogeneración en los esquemas empresariales, al dar mayor certidumbre y eliminando barreras también psicológicas.

No se debe olvidar que muchos sistemas de cogeneración corresponden a sistemas de pequeña escala, por éste motivo es necesario que las tarifas por concepto de permisos sean proporcionales al tamaño del proyecto, por ejemplo, para sistemas definidos por la Directiva Europea como sistemas de pequeña escala⁷⁵, se podría eliminar las tarifas, facilitando la obtención de los permisos.

Fortalecimiento de las entidades gubernamentales

Se ha hablado del necesario fortalecimiento de la SENER, pero también es necesario que una entidad como la CONUEE, tenga una participación más activa en el estudio, planeación y evaluación de resultados. Debe ser responsabilidad de la entidad medir y evaluar los resultados de la aplicación de éstas medidas, y publicar informes con sus resultados. Debe emitir recomendaciones, y tener la facultad de establecer directrices, tales como las normas oficiales, con el fin de aumentar la autoridad de la entidad.

⁷⁵ La Directiva Europea 2004/8/CE define a los sistemas de pequeña escala a las unidades con potencia instalada inferior a 1 MW, y a los sistemas de micro-cogeneración a las unidades con potencia menor a 50 kW.



Aspectos sociales y ambientales

Los aspectos sociales que se pueden presentar, son aquellos como la resistencia local a que se construyan plantas eléctricas y ductos en zonas donde antes no existían, debido al riesgo asociado de la operación de dichas instalaciones. Las razones son variadas, desde contaminación más cercana a centros de vivienda, olores desagradables por utilizar biomasa, ruido excesivo. Aunque la resistencia debida a suministro de gas natural se ve reducida, puesto que en muchas locaciones potenciales ya se cuenta con la red de ductos o de distribución en operación y sin afectaciones significativas a la sociedad o medio ambiente.

Se tiene que llevar a cabo un programa de concientización en relación al uso eficiente de la energía y las ventajas que tiene para la sociedad, de ésta manera se buscaría el apoyo de la sociedad y facilitaría el trato entre los diferentes sectores involucrados.

Las emisiones contaminantes son otro aspecto que se debe considerar, aunque los sistemas actuales de cogeneración cuentan con emisiones reducidas y que califican incluso en estándares más altos que el mexicano; y el hecho de que en muchas empresas se cuenta con equipo antiguo de calderas, que al ser sustituidas por sistemas nuevos y más eficientes, reducirían dichas emisiones sin ningún problema.

La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) podría jugar un papel parecido a la Environmental Protection Agency (EPA) o Agencia de Protección del Medio Ambiente que opera en Estados Unidos. LA EPA estableció una asociación de cogeneración para promover proyectos de cogeneración, realiza estudios de distintas tecnologías, así como su impacto ambiental, a través de la calculadora de emisiones⁷⁶ de la cogeneración, la cual compara las emisiones, como CO₂, SO₂ y NO_x, de la cogeneración en relación a la generación separada de calor y electricidad. Realiza recomendaciones sobre la regulación de emisiones y su interacción lleva hasta desarrollar programas de incentivo utilizando fondos de beneficio público.

4.3 Escenarios de crecimiento

La tasa promedio de crecimiento anual de la capacidad instalada de cogeneración en México es del 10.37%, al pasar de 550 MW en 1994 a 2669 MW en 2008, en ese tiempo la capacidad instalada total en México creció un promedio de 3.89%, al pasar de 32 GW en 1994 a los 59 GW con los que se contaban en 2007.⁷⁷ En Dinamarca, de 1980 a 1990, la generación de electricidad en plantas de pequeña y mediana escala creció el 49% anual.⁷⁸ La pequeña y mediana escala han crecido en México 19.2% y 15.5% respectivamente, la

⁷⁶ Esta herramienta es utilizada con fines educacionales y de investigación externa a un proyecto, aunque si proporciona información valiosa para medir la reducción de emisiones de la cogeneración. Se encuentra disponible en: <http://epa.gov/chp/basic/calculator.html>

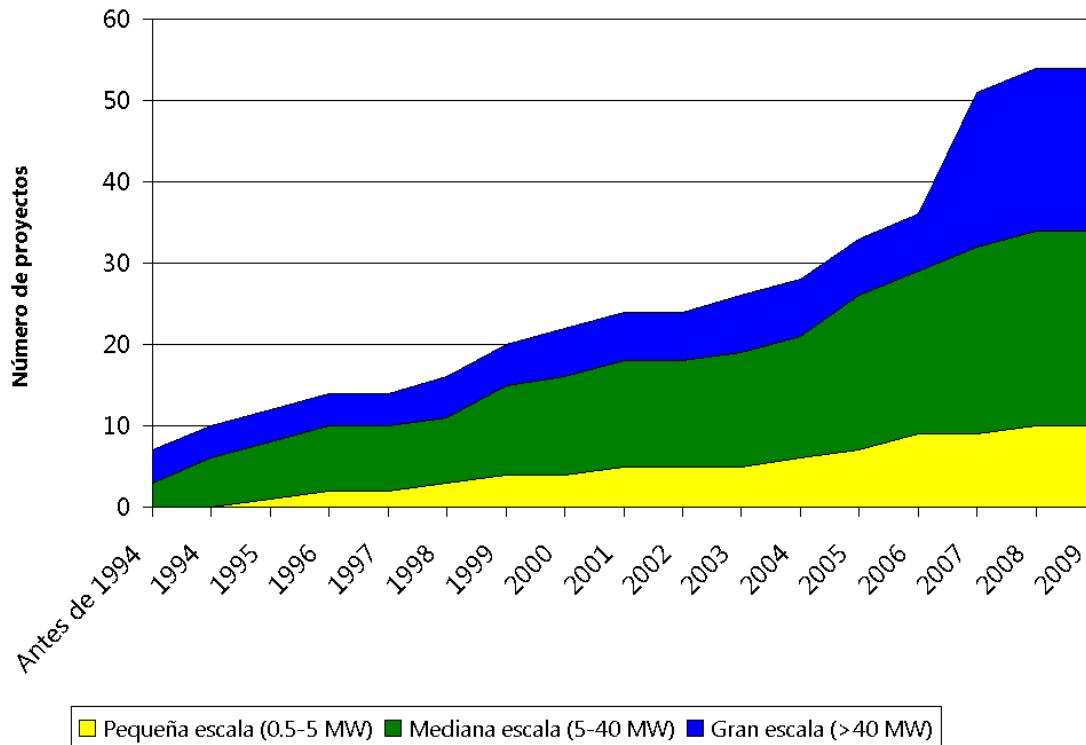
⁷⁷ Fuente: SENER

⁷⁸ Fuente: Denmark – Energy Statistics 2007



gran escala crece en la medida que PEMEX realiza proyectos de cogeneración, por tanto, podríamos enfocarnos en la pequeña y mediana escala.

La siguiente figura, muestra el comportamiento del número de proyectos de cogeneración puestos en marcha en México, divididos en pequeña, mediana y gran escala.

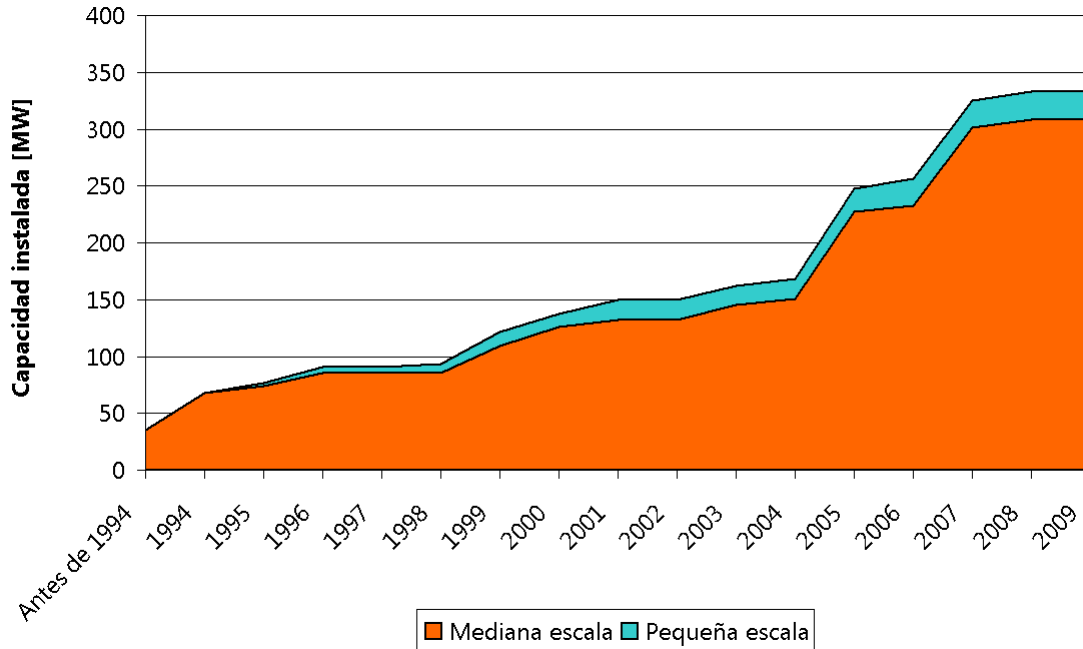


Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

Figura 4. Proyectos de cogeneración anuales por tipo.

A partir del año 2007 fue el año más activo, con la puesta en operación de 15 proyectos, 3 de mediana escala, y 12 de gran escala, de los cuales 14 permisos son de PEMEX y el restante de un privado de mediana escala.

El desarrollo de la pequeña y la mediana escala se vería más beneficiado de las estrategias planteadas, la siguiente figura muestra el comportamiento de la capacidad instalada de cogeneración exclusivamente de proyectos de pequeña y mediana escala.



Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

Figura 5. Capacidad de los proyectos de cogeneración de pequeña y mediana escala.

Los proyectos de pequeña escala son únicamente 10, los cuales aportan solamente 25 MW, ubicados en industrias y un solo permiso en el sector comercial, la mediana escala cuenta con 24 permisos en la industria papelera, química y textil principalmente.

EL sector industrial que abarca la pequeña y la mediana escala, tenía un potencial en 1995, en un escenario alto, de 9750 MW, si estimamos que este potencial crece al ritmo que lo hace el Producto Interno Bruto (PIB), y que éste último, ha crecido de 1995 a la fecha en promedio 3% anual, y considerando que siga creciendo de la misma forma, contaríamos para el 2020 con un potencial de 20,414 MW⁷⁹. EN el escenario bajo, en 1995 el potencial era de 5,200 MW, para el 2020 se contaría con 10,887 MW.

Sin embargo, al ritmo de crecimiento de la cogeneración actual, para el 2020 la pequeña escala estaría ubicada en 174 MW y la mediana escala contaría con una capacidad de 1509 MW⁸⁰, para un total de 1,683 MW, representando el 8.2% del potencial máximo para ese año, y el 15.45% del escenario más bajo.

⁷⁹ Utilizando datos del INEGI para el crecimiento del PIB promedio, el cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$Potencial_{2020} = Potencial_{1995} (1+0.03)^{(2020-1995)} = 9750(1.03)^{25} = 20414 [MW]$$

Este potencial es en el escenario alto, es decir cubriendo todas las necesidades térmicas, con lo que se obtienen excedentes eléctricos, y que con las propuestas hechas, sería económicamente viable.

⁸⁰ Utilizando el mismo método anterior para los porcentajes de crecimiento para la pequeña y mediana escala de de 19.2% y 15.5% respectivamente.



Para alcanzar para el año 2020, al menos el potencial en el escenario bajo, se tendría que alcanzar un crecimiento promedio anual del 37%, para pasar de 333 MW actuales a 10,636 MW en 2020.

Por su parte, el potencial de cogeneración de gran escala recae en PEMEX y sus proyectos en sus plantas de refinación y petroquímica, actualmente, PEMEX cuenta con una capacidad de 1,941 MW, de un potencial de 4,000 MW.

Entonces, si PEMEX desarrollara su potencial para el 2020 y sumando los 10,636 MW de la pequeña y mediana escala, la capacidad instalada de cogeneración en el país para 2020 sería de 14,636 MW, considerando que la capacidad instalada total en 2007 era de 59,002 MW y que ésta crecería al 3%, para 2020 sería de 89,643 MW, la cogeneración participaría con el 16.3%, lo cual colocaría a México entre los diez primeros países en aprovechamiento de la cogeneración.

Ahora bien, de que manera afectaría al crecimiento la aplicación y ejecución de las propuestas expuestas, es una pregunta cuya respuesta no es tan sencilla, por la razón de que hay infinidad de variables que afectarían de un incierto modo los resultados.

En términos mas reales, la meta sería cubrir al menos la mitad del potencial en escenario bajo, es decir 5,400 MW, lo cual se alcanzaría con un crecimiento promedio anual del 29% pasando de 333 MW a 5,487 MW para el 2020, y si PEMEX desarrollara su potencial para ubicarse en 3,000 MW de capacidad, sumaría un total de 8,487 MW, representando el 9.4% de la capacidad total en 2020. Colocando a México con un porcentaje cercano al promedio actual de la UE de 10.9%.

La pequeña y mediana escala crecen en promedio en conjunto un 16%, se considera que, aplicando todas las medidas propuestas, el crecimiento de la cogeneración se duplicaría para pasar al 32% anual, la siguiente tabla asigna un valor porcentual estimado de las estrategias propuestas, y asigna su participación dentro de los 16 puntos porcentuales que se estima crecería la cogeneración.

Factores de crecimiento	Incidencia en lograr los objetivos (%)	Puntos porcentuales de crecimiento de un total de 16%
Excedentes eléctricos	30%	4.8%
Bonos para la cogeneración	10%	1.6%
Eliminación del subsidio en electricidad	40%	6.4%
Subsidio al gas para cogeneración	15%	2.4%
Medidas complementarias ⁸¹	5%	0.8%
TOTAL	100%	16%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1. Factores de crecimiento de la cogeneración en México.

Tomando cuatro escenarios, el primero si que ninguna medida sea aplicada, es el escenario base; el segundo un escenario de crecimiento bajo considerando que se aplique la medida

⁸¹ Entre las medidas complementarias consideradas tenemos, la mejor oferta de créditos, la facilidad en la obtención de permisos, la reducción de trámites, entre otras.



de la mejora en las condiciones de compra de los excedentes eléctricos; el tercer escenario considera además que se elimine el subsidio a la electricidad y que se de un subsidio al gas para cogeneración y el último escenario, de crecimiento acelerado, considerando que todas las medidas son puestas en funcionamiento.

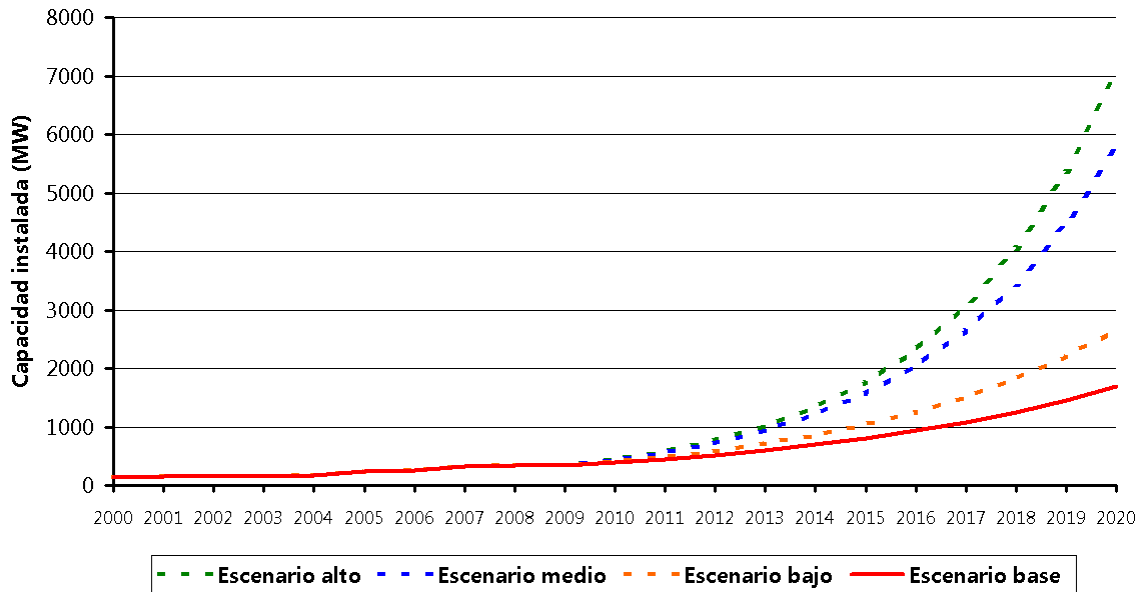
De tal forma que el crecimiento estaría ubicado de la siguiente forma:

Escenario	Crecimiento	Potencia instalada en el año 2020 (MW)
Base	16%	1684
Bajo	20.8%	2665
Medio	29.6%	5775
Alto	32%	7066

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2. Escenarios de crecimiento de la cogeneración en México.

Estos datos se ven reflejados en la figura siguiente, la cual muestra el comportamiento del crecimiento de la capacidad instalada de cogeneración hasta el año 2020, de acuerdo a los escenarios planteados.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6. Escenarios de crecimiento de la capacidad instalada de cogeneración en México.

De éste análisis observamos que en el escenario bajo, al mejorar las condiciones de compra de energía económica y la noción de que la cogeneración sea un negocio adicional al de la propia industria, que es el de la venta de energía eléctrica, la prospectiva de crecimiento es de un 58% mayor que en el escenario actual, sin embargo no es satisfactorio del todo, comparado a los escenarios medio y alto.

El mayor crecimiento se da en el escenario medio, cuando se elimina el subsidio a la energía eléctrica industrial con un crecimiento del 343% respecto al escenario base, de ésta



forma se incentiva al industrial a invertir en formas eficientes de generación de electricidad, es éste caso en cogeneración, cambiando a su vez el paradigma de que es mejor seguir con el *status quo*, además previendo las quejas y molestias del sector industrial en este aspecto, se toma en cuenta la aplicación del subsidio al uso del gas como combustible para la cogeneración, de forma que, se acotan las causas de quejas de los industriales al seguir otorgando un subsidio indirecto a su operación, solamente que en un rubro distinto.

En el escenario alto, con el otorgamiento de bonos especiales al pago por energía económica por utilizar fuentes renovables de energía primaria como el biogas o el biodiesel, y con medidas complementarias, obtendríamos el crecimiento máximo esperado, de un 419% respecto al escenario base.

Cabe aclarar que estos escenarios de crecimiento son estimaciones, que dependen de muchos factores fuera del alcance de ésta tesis, como son variables macro y micro económicas, aspectos geopolíticos más complejos, y situaciones políticas que afectan de manera importante los resultados de cualquier análisis que pretende hacer pronósticos.

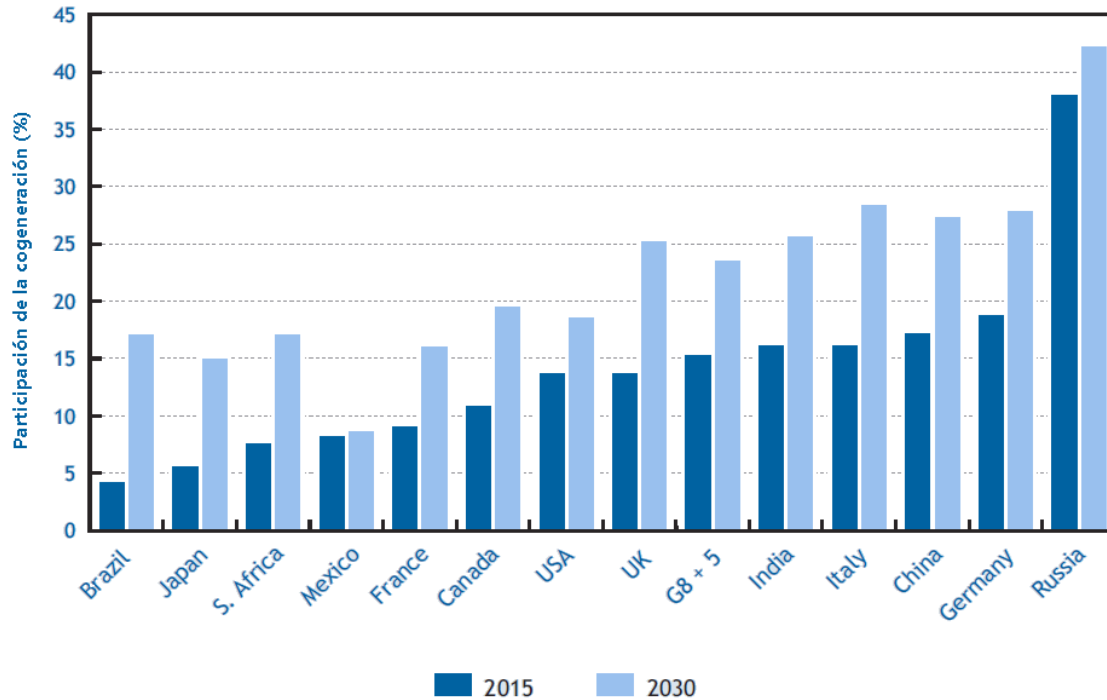
Sin embargo, puede servir de guía para cambiar la manera de hacer las cosas y poner en claro los resultados de seguir con el *modus operandi* actual, que aportan beneficios insuficientes y no muestran un interés ni una idea clara sobre como obtener resultados favorables.

Como se menciona, en el escenario medio, y suponiendo que PEMEX aportara con de proyectos de gran escala en sus instalaciones un total de 4000 MW, con un crecimiento conservador del 5% anual; para el 2020, México contaría con 9,775 MW de capacidad de cogeneración, representando el 10.9% de la capacidad instalada total., cubriendo el 89% del potencial bajo para el mismo año, aportando importantes beneficios ambientales y económicos al país.

Se han realizado otros estudios de crecimiento a niveles internacionales, tomando en cuenta la aplicación de políticas que favorezcan el crecimiento de la cogeneración, éstos toman en cuenta situaciones más globales y que pudieran complementar éste trabajo.

La IEA ha realizado análisis de crecimiento en escenarios acelerados, sus resultados son similares a los obtenidos con el análisis presentado en el escenario medio.⁸²

⁸² IEA – Combined Heat & Power: Evaluating the benefits of greater global investment, 2008



Fuente: IEA- Combined Heat & Power: Evaluating the benefits of greater global investment, 2008.

Figura 7. Potenciales de cogeneración bajo un escenario de crecimiento acelerado.

Los datos proporcionados por el mismo estudio de la IEA, en el caso de la potencia instalada, menciona que para el año 2015 México debería contar con 5 GW de capacidad de cogeneración y para el año 2030 con alrededor de 8 GW, también coinciden con los presentados en éste trabajo. La IEA menciona también que el crecimiento de la cogeneración es más lento en México, debido principalmente al relativo bajo crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la industria.

Conclusiones

Este capítulo involucra la percepción de que en México se necesita una mayor participación de la cogeneración, para aprovechar todas las ventajas que ya se han expuesto. Tomando en cuenta el desarrollo que ha tenido la cogeneración en Europa y México, es claro el rezago que tiene México en la implantación de este tipo de esquema de generación. Por lo que se plantearon diversas políticas y estrategias que han demostrado su eficacia en Europa para incrementar la participación de la cogeneración.

En la última sección se plantearon diversos escenarios de crecimiento, con base estimaciones y proyecciones sobre la incidencia que tiene cada estrategia para lograr el objetivo de crecimiento, al final se observa que los escenarios planteados coinciden en gran medida a los elaborados por la IEA.



Conclusiones Generales

La energía eléctrica y térmica son dos de los principales insumos en la mayor parte de las empresas industriales, no sólo en México sino en todo el mundo. La oportunidad que se presenta de *cogenerarlas*, cuando son requeridas de manera conjunta, presenta ventajas muy atractivas, tanto económicas como ambientales.

En el aspecto económico, el menor gasto que realiza el industrial en insumos como combustibles y energía eléctrica para el funcionamiento de los procesos industriales y/o comerciales. Así mismo, el país se beneficia directamente al reducir su consumo nacional de combustibles.

En el aspecto ambiental, la reducción en la emisión de GEI es importante, al retrasar y aminorar los efectos dañinos del cambio climático, que tanto impacta negativamente el crecimiento y desarrollo económico sustentable de las naciones.

La razón que dio pie a la realización de este trabajo, es el nivel de aprovechamiento en el que se encuentra la cogeneración en México, en contraste con el que ha experimentado en otros países, en gran medida en Europa.

Este trabajo inicio con el establecimiento y definición de la cogeneración, y las diferentes tecnologías con las que se puede implementar, así como los aspectos que integran a un sistema de cogeneración, con el objeto de establecer las bases del estudio.

Aún cuando en México se cuenta con el potencial de cogeneración que permitiría su desarrollo, no se han obtenido resultados fuera de los alcanzados por PEMEX en sus instalaciones.

La búsqueda de causas condujo a analizar el estado actual en que se encuentra su desarrollo, tanto en Europa como en México, investigando el porcentaje de participación de la cogeneración, y los motivos que llevaron a la situación presente. Se encontró que en gran medida depende de las políticas llevadas a cabo por las naciones participantes, y por supuesto de las herramientas y mecanismos utilizados para promover y fomentar la cogeneración, a excepción de Finlandia, en donde el gobierno no ha sido ni un obstáculo, ni un incentivo, de acuerdo a la IEA.

Al analizar las políticas y estrategias seguidas en Europa, se identificaron diferencias clave, que han significado el estado actual en la materia que presenta el sector energético mexicano. En mi opinión, existen frenos dentro de la política actual, que han impedido hacer atractivas las inversiones en sistemas de cogeneración fuera de PEMEX, como muestran los datos de proyectos de cogeneración proporcionados por la CRE.



Luego del análisis, se concluyó que un cambio en las políticas energéticas nacionales y en las estrategias coadyuvarían en brindar seguridad energética y reducción en la emisión de GEI.

Dentro del alcance de éste trabajo, se plantea la redefinición de la cogeneración, para que deje de ser considerada una medida de ahorro de energía y pase a ser una política energética y ambiental de largo plazo.

En materia de medidas, se propuso, el establecimiento de un nuevo marco regulatorio, que permita la compra de energía económica de los cogeneradores por parte de CFE a precios atractivos, la facilidad en el otorgamiento de permisos de cogeneración, junto con el fortalecimiento de las entidades gubernamentales encargadas de vigilar y regular a todo el sector energético. Así mismo la facilidad de obtención de créditos y de asesoría que requiere cualquier proyecto.

Otro de los aspectos fundamentales identificados en este trabajo, es el relacionado con el uso de subsidios, ya que a pesar de que existen los recursos económicos para su aplicación, se realiza en mi opinión de manera errónea (no apoya al desarrollo de la cogeneración, ni al uso eficiente de la energía eléctrica), en medidas de subsidios al consumo directo de energía eléctrica industrial, cuando en mi opinión, el subsidio debería darse tanto en la generación de la energía, promoviendo sistemas que generen de forma eficiente la electricidad y la energía térmica, así como en el uso eficiente de la energía, con la sustitución de equipos ineficientes por otros que tengan un consumo menor. De ésta manera se combate el derroche energético al hacer al usuario responsable del pago adecuado por la energía utilizada, y fomentado el ahorro energético.

Con esta medida se mejoraría la viabilidad de los proyectos de cogeneración, convirtiéndose en verdadera opción para el industrial que busque la forma de ahorrar dinero en sus procesos térmicos y su factura eléctrica.

En resumen, la mayoría de la propuestas expuestas en éste trabajo pueden llevarse a cabo sin modificar sustancialmente la política energética actual, con la necesaria voluntad política de diversos sectores del gobierno.

Este trabajo involucra el análisis de datos estadísticos medibles, pero también se encuentran envueltas las percepciones que se tengan de esos datos, los cuales varían dependiendo la persona que los observe y analice. Los comentarios aquí planteados reflejan únicamente el punto de vista de quién escribe el presente, sin embargo, en cada situación que se presentan, se procura justificar con información que justifique dicho comentario.



Índice de Figuras

Figura 1. Ahorros de energía térmica y eléctrica estimados.....	12
Figura 2. Ahorros de energía en relación al consumo final total.....	13
Figura 3. Potencial Económico de los sistemas de Cogeneración – Comparación de eficiencia entre la producción de energía por medios independientes y por cogeneración.....	15
Figura 4. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de vapor de contrapresión.....	20
Figura 5. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de vapor con extracción y condensación.....	21
Figura 6. Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas y con uso de combustible adicional....	24
Figura 7. Esquema de un sistema de cogeneración con motor de combustión interna.....	26
Figura 8. Esquema de un sistema de cogeneración utilizando un ciclo combinado.....	28
Figura 9. Concepto de negocio “Outsourcing” aplicado en el campo.....	35
Figura 10. Configuración de la planta Avedore.....	36
Figura 11. La cogeneración de Europa y México en 2006.....	40
Figura 12. Porcentaje de autosuficiencia energética de Dinamarca.....	42
Figura 13. Porcentaje de participación de la cogeneración en la generación de electricidad y calor.....	43
Figura 14. Generación de electricidad en Finlandia.....	45
Figura 15. Generación de electricidad en Finlandia.....	46
Figura 16. Capacidad instalada de Rusia.....	48
Figura 17. Producción de calor por tipo de actividad por cogeneración en Dinamarca.....	50
Figura 18. Participación de las diferentes tecnologías de cogeneración en Holanda.....	50
Figura 19. Incremento de la capacidad instalada de las plantas de cogeneración de biogas en Alemania.....	53
Figura 20. Participación de la cogeneración en los sectores de servicios en España.....	54
Figura 21. Participación de la cogeneración en los sectores industriales en España.....	55
Figura 22. Capacidad instalada de cogeneración en México.....	56
Figura 23. Evolución de los precios de la energía eléctrica para el sector industrial en Europa.....	64
Figura 24. Evolución de los precios del gas natural para el sector industrial en la Unión Europea.....	65
Figura 25. Origen del petróleo consumido en la Unión Europea.....	66
Figura 26. Producción de gas en Europa histórica.....	69
Figura 27. Vía de suministro del gas en la Unión Europea.....	69
Figura 28. Red de gasoductos en Europa.....	72
Figura 29. Tarifas eléctricas en México desde 1993 a 2007.....	75
Figura 30. Precio de venta del gas natural en Cd. Pemex.....	77
Figura 31. Movimientos del mercado de gas natural en América del Norte.....	81
Figura 32. Extracción del Gas Natural en México por región.....	82
Figura 33. Red de gasoductos y centros procesadores de gas en México.....	83
Figura 34. Terminales de regasificación de LNG en México.....	84
Figura 35. Consumo energético en Dinamarca.....	96
Figura 36. Comparativo del crecimiento del PIB y el decrecimiento de la intensidad energética en Dinamarca.....	97
Figura 37. Generación de electricidad por cogeneración en Finlandia.....	99
Figura 38. Crecimiento de los cogeneradores en Alemania.....	102
Figura 39. Crecimiento de la cogeneración en la agricultura en Holanda.....	104
Figura 40. Comportamiento de la capacidad instalada de sistemas de autoabastecimiento y cogeneración...	105
Figura 41. Participación en la capacidad instalada por tipo de permiso.....	105
Figura 42. Producción promedio anual de Cantarell.....	116
Figura 43. Generación de electricidad por tipo de combustible.....	122
Figura 44. Margen de reserva del SIN.....	123
Figura 45. Proyectos de cogeneración anuales por tipo.....	126
Figura 46. Capacidad de los proyectos de cogeneración de pequeña y mediana escala.....	127
Figura 47. Escenarios de crecimiento de la capacidad instalada de cogeneración en México.....	129
Figura 48. Potenciales de cogeneración bajo un escenario de crecimiento acelerado.....	131



Índice de Tablas

Tabla 1. Ahorros Estimados por la Aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética, expresados en GWh.....	10
Tabla 2. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos.	22
Tabla 3. Emisiones típicas de calderas para turbinas de vapor.....	22
Tabla 4. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos.	25
Tabla 5. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando turbinas de gas.	25
Tabla 6. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos utilizando como combustible gas natural.	27
Tabla 7. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando motores de combustión interna y gas natural como combustible.....	28
Tabla 8. Características de costos y rendimiento para sistemas comerciales típicos de celdas de combustible.	30
Tabla 9. Cálculo de las emisiones generadas por sistemas de cogeneración utilizando motores de combustión interna y gas natural como combustible.....	30
Tabla 10. Emisiones de la combustión de combustibles sólidos (mg/Nm ³ , 6% O ₂).....	32
Tabla 11. Emisiones de la combustión de biomasa (mg/Nm ³ , 6% O ₂).....	32
Tabla 12. Emisiones de la combustión de combustibles líquidos (mg/Nm ³ , 6% O ₂).....	33
Tabla 13. Emisiones evitadas con cogeneración, considerando satisfacer el 100% de la demanda térmica vs. Una termoeléctrica convencional.....	33
Tabla 14. Equipos de Micro-Cogeneración disponibles en el mercado en 2005.....	34
Tabla 15. Participación de la cogeneración respecto a la generación bruta de electricidad en los países miembros de la Unión Europea.....	39
Tabla 16. Capacidad de cogeneración instalada en Alemania.....	52
Tabla 17. Permisos otorgados por la CRE, para cogeneración.....	59
Tabla 18. Potencial de cogeneración por sector y ramo en México.....	59
Tabla 19. Clasificación de los permisos de cogeneración por sectores de actividad y capacidad instalada.....	60
Tabla 20. Clasificación de los permisos de cogeneración por sectores de actividad y tipo de planta.....	61
Tabla 21. Sistemas de cogeneración.....	63
Tabla 22. Precios históricos de la electricidad en México.....	75
Tabla 23. Incremento a las tarifas eléctricas promedio.....	76
Tabla 24. Precios al público de los hidrocarburos en México.....	76
Tabla 25. Volatilidad del precio spot Henry Hub, 2002-2007.....	77
Tabla 26. Factores de corrección a las pérdidas evitas en la red.....	90
Tabla 27. Bonos sobre el precio de la electricidad para plantas de cogeneración.....	100
Tabla 28. Precios de la electricidad de fuentes renovables hasta 2008.....	101
Tabla 29. Precios de la electricidad de fuentes renovables a partir de 2009.....	102
Tabla 30. Factores de crecimiento de la cogeneración en México.....	128
Tabla 31. Escenarios de crecimiento de la cogeneración en México.....	129



Anexo A

DIRECTIVA 2004/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO
de 11 de febrero de 2004
relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el
mercado interior
de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA, Considerando lo siguiente:

- (1) En la actualidad, en la Comunidad está infrutilizado el potencial de la cogeneración como medida para ahorrar energía. El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad comunitaria habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero. Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración puede también contribuir positivamente a la seguridad del abastecimiento energético y a la situación competitiva de la Unión Europea y de sus Estados miembros. Por consiguiente, es necesario tomar medidas para garantizar una mejor explotación del potencial en el marco del mercado interior de la energía.
- (2) La Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución y suministro de electricidad en el mercado interior de la electricidad. En este contexto, el desarrollo de la cogeneración contribuye a aumentar la competencia, también respecto de los nuevos participantes en el mercado.
- (3) El Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» señala que la Unión Europea es extremadamente dependiente de los suministros energéticos del exterior que actualmente representan el 50 % de sus necesidades y que, si se mantiene la tendencia actual, este porcentaje alcanzará el 70 % 50 % de sus necesidades y que, si se mantiene la tendencia actual, este porcentaje alcanzará el 70 % en 2030. La dependencia de las importaciones y su creciente importancia aumentan el riesgo de interrupción o dificultades de abastecimiento. No obstante, la seguridad de abastecimiento no debe concebirse como una simple cuestión de reducción de la dependencia de las importaciones y aumento de la producción propia. La seguridad de abastecimiento requiere una amplia gama de iniciativas políticas que persigan, entre otras cosas, la diversificación de las fuentes y las tecnologías y la mejora de las relaciones internacionales. El Libro Verde resalta además que la seguridad del abastecimiento de energía es esencial para un futuro desarrollo sostenible. El Libro Verde concluye que es esencial adoptar nuevas medidas para reducir la demanda energética, tanto para reducir la dependencia de las importaciones como para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero. En su Resolución, de 15 de noviembre de 2001, sobre el Libro Verde, el Parlamento Europeo pide que se fomente la creación de plantas de producción de energía eficaces, incluida la cogeneración de calor y electricidad.
- (4) La Comunicación de la Comisión «Desarrollo sostenible en Europa para un mundo mejor: Estrategia de la Unión Europea para un desarrollo sostenible» presentada en el Consejo Europeo de Gotemburgo los días 15 y 16 de junio de 2001, determinó que el cambio climático es uno de los principales obstáculos al desarrollo sostenible y subrayó la necesidad de aumentar el uso de energías limpias y de una actuación decidida para reducir la demanda energética.
- (5) El uso cada vez mayor de la cogeneración orientada al ahorro de energía primaria podría constituir una parte importante del paquete de medidas necesarias para cumplir el Protocolo de Kioto de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, y de cualquier otro paquete de políticas para cumplir nuevos compromisos. La Comisión, en su Comunicación acerca de la ejecución de la primera



- fase del Programa europeo sobre el cambio climático determinó que el fomento de la cogeneración es una de las medidas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético y anunció su intención de presentar una propuesta de directiva sobre el fomento de la cogeneración en 2002.
- (6) En su Resolución de 25 de septiembre de 2002 sobre la Comunicación de la Comisión acerca de la ejecución de la primera fase del Programa europeo sobre el cambio climático, el Parlamento Europeo acoge con satisfacción la idea de presentar una propuesta de refuerzo de las medidas comunitarias en favor del uso de la cogeneración de calor y electricidad, y pide la rápida aprobación de una directiva sobre el fomento de la cogeneración de calor y electricidad.
 - (7) La importancia de la cogeneración también fue reconocida mediante la Resolución del Consejo, de 18 de diciembre de 1997 y mediante la Resolución del Parlamento Europeo, de 15 de mayo de 1998 relativa a una estrategia comunitaria para promocionar la producción combinada de electricidad y calor.
 - (8) En sus conclusiones de 30 de mayo de 2000 y 5 de diciembre de 2000, el Consejo refrendó el plan de acción de la Comisión para mejorar la eficacia energética y determinó que el fomento de la cogeneración era una de las prioridades a corto plazo. En su Resolución de 14 de marzo de 2001 sobre el plan de acción para mejorar la eficacia energética en la Comunidad Europea, el Parlamento Europeo pidió a la Comisión que presentase propuestas de normas comunes para el fomento de la cogeneración, siempre que sea aconsejable desde el punto de vista medioambiental.
 - (9) La Directiva 96/61/CE del Consejo, de 24 de septiembre de 1996, relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación, la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y la Directiva 2000/76/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de diciembre de 2000, relativo a la incineración de residuos subrayan la necesidad de evaluar el potencial de cogeneración en las instalaciones nuevas.
 - (10) En la Directiva 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la eficiencia energética de los edificios se establece que los Estados miembros velarán por que en los edificios nuevos con una superficie útil total de más de 1 000 m² se considere y se tenga en cuenta antes de que se inicie la construcción la viabilidad técnica, medioambiental y económica que supondría la instalación de sistemas alternativos de producción de energía como la cogeneración.
 - (11) En la presente Directiva, por cogeneración de alta eficiencia se entiende la que permite ahorrar energía mediante la producción combinada, en lugar de separada, de calor y electricidad. Se considera que hay «cogeneración de alta eficiencia» cuando el ahorro energético es superior al 10 %. Para obtener el máximo ahorro de energía y evitar que se pierda dicho ahorro de energía, debe prestarse la mayor atención a las condiciones de funcionamiento de las unidades de cogeneración.
 - (12) A la hora de evaluar el ahorro de energía primaria, es importante tener en cuenta la situación de aquellos Estados miembros cuyo consumo eléctrico se abastece en su mayoría mediante importaciones.
 - (13) Es importante por razones de transparencia adoptar una definición básica armonizada de cogeneración. Cuando las instalaciones de cogeneración estén equipadas para producir separadamente electricidad o calor, esa producción no debe especificarse como cogeneración a efectos de garantía de origen y con fines estadísticos.
 - (14) Para garantizar que el respaldo a la cogeneración en el contexto de la presente Directiva esté basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, es necesario establecer criterios para determinar y evaluar la eficiencia energética de la producción de cogeneración descrita con arreglo a la definición básica.
 - (15) El objetivo general de la presente Directiva debe ser el establecimiento de un método armonizado para el cálculo de electricidad de cogeneración y las orientaciones necesarias para su aplicación, teniendo en



cuenta métodos tales como los que actualmente están desarrollando las organizaciones europeas de normalización. El método debe ser adaptable para tener en cuenta el progreso técnico. La aplicación de los cálculos establecidos en los anexos II y III a las unidades de microgeneración podría basarse, de conformidad con el principio de proporcionalidad, en valores derivados de un procedimiento de comprobación del tipo de unidad certificado por un organismo competente e independiente.

- (16) Las definiciones de cogeneración y de cogeneración de alta eficiencia utilizadas en la presente Directiva no obstan al uso de definiciones diferentes en la legislación nacional con fines distintos de los establecidos en la presente Directiva. Además, es conveniente tomar prestadas las definiciones pertinentes que figuran en la Directiva 2003/54/CE y en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad .
- (17) La medición del rendimiento térmico útil en el punto de producción de la planta de cogeneración subraya la necesidad de garantizar que altas pérdidas imputables a las redes de distribución no anulen las ventajas del calor útil obtenido mediante cogeneración.
- (18) La relación entre electricidad y calor es una característica técnica que es necesario definir para calcular la cantidad de electricidad de cogeneración.
- (19) A efectos de la presente Directiva, la definición de «unidades de cogeneración» podrá incluir también equipos en los que solamente sea posible generar energía eléctrica, o solamente energía térmica, como las unidades auxiliares de encendido y poscombustión. La producción de estos equipos no se debe considerar cogeneración a efectos de garantía de origen y con fines estadísticos.
- (20) La definición de «cogeneración a pequeña escala» incluye, entre otras cosas, las unidades de microgeneración y las unidades de cogeneración distribuidas, como las unidades de cogeneración que abastecen a zonas aisladas o atienden a una demanda limitada en el ámbito residencial, comercial o industrial.
- (21) Con objeto de aumentar la transparencia para la elección de los consumidores entre la electricidad procedente de la cogeneración y la electricidad producida mediante otras técnicas, es necesario asegurarse de que, sobre la base de unos valores de referencia de la eficiencia armonizados, pueda garantizarse el origen de la cogeneración de alta eficiencia. Los regímenes de garantía de origen no pueden implicar por sí mismos un derecho a beneficiarse de mecanismos de ayuda nacional.
- (22) Es importante que todas las formas de electricidad producidas mediante cogeneración de alta eficiencia puedan quedar cubiertas por garantías de origen. También es importante diferenciar claramente las garantías de origen de los certificados intercambiables.
- (23) Para garantizar la máxima penetración en el mercado de la cogeneración a medio plazo, es conveniente obligar a todos los Estados miembros a adoptar y publicar un informe que analice el potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia y que vaya acompañado de un análisis separado de los obstáculos a la cogeneración y de las medidas adoptadas para garantizar la fiabilidad del sistema de garantía.
- (24) Las ayudas públicas deben ser coherentes con las Directrices comunitarias sobre ayudas estatales en favor del medio ambiente, incluso en lo que se refiere a la no acumulación de ayudas. Estas Directrices actualmente permiten determinados tipos de ayudas públicas si se puede demostrar que las medidas de apoyo son beneficiosas desde la perspectiva de la protección del medio ambiente, bien porque la eficiencia de la conversión sea particularmente alta, porque las medidas permitan reducir el consumo de energía, o porque el proceso de producción sea menos perjudicial para el medio ambiente. Esas ayudas serán en algunos casos necesarias para explotar mejor el potencial de cogeneración, en particular para tener en cuenta la necesidad de internalizar los costes externos.



- (25) Los planes de ayudas públicas al fomento de la cogeneración deben centrarse principalmente en el apoyo a la cogeneración basada en una demanda económicamente justificable para la producción de calor y de frío.
- (26) Los Estados miembros aplican mecanismos nacionales diversos de ayuda a la cogeneración que incluyen la ayuda a la inversión, las exenciones o reducciones fiscales, los certificados ecológicos y planes de ayuda directa a los precios. Uno de los medios importantes de alcanzar el objetivo de la presente Directiva, a fin de mantener la confianza del inversor, es garantizar el correcto funcionamiento de esos mecanismos a la espera de que entre en vigor un marco comunitario armonizado. La Comisión tiene la intención de vigilar la situación y de informar sobre la experiencia adquirida con la aplicación de los planes nacionales de ayuda.
- (27) Para el transporte y distribución de la electricidad producida mediante la cogeneración de alta eficiencia, se deben aplicar las disposiciones de los apartados 1, 2 y 5 del artículo 7 de la Directiva 2001/77/CE, así como las disposiciones pertinentes de la Directiva 2003/54/CE. Hasta que el productor de cogeneración sea un cliente elegible en virtud de la legislación nacional en el sentido del apartado 1 del artículo 21 de la Directiva 2003/54/CE, las tarifas de adquisición de la electricidad adicional que a veces necesitan los productores de cogeneración deben establecerse atendiendo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. Especialmente para las unidades de cogeneración a pequeña escala y de microcogeneración, podrá facilitarse el acceso a la red de distribución de electricidad producida mediante cogeneración de alta eficiencia sujeto a notificación a la Comisión.
- (28) En general, resulta poco probable que las unidades de cogeneración de hasta 400 kW incluidas en las definiciones de la Directiva 92/42/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a los requisitos de rendimiento para las calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos cumplan los requisitos mínimos de eficiencia en ella contemplados y, por tanto, deben ser excluidas de esa Directiva.
- (29) La estructura específica del sector de la cogeneración, en el que hay numerosos productores pequeños y medianos, debe tenerse en cuenta, especialmente a la hora de revisar los procedimientos administrativos para obtener permiso para construir capacidad de cogeneración.
- (30) De acuerdo con el objetivo de la presente Directiva de crear un marco para el fomento de la cogeneración, es importante subrayar la necesidad de un entorno económico y administrativo estable para la inversión en nuevas instalaciones de cogeneración. Se debe recomendar a los Estados miembros que respondan a esta necesidad elaborando planes de apoyo de una duración mínima de cuatro años y, entre otras cosas, evitando cambios frecuentes en los procedimientos administrativos. Se debe animar asimismo a los Estados miembros a garantizar que los planes de ayuda pública respeten el principio de la eliminación gradual.
- (31) La eficiencia y la sostenibilidad globales de la cogeneración dependen de múltiples factores tales como la tecnología utilizada, los tipos de combustible, las curvas de carga, el tamaño de la unidad y las propiedades del calor. Por razones prácticas y en vista de que la utilización de la producción de calor requiere temperaturas diversas para usos distintos y que esas y otras diferencias influyen en la eficiencia de la cogeneración, ésta podría clasificarse en categorías tales como las siguientes: «cogeneración industrial», «cogeneración para calefacción» y «cogeneración agrícola».
- (32) De conformidad con los principios de subsidiariedad y proporcionalidad establecidos en el artículo 5 del Tratado, los principios generales para el establecimiento de un marco de fomento de la cogeneración en el mercado interior de la energía deben establecerse en el ámbito comunitario, pero su aplicación detallada debe dejarse a los Estados miembros de tal modo que estos puedan elegir el régimen que mejor corresponda a su situación particular. La presente Directiva se limita a lo estrictamente necesario para alcanzar estos objetivos y no excede de lo necesario a tal fin.



(33) Las medidas necesarias para la ejecución de la presente Directiva deben aprobarse con arreglo a la Decisión 1999/468/CE del Consejo, de 28 de junio de 1999, por la que se establecen los procedimientos para el ejercicio de las competencias de ejecución atribuidas a la Comisión.

HAN ADOPTADO LA PRESENTE DIRECTIVA:

Artículo 1

Objetivo

El objetivo de la presente Directiva es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad del abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia de calor y electricidad basado en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria en el mercado interior de la energía, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales específicas, especialmente en lo que se refiere a las condiciones climáticas y económicas.

Artículo 2

Ámbito de aplicación

La presente Directiva se aplicará a la cogeneración tal y como se define en el artículo 3 y a las tecnologías de cogeneración enumeradas en el anexo I.

Artículo 3

Definiciones

A efectos de la presente Directiva, se entenderá por:

- a) *cogeneración*, la generación simultánea en un proceso de energía térmica y eléctrica y/o mecánica;
- b) *calor útil*, el calor producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda económicamente justificable de calor o refrigeración;
- c) *demanda económicamente justificable*, la demanda que no supere las necesidades de calor o refrigeración y que, de no recurrirse a la cogeneración, se satisfaría en condiciones de mercado mediante procesos de producción de energía distintos de la cogeneración;
- d) *electricidad de cogeneración*, la electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo con la metodología establecida en el anexo II;
- e) *electricidad de reserva*, la electricidad suministrada a través de la red eléctrica siempre que el proceso de cogeneración se vea perturbado, incluidos los períodos de mantenimiento, o esté averiado;
- f) *electricidad de complemento*, la electricidad suministrada a través de la red eléctrica en los casos en que la demanda de electricidad sea superior a la producción eléctrica del proceso de cogeneración;
- g) *eficiencia global*, la suma anual de la producción de electricidad y energía mecánica y de calor útil dividida por la cantidad de combustible consumida para la producción de calor mediante un proceso de cogeneración y para la producción bruta de electricidad y de energía mecánica;
- h) *eficiencia*, la eficiencia calculada a partir de los «valores caloríficos netos» de los combustibles (también denominados «valores caloríficos inferiores»);
- i) *cogeneración de alta eficiencia*, la cogeneración que cumpla los criterios del anexo III;
- j) *valor de referencia de la eficiencia de la producción separada*, la eficiencia de las producciones alternativas separadas de calor y electricidad que se pretende sustituir mediante el proceso de cogeneración;
- k) *relación entre electricidad y calor*, la relación entre la electricidad de cogeneración y el calor útil cuando se funciona en modo de cogeneración total utilizando datos operativos de la unidad concreta;
- l) *unidad de cogeneración*, una unidad que puede funcionar en la modalidad de cogeneración;
- m) *unidad de microcogeneración*, la unidad de cogeneración con una potencia máxima inferior a los 50 kW;
- n) *cogeneración a pequeña escala*, las unidades de cogeneración con una potencia instalada inferior a 1 MW;
- o) *producción en régimen de cogeneración*, la suma de la electricidad y energía mecánica y del calor útil procedentes de la cogeneración.

Además, serán de aplicación las definiciones pertinentes que contienen la Directiva 2003/54/CE y la Directiva 2001/77/CE.



Artículo 4

Criterios de eficiencia de la cogeneración

1. A efectos de determinar la eficiencia de la cogeneración en consonancia con el Anexo III, la Comisión establecerá, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 14 y, a más tardar el 21 de febrero de 2006, valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor. Dichos valores de referencia de la eficiencia armonizados consistirán en una matriz de valores diferenciados por los factores correspondientes, incluidos el año de construcción y los tipos de combustibles, y deberán basarse en un análisis bien documentado, que tenga en cuenta, entre otras cosas, los datos procedentes de la utilización operativa en condiciones realistas, el intercambio transfronterizo de electricidad, la combinación de combustibles y las condiciones climáticas así como las tecnologías de cogeneración aplicadas en virtud de los principios del anexo III.
2. La Comisión, de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 14, revisará, por primera vez el 21 de febrero de 2011 y posteriormente cada cuatro años, los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y de calor establecidos en el apartado 1, a fin de tener en cuenta la evolución tecnológica y los cambios surgidos en la distribución de las fuentes de energía.
3. Los Estados miembros que apliquen la presente Directiva antes de que la Comisión establezca los valores de referencia de eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y de calor mencionados en el apartado 1, deberían adoptar, hasta la fecha a que se refiere el apartado 1, sus valores nacionales de referencia de la eficiencia para la producción por separado de electricidad y de calor que se utilizarán con vistas al cálculo del ahorro de energía primaria conseguido a través de la cogeneración con arreglo a la metodología establecida en el anexo III.

Artículo 5

Garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia

1. Basándose en los valores de referencia de la eficiencia armonizados a que se refiere el apartado 1 del artículo 4, los Estados miembros garantizarán, a más tardar a los seis meses de la adopción de dichos valores, que el origen de la electricidad producida a partir de la cogeneración de alta eficiencia pueda identificarse según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios establecidos por cada Estado miembro. Los Estados miembros velarán por que dicha garantía de origen de la electricidad permita a los productores demostrar que la electricidad que venden ha sido producida mediante cogeneración de alta eficiencia y se expida siempre que así lo solicite el productor.
 2. Los Estados miembros podrán designar uno o varios organismos competentes, independientes de las actividades de producción y distribución, para que supervisen la expedición de la garantía de origen referida en el apartado 1.
 3. Los Estados miembros o los organismos competentes crearán los mecanismos adecuados para velar por que la garantía de origen sea exacta y fiable y describirán en el informe referido en el apartado 1 del artículo 10 las medidas adoptadas para garantizar la fiabilidad del sistema de garantía.
 4. Los esquemas para la garantía de origen no implicarán por sí mismos el derecho a acogerse a los mecanismos de ayuda nacionales.
 5. La garantía de origen especificará:
 - el valor calorífico inferior de la fuente de combustible a partir de la cual se haya producido la electricidad, el uso del calor generado juntamente con la electricidad y, por último, las fechas y lugares de producción,
 - la cantidad de electricidad de cogeneración de alta eficiencia con arreglo al anexo II que representa la garantía,
 - el ahorro de energía primaria calculado con arreglo al anexo III basado en los valores de referencia de la eficiencia armonizados fijados por la Comisión a que se refiere el apartado 1 del artículo 4.
- Los Estados miembros podrán incluir información adicional sobre la garantía de origen.
6. Las garantías de origen de este tipo, expedidas de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 1, deberían ser mutuamente reconocidas por los Estados miembros, exclusivamente como prueba de los elementos referidos en el apartado 5. Toda negativa a reconocer la validez como prueba de una garantía de origen, en particular por razones relacionadas con la prevención del fraude, deberá basarse en criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios. En caso de negativa a reconocer una garantía de origen, la Comisión podrá obligar a la parte de que se trate a reconocerla, remitiéndose en particular a los criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios en que se base dicho reconocimiento.



Artículo 6

Potenciales nacionales de cogeneración de alta eficiencia

1. Los Estados miembros elaborarán un análisis del potencial nacional de aplicación de la cogeneración de alta eficiencia, incluida la microcogeneración de alta eficiencia.
2. El análisis:
 - se basará en datos científicos bien documentados y cumplirá los criterios enumerados en el anexo IV,
 - especificará todo el potencial de demandas de calefacción y refrigeración útiles que sean adecuadas para la aplicación de la cogeneración de alta eficiencia, así como la disponibilidad de combustibles y otros recursos energéticos a efectos de su utilización en cogeneración,
 - incluirá un análisis separado de los obstáculos que pudieran impedir la realización del potencial nacional para la cogeneración de alta eficiencia. En particular, este análisis considerará los obstáculos relacionados con los precios y costes de los combustibles y el acceso a los mismos, los relacionados con la red, los relacionados con los procedimientos administrativos y los relacionados con la falta de internalización de los costes externos en los precios energéticos.
3. Por primera vez a más tardar el 21 de febrero de 2007 y, posteriormente, cada cuatro años, previa petición de la Comisión formulada al menos con seis meses de antelación, los Estados miembros evaluarán los progresos realizados en el aumento de la participación de la cogeneración de alta eficiencia.

Artículo 7

Planes de apoyo

1. Los Estados miembros garantizarán que el apoyo a la cogeneración —de las unidades existentes y de las futuras— se base en la demanda de calor útil y en el ahorro de energía primaria, a la luz de las oportunidades disponibles para reducir la demanda de energía a través de otras medidas que sean económicamente viables o favorables para el medio ambiente, como otras medidas de eficiencia energética.
2. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 87 y 88 del Tratado, la Comisión evaluará la aplicación de los mecanismos empleados por los Estados miembros para prestar apoyo directo o indirecto a los productores de energía a partir de la cogeneración con arreglo a las normas dictadas por las autoridades públicas y que pudieran tener el efecto de restringir el comercio. La Comisión estudiará si dichos mecanismos contribuyen a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 6 y en el apartado 1 del artículo 174 del Tratado.
3. La Comisión presentará en el informe referido en el artículo 11 un análisis bien documentado de la experiencia obtenida con la aplicación y la coexistencia de los diferentes mecanismos de apoyo mencionados en el apartado 2 del presente artículo. El informe evaluará el éxito, incluida la rentabilidad, de los sistemas de apoyo para fomentar el uso de la cogeneración de alta eficiencia de conformidad con los potenciales nacionales mencionados en el artículo 6. El informe analizará asimismo la medida en que los planes de apoyo hayan contribuido a crear condiciones estables para la inversión en la cogeneración.

Artículo 8

Aspectos relacionados con la red eléctrica y la tarificación

1. A efectos de garantizar el transporte y distribución de la electricidad producida mediante la cogeneración de alta eficiencia, se aplicarán las disposiciones de los apartados 1, 2 y 5 del artículo 7 de la Directiva 2001/77/CE y las disposiciones pertinentes de la Directiva 2003/54/CE.
2. Hasta que el productor de electricidad por cogeneración sea un cliente cualificado con arreglo a la legislación nacional, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 1 del artículo 21 de la Directiva 2003/54/CE, los Estados miembros deberían tomar las medidas necesarias para garantizar que las tarifas de compra de electricidad con fines de reserva o de complemento de la producción de electricidad se establezcan con arreglo a las tarifas y condiciones publicadas.
3. Siempre que informen previamente a la Comisión, los Estados miembros podrán facilitar en particular el acceso a la red de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia producida mediante unidades de cogeneración a pequeña escala y mediante unidades de microcogeneración.

Artículo 9

Procedimientos administrativos



1. Los Estados miembros o los organismos competentes designados por éstos evaluarán el marco legal y reglamentario en vigor en lo que respecta a los procedimientos de autorización o de otra índole previstos en el artículo 6 de la Directiva 2003/54/CE que sean aplicables a las unidades de cogeneración de alta eficiencia. Esta evaluación se efectuará con vistas a:
 - a) fomentar el diseño de unidades de cogeneración que respondan a demandas económicamente justificables de calor útil y evitar la producción de calor excedentario en relación con el calor útil;
 - b) reducir los obstáculos reglamentarios y no reglamentarios al desarrollo de la cogeneración;
 - c) racionalizar y acelerar los procedimientos al nivel administrativo apropiado, y
 - d) velar por que las reglas sean objetivas, transparentes y no discriminatorias y tengan plenamente en cuenta las particularidades de las diversas tecnologías de cogeneración.
2. Siempre que sea pertinente en el marco jurídico nacional, los Estados miembros darán una indicación de los avances registrados específicamente en:
 - a) la coordinación entre los diferentes organismos administrativos en lo que se refiere a los plazos, la recepción y el tratamiento de las solicitudes de autorización;
 - b) la elaboración de posibles orientaciones para las actividades enumeradas en el apartado 1 y la viabilidad de un procedimiento acelerado de planificación para los productores de cogeneración, y
 - c) la designación de las autoridades de arbitraje en los litigios entre las autoridades responsables de la concesión de las autorizaciones y los solicitantes de las mismas.
 - d)

Artículo 10

Informes de los Estados miembros

1. A más tardar el 21 de febrero de 2006, los Estados miembros publicarán un informe con los resultados de los análisis y evaluaciones realizados de conformidad con lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 5, el apartado 1 del artículo 6 y los apartados 1 y 2 del artículo 9.
2. A más tardar el 21 de febrero de 2007 y, posteriormente, cada cuatro años, los Estados miembros, previa petición de la Comisión formulada al menos con seis meses de antelación, publicarán un informe con los resultados de la evaluación a que se refiere el apartado 3 del artículo 6.
3. Los Estados miembros presentarán a la Comisión, por primera vez antes de que finalice el mes de diciembre de 2004, para los datos correspondientes al año 2003, y posteriormente cada año, estadísticas sobre la producción nacional de electricidad y calor mediante cogeneración con arreglo a la metodología descrita en el anexo II. Los Estados miembros presentarán asimismo estadísticas anuales sobre las capacidades de cogeneración y sobre los combustibles empleados para este fin. Los Estados miembros también podrán presentar estadísticas sobre el ahorro de energía primaria llevado a cabo mediante la aplicación de la cogeneración, con arreglo a la metodología que figura en el anexo III.

Artículo 11

Informes de la Comisión

1. Sobre la base de los informes presentados en aplicación del artículo 10, la Comisión revisará la aplicación de la presente Directiva y presentará al Parlamento Europeo y al Consejo a más tardar el 21 de febrero de 2008 y, posteriormente, cada cuatro años, un informe sobre el estado de aplicación de la presente Directiva. En particular, el informe:
 - a) considerará los avances registrados en el logro de los potenciales nacionales de cogeneración de alta eficiencia referidos en el artículo 6;
 - b) evaluará en qué medida las reglas y procedimientos que definen las condiciones marco para la cogeneración en el mercado interior de la energía se han establecido atendiendo a criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios y teniendo debidamente en cuenta los beneficios de la cogeneración;
 - c) examinará la experiencia adquirida con la aplicación y la coexistencia de diferentes mecanismos de apoyo a la cogeneración;
 - d) revisará los valores de referencia de la eficiencia correspondientes a la producción separada sobre la base de las tecnologías actuales. Llegado el caso, la Comisión adjuntará al informe nuevas propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo.
2. Al evaluar los avances mencionados en la letra a) del apartado 1, la Comisión examinará la medida en que los potenciales nacionales de cogeneración de alta eficiencia, previstos en el artículo 6, se han constatado o previsto teniendo en cuenta las medidas de los Estados miembros, sus condiciones,



climáticas incluidas, y el impacto del mercado interior de la energía, así como las implicaciones de otras iniciativas de la Comunidad tales como la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo (1). Si procede, la Comisión presentará nuevas propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo, dirigidas en especial al establecimiento de un plan de acción para el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia en la Comunidad.

3. Al evaluar el alcance de una mayor armonización de los métodos de cálculo, previstos en el apartado 1 del artículo 4, la Comisión deberá considerar el impacto de la coexistencia de los cálculos a que se refieren el artículo 12 y los anexos II y III, en el mercado interior de la energía, teniendo también en cuenta la experiencia obtenida de los mecanismos nacionales de apoyo. Si procede, la Comisión presentará nuevas propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo dirigidas a una mayor armonización de los métodos de cálculo.

Artículo 12

Método de cálculo alternativo

1. Hasta finales de 2010 y previa aprobación de la Comisión, los Estados miembros podrán utilizar otros métodos distintos del previsto en la letra b) del anexo II para restar de las cifras comunicadas posibles cantidades de electricidad no producidas mediante un proceso de cogeneración. No obstante, a los fines previstos en el apartado 1 del artículo 5 y en el apartado 3 del artículo 10, la cantidad de electricidad procedente de la cogeneración se determinará con arreglo al anexo II.
2. Los Estados miembros podrán calcular el ahorro de energía primaria conseguido a través de la producción de calor y electricidad y energía mecánica con arreglo a la letra c) del anexo III, sin servirse del anexo II para excluir las partes de calor y electricidad del mismo proceso no procedentes de la cogeneración. Se podrá considerar que esta producción es cogeneración de alta eficiencia siempre que cumpla los criterios de eficiencia de la letra a) del anexo III, y para las unidades de cogeneración con una capacidad eléctrica superior a 25 MW, si la eficiencia global se sitúa por encima del 70 %. No obstante, para expedir una garantía de origen y a efectos estadísticos, la especificación de la cantidad de electricidad de cogeneración que se produzca en dicha producción se determinará de conformidad con el anexo II.
3. Hasta finales de 2010, los Estados miembros podrán utilizar un método alternativo para definir una producción por cogeneración como cogeneración de alta eficiencia, sin verificar que dicha producción por cogeneración cumple los criterios de la letra a) del anexo III, cuando se demuestre en el ámbito nacional que la producción por cogeneración definida mediante dicho método de cálculo alternativo cumple, por término medio, los criterios de la letra a) del anexo III. En caso de que se expida una garantía de origen para esta producción, la eficiencia de la producción por cogeneración especificada en la garantía no deberá exceder los valores límite de los criterios establecidos en la letra a) del anexo III, a menos que los cálculos efectuados con arreglo al anexo III demuestren lo contrario. No obstante, para expedir una garantía de origen y a efectos estadísticos, la especificación de la cantidad de electricidad de cogeneración que se produzca en dicha producción se determinará de conformidad con el anexo II.

Artículo 13

Revisión

1. Los valores límite utilizados para calcular la electricidad de cogeneración referidos en la letra a) del anexo II se adaptarán al progreso técnico de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 14.
2. Los valores límite utilizados para calcular la eficiencia de la producción mediante cogeneración y el ahorro de energía primaria referidos en la letra a) del anexo III se adaptarán al progreso técnico de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 14.
3. Las orientaciones para establecer la relación entre electricidad y calor, mencionada en la letra d) del anexo II, deberán adaptarse al progreso técnico de conformidad con el procedimiento mencionado en el apartado 2 del artículo 14.

Artículo 14

Comité

1. La Comisión estará asistida por un Comité.



2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, serán de aplicación los artículos 5 y 7 de la Decisión 1999/468/CE, observando lo dispuesto en su artículo 8. El plazo contemplado en el apartado 6 del artículo 5 de la Decisión 1999/468/CE queda fijado en tres meses.
3. El Comité aprobará su reglamento interno.

Artículo 15

Incorporación al Derecho nacional

Los Estados miembros pondrán en vigor las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la presente Directiva a más tardar el 21 de febrero de 2006. Informarán de ello inmediatamente a la Comisión. Cuando los Estados miembros adopten dichas disposiciones, estas incluirán una referencia a la presente Directiva o irán acompañadas de dicha referencia en su publicación oficial. Los Estados miembros establecerán las modalidades de la mencionada referencia.

Artículo 16

Modificación de la Directiva 92/42/CEE

En el apartado 1 del artículo 3 de la Directiva 92/42/CEE se añade el guión siguiente:
«— las unidades de cogeneración según se definen en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

Artículo 17

Entrada en vigor

La presente Directiva entrará en vigor el día de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*.

Artículo 18

Destinatarios

Los destinatarios de la presente Directiva son los Estados miembros.

Hecho en Estrasburgo, el 11 de febrero de 2004.

Por el Parlamento Europeo

El Presidente

P. COX

Por el Consejo

El Presidente

M. McDOWELL

Tecnologías de cogeneración consideradas por la presente Directiva

- a) Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación del calor
- b) Turbina de contrapresión sin condensado
- c) Turbina con extracción de vapor de condensación
- d) Turbina de gas con recuperación del calor
- e) Motor de combustión interna
- f) Microturbinas
- g) Motores Stirling
- h) Pilas de combustible
- i) Motores de vapor
- j) Ciclos Rankine con fluido orgánico
- k) Cualquier otro tipo de tecnología o combinación de tecnologías que corresponda a la definición que figura en la letra a) del artículo 3.



Anexo B

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

Capítulo I

Disposiciones Generales

Artículo 1°. Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechara, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Artículo 2°. Todos los actos relacionados con el servicio público de energía eléctrica son de orden público.

Artículo 3°. No se considera servicio público:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- II. La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;
- III. La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;
- IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y
- v. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. **D. O. F. 23 de diciembre de 1992.**

Artículo 4°. Para los efectos de esta ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

- I. La planeación del sistema eléctrico nacional;
- II. La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica; y
- III. La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

Artículo 5°. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal dictará, conforme a la política nacional de energéticos, las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica, que deberán ser cumplidas y observadas por la Comisión Federal de Electricidad y por todas las personas físicas o morales que concurran al proceso productivo. **D. O. F. 27 de diciembre de 1983.**

Artículo 6°. Para los efectos del artículo anterior, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal autorizará, en su caso, los programas que someta a su consideración la Comisión Federal de Electricidad, en relación con los actos previstos en el Artículo 4°. Todos los aspectos técnicos relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica serán responsabilidad exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad. **D. O. F. 27 de diciembre de 1983**

Capítulo II

Del organismo encargado de la prestación del servicio público de energía eléctrica.

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

Artículo 8°. La Comisión Federal de Electricidad es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio.



Artículo 9º. La Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto:

- I. Prestar el servicio público de energía eléctrica en los términos del Artículo 4o. y conforme a lo dispuesto en el artículo 5o. ;
- II. Proponer a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal los programas a que se refiere el Artículo 6o; **D. O. F. 27 de diciembre de 1983.**
- III. Exportar energía eléctrica y, en forma exclusiva, importarla para la prestación del servicio público;
- IV. Formular y proponer al Ejecutivo Federal los programas de operación, inversión y financiamiento que a corto, mediano o largo plazo requiera la prestación del servicio público de energía eléctrica;
- V. Promover la investigación científica y tecnológica nacional en materia de electricidad;
- VI. Promover el desarrollo y la fabricación nacional de equipos y materiales utilizables en el servicio público de energía eléctrica;
- VII. Celebrar convenios o contratos con los gobiernos de las entidades federativas y de los municipios o con entidades públicas y privadas o personas físicas, para la realización de actos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica;
- VIII. Efectuar las operaciones, realizar los actos y celebrar los contratos que sean necesarios para el cumplimiento de su objeto; y
- IX. Los demás que fijen esta ley y sus reglamentos sic

Capítulo V

Del suministro de energía eléctrica

Artículo 25. La Comisión Federal de Electricidad deberá suministrar energía eléctrica a todo el que lo solicite, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas para hacerlo, sin establecer preferencia alguna dentro de cada clasificación tarifaria.

El reglamento fijara los requisitos que debe cumplir el solicitante del servicio, y señalará los plazos para celebrar el contrato y efectuar la conexión de los servicios por parte de la Comisión. **D. O. F. 27 de diciembre de 1983.**

Artículo 27. La Comisión Federal de Electricidad no incurrirá en responsabilidad, por interrupciones del servicio de energía eléctrica motivadas:

- I. Por causas de fuerza mayor a caso fortuito;
- II. Por la realización de trabajos de mantenimiento, reparaciones normales, ampliación o modificación de sus instalaciones. En estos casos, deberá mediar aviso previo a los usuarios a través de un medio de difusión masiva, o notificación individual tratándose de usuarios industriales servidos en alta tensión con más de 1000 KW contratados o prestadores de servicios públicos que requieran de la energía eléctrica como insumo indispensable para prestarlos, en cualquiera de los casos con un mínimo de cuarenta y ocho horas de antelación al inicio de los trabajos respectivos; y **D. O. F. 23 de diciembre de 1992.**
- III. Por defectos en las instalaciones del usuario o negligencia o culpa del mismo. **D. O. F. 23 de diciembre de 1992.**
- IV. Último párrafo Se deroga **D. O. F. 23 de diciembre de 1992**

Artículo 28. Corresponde al solicitante del servicio realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas.

D. O. F. 27 de diciembre de 1983 y D. O. F. 23 de diciembre de 1992.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en alta tensión, y de suministros en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal certifique, en los formatos que para tal efecto expida esta, que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones. La Comisión Federal de Electricidad solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones a que se refiere este párrafo han sido certificadas en los términos establecidos en este artículo.

D. O. F. 23 de diciembre de 1992.



Artículo 29. Los productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas que utilicen para su funcionamiento y operación la energía eléctrica, quedan sujetos al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas.

D. O. F. 27 de diciembre de 1983 y D. O. F. 23 de diciembre de 1992.

Artículo 30. La venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Las condiciones de la prestación de los servicios que deban consignarse en los contratos de suministro y de los modelos de estos, serán aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, oyendo a la de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Dichas formas de contrato se publicarán en el Diario Oficial de la Federación.

D. O. F. 27 de diciembre de 1983.

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

D. O. F. 27 de diciembre de 1983.

Artículo 32. El ajuste, modificación y reestructuración de las tarifas implicará la modificación automática de los contratos de suministro que se hubieren celebrado.

En ningún caso serán aplicables las tarifas, mientras no sean publicadas en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional.

D. O. F. 27 de diciembre de 1983.

Artículo 36. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

D. O. F. 27 de diciembre de 1983 y D. O. F. de 23 de diciembre de 1992

- I. De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Para el otorgamiento del permiso, se estará a lo siguiente:
 - a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permissionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes; y
 - b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en los términos del Artículo 36-Bis.
- II. De cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:
 - a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permissionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.



- b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del artículo 36-Bis.
- III. De Producción Independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando ésta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:
- Que los solicitantes sean personas físicas o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
 - Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión
 - Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, conforme a lo previsto en la fracción III del Artículo 3º., podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y
 - Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en los términos del Artículo 36-Bis o, previo permiso de la Secretaría en los términos de esta ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.
- IV. De pequeña producción de energía eléctrica, siempre que se satisfagan los siguientes requisitos:
- Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en el territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
 - Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en una área determinada por la Secretaría, no podrá exceder de 30 MW; y
 - Alternativamente a lo indicado en el inciso b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I, que los solicitantes destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW.
- V. De importación o exportación de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en las fracciones III y IV del Artículo 3º de esta ley.

En el otorgamiento de los permisos a que se refiere este artículo, deberá observarse lo siguiente:

- El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate, según las particularidades de cada caso;
- El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solamente podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten
- derechos de terceros. En dichos convenios deberá estipularse la contraprestación en favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios;
- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permiso para cada una de las actividades o para ejercer varias, autorizar la transferencia de los permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta ley, su reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público;
- Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta ley; y



6. Serán causales de revocación de los permisos correspondientes, a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el incumplimiento de las disposiciones de esta ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos.

D. O. F. de 23 de diciembre de 1992

Artículo 36-BIS. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

- I. Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;
- II. Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;
- III. Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta ley;
- IV. Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y
- V. Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

D. O. F. 23 de diciembre de 1992

Artículo 37. Una vez presentadas las solicitudes de permiso de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de exportación o de importación, a que se refiere el artículo 36 y con la intervención de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial en el ámbito de sus atribuciones, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal resolverá sobre las mismas en los términos que al efecto señale esta ley.

Los titulares de dichos permisos quedan obligados, en su caso, a:

- a) Proporcionar, en la medida de sus posibilidades, la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor o caso fortuito el servicio público se interrumpa o restrinja, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción. Para estos casos, habrá una contraprestación a favor del titular del permiso;
- b) Cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas que expida la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, relativas a las obras e instalaciones objeto de los permisos a que se refiere el artículo 36; y
- c) La entrega de energía eléctrica a la red de servicio público se sujetará a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la Comisión Federal de Electricidad.

D. O. F. 23 de diciembre de 1992

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

D. O. F. 23 de diciembre de 1992

Artículo 39. Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del Artículo 36, no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW. Tampoco se requerirá de permiso para el funcionamiento de plantas generadoras, cualquiera que sea su capacidad, cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica; dichas plantas se sujetarán a las Normas Oficiales Mexicanas que establezca la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, escuchando a la Comisión Federal de Electricidad. **D. O. F. de 27 de diciembre de 1983 y D. O. F. de 23 de diciembre de 1992**



Capítulo VI Sanciones

Artículo 40. Se sancionara administrativamente con multa hasta de tres veces el importe de la energía eléctrica consumida, a partir de la fecha en que se cometió la infracción, en los casos a que se refieren las fracciones I a IV.

Cuando se trate de las infracciones previstas en las fracciones V y VI, la multa será de cien veces el salario mínimo general diario vigente para el Distrito Federal, por cada KW de capacidad de la planta de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o por cada KW vendido o consumido. En el caso de la fracción VII la multa será de cincuenta a cien veces el importe de dicho salario mínimo. (SIC)

D. O. F. de 27 de diciembre de 1983 y D. O. F. de 23 de diciembre de 1992

- I. A quien conecte sin la debida autorización sus líneas particulares, conductoras de energía eléctrica, con las generales de la Comisión Federal de Electricidad o con otra línea particular alimentada por dichas líneas;
- II. Al usuario que consuma energía eléctrica a través de instalaciones que alteren o impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de medidas o control del suministro de energía eléctrica;
- III. A quien consuma energía eléctrica sin haber celebrado contrato respectivo;
- IV. A quien utilice energía eléctrica en forma o cantidad que no esté autorizada por su contrato de suministro;
- V. A quien venda, revenda o, por cualquier otro acto jurídico, enajene capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos permitidos expresamente por esta ley;
- VI. A quien establezca plantas de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente o de pequeña producción o a quien exporte o importe energía eléctrica sin los permisos a que se refiere el artículo 36 de esta ley; y **D. O. F. de 23 de diciembre de 1992**
- VII. A quien incurra en cualquiera otra infracción a las disposiciones de esta ley o de su reglamento.

(Penúltimo párrafo) Se deroga **D. O. F. 23 de diciembre de 1993**

La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal adoptará las medidas conducentes para propiciar la regularización de los servicios de energía eléctrica, en favor de las personas de escasos recursos que hubieren incurrido en las infracciones a que se refieren las fracciones I a III de este artículo, siempre que acrediten la titularidad o el trámite, ante autoridad competente, de la tenencia legal de los inmuebles respectivos, sujetándose las condiciones del suministro del servicio, en forma transitoria y por el lapso que se determine, a las modalidades que el caso requiera.



Anexo C

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1o. El presente ordenamiento tiene por objeto reglamentar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en lo que se refiere a la prestación de dicho servicio y a las actividades previstas en la propia Ley que no constituyen servicio público.

Artículo 2o. Para efectos de este Reglamento, se entenderá por:

- I. Comisión:
La Comisión Federal de Electricidad;
- II. Distribución:
La conducción de energía eléctrica desde los puntos de entrega de la transmisión hasta los puntos de suministro a los usuarios;
- III. Generación:
La producción de energía eléctrica a partir de fuentes primarias de energía, utilizando los sistemas y equipos correspondientes;
- IV. Ley:
La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica;
- V. Mantenimiento:
El conjunto de actividades para conservar las obras e instalaciones en adecuado estado de funcionamiento para la prestación del servicio público;
- VI. Operación:
El conjunto de actividades a cargo del suministrador para generar, transmitir, transformar y distribuir energía eléctrica, así como las de controlar y proteger el sistema eléctrico nacional;
- VII. Secretaría:
La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal;
- VIII. Sistema eléctrico nacional:
El conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, transformación, subtransmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas;
- IX. Suministrador:
La Comisión Federal de Electricidad, y en lo conducente las entidades mencionadas en el artículo cuarto transitorio de la Ley;
- X. Suministro:
El conjunto de actos y trabajos necesarios para proporcionar energía eléctrica a cada usuario;
- XI. Transformación:
La modificación de las características de la tensión y de la corriente eléctrica, para adecuarlas a las necesidades de transmisión y distribución de la energía eléctrica;
- XII. Transmisión:
La conducción de energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los puntos de entrega para su distribución, y
- XIII. Usuario:
Persona física o moral que hace uso de la energía eléctrica proporcionada por el suministrador, previo contrato celebrado por las partes.

Artículo 3o. La Secretaría, con la participación del suministrador y de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, tomará las medidas conducentes para propiciar la utilización racional de la energía eléctrica y desarrollará campañas para ese propósito, en los términos de los programas para el ahorro de energía.



Artículo 40. Salvo disposición en contrario, los plazos y términos fijados en este Reglamento se contarán en días naturales, y empezarán a correr al día siguiente de aquél en que ocurran los hechos y circunstancias previstos en el mismo.

Artículo 50. El suministrador y todas las personas mencionadas en este Reglamento proporcionarán a la Secretaría y a las dependencias competentes de la administración pública federal la información prevista en la Ley y este Reglamento.

CAPÍTULO VI DE LAS DISPOSICIONES TARIFARIAS

Artículo 47. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta del suministrador, con la participación de la Secretaría y de la de Comercio y Fomento Industrial, fijará las tarifas para venta de energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración, con las modalidades que dicten el interés público y los requerimientos del servicio público.

El ajuste corresponderá a los casos en que solamente deban cambiarse las cuotas establecidas para los elementos de las tarifas. La modificación corresponderá a los casos en que se varíe alguno de los elementos de la tarifa o la forma en que éstos intervienen. La reestructuración corresponderá a los casos en que sea necesario la adición o supresión de alguna o varias tarifas.

Artículo 50. Las tarifas deberán especificar los siguientes conceptos:

- I. Tipo de suministro a los cuales son aplicables;
- II. Tensión de suministro, alta, media o baja;
- III. Horario de aplicación de la tarifa, cuando no sea de veinticuatro horas;
- IV. Cargos por demanda o por consumo, así como el cargo mínimo mensual;
- V. Cargos por demanda contratada inicial;
- VI. Cuantía del depósito de garantía;
- VII. Lugares en donde regirá la tarifa. De no precisarse los lugares se entenderá que rige en todo el ámbito nacional;
- VIII. Fecha del inicio de su vigencia, y
- X. Otras disposiciones relativas a la aplicación de la tarifa.

Las tarifas y sus disposiciones complementarias, en su caso, se publicarán en el Diario Oficial de la Federación y cuando menos en dos periódicos diarios de circulación nacional, requisitos sin los cuales no podrán aplicarse.

El suministrador imprimirá folletos con las tarifas aprobadas y entregará un ejemplar a quien lo solicite para que pueda conocer la tarifa que corresponda al suministro respectivo, así como sus características y cuotas. Asimismo, el suministrador proporcionará información y asesoramiento a los interesados sobre las características de los suministros que soliciten y las tarifas aplicables a los mismos.

CAPÍTULO IX DE LAS ACTIVIDADES QUE NO CONSTITUYEN SERVICIO PÚBLICO SECCIÓN PRIMERA.- DEFINICIONES

Artículo 71. Para los efectos del presente capítulo, se entenderá por:

- I. Área de control:
Área geográfica en que se ubica el sistema eléctrico coordinado por el centro de control de área respectivo de la Comisión;
- II. Capacidad de respaldo:



- La capacidad que la Comisión se compromete a proporcionar a un permisionario para cubrir sus posibles fallas en la planta generadora de éste, así como salidas parciales o totales de la misma por otra causa;
- III. Carga conectada:
Potencia eléctrica usada por los dispositivos conectados al sistema de generación de energía eléctrica;
 - IV. Costo total de corto plazo de la energía eléctrica:
Corresponde al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado durante el periodo de que se trate, incluyendo el costo de los energéticos utilizados y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y transmisión de la energía hasta el punto de interconexión;
 - V. Costo económico de largo plazo de la energía eléctrica:
Al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado a lo largo de la vida útil de ésta, incluyendo entre otros los costos de inversión y financieros; el riesgo de construcción; el rendimiento sobre la inversión; los costos de los energéticos utilizados; el costo de los recursos del sector público para obtenerlos y el costo de oportunidad para destinarlos a inversiones alternativas; el incremento en el riesgo derivado de posibles modificaciones del marco regulatorio del sector, y los costos y riesgos de operación y mantenimiento en los que incurra la planta e infraestructura en cuestión, como resultado de las actividades de generación y transmisión de dicha energía hasta el punto de interconexión o hasta la interconexión;
 - VI. Despachabilidad:
Característica operativa de una unidad de generación de incrementar o decrementar su generación o de conectarse y desconectarse a requerimiento de la Comisión;
 - VII. Despacho de carga:
Control operativo del sistema eléctrico nacional, ejercido por la Comisión, que determina la asignación del nivel de generación de unidades generadoras, tanto propias como de permisionarios con quienes hubiere celebrado convenios para la adquisición de energía eléctrica, considerando los flujos de potencia en líneas de transmisión, subestaciones y equipo;
 - VIII. Disponibilidad:
Característica que tienen las unidades generadoras de energía eléctrica, de producir potencia a su plena capacidad en el momento preciso en que el despacho de carga se lo demande;
 - IX. Emergencia:
Estado del sistema eléctrico en el que se ha interrumpido el servicio o que puede poner en peligro vidas humanas, el servicio o las instalaciones, y que requiere de una acción inmediata;
 - X. Energía eléctrica entregada:
Energía eléctrica medida en el punto de interconexión que un permisionario entrega a la Comisión;
 - XI. Factor de disponibilidad:
Es un indicador de la disponibilidad relativa de una unidad generadora en un período determinado, calculado como la diferencia entre la energía máxima que la unidad puede producir y la energía que no llegó a producirse debido a las actividades de mantenimiento, fallas, decrementos de capacidad u otras causas, dividida dicha diferencia entre la energía máxima que la unidad puede producir;
 - XII. Interconexión:
Conexión eléctrica entre dos áreas de control o entre la instalación de un permisionario y un área de control;
 - XIII. Productor externo:
Titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen servicio público; y
 - XIV. Punto de interconexión:
Punto de donde se conviene la entrega de energía eléctrica de un permisionario a la Comisión, en el cual se medirá la potencia entregada.

SECCIÓN SEGUNDA.- DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 72. Los particulares podrán realizar:

- XV. La generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines que a continuación se señalan:
 - a) Su venta a la Comisión;



- b) Su consumo por los mismos particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
 - c) Su uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica, y
 - d) Su exportación;
- XVI. La importación de energía eléctrica, para uso exclusivo de los importadores de la misma.

Artículo 73. El ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo anterior, podrá incluir la transmisión, la transformación y la entrega de la energía eléctrica a los respectivos beneficiarios de la misma, según las particularidades de cada caso.

En los proyectos correspondientes, los interesados deberán considerar las instalaciones relativas a dichas actividades, para los fines de construcción y operación de las mismas, sin perjuicio de la posibilidad de celebrar; en su caso, convenios con la Comisión, para la prestación por ésta de servicios de transmisión de la energía eléctrica a los permisionarios.

Artículo 74. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica, se aprovechará la generada por particulares de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 125 de este Reglamento.

Artículo 75. La Comisión adoptará internamente los criterios y reglas necesarios para que:

- XVII. Los costos de generación, transmisión y distribución puedan conocerse por separado y reflejen el uso de los recursos económicos que tiene lugar en las distintas actividades realizadas por la Comisión;
- XVIII. El cálculo de los costos de generación y de transmisión haga posible su análisis para determinar tanto el costo total de corto plazo como el costo económico total de largo plazo de la energía eléctrica;
- XIX. La estimación de los costos permita conocer los correspondientes a la capacidad de generación, independientemente de los costos de la energía generada, y
- XX. El grado de desagregación o detalle permita determinar razonablemente los costos a que se refieren las fracciones anteriores, en las distintas zonas geográficas, instalaciones o períodos de que se trate.

Artículo 76. Para el efecto de que los costos de corto plazo y los costos económicos de largo plazo de la energía eléctrica, proveniente de plantas de la Comisión y de los permisionarios que le aporten o pretendan aportar electricidad, puedan ser comparados de manera compatible y lógica, se estará a la metodología que emita la Secretaría, con la opinión de la Comisión, de los permisionarios y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esta metodología se utilizará para determinar la modalidad de ejecución de los proyectos conforme a lo establecido en el artículo 125 de este Reglamento y será obligatoria para la Comisión y para dichos permisionarios.

SECCIÓN TERCERA.- DE LOS PERMISOS

Artículo 77. El autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción, la generación para exportación y la importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios, son actividades sujetas a permiso previo por parte de la Secretaría.

Artículo 78. Los permisos tendrán una duración indefinida, salvo los relativos a producción independiente, que se otorgarán hasta por un plazo de treinta años.

Para generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso, deberá solicitarse previamente autorización de la Secretaría. El cambio de destino de la energía eléctrica generada requerirá el otorgamiento de un nuevo permiso por parte de la Secretaría.

Artículo 79. Cuando la propiedad de una planta generadora corresponda a varias personas, el permiso se otorgará, en su caso, a todos los interesados, quienes deberán designar, en forma fehaciente, un representante común ante la Secretaría, con facultades suficientes para actuar en su nombre, y asumirán solidariamente la responsabilidad del cumplimiento de la Ley, de este Reglamento y de las condiciones que se establezcan en los permisos respectivos.



Artículo 80. El permisionario adoptará las medidas conducentes para el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y demás especificaciones obligatorias y asumirá los riesgos derivados de cualquier circunstancia que pueda impedir o modificar las condiciones de funcionamiento de la planta generadora y la disponibilidad de energía de la misma.

Artículo 81. La Secretaría, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público, podrá otorgar permisos para cada una de las actividades a que se refiere este capítulo; para ejercer varias; autorizar la transferencia de los derechos derivados de los permisos, e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en la Ley y este Reglamento.

Artículo 82. Las solicitudes de permisos se presentarán a la Secretaría de acuerdo con los formatos que proporcione la misma y deberán contener los siguientes datos:

- I. Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante;
- II. Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante;
- III. Ubicación de la planta, capacidad de la instalación y lugares donde se utilizará la energía;
- IV. Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre su fuente, tipo, sustitutos y costos, o de uso de aguas nacionales, en su caso;
- V. En su caso, disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad y energía asociada; requerimientos de capacidad y energía de carácter complementario, como respaldo firme o sujeto a disponibilidad, así como de servicios de transmisión, y
- VI. Los demás que, de acuerdo con el objeto del permiso, se consignan en los correspondientes apartados de este capítulo.

Artículo 83. Con la solicitud de permiso se exhibirán los siguientes documentos:

- I. Los que acrediten la personalidad y existencia legal, en su caso, del solicitante;
- II. Descripción, en términos generales, del proyecto, incluyendo las características de la planta y de las instalaciones accesorias; los datos estimados de la generación anual y consumo de combustibles; la información relativa al uso de aguas que se pretenda efectuar, así como la concerniente al cumplimiento de las normas en materia ecológica y sobre uso del suelo, de conformidad con lo que dispongan los ordenamientos respectivos, y
- III. Las que acrediten la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones o, en su defecto, informe acerca de los actos jurídicos previstos para el efecto.

Artículo 84. La Secretaría examinará la solicitud en el término de diez días hábiles. De admitirla a trámite, solicitará la opinión de la Comisión, la que deberá fundarse en elementos objetivos sobre la disponibilidad y firmeza de los excedentes de capacidad y energía del proyecto, los requerimientos de capacidad y energía de respaldo y los servicios de transmisión previstos en la solicitud de permiso.

La Comisión dará respuesta dentro de los treinta días hábiles siguientes. El plazo se reducirá a diez días hábiles en los casos a que se refiere el artículo 111. Dicha opinión no será obligatoria para la Secretaría.

Artículo 85. Cuando las opiniones a que se refiere el artículo anterior pudieren implicar modificaciones o restricciones a los planteamientos consignados en la solicitud de permiso, se harán del conocimiento del peticionario para que en un plazo de diez días hábiles exponga sus puntos de vista. De formularse observaciones, la Secretaría escuchará al peticionario y decidirá acerca de las adecuaciones o ajustes que, en su caso, deban efectuarse en la solicitud.

Artículo 86. Desahogados los trámites anteriores, la Secretaría, en su caso, con conocimiento del peticionario, solicitará las aclaraciones y elementos adicionales que estime pertinentes, requiriendo de aquél, para la integración del expediente, la presentación de la memoria técnico-descriptiva y justificativa del proyecto a desarrollar, la que deberá incluir en detalle los elementos a que se refiere la fracción II del artículo 83.



Artículo 87. Recibidos los datos y documentos a que se refiere el artículo anterior, la Secretaría, dentro de los treinta días hábiles siguientes, dictaminará sobre la procedencia de la solicitud y de aprobarse la misma expedirá el permiso.

Artículo 88. Los permisos contendrán los siguientes datos cuando menos:

- I. Nombre, denominación o razón social y domicilio del permisionario;
- II. Ubicación de las instalaciones;
- III. Programa de obra, en su caso;
- IV. Fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas;
- V. Plazo del permiso;
- VI. Descripción de las instalaciones;
- VII. Actividades autorizadas, y
- VIII. Obligaciones del titular del permiso, causas y plazos de terminación del mismo.

Artículo 89. Salvo lo dispuesto en el inciso c) de la fracción IV del artículo 36 de la Ley, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas generadoras cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

SECCIÓN CUARTA.- DE LAS OBLIGACIONES DE LOS PERMISIONARIOS

Artículo 90. Los titulares de los permisos a que se refiere este capítulo están obligados a:

- I. No vender, revender o enajenar por ningún título, directa o indirectamente, capacidad o energía eléctrica, salvo los casos autorizados por la Ley y este Reglamento;
- II. Notificar a la Secretaría de la fecha en que las obras hayan sido concluidas, dentro de los quince días hábiles siguientes a la terminación de las mismas;
- III. Proporcionar, en la medida de sus posibilidades y mediante la retribución correspondiente, la energía eléctrica requerida para el servicio público, cuando por caso fortuito o fuerza mayor dicho servicio se vea interrumpido o restringido, y únicamente por el lapso que comprenda la interrupción o restricción;
- IV. Cumplir con las disposiciones legales y reglamentarias, así como con las normas oficiales mexicanas y las demás disposiciones aplicables respecto de las obras e instalaciones objeto de los permisos;
- V. Operar y mantener sus instalaciones y equipos en forma tal que no constituyan peligro alguno para el propio permisionario o para terceros, y
- VI. Una vez que se inicie la operación de las instalaciones, y exclusivamente para fines estadísticos, informar a la Secretaría, en los formatos que la misma defina, el tipo y volumen del combustible utilizado y la cantidad de energía eléctrica generada, especificando la parte utilizada para la satisfacción de necesidades propias del permisionario y la entregada a la Comisión o destinada a la exportación, así como, en su caso, las importaciones de energía eléctrica realizadas.

SECCIÓN QUINTA.- DE LA RENOVACIÓN, TRANSFERENCIA Y EXTINCIÓN DE LOS PERMISOS

Artículo 91. Los titulares de los permisos de producción independiente podrán solicitar a la Secretaría, con antelación al vencimiento de la vigencia de sus permisos, la renovación de los mismos, para lo cual la Secretaría escuchará la opinión de la Comisión como lo dispone el artículo 84.

Artículo 92. Cuando a juicio de la Secretaría se hubiere acreditado que el permisionario cumplió con sus obligaciones y que prevalecen las condiciones que dieron lugar al otorgamiento del permiso, se resolverá favorablemente la solicitud de renovación.



Artículo 93. Los derechos derivados de los permisos otorgados podrán ser transferidos a un tercero de manera accesoria a la enajenación que se haga favor del mismo de las instalaciones objeto del propio permiso.

Artículo 94. Los derechos derivados del permiso solo podrán transmitirse total o parcialmente con la previa autorización de la Secretaría, la cual será otorgada si:

- I. El permisionario y el que pretende adquirir solicitan la autorización conjuntamente y por escrito, y
- II. Se acompañan los documentos que acrediten la personalidad del cesionario y que demuestren que reúne los requisitos señalados por la Ley y este Reglamento para ser permisionario en la actividad o actividades de que se trate.

Artículo 95. La Secretaría podrá pedir a los solicitantes los datos, documentos y aclaraciones que estime necesarios para emitir su decisión y, con tal objeto, les concederá un término de hasta diez días hábiles para su presentación.

Artículo 96. Si la Secretaría no encuentra motivo de objeciones, aprobará la solicitud en un plazo de veinte días hábiles a partir de la fecha de integración del expediente, para lo cual los solicitantes deberán presentar el contrato que formalice la cesión de derechos del permiso y la enajenación de las instalaciones relacionadas con el mismo. Dicho contrato deberá contener una cláusula que determine expresamente que el adquirente asume todos los derechos y obligaciones emanados del permiso.

Artículo 97. En adición a lo anterior, los derechos y obligaciones emanados de un permiso podrán ser transferidos, incluyendo las instalaciones correspondientes, por vía sucesoria o por adjudicación judicial. Para tales efectos los interesados deberán:

- I. Presentar solicitud en la que se indique la causa de la misma;
- II. Acompañar los documentos que acrediten la personalidad de quien ejerza los derechos correspondientes y que demuestren que cumplen con los requisitos señalados por la Ley y este Reglamento para ser permisionarios, según las actividades de que se trate, y
- III. Presentar la documentación que acredite al solicitante como causahabiente de los derechos.

Artículo 98. Cumplidos los requisitos anteriores, y con la opinión de la Comisión, en su caso, la Secretaría autorizará la transferencia en un plazo de veinte días hábiles.

Artículo 99. Los permisos a que se refiere este Reglamento terminarán:

- I. Por expiración del plazo de los mismos, en su caso;
- II. Por disolución o, en su caso, por causa de muerte o incapacidad del permisionario;
- III. Por extinción de la concesión o asignación de uso o aprovechamiento de aguas nacionales, en su caso;
- IV. Por renovación dictada por el titular de la Secretaría, en los siguientes supuestos:
 - a) Cuando el permisionario haya sido sancionado reiteradamente por vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica;
 - b) Por transmitir los derechos derivados de un permiso o generar energía eléctrica en condiciones distintas a las establecidas en el permiso, sin la previa autorización de la Secretaría;
 - c) Cuando por cualquier hecho se incumpla de manera grave y reiterada o continua alguna de las disposiciones de la Ley, de este Reglamento, las condiciones del permiso, las normas oficiales mexicanas o las especificaciones técnicas y operativas aplicables.
 - d) Se considerará que el incumplimiento es reiterado cuando el permisionario hubiere incurrido por segunda vez en una falta grave y que el incumplimiento es continuo cuando éste se prolongue por un lapso mayor de cuarenta y cinco días, después de haber sido notificado por la Secretaría que se encuentra en el supuesto de este inciso;
- V. Por caducidad, cuando no se hayan iniciado las obras para la generación de energía eléctrica dentro de un plazo de seis meses contado a partir del señalado en el permiso correspondiente o se suspenda la construcción de las mismas por un plazo equivalente, salvo caso fortuito o fuerza mayor, y
- VI. Por renuncia, que se sujetará a los plazos y términos establecidos en el permiso.



Artículo 100. La Secretaría emitirá la declaración correspondiente previa audiencia de los interesados, al conocer de los supuestos mencionados en las fracciones I a III del artículo anterior. En los casos a que se refieren las fracciones IV y V del mismo artículo, se seguirá el siguiente procedimiento:

Una vez que la causa de revocación o de caducidad sea conocida por la Secretaría, ésta la notificará al permisionario, señalándole un plazo de quince días hábiles, contados a partir del día siguiente al de la notificación, a efecto de que alegue lo que a su derecho convenga y ofrezca las pruebas y defensas que tuviere. Si éste no responde en el término indicado, la Secretaría dictará desde luego la resolución.

Recibida la respuesta del permisionario y a su solicitud, la Secretaría abrirá un período para la recepción y desahogo de las pruebas ofrecidas por él y las que estime pertinentes la Secretaría, atendiendo a la naturaleza de las mismas.

Desahogadas las pruebas y tomando en consideración los elementos aportados por el permisionario, así como las informaciones o datos que estime pertinente solicitar a éste o que haya recabado directamente, la Secretaría dictará la resolución que proceda.

En el procedimiento mencionado se aplicará supletoriamente el Código Federal de Procedimientos Civiles.

Las resoluciones de revocación o de caducidad serán publicadas en el Diario Oficial de la Federación y se comunicarán a las dependencias competentes según el caso.

SECCIÓN SÉPTIMA.- DE LA COGENERACIÓN

Artículo 103. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley, se entiende por cogeneración:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Artículo 104. Para la obtención y aprovechamiento de un permiso de cogeneración, será indispensable que:

- I. La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:
 - a) Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o
 - b) Sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate, y
- II. El permisionario se obligue a poner sus excedentes de energía eléctrica a disposición de la Comisión, de acuerdo con lo previsto en la sección cuarta de este capítulo.

Artículo 105. Con las solicitudes de permisos de cogeneración, deberá acompañarse, además de los documentos a que se refiere el artículo 83, un estudio de la instalación, incluyendo como mínimo:

- I. La descripción general del proceso;
- II. Los diagramas del proceso, balances térmicos y requerimientos específicos de combustibles;
- III. La disponibilidad de excedentes de potencia y energía eléctrica esperada, por día típico, formulada en forma mensual y anual, y
- IV. (DEROGADA, D.O.F. 25 DE JULIO DE 1997)

Artículo 106. Podrán otorgarse permisos de cogeneración a personas distintas de los operadores de los procesos que den lugar a la cogeneración.



En este supuesto, la solicitud deberá ser firmada también por los operadores, quienes acompañarán copia certificada del convenio celebrado al respecto o el instrumento en que conste la sociedad que hubieren constituido para llevar a cabo el proyecto.

Artículo 107. (DEROGADO, D.O.F. 25 DE JULIO DE 1997)

SECCIÓN DECIMOTERCERA.- DE LOS CONVENIOS PARA LA ADQUISICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 135. Para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público, tanto en el largo como en el corto plazo, la Comisión celebrará convenios con los titulares de permisos de generación, de acuerdo a lo siguiente:

- I. Con los adjudicatarios de las convocatorias a que se refiere la sección anterior, se celebrarán convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y se convengan, conforme a las reglas de despacho dispuestas por este Reglamento, las compras de energía;
- II. Con los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración, conforme a las metodologías que expida la Secretaría, según la modalidad que se trate, la Comisión podrá celebrar convenios en los que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho, atendándose a lo siguiente:
 - a) Hasta por 20 MW cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 MW;
 - b) Hasta con el cincuenta por ciento de su capacidad total cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total superior a 40 MW, y
 - c) Hasta la totalidad de la producción excedente de los permisionarios de cogeneración.

El porcentaje que se establece en el inciso b) anterior podrá ser modificado por la Secretaría, conforme a las necesidades de energía que requiera la prestación del servicio público y al nivel de reserva de energía del Sistema Eléctrico Nacional.

- III. Con los demás permisionarios podrán celebrarse convenios en los que se acuerden las compras de energía según las reglas de despacho.

Los convenios a que se refiere la fracción I se formalizarán dentro de un plazo de ciento ochenta días contados a partir de la fecha de comunicación del fallo. Este plazo podrá ampliarse hasta ciento veinte días adicionales a solicitud de la convocante por causas justificadas y previa opinión de la Secretaría.

En el cumplimiento de dichos convenios la Comisión no gozará de privilegios o trato preferencial alguno fuera de los que la Ley y este Reglamento establecen.

La Comisión sólo podrá negarse a convenir con los permisionarios a que se refieren las fracciones II y III cuando las condiciones o términos que éstos ofrezcan no satisfagan los requisitos de los artículos 36 bis de la Ley y 124 de este reglamento, o cuando la prestación del servicio público de energía eléctrica no requiera de dichos excedentes.

Los convenios a que se refieren las fracciones II y III de este artículo que celebre la Comisión con permisionarios que sean entidades de la Administración Pública Federal, o bien, personas morales de las que formen parte dichas entidades, se sujetarán a lo previsto por la Ley y este reglamento, en particular lo señalado por el artículo 126.

Los términos y condiciones de los convenios a que se refiere este artículo deberán celebrarse de manera equitativa y no discriminatoria para todos los permisionarios. Asimismo, se deberá atender lo dispuesto por el artículo 76 de este reglamento.

Artículo 136. Los convenios a que se refiere el artículo anterior podrán tener la duración que determinen las partes, pero en ningún caso podrán exceder la vigencia del permiso de generación del titular con quien se suscriba el convenio. Dichos convenios podrán establecer los mecanismos necesarios para su prórroga.



Artículo 137. Cada convenio deberá referirse a la adquisición de energía eléctrica a partir de una sola planta de generación, conforme a lo considerado en un permiso de generación determinado. Cuando una misma persona proporcione a la Comisión energía eléctrica proveniente de plantas de generación comprendidas en varios permisos, deberán celebrarse convenios por separado.

Artículo 138. Los convenios con los adjudicatarios de convocatorias deberán contener, cuando menos, lo siguiente:

- I. La capacidad de generación de energía eléctrica que el permisionario ponga a disposición de la Comisión a lo largo del plazo de que se trate;
- II. Los términos y condiciones aplicables a la capacidad de generación puesta a disposición de la Comisión, y a las entregas de energía eléctrica a la misma, en situaciones ordinarias o de emergencia;
- III. Las fórmulas relevantes que serán aplicadas, o las reglas y definiciones que se utilizarán, para la determinación de:
 - a) Los pagos de la Comisión por la capacidad de generación puesta a su disposición;
 - b) Los pagos de la Comisión por la energía eléctrica que le sea entregada en situaciones ordinarias o de emergencia;
 - c) Los incentivos o ajustes por disponibilidad de la capacidad que se ponga a disposición de la Comisión, y
 - d) Los factores de actualización a través del tiempo de los pagos mencionados en los incisos a) y b);
- IV. El plazo o vigencia del convenio;
- V. Las condiciones técnicas que deberá satisfacer la energía eléctrica, incluyendo:
 - a) La definición del punto de interconexión en donde se entregará dicha energía a la red para el servicio público;
 - b) Lo relativo a la medición que se hará de la energía eléctrica entregada, y
 - c) La tensión.
- VI. Las penas convencionales y sanciones aplicables por incumplimiento de lo previsto en el convenio, que sea imputable al permisionario o a la Comisión, y
- VII. La jurisdicción a que se sometan las partes conforme al artículo 45 de la Ley y, en su caso, las reglas de arbitraje para cuestiones de carácter técnico.

Los convenios con los permisionarios a que se refieren las fracciones II y III del artículo 135 consignarán en lo conducente cuando menos los datos indicados en las fracciones IV a VII de este artículo.

Artículo 139. Los permisionarios que vendan energía eléctrica a la Comisión, tendrán en relación a los convenios que celebren, las siguientes obligaciones:

- I. Abstenerse de reparar, desconectar o de cualquier forma intervenir los instrumentos de medición pertenecientes a la Comisión que se empleen conforme al inciso b) de la fracción V del artículo anterior;
- II. Proveer, operar y efectuar el mantenimiento de las instalaciones necesarias para la transmisión, transformación, medición, protección y control de la energía eléctrica conforme a las normas oficiales mexicanas y a las especificaciones aplicables expedidas por la Comisión y aprobadas por la Secretaría, desde la planta generadora hasta el punto de interconexión, sin perjuicio de los acuerdos entre las partes; y
- III. Sujetarse en lo relativo a las entregas, a las reglas de operación del sistema eléctrico nacional que establezca la Comisión y despachar la carga de conformidad con las mismas y lo previsto al respecto en este Reglamento.

Artículo 140. La Comisión, frente a los particulares con quienes suscriba los convenios respectivos, tendrá las siguientes obligaciones:

- I. Pagar en la fecha y forma acordadas;
- II. Notificar con anticipación suficiente al permisionario con quien celebre el convenio, sobre cualquier suspensión temporal en las entregas de la energía eléctrica, de acuerdo con el convenio



respectivo, resultante de operaciones de mantenimiento o reparación de las instalaciones de la Comisión, salvo en situaciones de emergencia, e

III. Informar oportunamente al permisionario de los despachos previstos.

Artículo 141. En casos de emergencia en el sistema eléctrico nacional, la Comisión podrá desconectar generadores y tomar las medidas necesarias para mitigar el efecto adverso de que se trate. Dichas medidas serán suspendidas en el momento en que cese la emergencia. A solicitud del afectado la Secretaría podrá requerir a la Comisión un informe razonado de las causas que dieron origen a las medidas indicadas.

En tales situaciones, toda entrega de energía y disposición de capacidad adicional a la pactada en las respectivas condiciones contractuales establecidas entre el permisionario y la Comisión será objeto de una contraprestación en favor del aportante, equivalente al valor de mercado de la energía o capacidad de que se trate.

Artículo 142. Tanto el permisionario como la Comisión serán responsables de instalar y ajustar sus equipos de protección y control, de manera tal que les eviten posibles daños en sus instalaciones por disturbios internos y externos.

SECCIÓN DECIMOCUARTA.- DE LAS REMUNERACIONES

Artículo 143. Las remuneraciones a los permisionarios a quienes se les hubiera adjudicado el contrato por el que se ponga la capacidad de generación a disposición de la Comisión para las compras de energía eléctrica mediante el procedimiento de convocatorias previsto en este capítulo, se fijarán en función de un pago por capacidad, ajustado por un factor de disponibilidad, y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 144 a 146.

Artículo 144. Los pagos por capacidad y energía deberán reflejar, respectivamente, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario. La información sobre estos costos y las fórmulas para su cálculo deberán coincidir con lo manifestado en la propuesta con base en la cual le fue adjudicado, en la convocatoria correspondiente, el contrato respectivo.

Los costos mencionados en el párrafo anterior, tanto en el caso de los fijos como en el de los variables, deberán incluir los relativos a la generación, así como también los correspondientes a la transmisión hasta el punto de interconexión en que incurra el permisionario.

Artículo 145. El pago por capacidad se ajustará cada mes aplicando un coeficiente calculado en función del factor de disponibilidad observado para dicho lapso. Dicho coeficiente, de acuerdo con lo que se prevea en los convenios de adquisición correspondientes, será:

- I. Idéntico a la unidad, cuando el factor de disponibilidad observado se encuentre dentro de los valores previstos;
- II. Mayor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea superior al valor alto previsto;
- III. Menor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea menor al valor bajo previsto, e
- IV. Igual a cero, cuando el factor de disponibilidad sea inferior al mínimo previsto.

Artículo 146. En los convenios mencionados en los artículos anteriores podrán incluirse, por acuerdo de las partes, fórmulas de actualización para los pagos que realice la Comisión. Tales fórmulas tendrán como propósito actualizar el importe de los pagos, entre otras cosas, en lo tocante a los precios de los combustibles.

Artículo 147. Las remuneraciones por la capacidad puesta a disposición de la Comisión en los convenios a que se refiere la fracción II del artículo 135, se determinarán conforme a la metodología que elabore la Comisión y que sea aprobada por la Secretaría. Las remuneraciones por la energía entregada a la Comisión, en los convenios relativos a las fracciones II y III del artículo 135, se determinarán al final de cada mes aplicando a la energía medida en el punto de interconexión, el precio que de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 152, fracción II, hubiere propuesto el permisionario en cuestión.

SECCIÓN DÉCIMOQUINTA.- DEL DESPACHO



Artículo 148. La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de la Comisión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento.

Los administradores deberán observar reglas comunes para la adecuada operación del sistema eléctrico nacional.

Artículo 149. En los términos del artículo 36-Bis de la Ley, la Comisión en sus operaciones de control de las entregas que hacen a la red de transmisión para el servicio público las distintas plantas de generación, tanto las pertenecientes a la propia Comisión como las de los particulares con los que dicha entidad tenga convenio, aceptará las entregas de energía eléctrica estrictamente en el orden creciente de su respectivo costo total de corto plazo o precio propuesto según sea el caso, hasta lo que se requiera para satisfacer en cada momento la demanda.

Artículo 150. Lo previsto en el artículo anterior deberá atenderse por la Comisión en todo momento como regla permanente, salvo por razones de seguridad o en circunstancias y condiciones de emergencia técnica en las que por fuerza mayor o caso fortuito el servicio de energía eléctrica pudiera interrumpirse, restringirse o sufrir daño considerable.

Artículo 151. La Comisión notificará por los medios idóneos, al comienzo de cada mes, a cada uno de los productores externos con los que tenga celebrados convenios para la adquisición de energía eléctrica, acerca de los pronósticos de energía eléctrica que se despachará del productor respectivo en promedio, durante cada uno de los siguientes tres meses. Los pronósticos mencionados se elaborarán por la Comisión considerando las previsiones sobre la demanda de energía eléctrica, la disponibilidad de todos los generadores, las condiciones operativas de la red en las distintas zonas geográficas, la normatividad en materia ambiental y los precios de los diferentes energéticos. Esta notificación no tendrá carácter vinculatorio para la Comisión, ni creará derechos para los productores externos.

Artículo 152. Cada uno de los productores externos con los que la Comisión tenga convenio, dará a conocer a dicha entidad cinco días antes del comienzo de cada periodo:

- I. El costo total de corto plazo de su energía eléctrica para despacho en dicho periodo, calculado de acuerdo a las fórmulas convenidas tratándose de los permisionarios a que se refiere la fracción I, del artículo 135, y
- II. El precio al que ofrezcan entregar energía y la cantidad máxima de ésta, para las horas base, intermedio y pico del periodo mencionado, tratándose de permisionarios a que se refieren las fracciones II y III del artículo 135.

La duración del período al que se refiere este artículo la determinará la Comisión y, previa autorización de la Secretaría, la comunicará a todos los permisionarios con los que tenga celebrado convenio.

Artículo 153. La Comisión proporcionará, a cada uno de los productores externos con los que tenga celebrado convenio, por los medios idóneos, a más tardar a las quince horas de cada día el programa de despacho, hora por hora para el día siguiente, detallado para dicho productor.

Tal programa se elaborará con apego al artículo 149, tomando en consideración la estimación de la demanda, el área geográfica del productor y las restricciones de la red; la disponibilidad hidráulica; la disponibilidad de todas las unidades generadoras; las cargas interrumpibles; y los costos totales de corto plazo de la energía eléctrica o precios ofertados por todos los productores.

SECCIÓN DERCIMOSEXTA.- DE LOS SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Artículo 154. Los permisionarios podrán solicitar el servicio de transmisión a la Comisión. La prestación de este servicio se hará mediante convenio e implicará una contraprestación económica a favor de dicho organismo conforme a lo previsto en esta sección.



Artículo 155. La Comisión, cuando exista la posibilidad de transmitir energía eléctrica adicional con las instalaciones existentes, brindará el servicio de transmisión a los permisionarios que lo soliciten, dando preferencia a quien lo solicite primero.

Cuando no pueda brindar el servicio por existir impedimento técnico, la Comisión lo comunicará por escrito al solicitante, expresando las razones de la negativa. En caso de no estar conforme con las razones de la negativa, el solicitante podrá pedir la intervención de la Secretaría.

Artículo 156. Cuando con las instalaciones existentes la Comisión no tenga posibilidad de proporcionar el servicio de transmisión, ésta podrá convenir con el solicitante acerca de la construcción de las instalaciones necesarias, repartiéndose el costo de las inversiones según acuerdo entre las partes, con base en lo dispuesto por la Ley y este Reglamento.

Si la Comisión y el solicitante no llegaran a un acuerdo al respecto, este último podrá pedir la intervención de la Secretaría.

Artículo 157. Los particulares podrán construir las líneas de conducción de energía eléctrica que requieran para su propio uso, siempre que dichas líneas cumplan con las normas oficiales mexicanas. En caso de que los particulares pretendan interconectarse con la red del servicio público, será necesaria la celebración previa del contrato respectivo con el suministrador.

Artículo 158. Los cargos por servicio de transmisión que brinde la Comisión a los particulares, se calcularán tomando en cuenta los costos en que ésta incurra para proporcionar dicho servicio, con el detalle regional que se considere relevante. La metodología respectiva será propuesta por la Comisión y aprobada por la Secretaría y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Al calcular los costos en que incurre para proporcionar el servicio de transmisión a un solicitante, la Comisión deberá considerar las soluciones técnicas que permitan brindar el servicio requerido al menor costo, incluyendo el intercambio de energía eléctrica entre distintas áreas de control, siempre que en este intercambio se garantice que no habrá perjuicio para la calidad, estabilidad y seguridad del servicio público en las áreas de control de que se trate. El solicitante podrá someter a la Comisión propuestas o sugerencias técnicas que faciliten a dicho organismo la determinación del modo en que se transmitirá o intercambiará la energía eléctrica al menor costo.

En caso de existir diferencias entre el solicitante y la Comisión respecto al arreglo técnico que se practicará para transmitir o intercambiar la energía eléctrica incurriendo en el menor costo, el solicitante podrá pedir la intervención de la Secretaría.

Artículo 159. Los cargos por otros servicios que de manera conexas a la transmisión deban pagar los particulares, se considerarán por separado y formarán parte, en su caso, de los convenios correspondientes.

Los derechos y obligaciones emanados de un convenio relativo a servicios de transmisión u otros servicios conexos, podrán transferirse entre los particulares, previa autorización de la Secretaría.

Artículo 160. El cargo que se establezca en el convenio respectivo por el servicio de transmisión, así como por los que de manera conexas brinde la Comisión, será aprobado por las autoridades competentes y podrá ser revisado de acuerdo con los índices aplicables que se establezcan en la metodología prevista en el artículo 158.

SECCIÓN DECIMOSÉPTIMA.- DE LA VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR LA COMISIÓN A LOS PERMISIONARIOS

Artículo 161. Cuando un productor externo requiera capacidad de respaldo, la Comisión se la proporcionará, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas que lo impidan, mediante la celebración del contrato de suministro respectivo.

Se entenderá por impedimento técnico y por razones económicas que lo impidan, lo previsto en el artículo 20. En los contratos a que se refiere este artículo se preverán los mecanismos aplicables en caso de ajuste, modificación o reestructuración de las tarifas de respaldo.



Artículo 162. La tarifa de respaldo regirá para todos los productores externos, y considerará las modalidades que a propuesta de la Comisión aprueben las autoridades competentes.



Siglas y Acrónimos

€c	Centavos de Euro
°C	Grados Centígrados
°F	Grados Farenheit
ACOGEN	Asociación Española de Cogeneración
BCM	Billion Cubic Meter (Mil millones de metros cúbicos)
BMWi	Ministerio Federal de Economía y Tecnología de Alemania
BP	British Petroleum
BTU	British Thermal Unit (Unidad térmica británica)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Combined Heat and Power (Cogeneración)
CO ₂	Dióxido de carbono
CONACYT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
CONAE	Comisión Nacional de Ahorro de Energía
CONUEE	Comisión Nacional de Uso Eficiente de Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DAE	Danish Energy Agency (Agencia Danesa de Energía)
DHC	District Heating and Cooling (Calefacción y enfriamiento distrital)
DKK	Corona Danesa = 2.37 Pesos Mexicanos, Abril 2009
EDAR	Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales
EIA	Energy Information Administration (Administración de información de energía)
EPA	Environmental Protection Agency
FIDE	Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica
GD	Generación distribuída
GEI	Gases efecto invernadero
GW	Giga Watts (1x10 ⁹ Watt)
ICA	Ingenieros Civiles Asociados
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de Energía)
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kWe	Kilo watt eléctrico
lbs	Libras
LNG	Gas Licuado Natural
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MCI	Motor de combustión interna
MMBtu	Un millón de Btu's
Mt	Millón de toneladas
MWth	Mega Watt Térmico
NOM	Norma Oficial Mexicana
NO _x	Óxidos de nitrógenos



PAESE	Programa de Ahorro de Energía Eléctrico
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIE	Productor Independiente de Energía
PJ	Peta Joule (1×10^{15} Joules)
PROMIN	Programa Único de Financiamiento a la Modernización Industrial
Psig	Libras por pulgada cuadrada manométricas
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNG	Sistema Nacional de Gasoductos
SOx	Óxidos de azufre
SUTERM	Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana
TLC	Tratado de Libre Comercio
UE	Unión Europea
VPM	Venta de Primera Mano
WADE	World Alliance for Decentralized Energy
Wh	Watt-hora



Bibliografía

En el caso de los documentos electrónicos consultados, se cita el sitio original de descarga, y a su vez se proporciona una liga de respaldo de descarga directa, con el fin de que el lector pueda consultar dichos documentos aun cuando el sitio original los haya eliminado. Se pone a disposición del lector la siguiente dirección en donde podrá consultar los documentos citados en su conjunto con descarga disponible para su consulta: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/>.

En el caso de artículos disponibles en Internet solamente se cita la fuente con su dirección electrónica.

- ABRAMOV, Andrei. “After a decade of reforms, Russian utilities must adapt”. *The Russia Journal* [en línea]. Número 183, Junio 2001. Disponible en: <http://www.russiajournal.com/node/8844>
- ACOGEN. “Cogeneración en España – Energía Eficiente” 2008. Disponible en: <http://www.acogen.org/sitio/pdfs/54.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/CogeneracionenEspa%C3%B1a.pdf>
- Asociación Nacional de Bancos de Alemania: “The amended German CHP-Law – Essentials features”. Disponible en: http://www.bkww.de/aktuelles/politik/The%20CHP_Law2008.pdf o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/GermanyCHPLaw2008.pdf>
- Austrian Energy Agency. “Latvia Energy Profile”. Disponible en: <http://www.eva.ac.at/enercee/lv/supplybycarrier.en.htm>
- BP. “Statistical Review of World Energy 2008”. Disponible en: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/downloads/pdf/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/statistical_review_of_world_energy_full_review_2008.pdf
- COGEN 3. “Technical Report: Available Cogeneration Technologies in Europe, Part I Definitions and Systems”. Disponible en: <http://www.cogen3.net/doc/TechRep-Part1.zip> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/TechRep-Part1.pdf>
- COGEN 3. “Technical Report: Available Cogeneration Technologies in Europe, Part II Technologies and Products”. Disponible en: <http://www.cogen3.net/doc/TechReportPartII.zip> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/TechReportPartII.pdf>



- COGEN Europe. “Cogeneration in Europe”. Disponible en:
http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/international/bilateral/india/energy/doc/eu_india_3/res/riddoch_cogen_europe_2007.pdf o en:
http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/riddoch_cogen_europe_2007.pdf
- COGEN Europe. “Essentials of CHP in the Netherlands”. Disponible en:
http://www.cogen.nl/publicat/Essentials_of_CHP_in_the_Netherlands_5.pdf o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/EssentialsofCHPintheNetherlands.pdf>
- COGEN Europe. “The Future of CHP in the European Market – The European Cogeneration Study”. Disponible en:
http://tecs.energyprojects.net/links/final_publishable_report.pdf o en:
http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/EuropeanCogenerationStudy_final_publishable_report.pdf
- Comisión Europea. “Directiva de la Unión Europea 2000/76/CE”. Disponible en:
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2000:332:0091:0111:ES:PDF> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Directiva2000-76-CE.pdf>
- Comisión Europea. “Directiva 2004/8/CE”. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2004:052:0050:0060:ES:PDF> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/DIRECTIVA2004-8-CEDELPARLAMENTOEUROPEOYDELCONSEJO.pdf>
- Comisión Europea. “Decisión de la Comisión 2007/74/CE”. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2007:032:0183:0188:ES:PDF> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/DECISION2007-74-CEDELPARLAMENTOEUROPEOYDELCONSEJOespa%C3%B1ol.pdf>
- CONUEE: “Ahorros Estimados por la Aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética”:
http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/NOM_Conae_ahorros_estimados
- CONUEE. “Guía de gestiones para implementar una planta de cogeneración en México”. Disponible en:
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/2109/1/images/guiagestionesconae.ppt> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/guiagestionesconae.pdf>
- CONUUE. “Iniciativa para el fomento de la cogeneración, Subcomisión para Promover Proyectos de Cogeneración”. Febrero de 2005. Disponible en:
<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3707/2/iniciativacog220205.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/iniciativacog220205.pdf>



- CONUEE. “Resumen de la Reunión I de la Subcomisión para promover proyectos de cogeneración”. Disponible en:
http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_708_reunion_i
- Danish Energy Agency. “Energy Statistics 2007”. Disponible en:
http://www.ens.dk/graphics/UK_Facts_Figures/Statistics/yearly_statistics/2007/energy%20statistics%202007%20uk.pdf o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Denmark-energystatistics2007.pdf>
- Danish Energy Agency. “Heat Supply in Denmark – Who, what, where and why”. 2005. Disponible en: <http://www.ambbudapest.um.dk/NR/rdonlyres/117FB310-C399-4B6C-81D0-B0382195E814/0/varmeforsyningengelsk.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/HeatSupplyDenmark.pdf>
- DE ARMAS, Teyra, et al. “La generación descentralizada”. *Revista Energía y Tú*. No. 27, Julio/Septiembre 2004, p. 33-39.
- Energiategollisuus. “Energy Year 2008 Electricity”. Disponible en:
<http://www.energia.fi/en/news/energy%20year%202008%20electricity.html>
- Energiategollisuus. “Production and Foreign Trade of Energy”. Disponible en:
<http://www.energia.fi/fi/tilastot/sahkotilasto/tuotanto/sahkontuotantojaulkomaankauppa>
- Energy Information Administration. “Russia profile”. Disponible en:
http://tonto.eia.doe.gov/country/country_energy_data.cfm?fips=RS
- Energy Research Centre of the Netherlands (ECN): “High-efficiency cogeneration in the Netherlands - Analysis of the Potential for High-efficiency Cogeneration and Overview of Barriers and Recent Developments 2007”.
- Environmental Protection Agency. “Technology Characterization: Steam Turbines” Diciembre 2008. Disponible en:
http://epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_steam_turbines.pdf o en:
http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/catalog_chptech_steam_turbines.pdf
- EPA- Calculadora de emisiones de cogeneración:
<http://epa.gov/chp/basic/calculator.html>
- Eurogas. “Annual Report 2007-2008”. Disponible en:
<http://www.eurogas.org/uploaded/Final%20version%20Annual%20Report%20as%20of%20231208.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/FinalversionAnnualReportasof231208.pdf>



- Eurostat. “Combined heat and power generation (% of gross electricity generation)”. Disponible en:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=1996,39140985&_dad=portal&_schema=PORTAL&screen=detailref&language=en&product=REF_TB_energy&root=REF_TB_energy/t_nrg/t_nrg_quant/tsien030

- Eurostat. “Energy Yearly Statistics 2006”. Disponible en:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-08-001/EN/KS-PC-08-001-EN.PDF o en:<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Energy-Yearlystatistics2006.PDF>

- FLIN, David. “Gas Turbine Efficiency”. *Cogeneration and OnSite Power Production Magazine* [en línea]. Septiembre 2005. Disponible en:
http://www.cospp.com/display_article/273000/122/ARTCL/none/TECHS/1/Gas-turbine-efficiency/

- Helsingin Energia. “DH a convenient and environmentally friendly heating method”. Disponible en: <http://www.helen.fi/sljeng/kaukolampo.html>

- HUNT, James. “Reciprocating Engines Continue to Evolve”. *Cogeneration and OnSite Power Production Magazine* [en línea]. Vol. 9, Número 1, Enero/Febrero 2008. Disponible en:
http://www.cospp.com/display_article/321141/122/ARCHI/none/none/1/Reciprocating-engines-continue-to-evolve/

- IEA. “CHP/DHC Score Card: Germany”. Disponible en:
<http://www.iea.org/G8/CHP/profiles/germany.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Germany.pdf>

- IEA. “CHP/DHC Score Card: Denmark”. Disponible en:
<http://www.iea.org/G8/CHP/profiles/denmark.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Denmark.pdf>

- IEA. “CHP/DHC Score Card: Finland”. Disponible en:
<http://www.iea.org/G8/CHP/profiles/Finland.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Finland.pdf>

- IEA. “CHP/DHC Score Card: Netherlands”. Disponible en:
<http://www.iea.org/G8/CHP/profiles/Netherlands.pdf> o en:
<http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Netherlands.pdf>

- IEA. “Combined Heat and Power – Evaluating the benefits of greater global investments” 2008. Disponible en:
http://www.localpower.org/documents/reporto_iea_chpwademodel.pdf o en:
http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/reporto_iea_chpwademodel.pdf



- IEA. “Denmark – Answer to a Burning Platform: CHP/DH”. 2007. Disponible en: <http://www.iea.org/g8/chp/docs/denmark.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Denmark%E2%80%93Answer%20to%20a%20Burning%20Platform%20CHP-DHC.pdf>
- IEA. “Energy Statistics Manual”. Septiembre 2004”. Disponible en: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/statistics_manual.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/statistics_manual.pdf
- INEGI. “Producto Interno Bruto”. Disponible en: <http://www.inegi.org.mx/inegi/default.aspx?s=est&c=1618&e=&i=>
- JUTGLAR BANYERAS, L. “Cogeneración de calor y electricidad”. CEAC, Barcelona, 1996.
- KADAMBI, et al. “Conversión de Energía, Ciclos de Conversión de Energía, Vol. 2”. Limusa, México, 1984.
- PEMEX 2006. Iniciaré PEMEX el primer proyecto de cogeneración de energía eléctrica. Boletín de prensa 05.01.2006. <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catid=40&contentID=3743>
- PEMEX: Ley de Petróleos Mexicanos: <http://info4.juridicas.unam.mx/ijure/fed/65/4.htm?s=>
- RWE. “Factbook Generation Capacity in Europe”. Disponible en: <http://www.rwe.com/generator.aspx/investor-relations/presentationen/fakten-kompakt/property=Data/id=481528/de-factbook-juni-2007-2.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/de-factbook-juni-2007-2.pdf>
- SALA LIZARRAGA, Jose Maria. “Cogeneración”. Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco, España, 1994
- SEMARNAT. Norma Oficial Mexicana: NOM-001-SEMARNAT-1996
- SEMARNAT. Norma Oficial Mexicana: NOM-002-SEMARNAT-1997
- SEMARNAT. Norma Oficial Mexicana: NOM-003-SEMARNAT-1997
- SEMARNAT. Norma Oficial Mexicana: NOM-081-SEMARNAT-1994
- SEMARNAT. Norma Oficial Mexicana: NOM-129-SEMARNAT-2006
- SENER. “Balance Nacional de Energía 2007”. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Balance_2007.pdf



- SENER: Procesamiento, Almacenamiento y Transporte de Gas, disponible en: <http://www.sener.gob.mx/webSener/res/403/Elaboraci%C3%B3n%20de%20Gas.pdf> o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Elaboraci%C3%B3ndeGas.pdf>
- SENER. “Prontuario Estadístico del Sector Energético 2008”. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/380/Prontuario_Dic_2008.xls o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/Prontuario_Dic_2008.xls
- SENER. “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2008-2017”. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20Gas%20Natural%202008-2017.pdf o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/ProspectivaGasNatural2008-2017.pdf>
- SENER. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017”. Disponible en: http://www.sener.gob.mx/webSener/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20SE%202008-2017.pdf o en: <http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/ProspectivaSectorElectrico2008-2017.pdf>
- SLOWE, Jon. “Can small make it big? The progress of micro-CHP in world mass markets”. *Cogeneration and OnSite Power Production Magazine* [en línea]. Vol. 7, Número 4, Julio/Agosto 2006. Disponible en: http://www.cospp.com/display_article/261539/122/ARCHI/none/none/1/Can-small-make-it-big?-The-progress-of-micro-CHP-in-world-mass-markets/
- Statistics Finland. “Production of Heat and Electricity by production mode 2007”. Disponible en: http://www.stat.fi/til/salatuo/2007/salatuo_2007_2008-09-26_tie_001_en.html
- VILLARES, M. “Cogeneración”. Fundación Confemetal, Madrid, 2000.
- WADE. “Cogeneration in a High Price Gas Era. 2004”. Disponible en: http://www.cogensp.com.br/cogensp/publicacao/2004/Cogeneration_High_Gas_Price_09112004.pdf o en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/report_gas_price.pdf
- WADE. “World Survey of Decentralized Energy 2006”. Disponible en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/report_worldsurvey06.pdf
- WADE. “Security via Decentralized Energy 2006”. Disponible en: http://sites.google.com/site/cogeneracionmexico/Home/report_security.pdf