



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“TRANSICIÓN CERRADA: ALTERNATIVA
DE AUTOABASTECIMIENTO”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA ELÉCTRICA ELECTRÓNICA

PRESENTA:

ALEJOS GALEANA BRENDA CITLALLI

DIRECTOR DE TESIS: ING. GUILLERMO LÓPEZ MONROY



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., 2008.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por la vida y el alma que me otorgó para vivirla.

A mis padres Fernando y Paula, quienes con infinito amor me han apoyado e impulsado a dar el 100%. Gracias por sus consejos y paciencia; sin ustedes no sería posible este momento.

A mi hermana Abril Atzimba que siempre ha estado conmigo en las buenas y en las malas y que es, sin duda, mi mejor amiga.

A mis abuelos: María Luisa, Alejandro, Ángel, y con reciente partida: Victoria; quienes donde quiera que estén, sé que me cuidan y me quieren.

A mis tías consentidas que me quieren y apoyan cuando las he necesitado más y a sus hijos.

A Verónica, Elizabeth y Laura porque hemos vivido grandes cosas en diferentes épocas y circunstancias.

A mis amigos: Luis mi cuñado, Francisco mi compadre, Roberto, Daniel, Víctor, Dalia, Rolando, Erik, Miguel y demás compañeros que siempre estuvieron conmigo aunque ahora estemos lejos.

A mis sinodales: Ing. Espinosa y Lara, Ing. Hernández Osnaya, Ing. Rojas Gómez e Ing. López Portillo Alcérreca, gracias por el apoyo que me brindaron para dar el último paso en la culminación de mis estudios, en especial al Ing. Guillermo López Monroy por aguantar a "la güera".

Por último, agradezco a mi pequeña nueva familia:

A mi esposo Víctor Jair, por todo su amor, ayuda, y por "empujarme" a terminar esta tesis.

A mi hija Italia Camila, por ser la razón para querer ser una mejor persona cada día. A ti te dedico no sólo mi tesis, sino mi vida. Los amo a los dos.

A todos, gracias.

Con cariño,

Brenda Citlalli Alejos Galeana

*"Me siento y hablo con Dios, y Él sólo se ríe de mis planes."
Robbie Williams*

*"La ciencia avanza de puntillas, no a pasos; éstos hacen
demasiado ruido."
Anónimo*

*"Vale más saber alguna cosa de todo, que saberlo todo de
una sola cosa."
Blaise Pascal*

ÍNDICE



OBJETIVOS	1
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I: PLANTAS GENERADORAS	7
1.1 Generalidades	8
1.1.1 Capacidad Instalada	9
1.1.2 Clasificación de Plantas Generadoras	10
1.2 Plantas Termoeléctricas	11
1.2.1 Clasificación de las Plantas Termoeléctricas	11
1.2.2 Proceso en una planta termoeléctrica tipo vapor	13
1.2.3 Planta Carboeléctrica	15
1.2.4 Ventajas y desventajas de una planta termoeléctrica	16
1.3 Plantas Hidroeléctricas	17
1.3.1 Clasificación de las Plantas Hidroeléctricas	18
1.3.2 Principales componentes de una planta hidroeléctrica	19
1.3.3 Funcionamiento de una planta hidroeléctrica	21
1.4 Plantas Eólicas	23
1.4.1 Consideraciones y factores importantes con respecto al viento	23
1.4.2 Funcionamiento de un aerogenerador	25
1.5 Plantas Nucleoeléctricas	26
1.5.1 Reactor nuclear	27
1.5.2 Combustible nuclear	29
1.5.3 Tipos de Reactores nucleares	30
1.5.4 Funcionamiento de una central nuclear	30
1.5.5 Planta Nucleoeléctrica Laguna Verde	32
1.6 Plantas Geotermoeléctricas	33
1.6.1 Yacimientos geotérmicos	33
1.6.2 Capacidad instalada en México	34
1.6.3 Proceso de una planta geotermoeléctrica	34



1.7 Plantas Solares	36
1.7.1 Conversión de energía	37
1.7.2 Funcionamiento	38
1.7.3 Sistemas solares-térmicos distribuidos	40
CAPÍTULO II: COGENERACIÓN	43
2.1 ¿Qué es Cogeneración?	44
2.2 Antecedentes históricos	45
2.2.1 Desarrollo de la Cogeneración	47
2.2.2 Cogeneración desde el punto de vista jurídico	48
2.3 Cogeneración como sistema de conversión energética	49
2.4 Clasificación de los sistemas de Cogeneración	50
2.4.1 Clasificación de de los sistemas de cogeneración en función de la producción de electricidad y calor	50
2.4.1.1 Sistemas superiores	50
2.4.1.2 Sistemas inferiores	51
2.4.2 Clasificación de los sistemas de cogeneración en función de su tecnología	52
2.4.2.1 Cogeneración con Turbinas de Vapor	52
2.4.2.2 Cogeneración con Turbinas de Gas	53
2.4.2.3 Cogeneración con Ciclo Combinado	55
2.4.2.4 Cogeneración con Motor Alternativo	56
2.4.2.5 Cogeneración con Microturbinas	57
2.5 Ventajas generales de la Cogeneración y sectores de aplicación	58
2.6 Potencial Nacional de Cogeneración	60
CAPÍTULO III: GENERACIÓN DISTRIBUIDA	63
3.1 ¿Qué es generación distribuida?	64
3.2 Antecedentes históricos	66
3.2.1 Antecedentes en México	68
3.3 Beneficios de la generación distribuida	69



3.4 Sistemas de generación distribuida implantados	70
3.4.1 Planta generadora de emergencia	70
3.4.2 Horas pico	71
3.4.3 Generación en zonas inaccesibles	71
3.4.4 Fuente principal de generación	71
3.5 Tecnología usada en sistemas de Generación Distribuida	72
3.6 Interconexión del sistema de Generación Distribuida con los Sistemas de Transmisión y de Distribución de la red eléctrica	76
3.6.1 Regulación de voltaje y pérdidas	76
3.6.2 Fluctuaciones de voltaje	77
3.6.3 Aislamiento intencional de la red	78
3.6.4 Impacto sobre los niveles de corto circuito	78
3.6.5 Armónicas	79
3.7 Generación Distribuida desde el punto de vista jurídico	79
CAPÍTULO IV: AUTOABASTECIMIENTO	82
4.1 ¿Qué es autoabastecimiento?	83
4.1.1 Marco legal del autoabastecimiento	83
4.2 Desarrollo del autoabastecimiento	84
4.3 Sistemas de autogeneración eléctrica	88
4.3.1 Sistemas de autogeneración eléctrica convencionales	88
4.3.2 Sistemas de autogeneración alternativas	89
4.4 Horario Punta	90
4.4.1 ¿Qué es carga base?	91
4.5 Ventajas del autoabastecimiento	93
4.6 Potencial Nacional de Autogeneración	93
CAPÍTULO V: LEYES, REGLAMENTOS Y CONVENIOS	96
5.1 Energía, economía y política	97
5.2 Reforma Energética	97
5.2.1 Panorama energético. Definiciones y conceptos.	99



5.3 El nuevo marco regulatorio	102
5.3.1 Energía de respaldo	106
5.3.2 Interconexión	107
5.3.3 Compra de excedentes	108
5.3.3.1 Despacho	108
5.3.3.2 Venta de excedentes menores a 20 MW	109
5.3.3.3 Venta de excedentes mayores a 20 WM	109
5.3.4 Exportación de excedentes eléctricos	110
5.4 Convenios en busca de opciones benignas para el planeta	111
5.4.1 ¿Qué es el Protocolo de Kyoto?	111
5.4.2 Futuro energético de nuestro planeta	112
CAPÍTULO VI: TRANSICIÓN CERRADA	114
6.1 Transferencia Transición Cerrada	115
6.2 Descripción de operación del sistema de transferencia transición cerrada	115
6.2.1 Modo de emergencia	115
6.2.2 Modo de rasurar picos de demanda (Peak shaving)	116
6.3 Ejemplificación de puesta en marcha de un modelo de transferencia de transición cerrada. Caso base: Instituto FONACOT	118
6.3.1 Historial	118
6.3.2 Justificación técnica del proyecto	118
6.3.2.1 Acciones realizadas	120
6.3.3 Requerimientos para tablero de sincronización	121
6.3.3.1 Instalación de equipo de transferencia automática	121
6.4 Análisis Económico de un proyecto de autoabastecimiento	126
6.4.1 Criterios de Evaluación	126
6.5 Estudio de Cuantificación de Ahorro de Energía	130
CAPÍTULO VII: CONCLUSIONES	148
ANEXOS	151

OBJETIVOS



OBJETIVOS

- La utilización de la Autogeneración como una alternativa de ahorro de energía, y no solo como sistema auxiliar para el autoabastecimiento no interrumpido de esta, sino también como una tecnología innovadora que trabaje a la par con el sistema eléctrico en horas pico y así lograr un desarrollo sustentable del país.
- Conocer el panorama energético y el marco regulatorio en torno a la Cogeneración, Generación Distribuida y Autoabastecimiento.
- Diferenciar los tres términos anteriores al igual que remarcar la compatibilidad entre éstos.
- Identificar los sistemas de Autogeneración así como sus ventajas y desventajas.
- Plantear la instalación de un sistema de Autoabastecimiento que trabaje con Transición Cerrada y con esto lograr un ahorro económico.
- Entender que autogenerar como tradicionalmente se ha llevado a cabo es una técnica que está quedando atrás, dando paso a una técnica alternativa de ahorro de energía.

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN

La electricidad es un recurso empleado desde su creación para satisfacer las necesidades de una población en cuanto a alumbrado, calefacción, enfriamiento, para mover y utilizar máquinas, industrias, aparatos domésticos, etc.

Sabemos que cuando el recurso falla, nos vemos en la necesidad de buscar la manera de tenerlo siempre a la mano, y es por ello que se crean las plantas de emergencia para abastecer a lugares que no deben quedar sin el suministro de energía eléctrica en caso de falla del Sistema Eléctrico.

Ahora bien, ¿qué pasaría si esta planta de emergencia fuera utilizada, no sólo en momentos de falla, sino también en horarios de demandas máximas del Sistema Eléctrico Nacional?

Dicha planta no sólo nos abastecería en emergencias, también nos ayudaría a resolver el problema de ahorro económico generando la electricidad para abastecernos en horarios punta.

De eso trata esta tesis en resumidas cuentas, de demostrarnos el ahorro económico que nos proporciona una planta de autoabastecimiento si es utilizada para reducir la demanda máxima y rasurar picos de demanda.

Uno de los propósitos es mostrar la utilización de la Autogeneración como una alternativa de ahorro de energía, y no solo como sistema auxiliar para el autoabastecimiento no interrumpido de esta, sino también como una tecnología innovadora que trabaje a la par con el sistema eléctrico en horas pico y así lograr un desarrollo sustentable del país.



Entender que autogenerar como tradicionalmente se ha llevado a cabo es una técnica que está quedando atrás, dando paso a una técnica alternativa de ahorro de energía, y para ello se plantea la instalación de un sistema de autoabastecimiento que trabaje bajo el mecanismo de Transición Cerrada.

Como punto inicial de la problemática que se presenta y que dio nacimiento a esta tesis era plantearse la situación de disminuir la demanda máxima de energía y las tarifas eléctricas utilizando una planta de autoabastecimiento de energía eléctrica que se encuentre permanentemente sincronizada al sistema, controlando por medios computarizados la demanda y la generación en horas pico, en lugar de sólo utilizar la planta en caso de emergencia, y con esto llevar a cabo un estudio del ahorro económico que representa, además de demostrar que ha sido llevado a cabo con éxito en algunas compañías.

Para llevar a cabo este análisis se hará un estudio retrospectivo de sistemas de autogeneración y su comportamiento cuando operan con el sistema eléctrico. Se recurrirán a estudios y experiencias en el uso de sistemas de autogeneración y los beneficios u obstáculos presentados durante la práctica de los mismos, tomando como referencia casos concretos llevados a cabo en empresas que se autoabastecen para reducir demandas máximas.

Por ello, esta tesis da inicio con un panorama general de plantas generadoras, revisando aspectos importantes sobre las mismas, al igual que su evolución en nuestro país.

Se proporciona una perspectiva tanto histórica como tecnológica de la cogeneración desde los inicios de su puesta en marcha en nuestro país hasta la actualidad. También se exploran todos los aspectos jurídicos y de análisis sobre el potencial de la cogeneración.



Se mencionan las diversas tecnologías empleadas en la generación distribuida, además de que esclarece las dudas sobre la definición de este concepto y su oportunidad de instalación en nuestro país.

El autoabastecimiento, motivo principal de esta tesis, se trata con detalle, aclarando también algunos conceptos como lo es carga base y horario punta fundamentales en un estudio de demanda máxima.

Los artículos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y de su Reglamento referentes al autoabastecimiento, cogeneración, generación distribuida y producción independiente también se analizan, además de tratar algunos puntos sobre el impacto ambiental que la generación de energía eléctrica produce.

También, como parte muy importante de esta tesis, se analiza un caso base de transición cerrada en plantas de autoabastecimiento, el equipo necesario para la transferencia al igual que un estudio de cuantificación de ahorros al emplear esta tecnología para reducir la demanda en horario punta.

Por último, se enlistan las conclusiones a las que se llegaron mediante el análisis del estudio antes mencionado y como repercute en los permisionarios que quieran llevar a cabo el proceso de transición cerrada para reducir el consumo de energía eléctrica proveniente de la empresa suministradora y con ello tener un ahorro significativo, económicamente hablando.

CAPÍTULO I

*Plantas
Generadoras*



CAPÍTULO I

PLANTAS GENERADORAS

1.1 Generalidades

La demanda de energía eléctrica debe su desarrollo al crecimiento demográfico, debido a que se tiene como consecuencia del mismo el incremento de la necesidad de satisfacer ciertos requerimientos de la población como son vivienda, alimento y energéticos. Para éstos últimos debe ser previsto su crecimiento, puesto que la obtención de la energía no es inmediata y no se podría suministrar cuando la demanda lo requiera. Por ello, debe anticiparse la construcción de las centrales y de las generadoras eléctricas para que se alcance a abastecer adecuadamente el crecimiento de la población y su demanda, en el momento que éstos se presenten. Geográficamente, las centrales eléctricas se encuentran distribuidas de la siguiente manera: Hidroeléctricas en el sureste y Termoeléctricas en el área del Golfo.⁽¹⁾

Como se sabe, un sistema eléctrico se constituye básicamente, por una central generadora y un grupo de consumidores interconectados por un sistema de transmisión. De esta manera, la necesidad de transmitir energía eléctrica a mayores distancias obliga a aumentar las tensiones de transmisión y a incrementar la energía transmitida, lo cual genera la instalación de subestaciones y la interconexión entre redes con diferente nivel de tensión.

Esta interconexión trae como ventaja una flexibilidad en el sistema aunque también complejidad en el análisis, diseño y construcción de las diferentes centrales.



Una causa de la interconexión es que al tener la demanda en varios lugares del sistema, se necesita generar en varias centrales que deben contribuir con cierta cantidad de su capacidad instalada para poder satisfacerla.⁽⁴⁾

En una curva típica de demanda se puede observar que hay variaciones sensibles en el consumo de potencia a las diferentes horas del día y ciertas épocas del año, particularmente en cuanto a la demanda por alumbrado se refiere o bien demanda por calefacción o aire acondicionado.

Un aspecto importante a considerar es que de acuerdo con las curvas de consumo o demanda de energía eléctrica, las centrales generadoras se pueden emplear para cubrir lo que se conoce como la demanda base o bien para cubrir los picos de demanda, es decir los excesos de demanda sobre la demanda media, en periodos más o menos cortos de tiempo. Es común que por razones de operación que las centrales termoeléctricas cubran la demanda base y las hidroeléctricas los picos de demanda, teniendo en cuenta los tiempos necesarios para poner en marcha las unidades generadoras. La interconexión con la red eléctrica se hace en algunos segundos o fracciones de segundo.

1.1.1 Capacidad instalada

Potencia o capacidad instalada: Esta cantidad representa la suma de todas las cargas instaladas en un sistema por lo que también se le denomina “carga instalada”.⁽⁵⁾

**Tabla 1.1 Capacidad efectiva instalada en el país* ⁽⁹⁾**

Tipo de Generación	Capacidad Efectiva [MW]
Termoeléctrica	22,371.69
Hidroeléctrica	11,054.90
Carboeléctrica	2,600.00
Geotermoeléctrica	959.50
Eoloeléctrica	85.48
Nucleoeléctrica	1,364.88
Termoeléctrica (productores independientes)	11,456.90
TOTAL	49,893.34

*Al mes de marzo de 2008.

1.1.2 Clasificación de Plantas Generadoras

Las plantas generadoras se dividen de acuerdo al servicio que desempeñan:

- Para carga base: Consiste en el suministro de energía continua con una carga constante. Son centrales destinadas a suministrar la mayor parte de la energía eléctrica que demanda un sistema en forma continua. Por lo general son centrales termoeléctricas, algunas hidroeléctricas y nucleoeléctricas.
- Para carga pico: Son aquellas que suministran la energía eléctrica en las horas de demanda pico. Pueden ser centrales hidroeléctricas que operen en forma combinada para carga base y carga pico ya que tienen la capacidad de regular el flujo de agua de forma rápida con la utilización del depósito de agua, o bien plantas de gas o ciclo combinado que tienen la ventaja de entrar en servicio rápidamente.



- De reserva: Son aquellas que sustituyen en forma parcial o total a las centrales hidráulicas usadas para carga base cuando falta agua o bien se presenta alguna falla en la parte eléctrica. Se trata de pequeñas plantas termoeléctricas o bien termoeléctricas de baja eficiencia.
- De bombeo: Estas centrales son hidroeléctricas en donde se aprovecha el sobrante de potencia en la central durante las horas de poca demanda para llevar el agua de un lago o un río hasta un depósito mediante bombas centrífugas. ⁽⁵⁾

1.2 Plantas Termoeléctricas

Son instalaciones industriales que utilizan la energía química de un combustible transformada en energía calorífica para producir vapor, y por medio de una turbina convertir la energía cinética de este vapor en energía mecánica, la cual se transmite al generador para producir energía eléctrica. ⁽⁹⁾

1.2.1 Clasificación de las Plantas Termoeléctricas

Existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada: ⁽⁹⁾

Turbina de Vapor: Con vapor de agua se produce el movimiento de la turbina acoplada al generador eléctrico.

Turbogas: Con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador.

Motor de Combustión Interna: Con el MCI se produce el movimiento del generador.



Ciclo Combinado: Combinación de las tecnologías de turbogas y vapor. Constan de una o más unidades de turbogas y una de vapor; cada una acoplada a su respectivo generador eléctrico.

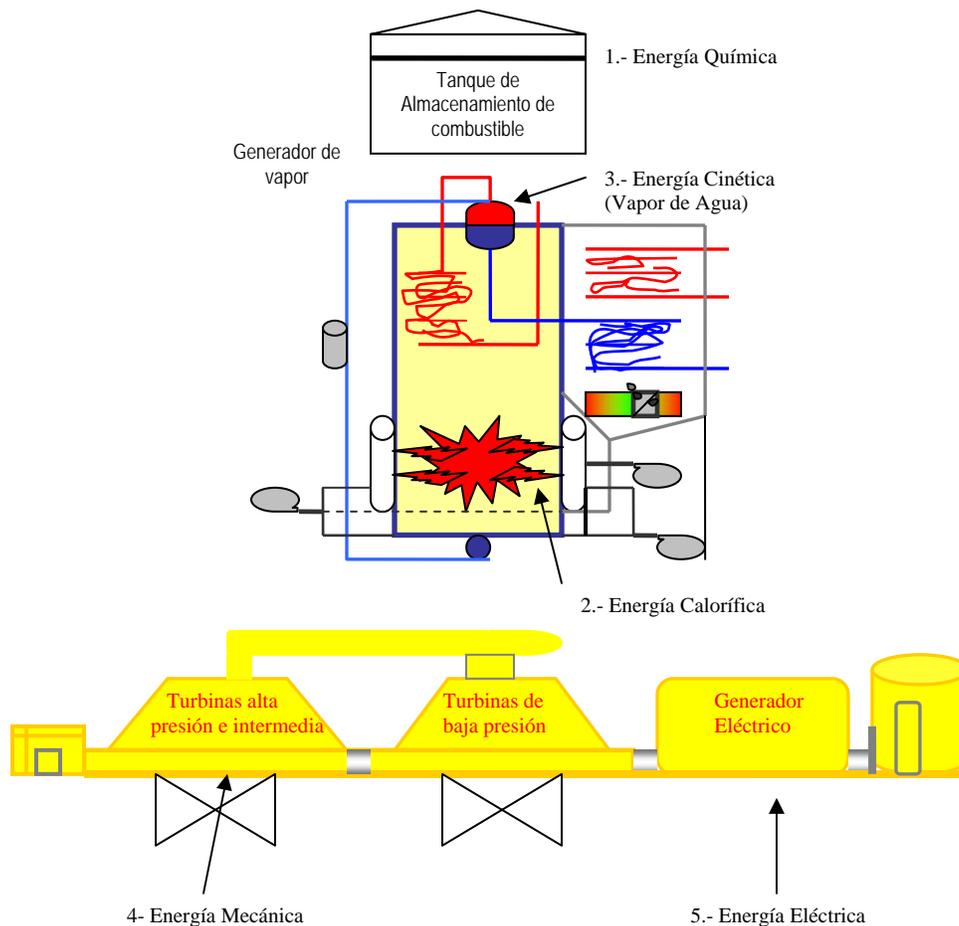


Figura 1.1 Secuencia de transformación de energía⁽¹⁰⁾

Otra clasificación de las plantas termoeléctricas es con respecto al combustible primario para la producción de vapor: ⁽⁹⁾

Vapor: Combustóleo, gas natural y diesel.

Carboeléctrica: Carbón.

Dual: Combustóleo y carbón o combustóleo y gas.

Geotermoeléctrica: Vapor extraído del subsuelo.



Nucleoeléctrica: Uranio enriquecido.

1.2.2 Proceso en una planta termoeléctrica tipo vapor

Una planta termoeléctrica de tipo vapor es una planta en la que mediante la combustión de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural) se transforma calor para producir vapor del orden de los 520°C y presiones entre 120 y 170 kg/cm².

Este vapor se conduce a turbinas que giran a 3600 r.p.m., donde la energía mecánica obtenida se transmite al generador para la producción de energía eléctrica.

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen, el esquema de funcionamiento de estas plantas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Una planta termoeléctrica clásica posee, dentro de la misma planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste.

Si es una planta termoeléctrica de combustóleo, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados. Si es una planta termoeléctrica de gas, los quemadores están diseñados para quemar dicho combustible.

El combustible se introduce en la caldera y los quemadores provocan la combustión del diesel, combustóleo o gas, con la misión de desprender energía calorífica suficiente para calentar una red formada por varios tubos con agua que



tapizan las paredes de la caldera. Esta agua se convierte en vapor a alta temperatura y una vez retirada la humedad de éste, entra a gran presión en la turbina de la planta, la cual consta de tres cuerpos: de alta, media y baja presión, unidos por un mismo eje.

En el primer cuerpo, de alta presión hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los otros dos. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma.

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta energía tras pasar por los transformadores que elevan su tensión a un valor adecuado para su transporte, llegará al sistema de distribución y posteriormente a los centros de consumo.

Por su parte, el vapor, ya sin presión, es enviado a unos condensadores. Allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta agua es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse. ^(3,4)

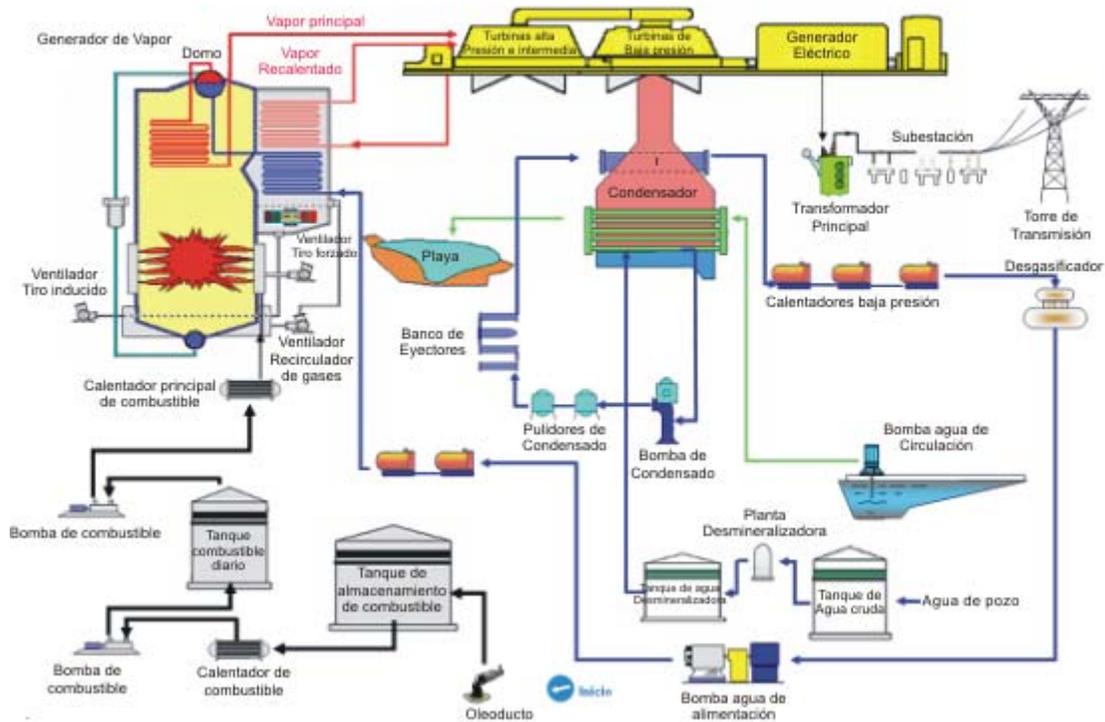


Figura 1.2 Esquema de una planta termoeléctrica tipo vapor⁽⁹⁾

1.2.3 Planta Carboeléctrica

Si se trata de una planta termoeléctrica de carbón, éste es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión y de los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado.

El combustible se introduce en la caldera y los quemadores provocan la combustión del carbón, para desprender calor suficiente para calentar la red de tubos con agua que tapizan las paredes de la caldera. Esta agua se convierte en vapor a alta temperatura y una vez retirada la humedad de éste, entra a gran presión en la turbina de la planta.



El vapor de agua a presión hace girar los álabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje de la turbina hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica.

Esta energía eléctrica tras pasar por los transformadores llegará al sistema de distribución y posteriormente a los centros de consumo.^(3,4)

1.2.4 Ventajas y desventajas de una planta termoeléctrica

Ventajas principales de una planta termoeléctrica: ⁽⁸⁾

- Muchas de las centrales termoeléctricas están diseñadas para permitir quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes.
- El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración, o descargando dicho calor directamente al mar o al río.
- Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la central posee una chimenea de gran altura -las hay de más de 300 metros-, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y precipitadores que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia central.
- Para evitar que el funcionamiento de las centrales termoeléctricas clásicas pueda dañar el entorno natural, estas plantas llevan incorporados una serie de sistemas y elementos que afectan a la estructura de las instalaciones, como es el caso de las torres de refrigeración.



- Para impedir que estas emisiones puedan perjudicar al entorno de la planta, dichas centrales poseen chimeneas de gran altura -se están construyendo chimeneas de más de 300 metros- que dispersan dichas partículas en la atmósfera, minimizando su influencia.

Desventajas de las centrales termoeléctricas: ⁽⁸⁾

- La incidencia de este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica, (calentamiento de las aguas de los ríos por utilización de estas aguas para la refrigeración en circuito abierto).
- La combustión del carbón provoca la emisión al medio ambiente de partículas y ácidos de azufre.

1.3 Plantas Hidroeléctricas

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla, primero en energía mecánica y luego en eléctrica.

La energía hidráulica se produce de forma natural debido a las precipitaciones que se generan por la condensación de vapores que contiene la superficie terrestre. Este vapor se descarga principalmente en forma de lluvia que se convierte en un flujo de agua que circula con cierta caída en un cauce, y es aquí donde se puede instalar una central que aproveche la energía potencial debido al peso y altura del gran volumen de agua que desemboca en mantos acuíferos.



De acuerdo al proceso que lleva este tipo de plantas para la generación de energía eléctrica, se utilizan para abastecer la demanda de una forma constante, es decir, se encuentran en funcionamiento porque además de que la materia prima es renovable y no tiene un alto impacto ambiental, son consideradas una central para carga base.

Este tipo de centrales debe contar con un vaso de almacenamiento de agua debido a que el flujo de agua en los ríos no es constante en todos los meses del año y el valor de la potencia requerida por la demanda es variable durante las distintas horas del día.⁽⁵⁾

1.3.1 Clasificación de las Plantas Hidroeléctricas ⁽⁸⁾

Se clasifican de acuerdo a su salto o caída:

- Baja caída: Para alturas menores a 50 metros.
- Media caída: Para alturas entre 50 y 250 metros.
- Alta caída: Para alturas mayores de 250 metros.

Por su capacidad:

- De pequeña capacidad: Para gastos no mayores a 10 m³ por segundo.
- De mediana capacidad: Para gastos entre 10 y 100 m³ por segundo.
- De gran capacidad: Para gastos mayores de 100 m³ por segundo.

Por la utilización del agua:



- De agua fluyente: Utilizan la energía del agua suministrada en un depósito, pero sin tener ningún control del flujo, teniendo como consecuencia que si el agua excede el límite proyectado, la instalación debe ser reforzada para evitar problemas en la maquinaria.
- En instalaciones con depósito de regulación, los excesos del agua almacenada se pueden utilizar en periodos posteriores evitando así, forzar la maquinaria.

1.3.2 Principales componentes de una planta hidroeléctrica

- La Presa: Se encarga de atajar el río. Con esto se condiciona un determinado nivel de agua antes de la contención y otro nivel después de la misma. El desnivel producido es el que se aprovecha para producir energía. Se clasifican por el material empleado en su construcción en: presa de tierra y presa de hormigón.

- Los Aliviaderos: Son elementos vitales de la presa que liberan parte del agua detenida sin que pase por la sala de máquinas, y con ella también, atender necesidades de riego. Se encuentran en la pared principal de la presa y pueden ser de fondo o de superficie. Se diseñan para que la mayoría del líquido se pierda en una cuenca al pie de la presa, y el agua sale por grandes compuertas de acero que se abren o cierran según sea necesario.

- Tomas de agua: Son construcciones que permiten recoger el líquido para llevarlo hasta la casa de máquinas por medio de canales o tuberías. Se encuentran en la pared anterior de la presa que entra en contacto con el agua embalsada.



- Casa de máquinas: Es la construcción donde se encuentran las máquinas encargadas de la generación, como turbinas y alternadores, además de los elementos de regulación y comando.

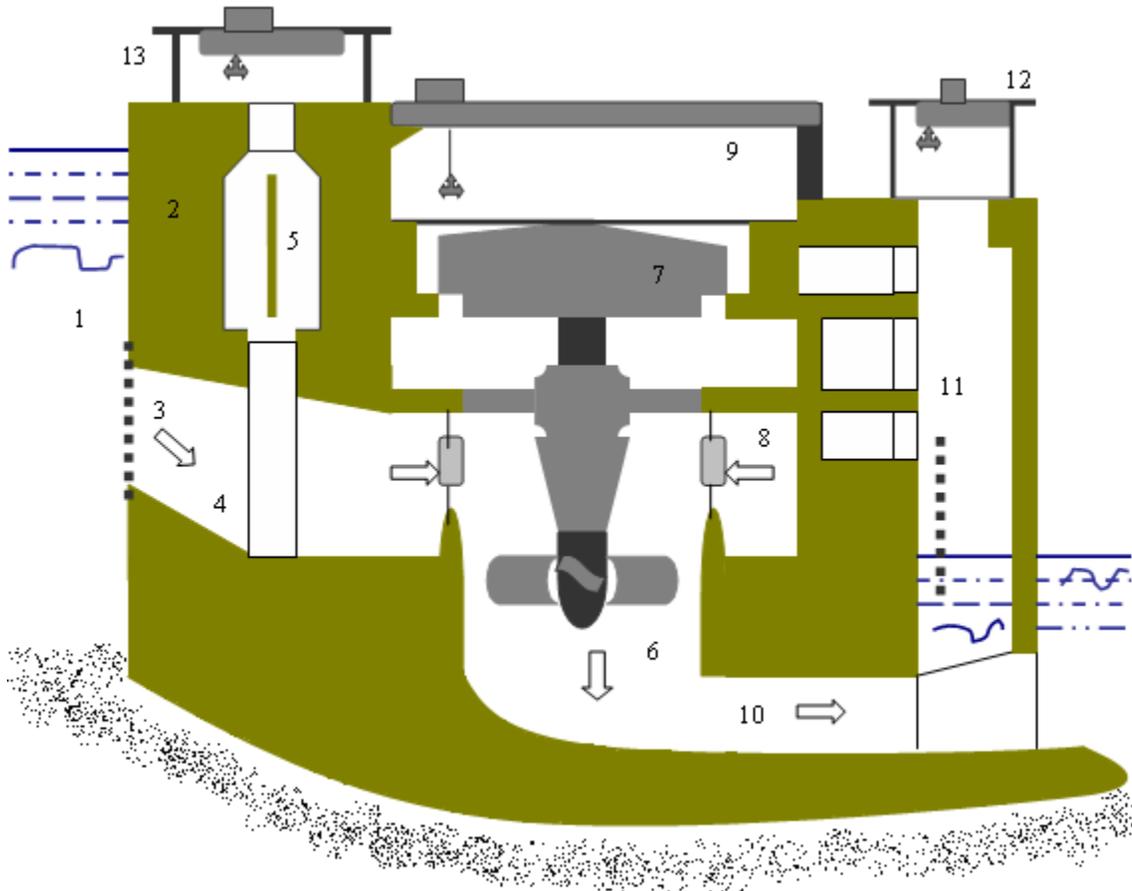


Figura 1.3.- Corte esquemático de una planta hidroeléctrica de caudal elevado y baja caída⁽¹⁰⁾

Las partes que integran la planta de la figura 1.3 son: ⁽⁸⁾

1. Embalse
2. Presa de contención
3. Entrada de agua a las máquinas (toma), con reja
4. Conducto de entrada del agua
5. Compuertas planas de entrada, en posición "izadas".
6. Turbina hidráulica
7. Alternador



8. Directrices para regulación de la entrada de agua a turbina
9. Puente de grúa de la sala de máquinas.
10. Salida de agua (tubo de aspiración)
11. Compuertas planas de salida, en posición "izadas"
12. Puente grúa para maniobrar compuertas de salida.

1.3.3 Funcionamiento de una planta hidroeléctrica

La figura 1.4 nos muestra un esquema general de una planta hidroeléctrica. Un sistema que capta el agua provoca un desnivel que origina una cierta energía potencial acumulada. El paso del agua por la turbina desarrolla en la misma un movimiento giratorio que acciona el generador y produce la corriente eléctrica. ⁽⁵⁾

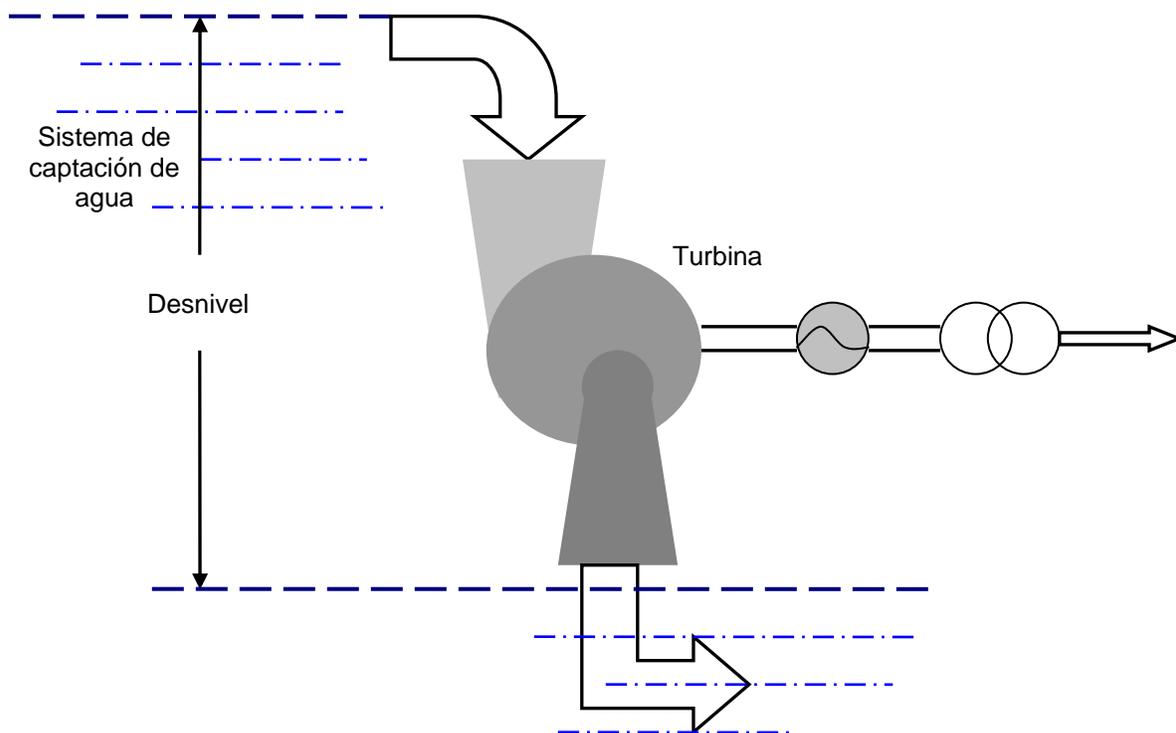


Figura 1.4.- Esquema de una planta hidroeléctrica⁽¹⁰⁾



La presa retiene el agua del río provocando un embalse y un aumento del nivel del agua. Al pie de la presa se encuentra la sala de máquinas que cuenta con grupos turboalternadores.

El agua que proviene del embalse, llega a las turbinas a través de un canal forzado equipado con compuertas y rejas. El agua hace girar el eje de la turbina. Al mismo tiempo, el rotor del alternador gira y un generador de corriente continua genera un campo magnético en las bobinas del rotor, que produce en el embobinado del estator una corriente alterna de mediana tensión.

Con los transformadores se eleva la tensión y, a través del sistema de distribución o directamente, se alimentan las líneas de transmisión.

Algunas ventajas de las plantas hidroeléctricas son: ⁽⁸⁾

- No contaminan, son plantas limpias.
- No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía.
- Los costos de mantenimiento son bajos ya que la turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez, además de requerir poca vigilancia.
- Tienen una duración considerable.
- Se combinan con otros beneficios como riego, protección contra inundaciones, suministro de agua, etc.

Algunas desventajas de estas plantas son: ⁽⁸⁾

- Los costos por kW instalado son generalmente altos.
- La planta generalmente se encuentra lejos del centro de consumo y por lo tanto se requiere la construcción de un sistema de transmisión de, con lo cual aumenta la inversión y a su vez las pérdidas de energía.



- La disponibilidad de energía varía de estación en estación y de año en año.

1.4 Plantas eólicas

La energía eólica es aquella cuyo origen proviene del movimiento de masas de aire, es decir, del viento.

1.4.1 Consideraciones y factores importantes con respecto al viento

El movimiento de las masas de aire se debe principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintos lugares de la tierra, moviéndose de alta a baja presión. A estos vientos se les llama vientos geoestróficos, aunque para la generación de energía eléctrica resultan más importantes los vientos en zonas específicas del planeta, es decir, los vientos locales, como las brisas marinas y vientos de montaña.

Considerando la magnitud de la velocidad del viento como una serie de tiempo con componentes aleatorias de baja, media y alta frecuencia, que son significativamente compensadas debido a la diseminación geográfica de los puntos de explotación interconectados a un mismo sistema eléctrico, únicamente persisten a nivel regional los patrones del viento que acontecen diariamente y por estación.

Estos dos patrones están determinados por las condiciones climatológicas y topográficas de la zona y las condiciones climatológicas generales a lo largo del año, considerando también la altitud y la latitud de los puntos de explotación eoloenergética.



Con el patrón diario del viento considerando su intensidad y el rumbo se puede descifrar la mecánica del viento en la zona, al igual que se pueden localizar los puntos de explotación, así como determinar la “curva de oferta horaria” de generación eléctrica para un conjunto de aerogeneradores. Este patrón diario de generación eléctrica establecido para cada mes, permitirá evaluar el grado de compatibilidad horaria entre la curva de demanda eléctrica en el circuito y el patrón de oferta eléctrica por los aerogeneradores.

También se debe considerar la estacionalidad del viento para poder compararse con la demanda eléctrica.

Estos dos patrones de viento, el horario y el estacional constituyen elementos claves en la generación eoloeléctrica de un sitio de explotación, ya que de la compatibilidad con los patrones de demanda eléctrica horaria y estacional dependerá el porcentaje de generación eólica para cubrir la demanda regional del sistema eléctrico.

En las áreas del norte del país, la demanda eléctrica presenta pico estacional de verano, con máximas horarias entre las diez y las dieciocho horas. En las áreas del sur, el pico estacional es en invierno y las máximas horarias corresponden al período de las dieciocho a las veintidós horas.

La parte central del país tiene en el verano mayor influencia de vientos del Este y Noreste, con tendencia a que los efectos locales lo incrementen vespertinamente. En el sur del Istmo de Tehuantepec los vientos máximos son otoñales con ligero incremento en fase con insolación. El caribe mexicano presenta vientos máximos en marzo y mínimos en agosto y septiembre, con picos horarios en las primeras horas de la tarde en el verano y el otoño, al medio día en invierno y de diecinueve a veintiuna horas en primavera.⁽¹⁾



1.4.2 Funcionamiento de un aerogenerador

Se considera que una central eolieléctrica aporta energía eléctrica pero no capacidad eléctrica, es decir, capacidad disponible a voluntad del operador del sistema, dadas las componentes aleatorias que determinan la velocidad media en períodos de minutos a lo largo del día.

Entonces, un aerogenerador interconectado a la red aporta energía pero no capacidad; un conjunto interconectado aporta energía sin fluctuaciones rápidas de potencia, pero sin aportar capacidad firme, un conjunto de centrales eólicas en una misma región geomórfica aporta energía con menores fluctuaciones horarias y contribuye con capacidad.

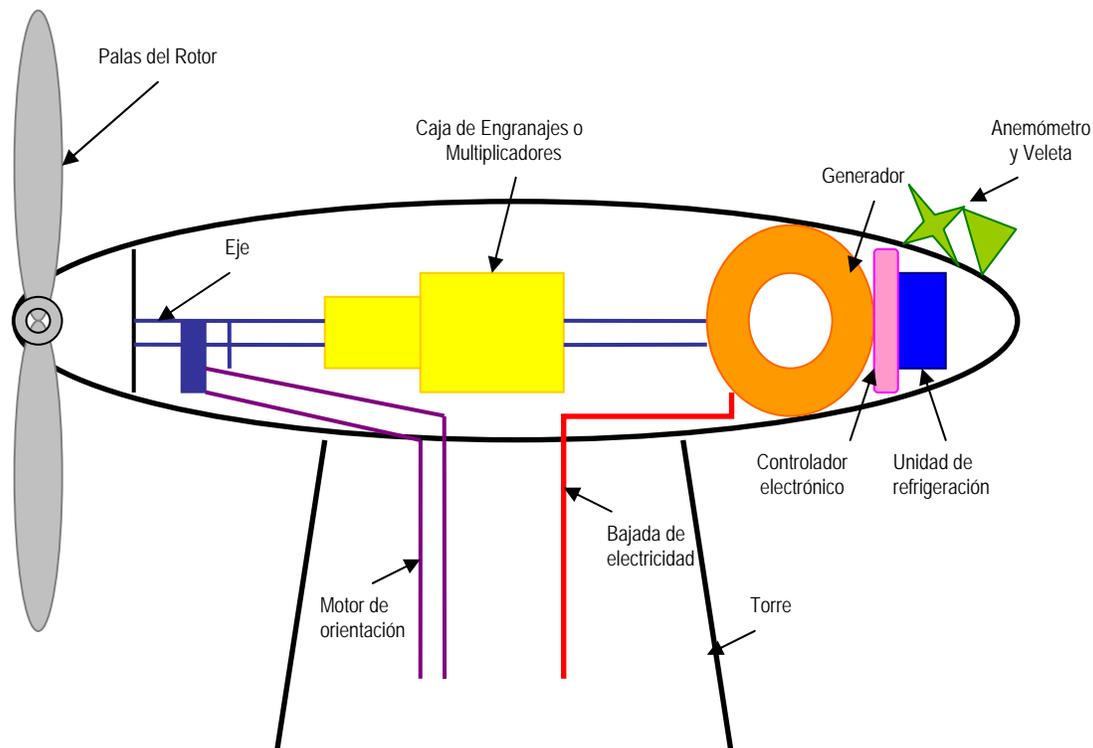


Figura 1.5.- Esquema de un aerogenerador⁽¹⁰⁾

Una forma de evitar la inestabilidad de la generación eolieléctrica en un punto, es más generación eolieléctrica en sitios diferentes, es decir, pueden



existir desde cincuenta metros de separación entre máquinas para anular las fluctuaciones por turbulencia hasta varios kilómetros para compensar variaciones diarias y ajustarse al patrón diario típico del período.⁽¹⁾

En la figura 1.5 se muestra el esquema de un aerogenerador, el cual consta de varias partes: ^(6,7)

- Palas del rotor: El viento produce el movimiento rotatorio en las palas del aerogenerador.
- Eje: Es el encargado de transmitir el movimiento rotatorio de las palas.
- Caja de engranajes o Multiplicadores: Se encargan de cambiar la frecuencia de giro del eje a otra menor o mayor según sea el caso para entregarle al generador una frecuencia apropiada para que funcione.
- Generador: El movimiento mecánico del rotor se transforma en energía eléctrica. Generalmente se usan generadores de inducción o síncronos que cuentan con un rotor de jaula de ardilla. Este rotor consta de barras cortocircuitadas. Si se hace girar al generador de inducción el estator crea corrientes en el rotor y con esto se genera electricidad.

Además de estos componentes básicos se requieren otros componentes para el funcionamiento eficiente y correcto del aerogenerador en base a la calidad de servicio de la energía eléctrica, como son: ^(6,7)

- Controlador electrónico: Permite el control de la correcta orientación de las palas del rotor, también lo detiene en caso de cualquier contingencia, como sobrecalentamiento del aerogenerador.



- Unidad de refrigeración: Se encarga de mantener al generador a una temperatura adecuada.
- Anemómetro y Veleta: Sus funciones son calcular la velocidad del viento y la dirección de este respectivamente. Están conectadas al controlador electrónico que procesa estas señales adecuadamente.

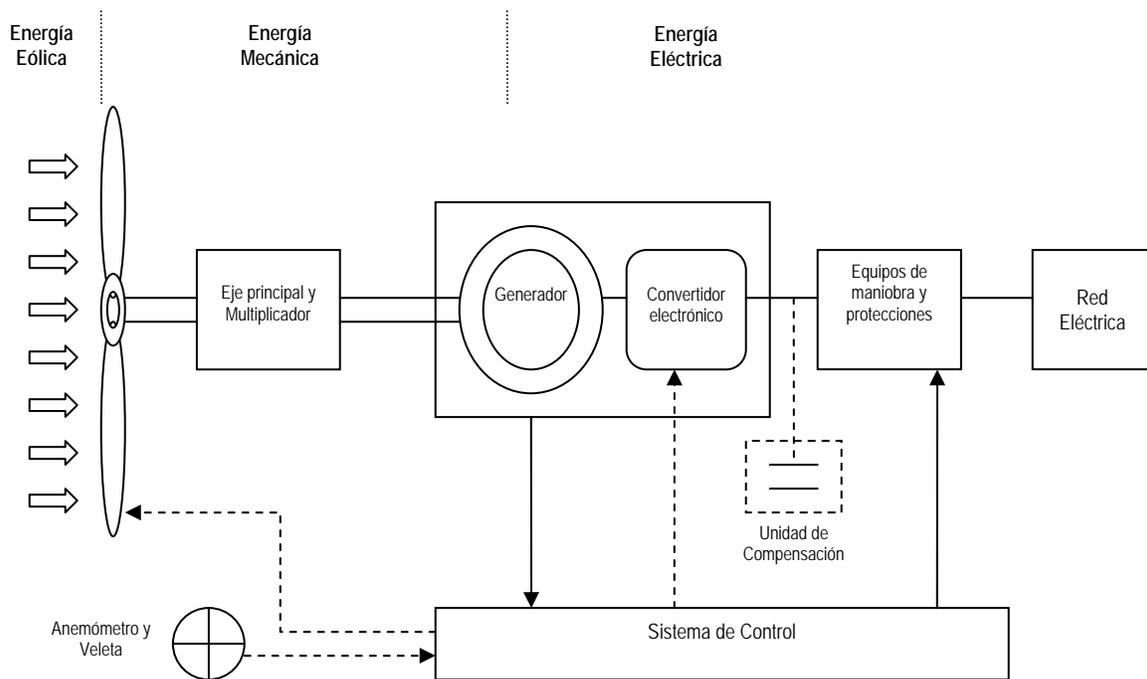


Figura 1.6.- Esquema de un sistema de generación eolieléctrica⁽¹⁰⁾

1.5 Planta nucleoelectrica

1.5.1 Reactor nuclear

Un reactor nuclear es una instalación capaz de iniciar, mantener y controlar las reacciones de fisión en cadena, con los medios adecuados para extraer el calor generado.



Un reactor nuclear consta de varios elementos, que tienen cada uno un papel importante en la generación del calor. Estos elementos son:

- El combustible, formado por un material fisionable, generalmente un compuesto de uranio, en el que tienen lugar las reacciones de fisión, y por tanto, es la fuente de generación del calor.
- El moderador, que hace disminuir la velocidad de los neutrones rápidos, llevándolos a neutrones lentos o térmicos. Este elemento no existe en los reactores denominados rápidos. Se emplean como materiales moderadores el agua, el grafito y el agua pesada.
- El refrigerante, que extrae el calor generado por el combustible del reactor. Generalmente se usan refrigerantes líquidos, como el agua ligera y el agua pesada, o gases como el anhídrido carbónico y el helio.
- El reflector, que permite reducir el escape de neutrones de la zona del combustible, y por tanto disponer de más neutrones para la reacción en cadena. Los materiales usados como reflectores son el agua, el grafito y el agua pesada.
- Los elementos de control, que actúan como absorbentes de neutrones, permiten controlar en todo momento la población de neutrones, y por tanto, la reactividad del reactor, haciendo que sea crítico durante su funcionamiento, y sub-crítico durante las paradas. Los elementos de control tienen formas de barras, aunque también pueden encontrarse diluido en el refrigerante.



- El blindaje, que evita el escape de radiación gamma y de neutrones del reactor. Los materiales usados como blindaje son el hormigón, el agua y el plomo.

La energía generada en el reactor sirve para convertir el agua en vapor dentro del generador de vapor. El vapor acciona la turbina acoplada al generador. La energía eléctrica producida se libera a la red después de elevar la tensión con los transformadores. El vapor de agua se condensa y vuelve al generador de vapor, con lo que se cierra el circuito.

1.5.2 Combustible Nuclear

Se llama combustible nuclear cualquier material que contiene núcleos fisionables y puede emplearse en un reactor nuclear para que en él se desarrolle una reacción nuclear en cadena.

El uranio es un combustible nuclear, como también lo es el óxido de uranio. En el primer caso nos referimos a un elemento químico, algunos de cuyos isótopos son fisionables; en el segundo, a un compuesto químico determinado que contiene tales isótopos.

Entendemos por isótopos fisionables aquellos núcleos susceptibles de experimentar fisión. Para hablar con precisión, sería necesario especificar la energía de los neutrones que pueden hacer fisionar dichos isótopos; por ejemplo, el U-238 no es fisionable por los neutrones térmicos (baja velocidad), pero sí por los rápidos, aunque con pequeña sección eficaz. Normalmente, y a no ser que se hagan mayores precisiones, suele entenderse por isótopo fisionable cualquier núcleo que fisiona por la acción de los neutrones térmicos.



El único isótopo fisionable por neutrones térmicos que existe en la naturaleza es el U-235. Se encuentra en una proporción del 0.711% en el uranio natural.

Hay otros isótopos fisionables que no existen en la naturaleza pero que pueden obtenerse artificialmente. Los principales son:

El uranio-233: que se obtiene por captura de un neutrón por un núcleo de torio-232. El núcleo intermedio formado sufre dos desintegraciones beta, dando lugar al mencionado U-233.

El plutonio-239: Aunque han podido detectarse trazas de él, se considera que no es un isótopo natural. Se forma en la captura de un neutrón por un núcleo de uranio-238, seguida de dos emisiones beta.

El plutonio-241: Tiene menor importancia que los anteriores. Se forma por la captura de un neutrón por el Pu-240, el cual procede a su vez, de la captura de un neutrón por un núcleo de Pu-239. ⁽³⁾

1.5.3 Tipos de Reactores Nucleares

Los reactores nucleares se clasifican, de acuerdo con la velocidad de los neutrones que producen las reacciones de fisión, en: reactores rápidos y reactores térmicos.

A su vez, los reactores térmicos se clasifican, de acuerdo con el tipo de moderadores empleado, en: reactores de agua ligera, reactores de agua pesada y reactores de grafito. Con cada uno de estos reactores está asociado generalmente el tipo de combustible usado, así como el refrigerante empleado.

1.5.4 Funcionamiento de una central nuclear



El esquema general de una central tipo nuclear, puede ser el siguiente:

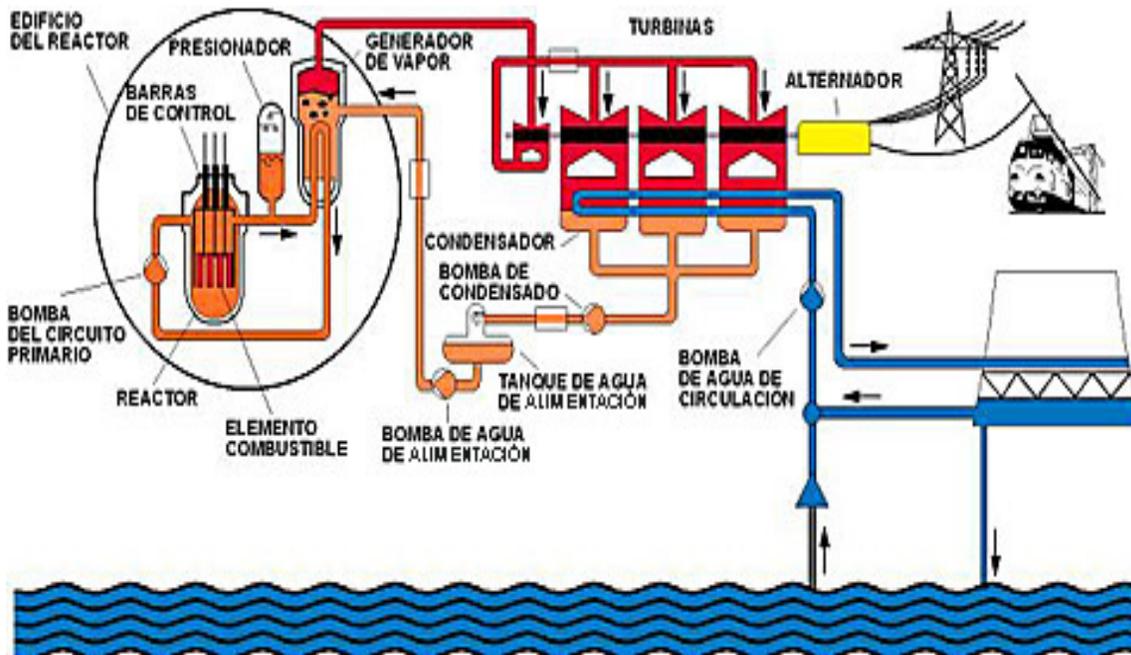


Figura 1.7 Esquema general de una planta nucleoelectrica.

En este esquema se observan las tres partes de una central nuclear tipo:

- Circuito Primario, (Edificio del Reactor)
- Circuito Secundario, (Generación de electricidad)
- Circuito de Refrigeración

El circuito primario es estanco y está formado por la vasija del reactor que contiene el núcleo, el presionador y tres lazos. Cada uno incorpora un generador de vapor y una bomba principal.

El agua desmineralizada que circula por su interior toma el calor producido en el reactor por la fisión nuclear y lo transporta hasta el generador de vapor. En él, un segundo flujo de agua independiente del primero, absorbe el calor a través de su contacto exterior con las tuberías por las que circula el agua desmineralizada del circuito primario. Por fin, dicho fluido retorna a la vasija del reactor tras ser impulsado por las bombas principales.



El reactor y su circuito de refrigeración están contenidos dentro de un recinto hermético y estanco, llamado "Contención" consistente en una estructura esférica de acero de 53 m de diámetro, construida mediante planchas de acero soldadas de 40 mm de espesor y que se soporta sobre una estructura de hormigón en forma de cáliz que se apoya sobre la losa de cimentación. La Contención está ubicada en el interior de un segundo edificio, también de hormigón y cuyas paredes exteriores tienen un espesor de 60 cm, llamado edificio del Anillo del Reactor. Este tiene forma cilíndrica y está rematado por una cúpula semiesférica, que sirve de blindaje biológico. El funcionamiento del circuito primario se complementa con la presencia de una serie de sistemas auxiliares que aseguran el control de volumen, purificación y desgasificación del refrigerante.

La salida al exterior tanto de la radiación como de productos radiactivos es imposible por tres barreras físicas, asegurando cada una de ellas, que la hipotética rotura de una barrera sea soportada por la siguiente.

En el circuito secundario, el vapor producido en los generadores se conduce al foco frío o condensador, a través de la turbina que transforma la energía térmica (calor) en energía mecánica. La rotación de los álabes de la turbina acciona directamente el alternador de la central y produce energía eléctrica. El vapor de agua que sale de la turbina pasa a estado líquido en el condensador, retornando, mediante el concurso de las bombas de condensado, al generador de vapor para reiniciar el ciclo.⁽²⁾

1.5.5 Planta Nucleoeléctrica Laguna Verde

Laguna Verde es la única central nucleoeléctrica en México. Las 370 hectáreas de que dispone se localizan sobre la costa del Golfo de México, en el km 42.5 de la carretera federal Cd. Cardel-Nautla, municipio de Alto Lucero; a 60



km al noreste de la ciudad de Xalapa, a 70 km del puerto de Veracruz y a 290 km al noreste del Distrito Federal.

La central consta de dos unidades, cada una con capacidad de 682.44 MW, equipadas con reactores del tipo agua hirviente y contenciones de ciclo directo. El sistema nuclear de suministro de vapor fue adquirido a General Electric y el Turbogenerador a Mitsubishi Heavy Industries.

Desde su operación comercial, la Unidad 1 ha generado más de 84.4 millones de MWh, con una disponibilidad propia de 82.97%. Desde su operación comercial, la Unidad 2 ha generado más de 63.7 millones de MWh, con una disponibilidad propia de 84.54%.

Ambas unidades representan 2.73% de la capacidad instalada de CFE (incluye productores independientes de energía); con una contribución a la generación de energía del sistema eléctrico nacional de 5.10%.⁽⁹⁾

1.6 Plantas Geotermoeléctricas

La energía geotérmica es la energía calorífica proveniente del núcleo de la Tierra, y este calor se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de fisuras en rocas y que alcanza niveles cercanos a la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para su acumulación. De esta forma se aprovecha el calor y el agua que se concentran en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos.^(6,9)

1.6.1 Yacimientos geotérmicos

Un yacimiento geotérmico tiene como fuente de calor una cámara magmática en proceso de enfriamiento con un acuífero que tenga la permeabilidad



suficiente para alojar agua meteórica. Un tercer elemento necesario es la capa-sello, cuya función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

Este tipo de yacimiento está asociado a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas de la litósfera en las que se divide la porción sólida más externa del planeta.

1.6.2 Capacidad Instalada en México

La primera planta geotermoeléctrica en el continente americano fue la de Pathé, Hidalgo, que fue construida en los años 50.

A la fecha, la capacidad geotermoeléctrica de México es de 964.50 MW, con la cual en mayo de 2008 se generó 3.17% de los 95.47 GWh producidos a nivel nacional.

La segunda planta más grande del mundo es la instalada en el campo de Cerro Prieto, que produce 51.20% de la electricidad que se distribuye en la red de Baja California; red que conforma un sistema aislado del Sistema Eléctrico Nacional.⁽⁹⁾

1.6.3 Proceso de una planta geotermoeléctrica

Las aguas subterráneas, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie por medio de pozos específicamente perforados, transformándose en vapor que se utiliza para generación de energía eléctrica.



Una planta geotermoelectrica opera con el mismo principio de una termoelectrica tipo vapor, excepto en la produccion de vapor, la cual ya se extrae del subsuelo. La mezcla agua-vapor obtenida del pozo se envia a un separador. El vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma la energia cinetica en mecanica, y esta se transforma en electricidad por medio de un generador.

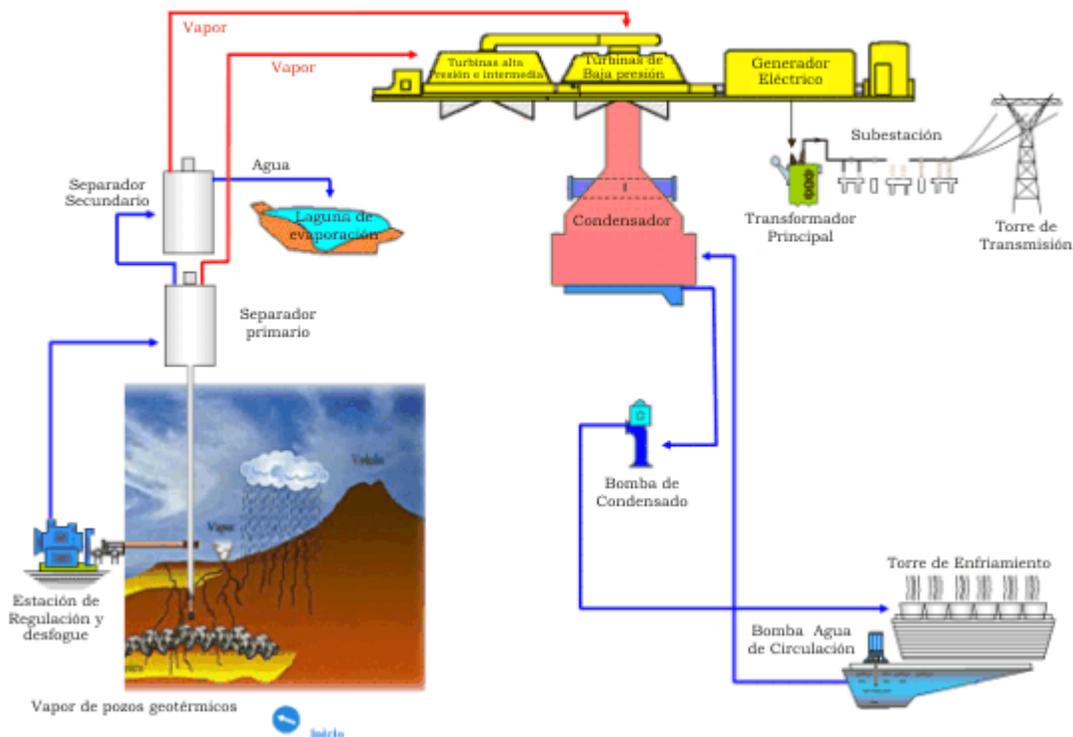


Figura 1.8 Esquema de una planta geotermica⁽⁹⁾

Cuando se trata de plantas con capacidad de 5 MW el vapor, una vez usado en la turbina, se libera directamente a la atmosfera. En plantas mayores, es decir, de 25, 27, 30, 37.5, 50 y 110 MW el vapor se envia a un sistema de condensacion. El agua condensada, junto con el agua proveniente del separador, se reinyectan al subsuelo o se descarga en una laguna de evaporacion.



1.7 Plantas Solares

No se puede cuestionar el lugar de la energía solar en todas las necesidades del ser humano. Hace crecer todas nuestras cosechas y plantas y crea el agua necesaria para que dichas cosechas y nosotros sobrevivamos. Ha sido usado por miles de años para calentar pasivamente las casas como puede ser averiguado al examinar los sitios arqueológicos alrededor del mundo.

De todas las energías renovables la energía solar recibió su mayor atención en la década de los setentas y ha sido centro de mucha presión y emoción. Muchos la consideran como la solución para reducir el uso de combustibles fósiles y nucleares, y como la solución para una atmósfera más limpia.

La energía solar, en cierta forma, sí tiene el potencial de abastecer toda la necesidad de energía eléctrica, térmica, de proceso, y química, e incluso combustible de transporte. Sin embargo, se puede pensar que son difusas las utilidades reales ya que mucho de los materiales de construcción usados para recolectar y convertir radiación solar, ya sea de manera térmica o fotovoltaica, son en sí de un uso intensivo de energía, es decir, son usadas grandes cantidades de aluminio, acero, cobre, concreto, vidrio y plástico, materiales que requieren grandes cantidades de energía para convertirse de su forma mineral a producto terminado. La conversión directa de radiación solar a electricidad (fotovoltaica) requiere usar una gran cantidad de energía para el proceso de conversión de arena a silicón cristalino.

Con esto se puede decir que los costos de instalación para hacer trabajar un sistema de planta solar además de la cantidad de fuentes de energía convencional que se consumen para los procesos de producción antes mencionados, en suma son más altos y más lenta la recuperación de la inversión inicial que en centrales de combustibles fósiles y nucleares.



Por otro lado se puede decir que la energía solar puede ser usada en muchos ámbitos, como un proceso de calentamiento industrial, en calentamiento y enfriamiento de espacios, para calentar agua en otros procesos y en generación eléctrica. También, es una opción en casos donde los requerimientos de energía son relativamente pequeños y en áreas remotas, ya sea sobre la superficie terrestre o en el espacio, lo cual nos hace pensar en una red de distribución de electricidad muy eficiente. En tierra suelen colocarse en áreas desérticas remotas donde el uso de suelo está disponible, relativamente barato y adecuado para los enormes paneles colectores que se requieren, y donde los rayos del sol son abundantes y constantes a pesar de ciertas condiciones climatológicas que pudieran ocurrir.⁽⁶⁾

1.7.1 Conversión de energía

La energía solar puede ser convertida a electricidad de una de las siguientes formas: Conversión térmica solar o Conversión fotovoltaica.

Conversión térmica solar: Por este método la radiación solar se convierte en calor que es añadido a un ciclo termodinámico para producir trabajo mecánico y con esto electricidad. Para que esto sea eficiente y económico, es necesario coleccionar y concentrar la radiación solar difusa en un modo eficiente para llegar a una temperatura de calentamiento de la fuente razonablemente alta.

Los “colectores” recogen la energía del sol y la direcciona hacia “receptores” que contienen el fluido de trabajo para el ciclo termodinámico. Los receptores son:

1.- Receptores centrales.

2.- Receptores dispersos o distribuidos. Estos pueden ser: a) del tipo de enfoque en punto o b) del tipo de enfoque en línea.



3.- Estanques.

Los sistemas de conversión usados en conversiones solar-térmica-eléctrica son de muchos tipos. Estos incluyen:

- 1.- Ciclo Rankine, usando vapor u otro fluido de trabajo.
- 2.- Ciclo Brayton, usando helio o aire como fluido de trabajo.
- 3.- Sistemas híbridos.
- 4.- Sistemas de re-energización.

En suma, sistemas de almacenaje son necesarios. Los sistemas que producen calor para procesos solamente están recibiendo atención.

Conversión Fotovoltaica: Los sistemas fotovoltaicos consisten en aparatos de conversión directa en la forma de celdas que convierten los fotones de energía solar radiante a electricidad sin el beneficio de un ciclo termodinámico o fluido de trabajo. Pueden ser sus propios colectores o pueden usar colectores concentrados que enfocan la entrada de energía solar en ellos.

Las celdas producen bajas corrientes y voltajes y son usualmente combinadas en módulos que a su vez son combinados en paneles y funcionan para encontrar requerimientos específicos de energía. Las celdas están hechas de:

- 1.- Silicio de un cristal.
- 2.- Silicio con varios cristales.
- 3.- Películas delgadas con un rango grueso de un compuesto químico o combinaciones de ellos.

1.7.2 Funcionamiento



Los receptores centrales utilizados en sistemas solares-térmicos-eléctricos usan un largo campo de espejos reflejantes llamados helióstatos que redirigen la energía del sol y la concentran en un receptor central montado en la parte alta de una torre.

Los helióstatos son guiados individualmente a través de un gran campo y cada uno enfoca la energía del sol que recibe en el receptor central a todas horas durante la luz del día. En el receptor la energía solar concentrada es absorbida por un fluido circulante. El fluido puede ser agua, el cual se convierte en vapor que es usado para activar un turbogenerador en un ciclo Rankine o en un fluido intermediario que transporta el calor al ciclo de vapor.

Este sistema debe incorporar almacenaje para la noche o periodos nublados. La salida del receptor es diseñada más grande de lo requerida por el ciclo de vapor, y la salida de exceso durante los periodos de gran incidencia solar es transportada a un sistema de almacenamiento térmico.

Durante periodos de baja o nula incidencia solar, el calentador de agua es conectado al sistema en lugar del receptor, donde se vaporiza por uso en la turbina. Las válvulas adecuadas en el sistema permiten la operación en ambos modos.

Las plantas eléctricas solares-térmicas son más comunes de ser localizadas en áreas calurosas y áridas donde la tierra se encuentra disponible (para el largo campo de helióstatos) y donde la energía del sol es abundante y esta siempre disponible, pero donde el agua de enfriamiento escasea, el agua del condensador es enfriada con mayor frecuencia en una torre de enfriamiento seco. Dichas torres son menos efectivas y causan una reducción en la eficiencia del ciclo Rankine pero prácticamente no requieren agua compuesta.

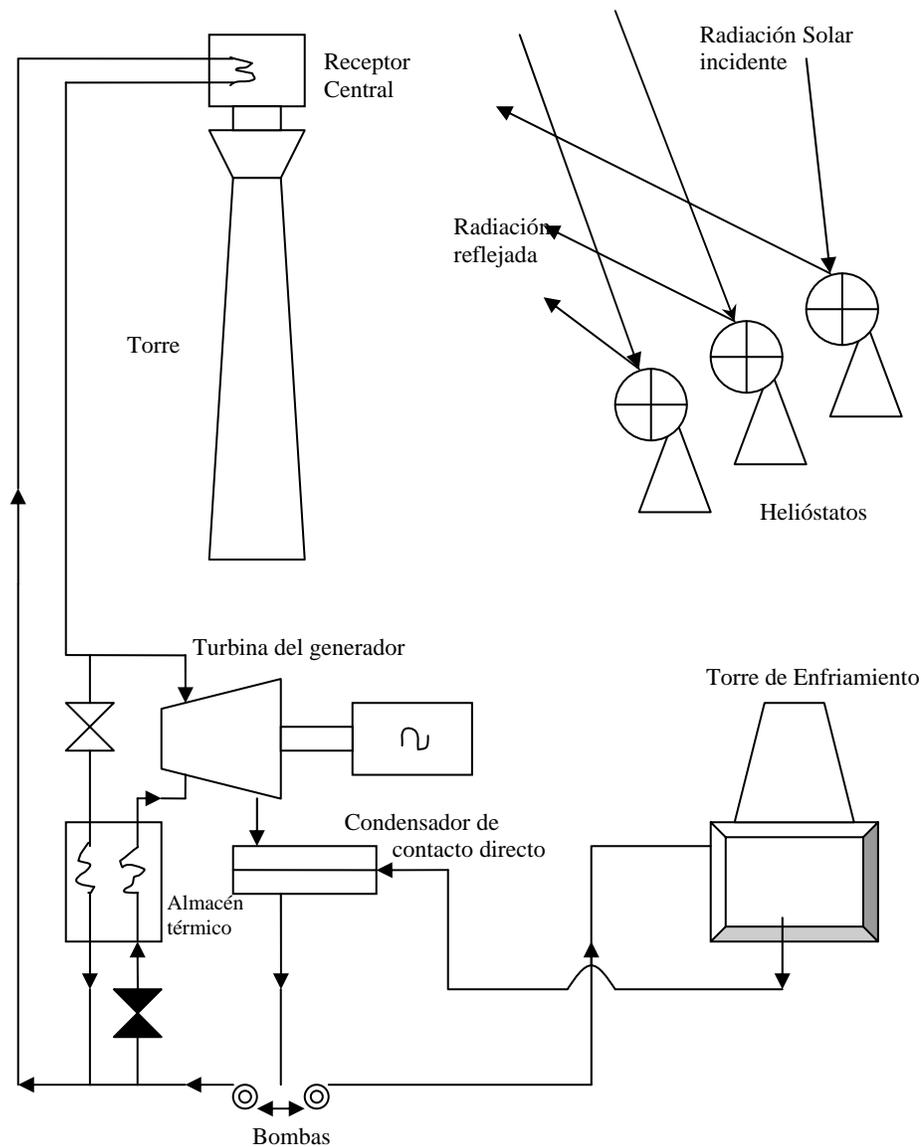


Figura 1.9 Esquema de una planta solar térmica con sistema de receptor central⁽¹⁰⁾

1.7.3 Sistemas solares-térmicos distribuidos

Otro acercamiento a la conversión de energía solar-térmica además del concepto de central-receptor-torre, es el sistema solar térmico disperso o distribuido. En lugar de cientos de helióstatos que enfocan la energía solar en un solo receptor distante encima de una torre alta, este sistema está caracterizado por el uso de un número grande de colectores llamados concentradores, cada uno



enfocando la energía solar que recibe directamente en su propio receptor para calentar localmente un fluido de transporte de calor. El fluido esta combinado con los provenientes de otros concentradores para la conversión de energía térmica en energía eléctrica.

Los sistemas distribuidos son de dos tipos: Enfoque en punto y enfoque en línea. El sistema de enfoque en punto generalmente usa concentradores con la forma de un plato parabólico con espejos que registra el sol pero se enfoca en la energía capturada en un receptor montado en el punto focal de la parábola, a pocos pies de ella. El sistema de enfoque en línea, también llamado el “sistema comedero”, usa concentradores en forma de largos comederos de secciones cruzadas parabólicas o cilíndricas que están alineadas con espejos para coleccionar y concentrar la radiación del sol en un conductor lineal focal a través del cual el líquido de refrigeración primario fluye. Su geometría se debe a que se diseñan para registrar al sol en un solo plano rotando su línea focal. El sistema de enfoque en línea es perfecto para sistemas de generación eléctrica a pequeña escala para los cuales la eficiencia térmica no es de gran importancia y para otras aplicaciones como activación de sistemas de irrigación, calentamiento y enfriamiento de espacios, proveer de calor para procesos industriales y otras aplicaciones que no sea de producción de electricidad a gran escala.

Referencias Bibliográficas:

- 1.- Campos Aragón, Leticia y Juan Quintanilla Martínez. “Energía Eléctrica y Medio Ambiente en México”. Primer Seminario sobre situación y perspectivas del Sector Eléctrico en México. Instituto de Investigaciones Económicas. Programa Universitario de Energía. UNAM. México, D.F., 1997.
- 2.- Ottinger, Richard L., David R. Wooley et al. “Environmental Costs of Electricity”. PACE University Center for Environmental Legal Studies. Oceana Publications, INC. E.U.A., 1991.
- 3.- Haywood, R.W. “Análisis termodinámico de Plantas Eléctricas”. Ed. Limusa, México, D.F., 1986.
- 4.- Morse, Frederick T. “Centrales Eléctricas”. Compañía Editorial Continental, S.A. México, D.F., 1976.
- 5.- Enriquez Harper, Gilberto. “Elementos de Centrales Eléctricas I”. Ed. Limusa, México, D.F., 1995.



- 6.- El-Wakil, M.M. "Power Plant Technology". McGraw-Hill, E.U.A., 1984.
- 7.- <http://www.windpower.org/>
- 8.- Brown Brown, Roberto. "Apuntes de Plantas Generadoras". Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 9.- <http://www.cfe.gob.mx/>
- 10.- Elaboración propia con base en la información anterior.

CAPÍTULO II

Cogeneración



CAPÍTULO II

COGENERACIÓN

2.1 ¿Qué es cogeneración?

El problema energético radica en la falta de capacidad tecnológica para la conversión en formas energéticas útiles. Las energías deseadas (porque son fáciles de usar) son escasas, y la energía eléctrica no existe en la naturaleza en forma aprovechable y el hombre ha tenido que ingeniar sistemas para producirla a través de otras formas menos útiles o menos eficaces.

El sector energético parte de las energías primarias que son encontradas en la naturaleza, y a través de diversas tecnologías las convierte en secundarias, energías encontradas en el mercado. Los usuarios acuden al mercado para adquirir las energías que precisan (electricidad y combustible) para convertirlas en energías terciarias (las que son directamente útiles) a través de sistemas tecnológicos propios del usuario final. La electricidad adquirida debe transformarse a un nivel de tensión más bajo para obtener lo que realmente desea el usuario de la misma: Iluminación, fuerza motriz, señales de control, calentamiento, etc., y el combustible adquirido se utilizará para generar fluidos (vapor de agua, aceites térmicos, gases calientes) que transmitan en forma adecuada el calor que el usuario precisa en sus instalaciones, ya que no suele ser útil directamente.

El proceso de transformación que sigue la energía primaria desde que se encuentra en la naturaleza hasta su aplicación, se rige por una serie de tecnologías de conversión energética, teniendo como resultado que la energía que llega a la aplicación es menor que la extraída de la naturaleza y tiene otra forma. Es decir, a lo largo de este proceso, la energía sufre una conversión cuantitativa y cualitativa que transforma la energía primaria en energía útil en diversos sistemas



tecnológicos.

De acuerdo con la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), en los sistemas de cogeneración el combustible empleado para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor que el utilizado en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado. Esto es, que del 100% de energía contenida en el combustible en una termoeléctrica convencional sólo el 33% se convierte en energía eléctrica ya que el resto se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y eléctricas propias del proceso, mientras que en un sistema de cogeneración se aprovecha hasta el 84% de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor (25-30% eléctrico y 59-54% térmico).⁽²⁾

Por ello, CONAE define a la cogeneración como la *producción en forma secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica que puede ser aprovechada en procesos de tipo industrial, todo partiendo del uso de una fuente de energía primaria*. Es una alternativa como método de conservación de la energía para la industria, a la medida de las políticas de globalización económica regional y de la política internacional que busca lograr un desarrollo sustentable.⁽³⁾

2.2 Antecedentes históricos

El concepto de cogeneración se remonta a partir de la revolución industrial y los inicios de la industria de generación eléctrica. La potencia mecánica era desarrollada por medio de máquinas de vapor y transmitida a través de bandas y sistemas de poleas. El vapor se usaba también para varios procesos y para calefacción. Las turbinas y los generadores reemplazaron a la máquina de vapor y los circuitos eléctricos sustituyeron a algunos sistemas de bandas y poleas cuando se desarrolló la potencia eléctrica; el vapor permaneció distribuido para procesos y otras aplicaciones.



El desarrollo de la industria eléctrica de generación, y de redes eléctricas de distribución confiables, trajo consigo que se comprara energía como una alternativa a la producción de electricidad en el sitio que se requería cuando las circunstancias no permitían la autogeneración.

El desarrollo de la tecnología para generación con grandes unidades y el capital requerido dieron lugar a la instalación de grandes centrales de generación y sistemas interconectados que hicieron aún más rentable la venta de energía. Con el desarrollo tecnológico y de calderas de baja presión, la cogeneración quedó limitada a contribuir sólo con los grandes usuarios industriales, ya que eran los únicos que podían competir con los sistemas convencionales.

En la industria del gas natural se llevó a cabo un esfuerzo concentrado conocido como “Mercado de Energía Total”. Se utilizaron las turbinas y las máquinas de gas, que en su proceso pudieran recuperar calor y utilizarlo en otros procesos como refrigeración y aire acondicionado, debido a que la red eléctrica aún no estaba constituida y las industrias requerían de toda la potencia generada. Este esfuerzo originó un gran número de plantas de cogeneración, con lo cual resultaron un gran número de problemas: como el tipo de maquinaria utilizada diseñada para otras aplicaciones, la oposición de las compañías eléctricas y su consiguiente rechazo para proporcionar potencia suplementaria o de respaldo. Esto último, condujo a altos costos de capital, y como consecuencia las industrias se vieron obligadas a instalar capacidad abundante que se encontraba fuera de sus límites de generación.

Pese a estos problemas la industria de la cogeneración tomó impulso, hasta que ciertos acontecimientos condujeron a la incertidumbre sobre el suministro de gas y petróleo y en los precios de los hidrocarburos, por lo cual se hubiera esperado que se considerara tomar a la cogeneración como una alternativa. Por el contrario, paradójicamente y a pesar de que el incremento en los precios de los combustibles impactaran favorablemente la economía de la cogeneración, la más



frecuente respuesta del usuario fue la de suscribir contratos de compra de combustibles y potencia producidos convencionalmente.

Por ello, el cogenerador podía verse afectado por la posibilidad de ser considerado como una compañía eléctrica, y con ello, estar sujeto a los mismos controles financieros y de costos que regulan a las compañías públicas pero sin los beneficios de que disfrutaban estas últimas. La combinación de todos estos factores contribuyó de manera muy efectiva a detener el desarrollo de la cogeneración.

2.2.1 Desarrollo de la Cogeneración

El desarrollo de la cogeneración se puede dividir en 3 etapas:

La primera etapa está comprendida entre 1937 y 1960. Hacia 1937, en México existía una población de 18.3 millones de habitantes de los cuales, únicamente 7 millones, es decir, el 38% de la población eran quienes contaban con el servicio de energía eléctrica proporcionado por tres empresas. Con dicho servicio de elevado costo, no se veía totalmente satisfecha la demanda, contándose con seguidas interrupciones en el suministro, y una concentración del mercado en urbes que fueran redituables, siendo olvidadas las poblaciones rurales que concentraban dos tercios de la población nacional.⁽⁸⁾

En 1960 se promulgó la Ley creada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Esta Ley propone un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica para todo el país, en la cual no se incluye el concepto de Cogeneración. Por este motivo la Cogeneración sólo brindaba energía eléctrica de respaldo a las industrias.

La segunda etapa comprende desde 1960, cuando la capacidad instalada para servicio público en el país era de 2,308 MW, de los cuales el 54%



era de la CFE; hasta el año de 1978, cuando comenzó la proyección de la cogeneración, con la entrada de las industrias que no estaban conectadas a la red eléctrica, se autosuministraban la energía eléctrica y la energía térmica suficientes para su producción. ⁽⁸⁾

La cogeneración también tuvo dificultades en esta etapa, debido a la negativa por parte de CFE de suministrar energía de respaldo. Además de encontrarse con el subsidio que el gobierno proporcionó ante el aumento de precio en los combustibles, que evitó el enfoque de alternativas de suministro de electricidad como la cogeneración. ⁽¹⁾

En la tercera etapa la cogeneración estuvo limitada por la entrada de la Reforma del Sector Eléctrico ocurrida en 1975 con cambios hasta 1992. A mediados de esta etapa se observa un ligero incremento en la implantación de sistemas de cogeneración, determinado por otra modificación a la Ley relativa al autoabastecimiento en el año de 1983. ⁽¹⁾

El auge de la cogeneración en México comenzó la última década del siglo pasado con la Reforma Energética, ya que la capacidad instalada creció de 550 MW a 900 MW, la mayor parte producida por el sector petrolero, siderúrgico y azucarero.

A principios de este siglo, específicamente en el año 2002, la capacidad de cogeneración alcanzó valores de hasta 1449 MW, los cuales generaban 8184 GWh anualmente. ⁽¹⁾

2.2.2 Cogeneración desde el punto de vista jurídico

En 1992 se realizaron cambios al artículo 3° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 103 del Reglamento de la LSPEE se define jurídicamente como 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.
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

2.3 La cogeneración como sistema de conversión energética

La tecnología de la cogeneración podría definirse como un sistema que partiendo de una energía de calidad media (la del combustible) la convierte en otras formas energéticas, como vapor o agua caliente (útil pero de baja calidad) y la electricidad (también útil pero de alta calidad).

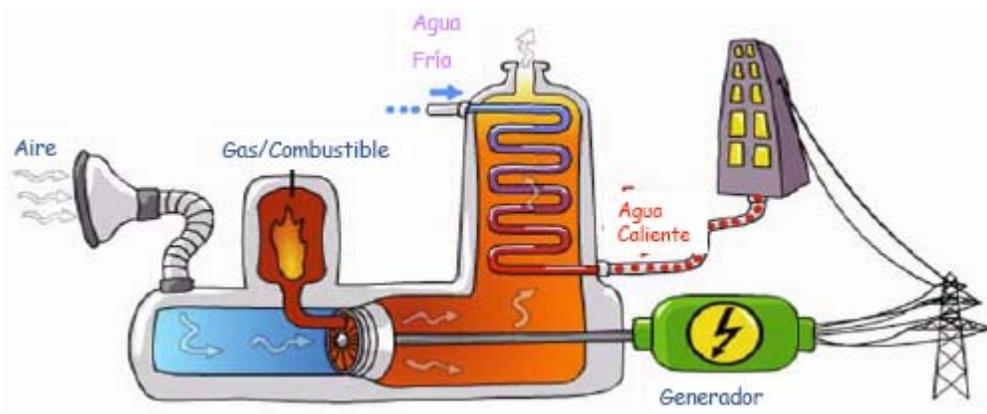


Figura 2.1 Ilustración de un Sistema de Cogeneración ⁽⁶⁾

Por ejemplo, en la mayoría de los procesos industriales se requiere de vapor y calor a baja temperatura, y en una central cogeneradora se lleva a cabo la producción de electricidad y calor para los diversos procesos de forma simultánea,



y así poder aprovechar la energía que en procesos convencionales dentro de centrales termoeléctricas se desperdiciaría, ya que en estas últimas, aún en las plantas más eficientes, únicamente se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible en forma de calor contenida en el combustible fósil que se quema, ya que el resto se desecha a la atmósfera.

2.4 Clasificación de los sistemas de cogeneración

Para aplicar la cogeneración a cualquier proceso de tecnología se requiere de una fuente de calor residual aprovechable a las condiciones adecuadas para ser usada en un proceso industrial, ya que cualquier planta de cogeneración necesita tener un excedente de calor constante para llevar a cabo otros procesos complementarios y aprovechar al máximo el combustible. Es recomendable la utilización de combustibles no convencionales en procesos de cogeneración como biomasa, residuos domésticos, carbón de baja calidad y en general cualquier material combustible que mediante procesos de tecnología reciente pueda ser aprovechado, lo cual resulta justificado por las enormes ventajas de disponer de un material residual utilizable y aprovechar al máximo su potencial calorífico.

2.4.1 Clasificación de los sistemas de cogeneración en función de la producción de electricidad y calor

Los sistemas de Cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

2.4.1.1 Sistemas Superiores. En los sistemas superiores (topping cycles) una fuente de energía primaria ya sea gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar, se utiliza para la generación de energía eléctrica y a partir de la energía química de dicho combustible se produce fluido caliente usado para generar la energía mecánica y térmica necesaria para los procesos



industriales. Se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250 °C a 600°C.⁽²⁾

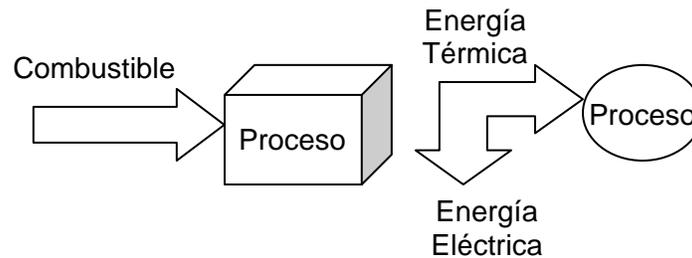


Figura 2.2 Sistema Superior ⁽²⁾

2.4.1.2 Sistemas Inferiores. En los sistemas inferiores (bottoming cycles), la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos de los procesos iniciales y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el siguiente nivel de procesos. Están asociados a procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderurgia, vidriera y química, con calores resultantes del orden de 900 °C que pueden ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.⁽²⁾

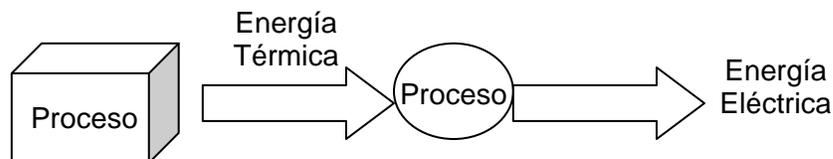


Figura 2.3 Sistema Inferior ⁽²⁾



2.4.2 Clasificación de los sistemas de cogeneración en función de su tecnología

Otra clasificación es la que se basa en el motor principal empleado para generar la energía eléctrica.

2.4.2.1 Cogeneración con Turbinas de Vapor. Es la tecnología más usada y conocida para la generación de energía eléctrica. Está constituido por un generador de vapor, una turbina de vapor, un depósito de condensados y una bomba de presión. La energía mecánica es producida en la turbina, mediante la expansión de vapor de alta presión y temperatura, generado en una caldera convencional, que se expande hasta un estado a menor presión y temperatura. El proceso utiliza agua como fluido de trabajo.

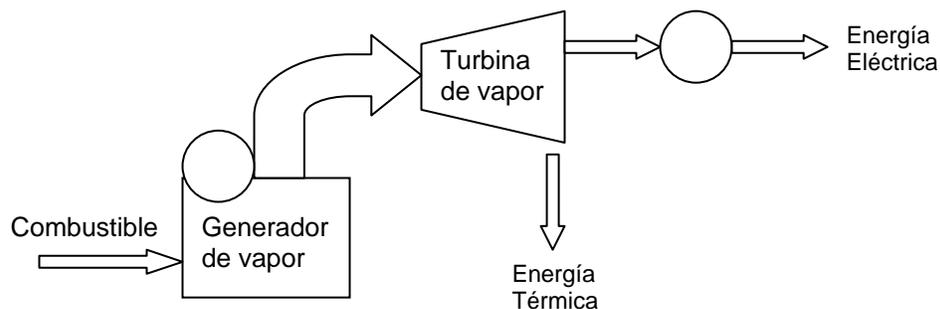


Figura 2.4 Cogeneración con turbina de vapor ⁽²⁾

En este sistema la eficiencia en la generación de energía eléctrica es del orden del 20 al 25% y la eficiencia global es del 85 al 90%.⁽²⁾ La eficiencia de la turbina de vapor no se ve afectada por los cambios de altura o temperatura, y puede ser utilizada en lugares donde los combustibles líquidos o gaseosos no se encuentren disponibles para ser usados por algún otro tipo de tecnología. Son capaces de quemar cualquier tipo de combustible con capacidades de 5 MW hasta 100 MW. No son tan



versátiles como las turbinas de gas, ya que es necesario que la planta consuma simultáneamente vapor y energía eléctrica para poder instalar un sistema con turbina de vapor y obtener una máxima eficiencia con esto, además de que las grandes cantidades de agua requerida para la turbina de vapor llega a ser una desventaja cuando hay escasez del vital líquido, el cual, convertido en vapor es el necesario para generar la energía eléctrica requerida, además de que se debe contar con cierto grado de pureza del agua para evitar incrustaciones en el generador de vapor que se utilizará para alimentar a la turbina.⁽¹⁾

Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento. En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniéndose vapor a varias presiones.⁽²⁾

2.4.2.2 Cogeneración con Turbinas de Gas. El sistema formado por turbina de gas consta de un compresor que alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión para hacer funcionar un generador eléctrico que se encuentra conectado a la turbina. Casi siempre el compresor, la cámara y la turbina son parte del mismo equipo mientras que el generador eléctrico es independiente. El combustible más usado en turbinas de gas es el gas natural aunque pueden trabajar con distintos tipos de combustible o en el mejor de los casos con uno o más combustibles como el combustóleo y el diesel.⁽¹⁾ Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y se pueden aplicar directamente a procesos de



secado o de combustión. Algunas turbinas cuentan con un recuperador de calor que precalienta el aire comprimido que el compresor absorbe antes de ser llevado a la cámara de combustión, obteniéndose con esto un ahorro de combustible.⁽²⁾

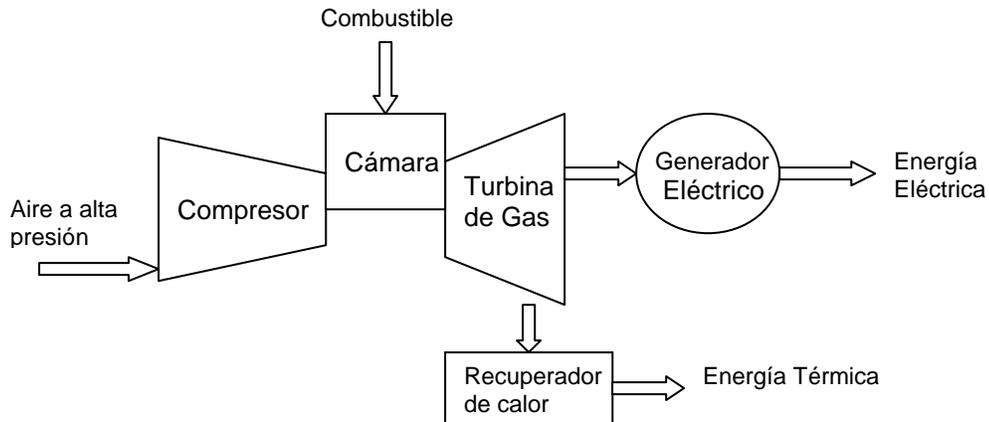


Figura 2.5 Cogeneración con turbina de gas ⁽²⁾

En cuanto a generación de energía eléctrica llegan a tener eficiencias entre los 30 y 58%, con una eficiencia global del sistema de hasta 85%. Tienen capacidades desde 5 MW hasta 330 MW. Pueden ser usadas en diversos procesos y aplicaciones como por ejemplo plantas generadoras de energía eléctrica, plataformas petroleras o estaciones de bombeo, siempre cuidando que se trabaje a cargas elevadas y constantes, ya que su eficiencia disminuye considerablemente cuando la turbina de gas trabaja a bajas cargas, al igual que si se pone en funcionamiento en lugares con mayor altitud y mayor temperatura, puesto que la turbina es una máquina volumétrica e influyen los cambios que se presenten en el aire utilizado para su funcionamiento.⁽¹⁾

2.4.2.3 Cogeneración con Ciclo Combinado. Este sistema emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases calientes producidos en la combustión de la turbina de gas, la cual



funciona como si fuera un quemador, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación que puede ser con adición opcional de aire, para posteriormente alimentar con el vapor recalentado la turbina de vapor, sea de contrapresión, o extracción/condensación, para procesos industriales. Puede instalarse un intercambiador de calor para la producción de agua caliente a la salida de los gases de escape.

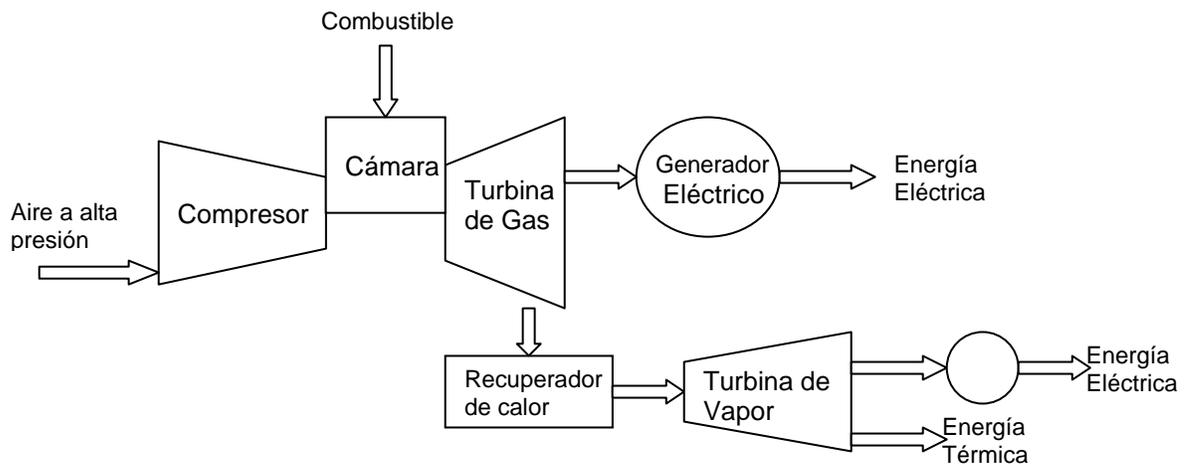


Figura 2.6 Cogeneración con ciclo combinado ⁽²⁾

Este sistema tiene la ventaja de tener independencia entre las dos turbinas y puede ser posible influir sobre la producción de vapor y agua caliente, aunque únicamente se aplica a grandes instalaciones que requieren un gran potencial eléctrico en cogeneración y gran demanda de calor, lo cual no permite que pequeñas industrias puedan usar este tipo de tecnología. Tiene la desventaja de que la capacidad de generación varía constantemente de acuerdo al clima de la región donde se instale el sistema, además de no poder ser utilizados algunos tipos de combustibles con esta tecnología.⁽¹⁾



2.4.2.4 Cogeneración con Motor Alternativo. Está integrado por un motor de combustión interna cuyo calor recuperable proviene de los gases de escape y el calor recuperado en el agua de enfriamiento que circula alrededor de éste. El motor tiene la ventaja de poder absorber las variaciones de carga que se tengan en la planta sin disminuir la eficiencia de generación de energía eléctrica además de que tienen amplia disponibilidad y confiabilidad.

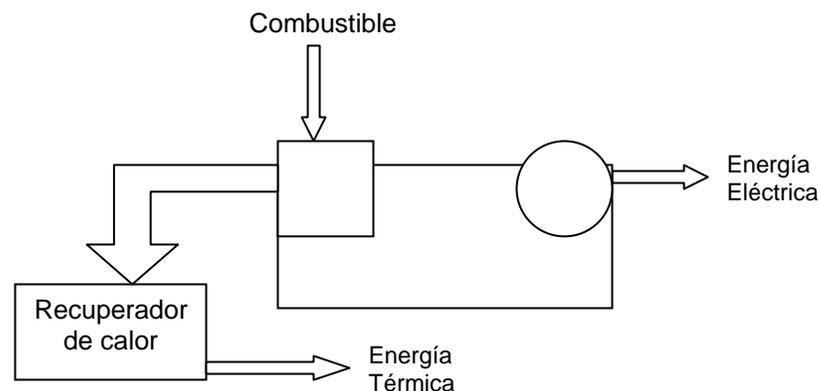


Figura 2.7 Cogeneración con motor alternativo ⁽²⁾

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34% al 41%, e incluso se habla de hasta un 46%, aunque los gases residuales son a baja temperatura.⁽²⁾ Han sido utilizados en aplicaciones marítimas, transporte motriz y en la generación de energía eléctrica. Combinados dos o más motores de combustión interna usados en esta tecnología se puede llegar a alcanzar una disponibilidad de un 98%. Como el motor es muy eficiente, se tiene una cantidad reducida de calor útil recuperable, por lo cual, la generación de vapor es limitada. Debido a que el motor de combustión interna es una máquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a las condiciones ambientales, es decir, se decreta su eficiencia con el incremento de altitud y de temperatura.⁽¹⁾



2.4.2.5 Cogeneración con Microturbinas. Una microturbina es esencialmente una planta generadora miniatura, autocontenida que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30 kW hasta 1.2 MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil junto al compresor, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriantes. Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas de pozos petroleros con un contenido amargo del 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico emanados de digestores de rellenos sanitarios.⁽²⁾ Cuenta con un compresor que tiene una entrada de aire, y el aire comprimido entra a un recuperador el cual tiene conectado un combustor que alimenta a la turbina y los gases de escape de esta regresan al recuperador. Cuenta también con un alternador y un controlador electrónico.⁽⁵⁾

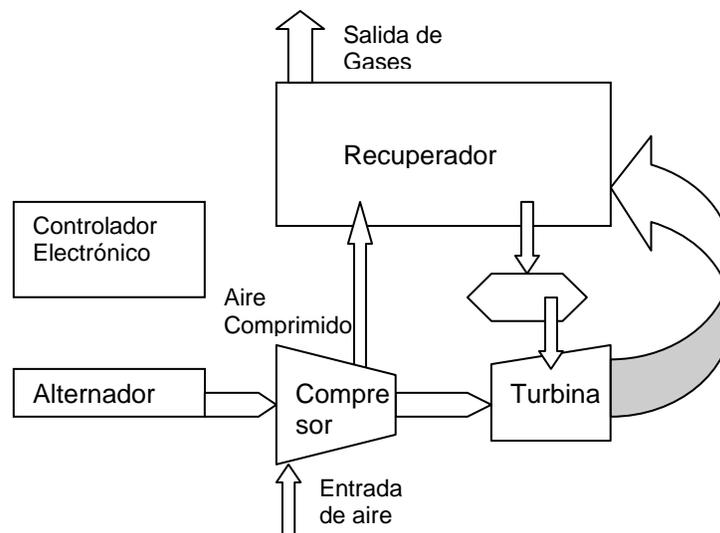


Figura 2.8 Cogeneración con microturbinas ⁽⁵⁾

Aunque la inversión inicial en un equipo de cogeneración con microturbinas es alta y sus refacciones no están convenientemente disponibles en cualquier momento, tiene las siguientes ventajas: ⁽⁵⁾



- Los equipos son versátiles según los combustibles de los que se dispongan
- Su instalación es sencilla y una vez arrancados son de muy alta confiabilidad
- De requerirse una capacidad mayor es fácil el paralelaje de unidades
- Su mantenimiento es sencillo y poco frecuente
- Sus dimensiones son relativamente pequeñas con niveles de ruido bajos

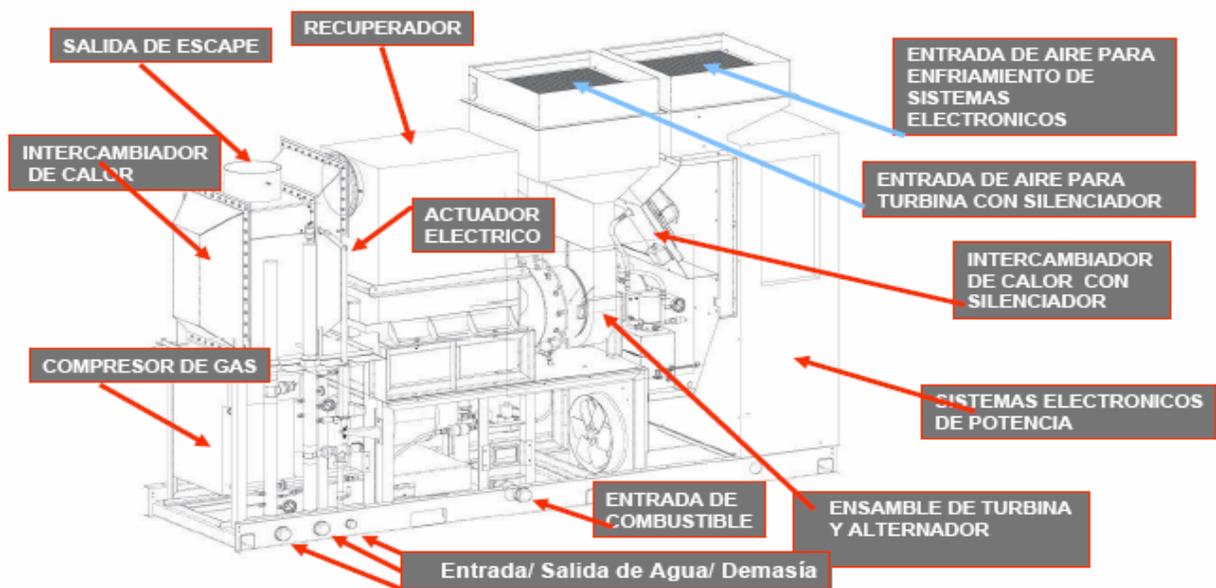


Figura 2.9 Estructura de una microturbina ⁽⁵⁾

2.5 Ventajas generales de la Cogeneración y sectores de aplicación

Con la instalación de sistemas de Cogeneración se tienen las siguientes ventajas tanto para permisionarios como para el país en general: ^(3,6)

- Menores costos de generación (reducción de la facturación energética en los costos de producción)



- Uso eficiente de los energéticos lo que implica ahorro de energía primaria, petróleo, gas natural, carbón mineral y biomasa
- Disminución de importaciones (autosuficiencia)
- Continuidad y calidad del suministro de energía eléctrica
- Menor extracción de hidrocarburos y por lo tanto mayor vida a nuestras reservas
- Reducción de la emisión de contaminantes y de gases de efecto invernadero (CO₂) para conseguir mayor protección al medio ambiente
- Generación de empleos

Algunos sectores de aplicación de la Cogeneración donde se aplican sus beneficios son: ⁽⁹⁾

- Sector Industrial:
 - Químico
 - Agroalimentario
 - Cerámico
 - Textil
 - Plantas industriales en general
- Sector Medioambiental y Renovables:
 - Valorización de depuradoras de aguas residuales urbanas (EDARs)
 - Valorización de basureros (vertederos)
 - Plantas de gasificación
- Sector Terciario:
 - Hoteles
 - Universidades
 - Centros comerciales
 - Hospitales
 - Centros sociales
 - Centros deportivos



2.6 Potencial Nacional de Cogeneración

Se inició el estudio del potencial de Cogeneración en el país en el año 1995 por parte de la CONAE, en el cual se incluyeron 1,700 empresas del sector industrial, incluyendo consumos de Pemex Refinación y Petroquímica y del Sector Comercial. ⁽³⁾

Se llegó a la conclusión de que existe un potencial teórico de:

- 8,360 MW en el escenario bajo (sin exportar excedentes):
18% de la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional: 46,137 MW
- 15,670 MW en el escenario alto (exportando excedentes):
34% de la misma capacidad

Tabla 2.1 Potencial Nacional de Cogeneración ⁽³⁾

Sector	Escenario bajo [MW]	Escenario alto [MW]	Participación del total %
Industrial	5,200	9,750	62.0
PEMEX Petroquímica	1,610	3,000	19.3
PEMEX Refinación	780	1,470	9.4
Comercial	770	1,450	9.3
TOTAL	8,360	15,670	100.0

Para el 31 de diciembre de 2005, los permisos registrados bajo la modalidad de Cogeneración y que se encontraban operando correspondían a 35. En la actualidad, se han otorgado 47 permisos bajo la modalidad de Cogeneración. El 74% de la generación en sistemas de Cogeneración se realiza con Gas Natural.

Tabla 2.2 Permisos de Cogeneración en Operación ⁽¹⁰⁾



Tecnología	Número de permisos	Capacidad [MW]	Generación [GWh]
Turbina de Vapor	10	192	1,098
Turbina de Vapor y Turbina de Gas	5	367	1,421
Turbina de Gas	17	569	3,357
Ciclo Combinado	4	459	3,628
Motor Combustión Interna	10	67	500
Turbina a Gas y MCI	1	361	2,453
TOTAL	47	2,015	12,457

Existe un enorme potencial de cogeneración no aprovechado, ya que sólo se ha utilizado el 12% del potencial en escenario alto.

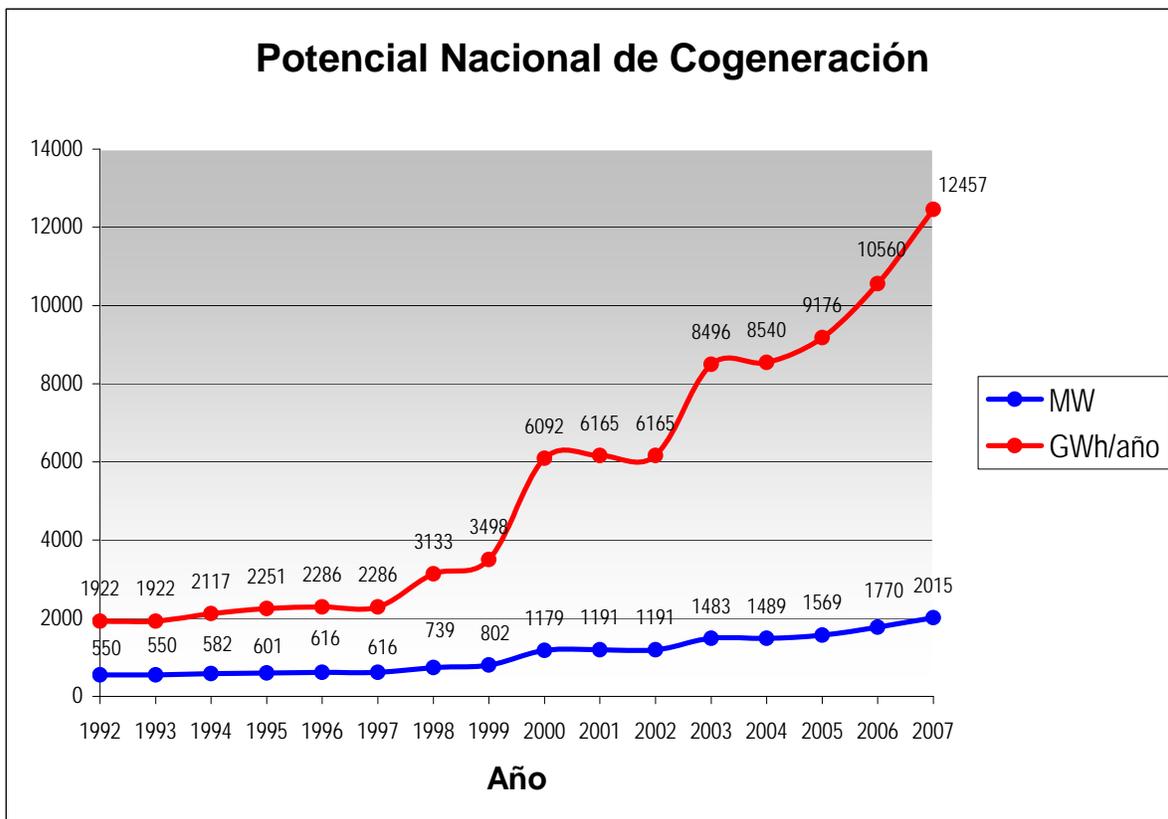


Figura 2.10 Evolución de la capacidad instalada de Cogeneración en México hasta la actualidad, CRE 2007 ⁽¹⁰⁾

Referencias Bibliográficas:



- 1.- Morales Guillén María Magdalena. "Viabilidad de Cogeneración en el contexto de la Reforma Eléctrica en México". México, D.F. Centro de Investigación en Energía, UNAM, 2004.
- 2.- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Cogeneración. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_25_cogeneracion. Dibujos: elaboración propia.
- 3.- Hungler Salceda Federico. "Potencial de cogeneración y realidad en México". CONAE. Seminario de Ahorro de Energía, Autoabastecimiento y Cogeneración. Veracruz, Veracruz, México. 22 de Junio de 2006.
- 4.- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Artículo 103. México. Diario Oficial de la Federación, 31 de Mayo de 1993.
- 5.- Epstein H. Arturo. "Microturbinas para Cogeneración, ¿sí o no?". Conferencias XII Seminario de Ahorro de Energía, Cogeneración y Energía renovable. Cd. De México, D.F., México. 28 de septiembre de 2006.
- 6.- Prádanos Z. Pedro. "Caso exitoso de autoabastecimiento". Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.
- 7.- Del Rey Miguel Angel, Luengo Hurtado Gustavo y Pedroche Lava Ma. Jesús. "Estudios eléctricos en sistemas con Cogeneración".
- 8.- Carmona Dávila Doralicia. "La Nacionalización de la Industria Eléctrica". México. Instituto Nacional de Estudios Políticos, A.C., 2006. <http://www.inep.org/content/view/220/74/>
- 9.- Chávez Mayer Mario. "La Cogeneración es un ahorro, diversos campos de acción". Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- 10.- Fuente propia. Con base en datos obtenidos de Comisión Reguladora de Energía con última actualización del mes de julio de 2007. <http://www.cre.gob.mx/>

CAPÍTULO III

*Generación
Distribuida*



CAPÍTULO III

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 ¿Qué es generación distribuida?

Se llama generación distribuida a la generación de energía eléctrica situada en la propia red de distribución, cercana al sitio de demanda, de tal forma que ésta se satisface con un cierto margen de reserva o de seguridad. Es decir, es la generación o almacenamiento de energía eléctrica lo más cercana posible al centro de carga o sitio de demanda, que ofrece la posibilidad de comprar o vender energía eléctrica de la red.

Otra forma de explicar la generación distribuida es la siguiente: Generación de energía eléctrica ubicada dentro o cerca del lugar de consumo, en las proximidades de las cargas, con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales convencionales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico, que se encuentra conectada prácticamente en directo con las redes de distribución.⁽⁴⁾ Son instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 10,000 kW, que emplean tecnologías eficientes entre las cuales destacan la cogeneración, celdas de combustible, turbinas eólicas, microturbinas así como celdas fotovoltaicas.⁽²⁾

Como se menciona repetidamente en las diversas definiciones para generación distribuida, estos sistemas se refieren a la generación eléctrica de forma modular, que consiste en ubicar el punto de generación lo más cercano posible al lugar de consumo. La utilización de estos sistemas permite colocar la generación eléctrica en comunidades alejadas de la red pública. Debido a que resulta muy costoso trasladar los sistemas de distribución a estos lugares, además de poco viable, es muy conveniente trasladar una pequeña central de generación al lugar de consumo que satisfaga la demanda propia del lugar.



La aplicación de los sistemas de generación distribuida no queda relegada sólo a puntos no interconectados lejanos a la red, estos sistemas también permiten crear una mayor capacidad y oferta de energía en grandes y muy pobladas ciudades, en las cuales la falta de espacio y los altos costos del derecho de vía limita severamente la ampliación de la red eléctrica.⁽³⁾

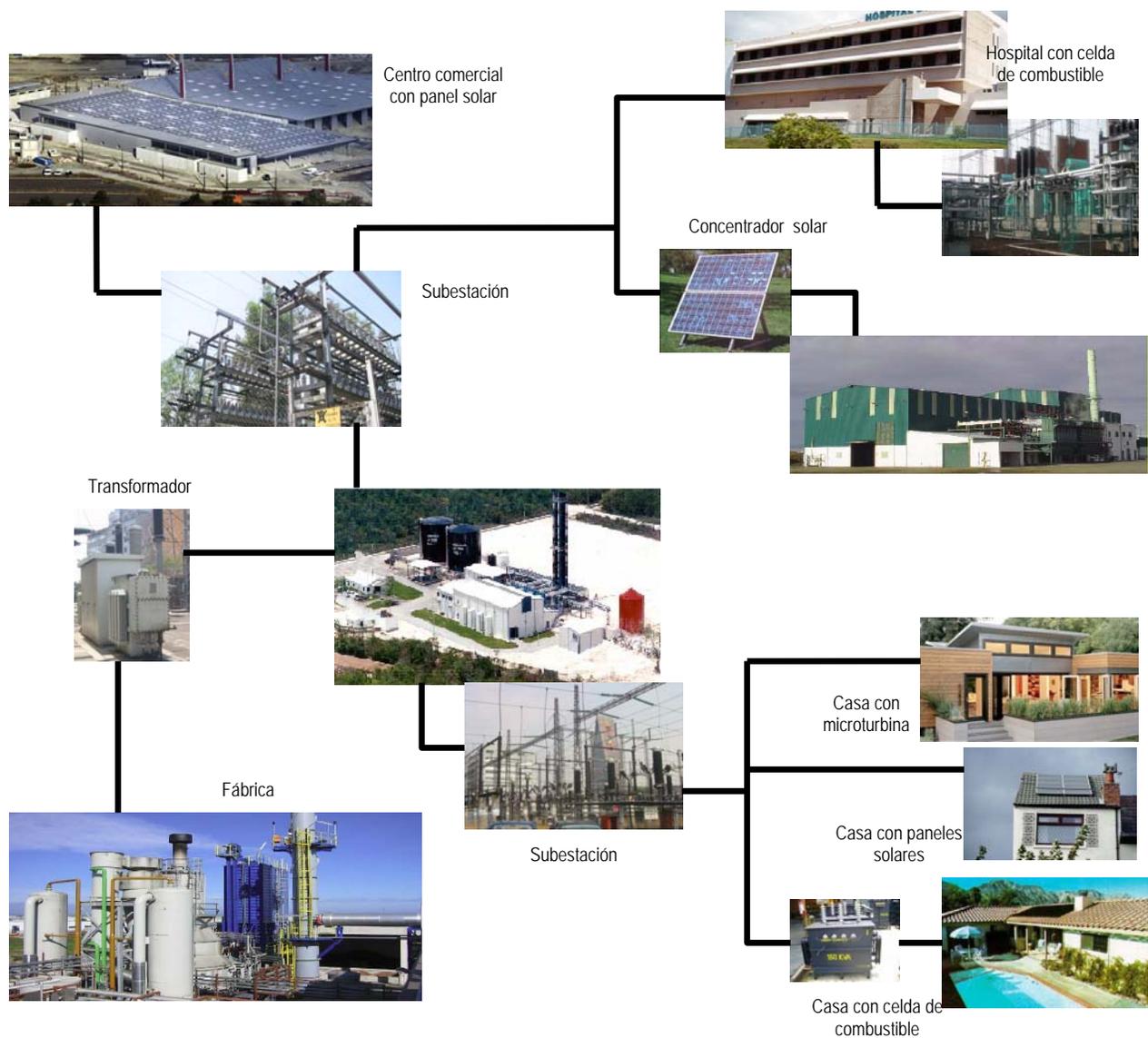


Figura 3.1 Esquema probable de un conjunto de Sistemas Distribuidos ^(2,10)



La incorporación de la Generación Distribuida al sistema eléctrico puede ser mucho más rápida que las soluciones convencionales ya que presenta la ventaja de poder ser implantada por escalones, de forma que puede ajustarse estrictamente en la planificación de un sistema eléctrico de potencia de acuerdo al crecimiento de la demanda.⁽¹⁾

3.2 Antecedentes históricos

El concepto de generación distribuida tiene su origen en los comienzos de los sistemas eléctricos, que se inician en 1882 con las instalaciones de Edison en Nueva York, la necesidad de energía eléctrica en una localidad era satisfecha a través de la instalación de generadores distribuidos en la misma.⁽²⁾

La industria eléctrica comenzó su historia utilizando generación distribuida, la cual era diseñada de tal forma de satisfacer la demanda con cierto margen de reserva.⁽⁶⁾

Después del invento del transformador industrial por Gaulard y Gibas en 1883, los sistemas de corriente alterna fueron los que se establecieron. La generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica permitieron ahorros muy importantes en el costo de los conductores al facilitar la transformación de los voltajes, trayendo como beneficio la transmisión a grandes distancias usando altos voltajes y la utilización de plantas generadoras alejadas a los lugares de demanda.

Con el creciente aumento de la demanda de electricidad se comenzaron a construir grandes centrales generadoras, generalmente cerca de las fuentes primarias de energía. El hecho de que el margen de reserva que se debía tomar en una gran central de generación era menor que si se instalaba la misma potencia en forma distribuida dieron por resultado la actual concepción de los



sistemas eléctricos, es decir, un sistema eléctrico con generadores de gran tamaño, cuya energía debe ser transportada hacia el sitio de demanda mediante grandes redes de transmisión.

Las características de los sistemas de corriente alterna propiciaron que los diferentes sistemas eléctricos se fueran interconectando e integrando en tal forma que se abarca la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La red eléctrica se ha concebido como sistemas integrados, es decir, incluyen la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. La influencia decisiva de las economías de escala hace que la importancia de los costos traiga como consecuencia que este sector sea considerado un monopolio natural, además de que el suministro de energía eléctrica se considera como servicio público, sin importar que la empresa que la suministra sea pública o privada.⁽⁶⁾

A principios de los años 80s se llegó a la decisión en algunos países de tomar una política de mercados abiertos, y se ha legislado sobre el servicio público de energía eléctrica donde se prescriben las disposiciones legales que deben cumplir los permisionarios en cuanto a autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y tecnologías relacionadas.⁽²⁾

A finales del siglo pasado, diversos factores energéticos, ecológicos y de demanda eléctrica a nivel mundial, plantearon la necesidad de buscar alternativas en la generación de energía eléctrica, primero buscando siempre el suministro constante y de calidad de la misma, y por supuesto, el uso eficiente de los recursos naturales. Por ello, se determinó que una de esas alternativas es la generación de energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo con la adición de las tecnologías eficientes de la actualidad y el respaldo de la red eléctrica que proporciona la posibilidad de comprar o vender la energía generada, es decir, la generación distribuida.



3.2.1 Antecedentes en México

El Sistema Central se encuentra localizado en la parte central de la República Mexicana y es el encargado de proporcionar el servicio público de energía eléctrica al Distrito Federal y parte de los Estados de México, de Hidalgo, Puebla y Morelos, dando servicio a más de 5.7 millones de usuarios, equivalente aproximadamente al 22% del total de usuarios del país y satisface al 27% del total de la energía a nivel nacional.

La problemática actual del Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro (LFC) es en relación a su déficit de generación, ya que aún con las plantas generadoras con las que cuenta, más del 60% de la energía que está consumiendo es importada a través del Sistema de Transmisión de Comisión Federal de Electricidad (CFE) de 400 y 230 KV.

Al ser insuficiente la capacidad de generación y el constante crecimiento de la demanda se necesitan hacer reformas a la planeación del sistema eléctrico. Por ello, la opción propuesta para ayudar a mejorar el comportamiento de la red es lo que se conoce como la Generación Distribuida. Los estudios no solo técnicos como flujos de potencia y corto circuito sino también el análisis de rentabilidad solicitado por la SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) y dictaminado por un tercero, dieron como resultado la factibilidad técnica y económica del proyecto de incorporación de Generación Distribuida en el Sistema Central de Luz y Fuerza del Centro.⁽¹⁾

La interconexión de la Generación Distribuida al Sistema de Distribución tiene el potencial para alterar en forma significativa el diseño y la operación del sistema de suministro, así como la naturaleza de la industria de las empresas de distribución de electricidad. Sin embargo, para que esto ocurra, se debe superar el reto de proporcionar interconexiones con una buena relación entre



costo y efectividad, además de que sean confiables para la Generación Distribuida.

Los problemas en la interfaz se deben resolver para que la Generación Distribuida no sea una tecnología impráctica aunque interesante; la Generación Distribuida se puede convertir en parte clave de la reestructuración de la industria de las empresas eléctricas. ⁽¹²⁾

3.3 Beneficios de la Generación Distribuida

La Generación Distribuida presenta los siguientes beneficios al Sistema Eléctrico: ⁽¹⁾

- Contribuye a evitar el colapso de voltaje del Sistema Interconectado Nacional.
- Recuperar la capacidad firme en subestaciones (sin interrupciones).
- Satisfacer requerimientos urgentes de demanda.
- Ahorro de pérdidas en la red de transmisión y transformación de Luz y Fuerza del Centro.
- Mejora la flexibilidad en la operación de la infraestructura eléctrica y su mantenimiento sin interrupciones.
- Incremento de ingresos por facturación en la venta de energía.
- Reducción de problemas sociales y económicos por falta de suministro de energía eléctrica.
- Indicadores de rentabilidad favorables.
- Cortos tiempos de instalación y puesta en operación.
- La Generación Distribuida, apoyará para impulsar el desarrollo con base en el fortalecimiento del mercado interno, cubriendo la demanda de energía eléctrica.



También se cuentan con los siguientes beneficios para el usuario de esta tecnología: ⁽⁴⁾

- Incremento en la confiabilidad del sistema
- Aumento en la calidad de la energía generada
- Reducción del número de interrupciones (recuperación de capacidad firme)
- Uso eficiente de la energía generada
- Menor costo de la energía (tanto cuando se usan los vapores de desecho o por el costo de la energía eléctrica en horas pico)
- Uso de energías renovables
- Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio
- Disminución de emisiones contaminantes

3.4 Sistemas de generación distribuida implantados

Existen cuatro esquemas principales en los cuales se basa la integración de una central eléctrica de generación distribuida a la demanda del usuario.

3.4.1 Planta generadora de emergencia

La planta generadora de emergencia brinda energía a la carga cuando el sistema eléctrico está fuera de servicio hasta que éste puede ser restablecido. La aplicación de esta medida de seguridad se enfoca a los usuarios que necesitan un servicio ininterrumpido de electricidad, así como procesos que no pueden ser detenidos por falta de energía ya que representaría un muy alto costo.⁽²⁾

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



por fallas en la red. Este esquema es llamado también, soporte a la red de distribución.⁽⁴⁾

3.4.2 Horas pico

También llamado carga en punta. La energía eléctrica no puede ser almacenada, por lo tanto, tiene que generarse tanta electricidad como sea requerida en cada instante de tiempo. Pero, la demanda no es constante, sino que varía durante las diversas horas del día. Existen horarios en los que la necesidad de electricidad es muy baja, al igual que existen horarios en los que la demanda es bastante grande, es decir, las horas pico, las cuales serán explicadas más a detalle en el siguiente capítulo.⁽⁴⁾ Por todo esto, la generación distribuida representa *una solución para los consumidores que no pueden detener su consumo de energía eléctrica en horarios de alto costo, trabajando como fuente principal de generación durante el periodo de las horas pico, reduciendo los costos.*⁽²⁾

3.4.3 Generación en zonas inaccesibles

Existen sitios donde es muy complicado y costoso establecer la infraestructura necesaria para el transporte de la electricidad, por lo que las unidades de generación distribuida como las solares y eólicas resultan una excelente solución para proveer de energía a estos lugares aislados, permitiendo llevar el centro de generación al lugar de consumo. Es también llamado generación aislada o remota.⁽²⁾

3.4.4 Fuente principal de generación

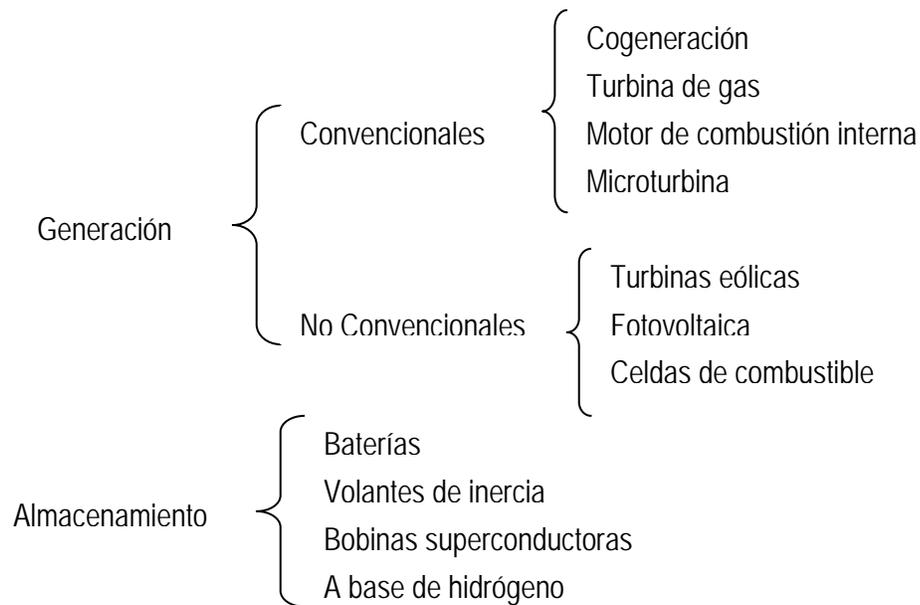
También llamado carga base. Son sistemas conectados a la red eléctrica principal, pero no obtienen energía a partir de ésta durante su funcionamiento normal. La unidad de generación distribuida se encarga de suministrar totalmente



la energía que requiere la carga dedicada.⁽²⁾ El papel de la red consiste en ser el respaldo a dicha unidad en caso de que falle; opera en paralelo con la red de distribución y puede tomar o vender parte de la energía.⁽⁴⁾ Por otro lado, cuando la carga requiere menos energía eléctrica, los excedentes de energía generada son integrados a la red, además de que se puede aprovechar el calor proveniente de la generación eléctrica incrementándose su eficiencia.

3.5 Tecnología usada en sistemas de Generación Distribuida

Las tecnologías usadas en la Generación Distribuida permiten para potencias pequeñas generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de calidad. Se pueden dividir en dos grandes grupos: las de generación y las de almacenamiento.⁽⁴⁾



A continuación se proporciona una descripción de cada tipo de tecnología listada anteriormente.



Cogeneración.- Como ya se describió en el capítulo anterior, la Cogeneración es la tecnología que partiendo de una energía de calidad media (la del combustible) la convierte en otras formas energéticas, como vapor o agua caliente y la electricidad, obteniendo eficiencias globales de más del 80%, de tal forma que se aprovecha la energía que en procesos convencionales dentro de centrales termoeléctricas se desperdiciaría, ya que en estas últimas, aún en las plantas más eficientes, únicamente se logra la conversión a electricidad de menos del 40% de la energía disponible en forma de calor.⁽⁵⁾

Turbina de gas.- Consta de un compresor que alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión para hacer funcionar un generador eléctrico conectado a la turbina. El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diesel. Las capacidades de las turbinas van de 265 kW (como por ejemplo para un restaurant) a 50 MW (como para un centro comercial). Permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%. Los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C.⁽⁹⁾

Motor de combustión interna.- Utilizan diesel, combustóleo o gas natural. Existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20000 kW. Alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%, siendo la temperatura de sus gases de combustión de 400°C. Tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años y alta eficiencia a baja carga.⁽⁴⁾

Microturbinas.- Turbina de ciclo Brayton que usando aire atmosférico y gas natural como combustible produce energía. La energía eléctrica es producida por un generador magnético permanente unido al asta de salida o bien por un reductor de velocidad que maneje un generador síncrono. Tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma. Su



capacidad oscila entre 15 kW a 300 kW en una sola unidad con una frecuencia de 1,600 Hz. Requieren de un mantenimiento mínimo y sus unidades ocupan muy poco espacio además de ser ligeras. Operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diésel, propano, y biomasa.^(3,4)

Turbinas eólicas.- Estas instalaciones deben estar situadas en zonas donde el recurso eólico sea abundante. Una vez instalado el aerogenerador y puesto en marcha, la energía generada se inyecta a las redes existentes de distribución eléctrica. El periodo de vida media de estos aerogeneradores es de 25 a 30 años.⁽⁸⁾

Fotovoltaica.- Energía alternativa que puede suministrar electricidad a instalaciones, viviendas y pueblos a los que no es fácil conectar a la red eléctrica. Este es un concepto de “Sistema Aislado”, y para ello es necesario disponer de baterías dónde almacenar la energía producida durante las horas de radiación solar. En las ciudades y pueblos donde ya existe una desarrollada red de transporte eléctrico, este sistema se convierte en una herramienta medioambiental muy importante, ya que permite inyectar en la red la electricidad generada sin necesidad de almacenarla, y así de este modo ahorrar emisiones tóxicas a la atmósfera. Los sistemas fotovoltaicos se refieren a la conversión directa de fotones energéticos en la luz solar a electricidad sin la intervención del calor, ni suplemento de combustible líquido o gaseoso. Los equipos fotovoltaicos son de estado sólido y muy simples en su diseño de tal forma que requieren muy poco mantenimiento, además de tener la ventaja de trabajar solos o de conectarse entre sí para producir salidas de microwatts a megawatts. Se usan como fuentes de poder en diversos equipos y aparatos, desde calculadoras, relojes, bombas de agua, equipos remotos, comunicaciones, satélites y vehículos espaciales hasta plantas generadoras en escalas de megawatts.⁽³⁾



Celdas de Combustible.- Es un dispositivo en el cual se combinan el hidrógeno y oxígeno sin combustión para producir electricidad en presencia de un catalizador. Algunas tecnologías que usan las celdas de combustible y las temperaturas a las que trabajan son: Ácido Fosfórico(300°F), Membrana de intercambio de protón (200°F), Carbón fundido (1200°F) y Óxido sólido (1300°F). Las celdas de combustible pueden ser costosas en comparación con el suministro de la red eléctrica como para ser considerado competitivo inmediatamente, pero expertos en la industria indican que con producción en masa los precios bajan. El costo de instalación no siempre es el factor decisivo al seleccionar una cierta tecnología. En lugares donde la regulación ambiental es estricta, las celdas de combustible ofrecen la única solución limpia para producción de electricidad fuera del sector renovable.

Baterías.- Son, los acumuladores convencionales de plomo-ácido y las de Níquel-Cadmio que presentan una densidad de energía almacenada del orden de 30 Wh/kg. Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las de Sodio-Azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg, las de Zinc-Aire con valores de 80 a 100 Wh/kg y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de Zinc-Bromo-Cloro y las de Bromuro de Sodio-Polisulfuro de Sodio.⁽⁴⁾

Volantes de inercia.- Un volante de inercia es un elemento totalmente pasivo, únicamente aporta al sistema una inercia adicional. Al incrementarse la inercia del sistema, en igualdad de condiciones, se reducen las fluctuaciones de velocidad. Suelen emplearse volantes de inercia en máquinas cíclicas para reducir las variaciones de la velocidad cuando hay cambios en el par motor o en el par solicitado al motor (par de la carga), dentro del ciclo. Si el par de la carga y el par del elemento motor de una máquina son constantes no se precisan volantes. Se emplean volantes cuando se quiere conseguir una velocidad de régimen constante (o con las menores fluctuaciones posibles). Por ejemplo, en motores de combustión, el par de la carga es constante pero el par motor es variable con el



tiempo, y en bombas alternativas es el par de la carga el variable y el par motor es constante con el tiempo.⁽¹⁰⁾ Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.⁽⁴⁾

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

3.6 Interconexión del sistema de Generación Distribuida con los Sistemas de Transmisión y de Distribución de la red eléctrica

Los sistemas de transmisión permiten interconectar los generadores de cualquier sistema de producción externo al sistema eléctrico. Los sistemas de distribución están diseñados para alimentar cargas eléctricas partiendo de los sistemas de transmisión, por lo que se requiere modificar los sistemas de protección y la operación de los mismos para interconectar al productor externo.

Algunos de los posibles conflictos y aspectos técnicos a considerar en la interconexión para la integración de los sistemas de Generación Distribuida son:

3.6.1 Regulación de voltaje y pérdidas

En un sistema de distribución radial de los que comúnmente se usan, se tiene un conjunto de alimentadores de alta tensión que suministran potencia a un grupo de transformadores, teniendo la desventaja de que al fallar un transformador o el alimentador de alta tensión, todos los clientes de baja tensión asociados a ese transformador quedan sin suministro. Estos sistemas regulan el voltaje haciendo



uso de los “taps” (cambiadores de derivación de voltaje de los transformadores), así como capacitores en los alimentadores, para lograr mantener el voltaje en un rango de $\pm 5\%$ del voltaje nominal.

Cuando se introduce la generación distribuida a la red, se presenta un problema con los flujos de potencia que interfieren con las condiciones normales de la regulación de voltaje, ya que si es aplicada en el extremo donde se encuentra el transformador y el cambiador de derivación de voltaje, entonces, dicho dispositivo no operará de manera correcta, ya que existe un aumento de voltaje y corriente que se suministran a la red, por lo que el control compensador es “engañado” y percibe una disminución de la carga y el regulador de voltaje disminuye el voltaje suministrado.

Una posible solución es mover la unidad generadora distribuida a un punto intermedio para evitar el problema en el control compensador, teniendo cuidado ya que también se pueden presentar incrementos en el voltaje de los consumidores.

La influencia de la generación distribuida debe analizarse cuidadosamente para asegurar que no cause efectos negativos a los usuarios. Una forma para evaluar el comportamiento del sistema eléctrico con la inserción de la generación distribuida puede ser por medio de una simulación a través de un software, con la finalidad de analizar las diversas fuentes distribuidas a través del sistema de distribución convencional para rectificar la regulación del voltaje en cada punto, y para ello es importante considerar la potencia suministrada y la localización del módulo de generación distribuida, la impedancia característica de la línea y la sincronía con la red. Se debe también tomar en cuenta que el módulo de generación distribuida afecta tanto la potencia reactiva como la potencia real, y dicho módulo debe operar con un factor de potencia entre 0.85 atrasado y 1.⁽²⁾

3.6.2 Fluctuaciones de voltaje



La generación distribuida puede presentar grandes fluctuaciones de voltaje y con esto provocar daños en el sistema al conectarse a la red eléctrica. Dichas fluctuaciones varían de acuerdo a la tecnología utilizada, por ejemplo, cuando se usan generadores eólicos la potencia de salida está en función con la velocidad del viento, lo cual representa variaciones aleatorias importantes.⁽²⁾

3.6.3 Aislamiento intencional de la red

Se puede incrementar la confiabilidad del servicio eléctrico con la implantación de un generador distribuido si es utilizado para proveer la energía de respaldo durante interrupciones del suministro eléctrico. Se debe instalar un interruptor automático fuera del área donde se encuentra la carga dedicada, el cual opera durante fallas que se encuentren fuera de la sección que el generador distribuido debe alimentar en caso de una interrupción de la energía creando una isla. El generador debe ser capaz de proporcionar la energía demandada por esa carga, manteniendo los valores adecuados de voltaje y corriente, siendo el generador capaz de tomar dicha carga en cuanto el interruptor se abra.

El sistema de Generación Distribuida debe reconocer si se presenta una falla de corriente dentro del área que alimenta y en este caso enviar una señal que bloquee la alimentación de la isla siempre y cuando la falla se presente en dicha zona. Cuando la red se reestablece, el interruptor efectúa el recierre cuando se garantice la sincronía entre isla y red.⁽²⁾

3.6.4 Impacto sobre los niveles de corto circuito

La contribución de una falla proveniente de una pequeña central de Generación Distribuida no es muy grande, pero la suma de todas esas contribuciones es lo suficientemente grande como para tener repercusiones en los niveles de corto circuito provocando problemas de coordinación en el sistema de protección. La configuración y la impedancia del transformador, al cual se conecta



el módulo de Generación Distribuida son factores muy importantes a tomar en consideración para los cálculos de los niveles de corto circuito. ⁽²⁾

3.6.5 Armónicas

El tipo y severidad de las armónicas depende de la tecnología de los convertidores de potencia y la configuración de interconexión. Viejos inversores basados en Silicon Rectifier Controlled (SCR) al conmutarse con la línea producían altos niveles de armónicas de corriente sobre los sistemas de potencia. Ahora muchos de los nuevos inversores están basados en Isolated Gate Bipolar Transistor (IGBT) que utilizan modulación de ancho de pulso para generar una señal de calidad.

Existen también problemas que han sido identificados en relación con la presencia de las armónicas, como son: resonancia en los bancos de capacitores, en equipos sensibles a variaciones y armónicas, y en caso extremo, sobrecalentamiento en el equipo. ⁽²⁾

3.7 Generación Distribuida desde el punto de vista jurídico

En realidad, no se cuenta con una normatividad específica en cuanto al tema de Generación Distribuida en México. Sin embargo, es posible hacer uso de las Leyes y Reglamentos vigentes con el objetivo de contar con un marco legal que permita la introducción de plantas generadoras bajo el esquema de Generación Distribuida. A continuación se mencionan dichas leyes mexicanas que contienen las normas que se necesitan para llevar a cabo el establecimiento de sistemas de Generación Distribuida:

1. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, 1992.
2. Manual de Servicios al Público en materia de Energía Eléctrica, 1993.



3. Reglamento de la Ley del Servicio Público en Energía Eléctrica, 1994.
4. Ley de la Comisión Reguladora de Energía, 1995.
5. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, 1998.
6. Tarifas para el Suministro y Venta de Energía Eléctrica, 2006.

Referencias Bibliográficas:

- 1.- Castillo Vargas Martín, Bortoni Garza Juan J., Galicia Mendoza Dora Luz, et al. "Proyecto de Generación Distribuida en Luz y Fuerza del Centro, avances y pruebas en fábrica a la unidad generadora". XIX Reunión de Verano de Potencia. Acapulco, Guerrero, México. Julio 2006.
- 2.- Romo Mercado, Zayra Luz y Vargas Valle, Griselda. "La generación distribuida a partir de celdas de combustible". México, D.F. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2002.
- 3.- Borbely Anne-Marie y Kreider Jan F. "Distributed Generation, the power paradigm of the new millennium". E.U.A. Editorial CRC Press LLC, 2001.
- 4.- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Generación Distribuida. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui
- 5.- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Cogeneración. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_25_cogeneracion
- 6.- Zeballos Raúl y Vignolo Mario. "¿Redes de transmisión o Generación distribuida?". Boletín Facultad de Ingeniería IIE, Uruguay. Diciembre 2000.
- 7.- Perez Rudy. "Distributed Generation Panorama". Conferencias XII Seminario de Ahorro de Energía, Cogeneración y Energía renovable. Cd. De México, D.F., México. 28 de septiembre de 2006.
- 8.- Hernández Lomelí José Luis y Flores Arciniega José Luis. "La generación de electricidad en CFE mediante fuentes de energía renovables como el viento 2ª parte". XIX Reunión de Verano de Potencia. Acapulco, Guerrero, México. Julio 2006.
- 9.- Morales Guillén María Magdalena. "Viabilidad de Cogeneración en el contexto de la Reforma Eléctrica en México".



México, D.F. Centro de Investigación en Energía, UNAM, 2004.

10.- Sweet William. "Networking assets [distributed generation]". Spectrum, IEEE, Volumen 38, Número 1, Págs; 84-86, 88. Enero 2001.

11.- "Volantes de Inercia, capítulo 7". Campus Tecnológico Universidad de Navarra.
<http://www.tecnun.es/asignaturas/elemaqui/cap7.pdf>

12.- "Aspectos Técnicos de la Operación e Interconexión de Generación Distribuida (GD) bajo el régimen de Autoabastecimiento, con el Sistema de Distribución de Luz y Fuerza del Centro". Luz y Fuerza del Centro. 12 de Julio de 2006.

CAPÍTULO IV

Autoabastecimiento



CAPÍTULO IV

AUTOABASTECIMIENTO

4.1 ¿Qué es autoabastecimiento?

El autoabastecimiento o autogeneración es la utilización de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias de quien obtiene el permiso para tal efecto o del conjunto de copropietarios o socios. Es decir, según el Artículo 101 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (R.L.S.P.E.E.) es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de equipo de generación, destinado a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.⁽²⁾

4.1.1 Marco legal del autoabastecimiento

En el Artículo 72 de este mismo Reglamento, se indica que los particulares podrán realizar la generación de energía eléctrica ya sea para su venta a la Comisión Federal de Electricidad o para su consumo por los mismos particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción o bien para su uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica, además de ser posible la exportación de dicho suministro de energía. También es posible la importación de energía eléctrica, para uso exclusivo de los importadores de la misma.

De acuerdo al Artículo 73, las actividades a las que se refiere el artículo anterior podrán 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. Y, como se indica en el Artículo 89, no se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW, ni para el funcionamiento de plantas generadoras destinadas exclusivamente al uso propio



en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.⁽²⁾

Ahora bien, el Artículo 36 fracción I de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) nos señala que se otorgan permisos de autoabastecimiento siempre y cuando, y sin excepción, sea para el autoconsumo y satisfacción de necesidades propias de copropietarios de una central eléctrica que constituyan una sociedad para tal propósito. Esta sociedad no tiene la facultad de proveer de energía eléctrica a terceras personas que no formen parte de dicha sociedad constitutiva, además de que deben poner a disposición de la Comisión Federal de Electricidad los excedentes de producción de energía eléctrica de dicha central.⁽¹⁾

4.2 Desarrollo del autoabastecimiento

Al inicio sólo el sector industrial y ciertas compañías eran quienes contaban con máquinas utilizadas para el autoabastecimiento de energía eléctrica debido a que eran las únicas que tenían los recursos suficientes para alquilarlas.

Hoy en día, después de los diversos desarrollos tecnológicos y por las necesidades de satisfacer la demanda, diversos fabricantes ofrecen una amplia selección de equipos incluso para satisfacer necesidades tan grandes que requieran una gran central termoeléctrica hasta necesidades incluso, del tipo doméstico.

Actualmente, contamos con un sistema eléctrico de grandes plantas de generación, generalmente ubicadas lejos de la demanda, y grandes redes de transmisión que llevan la energía generada hacia ella. La producción de electricidad dentro de la industria eléctrica consiste en un proceso que consta de



cuatro etapas que se llevan a cabo en un cierto orden: Generación, transmisión, distribución y consumo.

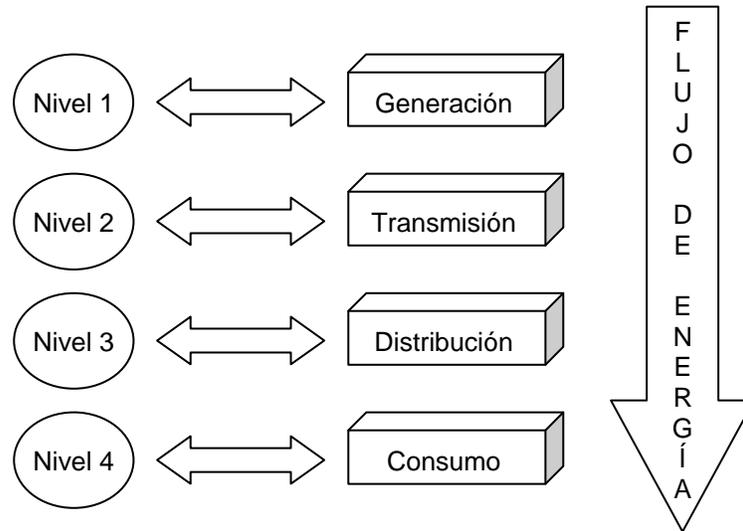


Figura 4.1 Concepción tradicional de la industria eléctrica ⁽³⁾

La industria eléctrica es una industria en crecimiento continuo, lo cual ha implicado la instalación de nuevas plantas generadoras en el nivel 1 (figura 4.1) y la ampliación del área de transmisión y de distribución, en el nivel 2 y nivel 3. El crecimiento del mercado eléctrico, el desarrollo de mercados de capitales y el progreso técnico, han desencadenado que el tamaño de las inversiones en generación disminuya en relación al tamaño del mercado.

Hasta 1980 la mayor eficiencia se obtenía aumentando la capacidad de la planta generadora. Es hacia 1990 cuando se produce un cambio en esta tendencia, al observarse que no se producen cambios importantes en la eficiencia al variar la potencia del generador.

En la actualidad se cuenta con tecnología de generación con plantas relativamente pequeñas respecto a la generación convencional y con menor costo por megawatt generado. Con esta nueva situación se empieza a disolver la principal justificación para crear grandes centrales de generación.



Estos nuevos generadores no necesitan de un sistema de transmisión para conectarse directamente a la red de distribución, ya que la energía que generan se consume directamente en el lugar donde se produce, evitando con esto los costos de inversión y pérdidas que se producirían si la red de transmisión se instalara. Para el año de 1994 el tamaño medio de las plantas generadoras era inferior a 30 MW.

La transmisión de los Sistemas eléctricos de potencia ha constituido hasta el presente un monopolio natural. La totalidad de la generación compuesta por grandes generadores fue instalada en el sistema de transmisión. Por lo tanto, cualquier usuario que pretenda vender o comprar energía eléctrica necesita ser usuario de la transmisión.

En la nueva concepción de la industria eléctrica la generación no es exclusiva del nivel 1 y el flujo de potencia ya no es unidireccional, tal y como lo muestra la figura 4.2. En este esquema una parte de la energía demandada es proporcionada por las centrales de generación convencionales, mientras que otra es producida mediante Generación Distribuida, dejando siempre aparte aquellos casos de Autogeneración en que un consumidor produce energía eléctrica para sí mismo, aunque esto también se puede considerar dentro de Generación Distribuida.⁽³⁾

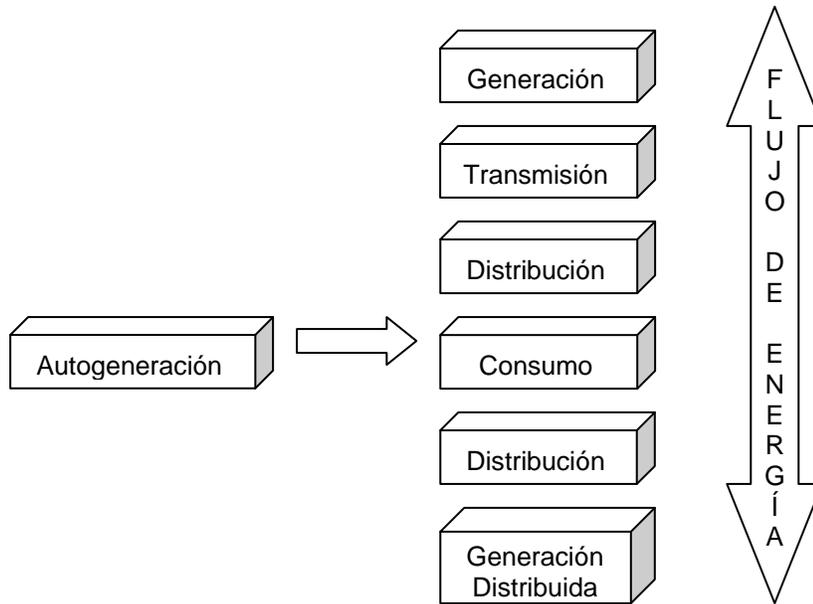


Figura 4.2 Nueva concepción de la industria eléctrica ⁽³⁾

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

- Instalando generación central convencional y ampliando las redes de transmisión
- Instalando autoabastecimiento en forma de Generación Distribuida

En la evaluación de las opciones, los costos exactos que se deben evaluar son aquellos de la planta de Generación Distribuida contra los de la planta generadora convencional más la red de transporte asociada a esta última, tanto en costos de instalación, así como en mantenimiento y pérdidas acumuladas. La Generación Distribuida, por estar cerca de la demanda, no utiliza la red de transmisión y por lo tanto evita los costos asociados con ésta, es decir, la característica principal de la Generación Distribuida es que ofrece una alternativa viable y competitiva para que el usuario utilice energía eléctrica sin tener que ser usuario de la transmisión. También es importante analizar que los costos globales de construcción de las redes de transmisión se han incrementado por el aumento



de la mano de obra y de los materiales de construcción; en cambio los costos en la Generación Distribuida han disminuido ya que estas plantas se construyen en forma Standard y en módulos fácilmente instalados en sitio.⁽³⁾

4.3 Sistemas de Autogeneración Eléctrica

Existen varios sistemas de autogeneración eléctrica: convencionales y de generación alternativa.

4.3.1 Sistemas de autogeneración eléctrica convencionales

Dentro de los convencionales se encuentran los grupos electrógenos conocidos a nivel doméstico por su facilidad de operación, simpleza y seguridad.

Los grupos electrógenos son equipos electromecánicos compuestos por dos partes fundamentales: una llamada máquina accionante y la otra, máquina accionada. La primera, generalmente, es un motor de combustión interna ciclo Otto a combustible, nafta o gas natural; ciclo Diesel; motor dual a combustible líquido-gas y/o especiales que funcionan con combustible pesado mezcla 70/30 (gas oil - fuel oil) entre otros. La segunda parte, la máquina accionada, es generalmente, un alternador sincrónico trifásico o monofásico llamado generador.

Los grupos electrógenos pueden prestar servicios generando en forma continua 24 horas en forma ininterrumpida llamada generación de base; en forma intermitente para servicios donde es necesario equilibrar los consumos, cubrir horarios picos de consumo o como servicio de emergencia (hospitales, sanatorios, etc.). Aun cuando la red de alimentación de energía eléctrica en un sistema cualquiera se mantenga en general sin problemas en el servicio, es imprescindible la colocación de grupos electrógenos en todos los edificios donde existan



posibilidades de riesgos personales (clínicas, hospitales) como así también en edificios de más de tres pisos de altura, teatros, clubes y estadios deportivos.

De igual manera el grupo electrógeno se constituye en un elemento de extrema necesidad y seguridad en grandes centros comerciales, negocios y todo lugar donde exista una movilidad de personas.

Dentro de las turbinas de gas pueden establecerse dos grandes grupos: turbinas industriales y aeroderivadas. Las primeras presentan mejores valores de disponibilidad y una mayor robustez. Las turbinas aeroderivadas, sin embargo, son algo más sofisticadas y presentan mejores valores de rendimiento. Asimismo, la temperatura de los gases de escape son diferentes al igual que el comportamiento y prestaciones trabajando en cargas parciales, por lo que en cada proyecto deben analizarse detalladamente el tipo de máquina más adecuada.

4.3.2 Sistemas de autogeneración alternativas

La experiencia ha demostrado que es posible sostener el crecimiento económico de una nación utilizando menos electricidad por unidad de producto nacional que en el pasado, gracias a la existencia de tecnologías para utilizar más eficientemente la electricidad. Existe una variedad de recursos energéticos disponibles en forma natural que localmente pueden utilizarse para generar electricidad: el sol, el viento, las pequeñas corrientes y caídas de agua, los desechos agrícolas y pecuarios, y los desechos urbanos tanto sólidos como líquidos, entre otros.

Con la disponibilidad actual de tecnologías es posible conceptualizar una pequeña ciudad en la cual la basura se utilice como fuente de energía para producir electricidad. De igual forma, la energía contenida en las aguas negras sería recuperada con fines de generación. La electricidad producida de esta manera, complementada con generación eólica y solar, en caso de que estos



energéticos estén disponibles, y respaldada con algo de generación convencional, serviría para abastecer los servicios municipales de alumbrado público, suministro y tratamiento de aguas, alumbrado de edificios públicos, y otros más.

Este concepto de autoabastecimiento eléctrico puede extenderse al ámbito doméstico y comercial, en el que unos cuantos paneles fotovoltaicos, combinados con pequeños generadores eólicos, podrían suministrar toda la electricidad necesaria para la operación del inmueble. Así que algunas tecnologías, como los grandes aerogeneradores y los incineradores de biomasa, ya pueden competir en muchos casos con los generadores convencionales.⁽⁸⁾

4.4 Horario punta

Tenemos 3 tipos de horarios en los cuales se tienen diferentes costos por la energía eléctrica siendo el Horario Punta el más elevado y en el que más demanda de energía eléctrica se tiene. Por lo tanto el Horario Punta es el que más porcentaje representa en nuestra facturación mensual, aunque sea el menos representativo dentro de los horarios del día. En esas horas, muchas plantas generadoras tienen que operar a su máximo y otras, cuya operación es muy costosa, tienen que entrar para cubrir los requerimientos de energía, razón por la cual las compañías de energía eléctrica tienen un plan de tarifas en función del horario en el que sean utilizados los servicios de la red eléctrica.

Los costos de su facturación en horario base e intermedio son más baratos con la tarifa ofrecida por CFE, pero la oportunidad de un ahorro se presenta en el horario punta donde el costo de su facturación es mayor contra el costo por generar las plantas de 1 MW.

Por ello se propone utilizar una planta de generación que sustituya en el horario punta (horas pico) el suministro de energía eléctrica de forma programada,



obteniendo con esto un gran ahorro por la reducción en el consumo de la red nacional en horarios en que el costo de la energía eléctrica es mayor.

Hora	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
1	Horario Base						
2	Horario Base						
3	Horario Base						
4	Horario Base						
5	Horario Base						
6	Horario Base						
7	Horario Intermedio						
8	Horario Intermedio						
9	Horario Intermedio						
10	Horario Intermedio						
11	Horario Intermedio						
12	Horario Intermedio						
13	Horario Intermedio						
14	Horario Intermedio						
15	Horario Intermedio						
16	Horario Intermedio						
17	Horario Intermedio						
18	Horario Punta						
19	Horario Punta						
20	Horario Punta						
21	Horario Punta						
22	Horario Intermedio						
23	Horario Intermedio						
24	Horario Intermedio						

Figura 4.3 Tipos de horarios y su distribución durante el día ⁽⁷⁾

4.4.1 ¿Qué es carga base?

El sistema paralelo (Planta de emergencia) es el principal proveedor de energía del edificio y la fuente principal proporciona una menor cantidad (la banda de protección) para evitar que el sistema paralelo exporte potencia real o reactiva a la fuente principal en cambios súbitos de carga.

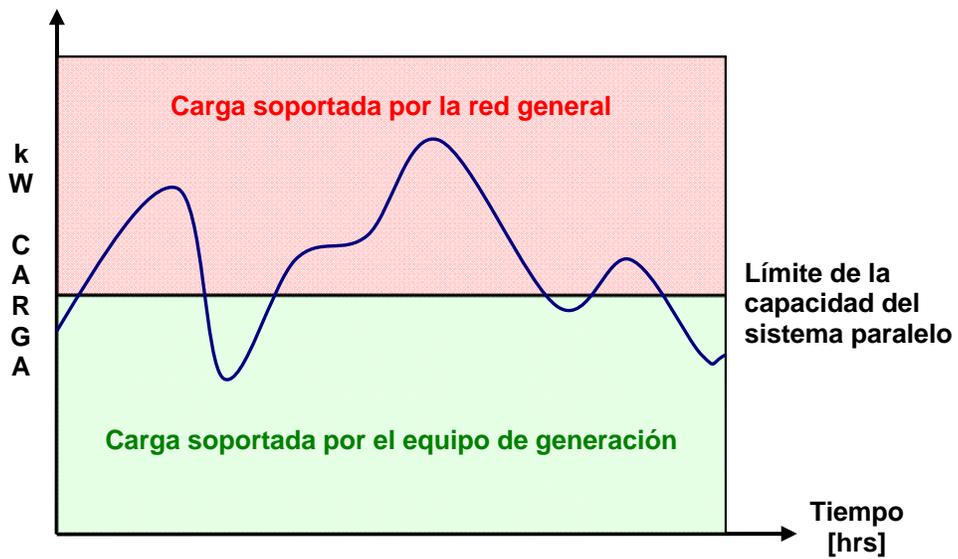


Figura 4.4 Carga soportada por la red general y por el equipo de generación ⁽⁴⁾

En la Carga Base el sistema paralelo asume un mayor porcentaje de la carga y la fuente principal proporciona la energía para el resto de la carga.

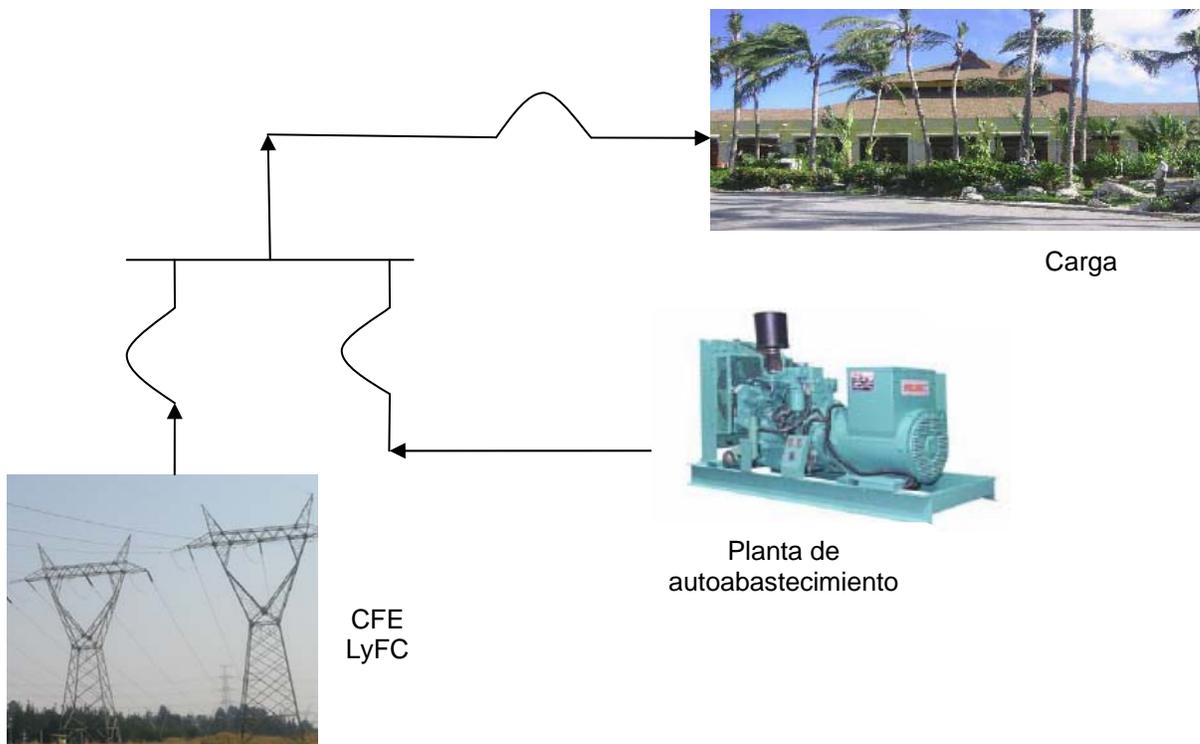


Figura 4.5 Carga soportada por la red general y por el equipo de generación ⁽⁴⁾



4.5 Ventajas del autoabastecimiento

- La posibilidad de funcionar como sistema de abastecimiento de emergencia ya que cubre gran parte de la capacidad instalada
- Tiene la posibilidad de suministrar la energía eléctrica requerida para trabajar en horas pico
- Reducción de altos costos de la energía eléctrica al eliminar el uso de la misma en horario pico
- Reducción de pérdidas al tener interrupciones en los procesos de producción debido a interrupciones del servicio eléctrico
- Inversión recuperable en un tiempo definido debido a la tendencia de incrementos en tarifas eléctricas
- Control de la demanda máxima

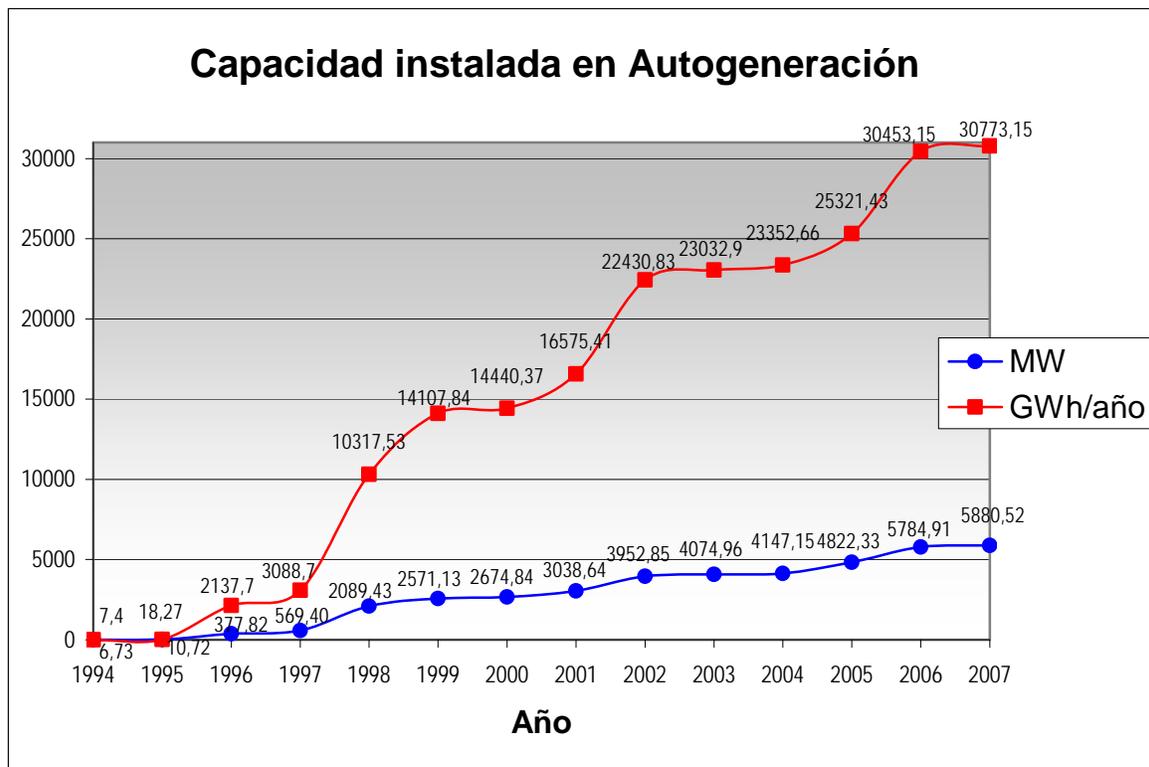
4.6 Potencial Nacional de Autogeneración

Existen en la actualidad 444 permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía definidos por la modalidad de Autogeneración, los cuales se encuentran operando de acuerdo a la Comisión ya mencionada, y se agrupan según la tecnología utilizada para operar, descritas a continuación en la tabla 4.1.

En la figura 4.6 se hace un comparativo de la capacidad instalada de Autogeneración en el país del año 1994 hasta la fecha.

Tabla 4.1 Permisos de Autogeneración en Operación ⁽⁹⁾

Tecnología	Número de permisos	Capacidad [MW]	Generación [GWh]
Turbina de Vapor	42	1,079	5,140
Turbina de Gas	20	606	2,090
Ciclo Combinado	3	875	6,057
Motor Combustión Interna	333	656	1,310
Turbina a Gas y MCI	10	166	910
Turbina Hidráulica	14	177	838
Eoloeléctrica	8	952	3,990
Lecho Fluidizado	3	990	7,250
Otras Tecnologías	11	375	1,893
TOTAL	444	5,880	30,773

Figura 4.6 Evolución de la capacidad instalada en sistemas de Autogeneración en México, CRE 2007 ⁽⁹⁾



Referencias bibliográficas

- 1.- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Diario Oficial de la Federación. México, D.F., México. 22 de Diciembre de 1992.
- 2.- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Diario Oficial de la Federación. México, D.F., México. 31 de Mayo de 1993.
- 3.- Zeballos Raúl y Vignolo Mario. "¿Redes de transmisión o Generación distribuida?". Boletín Facultad de Ingeniería IIE, Uruguay. Diciembre 2000.
- 4.- Hernández Molina Gustavo. "Autoabastecimiento una opción". Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.
- 5.- "Potencial de poligeneración y realidad en México". CONAE. Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- 6.- Hernández Ruíz Juan Antonio. "Autoabastecimiento con motores a diesel". Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.
- 7.- Campos Díaz Jesús. "Autoabastecimiento: energía más barata, garantía de ahorro". Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- 8.- Huacuz Villamar, Jorge Maximiliano. "Generación eléctrica distribuida con energías renovables. Boletín IIE. Septiembre-Octubre de 1999.
- 9.- Fuente propia. Con base en datos obtenidos de Comisión Reguladora de Energía con última actualización del mes de julio de 2007. <http://www.cre.gob.mx/>

CAPÍTULO V

*Leyes, Reglamentos
y Convenios*



CAPÍTULO V

LEYES, REGLAMENTOS Y CONVENIOS

5.1 Energía, economía y política

El planeta Tierra era considerado como infinitamente explotable en todos sus recursos, que se suponía no tenían límite. Sin embargo, es necesario afrontar que hay limitaciones de recursos y que se debe considerar en forma importante la degradación del ambiente, la crisis energética y la cada vez más escasa dotación de agua dulce. El mundo está entrando en una época de normatividades, y se manifiesta en los efectos económicos de las nuevas restricciones. Todas nuestras principales fuentes de energía actuales son de tipo no renovable con el conocimiento de que se agotarán tarde o temprano.

En gran parte, la demanda de energía que crece en forma cada vez mayor, se debe a la introducción de tecnología de producción. El esfuerzo de adecuación a las normas ambientales ha elevado y aumentará en forma creciente el precio de la energía y, consecuentemente, de una gran cantidad de artículos que requieren de ella para su fabricación.

5.2 Reforma Energética

El 27 de septiembre de 1960, el Presidente Adolfo López Mateos nacionalizó la industria eléctrica mediante la propuesta de que el artículo 27 de la Constitución Mexicana fuera modificado, quedando de la siguiente manera:



“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

En el año de 1975 se expidió una nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, fundamentada en la anterior modificación a la Constitución, la cual manifiesta que la prestación del servicio público es responsabilidad exclusiva de CFE y toda la energía eléctrica generada en industrias de los particulares para autoabastecimiento referente a cogeneración también será considerada servicio público, exceptuando la generada en caso de emergencia bajo ciertas circunstancias.

En 1983 se modificó la Ley relativa al autoabastecimiento, considerando que existen dos situaciones para otorgar permisos. En la primera los permisos se otorgan a plantas cogeneradoras de emergencia usadas exclusivamente en interrupciones en el suministro de la red eléctrica. En la segunda se otorgan a plantas generadoras donde el autoabastecimiento incrementa la eficiencia de la transformación de energéticos primarios, produciendo otros energéticos secundarios que satisfacen necesidades del solicitante, obligando al permisionario a ceder el excedente de energía a CFE.

En diciembre de 1992 se realizaron cambios al artículo 3° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para ampliar los siguientes rubros que no serán considerados como 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 CFE.



-
- 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 a satisfacer sus necesidades propias.
 - V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Lo anterior determina que la producción de energía eléctrica para el autoabastecimiento no se considera servicio público.

5.2.1 Panorama energético. Definiciones y conceptos.

La red eléctrica se ha concebido como sistemas integrados, es decir, incluye la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. De la misma forma, se ha pensado en los sistemas eléctricos como un monopolio natural. El suministro de energía eléctrica se considera como un servicio público independiente de que la empresa suministradora sea de propiedad privada o pública.

En algunos países existía la preocupación del costo del servicio, ya que si era muy alto, se considera dañino para la competitividad de la economía. Dicha situación se empeoraba con la mayor apertura del comercio internacional y la fuerza de asociaciones de libre comercio.

En otros el problema se debía de algunos gobiernos que no tenían suficientes recursos como para desarrollar nueva infraestructura como para dar mantenimiento a los equipos existentes. Por lo anterior, el sector energético se volvió ineficiente viéndose reflejado en la disminución del servicio.



A pesar que las problemáticas variaban de una región a otra, se tomaron soluciones bastante similares, con el objetivo de hacer competitiva a la industria eléctrica.

En Latinoamérica, Chile fue el primer país en impulsar una reforma en el sector eléctrico, seguido por el Reino Unido que decidió hacer lo propio a este respecto.

En Estados Unidos y Europa, desde finales de la década de los sesentas y principios de de los ochentas, se legisló sobre el Servicio Público de Energía Eléctrica, donde se prescriben las disposiciones legales que deben cumplir los permisionarios (autoabastecedores, cogeneradores, productores independientes, pequeños productores, etc.), así como las compañías suministradoras.

A partir de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (1992), se establecieron convenios sobre el papel de la inversión privada en el sector eléctrico mexicano.

Estos convenios abrieron el área de generación eléctrica a particulares bajo las siguientes figuras jurídicas:

❖ Autoabastecimiento:

Una empresa podrá adquirir, establecer u operar una planta de generación eléctrica en México para satisfacer sus necesidades de suministro. La electricidad generada que exceda dichas necesidades debe ser vendida a la CFE y ésta deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa.

❖ Cogeneración:

Una empresa podrá adquirir, establecer u operar una planta de cogeneración en México que genere electricidad por medio de calor, vapor



u otras fuentes energéticas asociadas con un proceso industrial. No es requisito que los dueños de la planta industrial sean también los propietarios de la planta de cogeneración. La electricidad generada que exceda los requerimientos de suministro de la planta industrial debe ser vendida a la CFE, y la CFE deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa.

❖ Producción independiente de energía eléctrica:

Una empresa podrá adquirir, establecer y operar una planta de producción independiente de energía eléctrica (PPIEE) en México. La electricidad generada por dicha planta para su venta en México deberá ser vendida a la CFE y la CFE deberá comprarla bajo los términos y condiciones acordados por la CFE y la empresa. Cuando una PPIEE ubicada en México y una empresa eléctrica de otra parte considere que el comercio transfronterizo de electricidad pueda ser de su interés, cada una de las partes de que se trate, permitirá a estas entidades y a la CFE negociar los términos y condiciones para la adquisición de energía eléctrica, y los contratos de venta de la misma. Las modalidades de ejecución de dichos contratos de suministro se dejarán a los usuarios finales, a los proveedores y a la CFE, y podrán asumir la forma de contratos individuales entre la CFE y cada una de las otras entidades. Cada una de las partes de que se trate decidirá si los contratos se sujetarán a la aprobación reguladora.

Estos acuerdos no concordaban con lo establecido en el artículo 27 de la Constitución Política Mexicana.

Por otra parte, es importante señalar que estas leyes y reglamentos están sujetas a cambios, más aún cuando se visualizan reformas significativas en el sector energético de nuestro país.



A continuación se mencionan las leyes mexicanas que contienen las normas que deben ser observadas para llevar a cabo el establecimiento de sistemas de autoabastecimiento:

1. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, 1992.
2. Manual de Servicios al Público en materia de Energía Eléctrica, 1993.
3. Reglamento de la Ley del Servicio Público en Energía Eléctrica, 1994.
4. Ley de la Comisión Reguladora de Energía, 1995.
5. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones, 1998.
6. Tarifas para el Suministro y Venta de Energía Eléctrica, 2006.

5.3 El nuevo marco regulatorio

La LSPEE emitida en 1992 deja asentado que la prestación del servicio público es responsabilidad exclusiva de la CFE, sin embargo, en el Artículo 36 de la LSPEE se establece de una manera más clara la posibilidad de otorgar permisos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y de pequeña producción.

Es conveniente saber como se instrumenta la figura jurídica del autoabastecimiento que se desprende de la LSPEE y su reglamentación.

Central eléctrica: Instalación por medio de la cual el permisionario generará la energía eléctrica correspondiente.

Operador del proceso: Persona física o moral que da lugar a la autogeneración.



La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, del suministro de Energía Eléctrica, en el Capítulo V, artículo 36 establece:

Que la Secretaría de Energía otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica. Respecto a autoabastecimiento:

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 la satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permisionaria 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.

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, el cual nos habla de que se debe aprovechar la energía eléctrica de menor costo para la CFE y que ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, lo cual se comentará más a detalle en el punto 5.3.3 Compra de excedentes, de este mismo capítulo.

En el punto IV, inciso c del mismo artículo se indica que alternativamente a lo indicado sobre pequeña producción de que se debe destinar la totalidad de la energía, que no exceda de 30 MW, para su venta a CFE, y como una modalidad



del autoabastecimiento al que nos referimos anteriormente, se permite 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 una sociedad y que los proyectos no excedan de 1 MW.

En el otorgamiento de los permisos a los que se refiere este artículo, deberá observarse lo siguiente:

1.- El ejercicio autorizado podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica. El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios solamente podrá efectuarse previo convenio con CFE. La Secretaría de Energía podrá otorgar permiso para ejercer una o varias actividades o para transferir permisos, contando con la opinión de CFE para cuidar la estabilidad del servicio público.

2.- Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o enajenar capacidad o energía eléctrica salvo en casos previstos expresamente por esta Ley.

El Artículo 37 de la LSPEE nos dice:

Una vez presentadas las solicitudes de permiso de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción, de exportación o de importación referidas anteriormente.

Los titulares de los permisos quedan obligados a proporcionar la energía eléctrica disponible para el servicio público, cuando por causas de fuerza mayor el servicio público se interrumpa o restrinja, habiendo una contraprestación a favor del permisionario. La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público se



sujeterá a las reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional establecido por CFE.

El Artículo 38 establece que los permisos tendrán duración indefinida mientras se cumplan las disposiciones legales y términos. Los permisos para producción independiente tendrán una duración de hasta 30 años y podrán ser renovados a su término.

No se requerirá permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW, ni tampoco para el funcionamiento de plantas generadoras de cualquier capacidad cuando sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 39 de la LSPEE.

El solicitante debe obligarse expresamente a poner a disposición del suministrador (organismo encargado de la prestación de servicio público de energía eléctrica, la CFE) los excedentes de producción de energía eléctrica hasta por una capacidad de 20 MW. Esta entrega de excedentes de producción al suministrador se sujetará a reglas de despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la CFE.

Con todo lo anterior queda asentado que el estado ha dejado establecida la participación del sector privado en autoabastecimiento.

El nuevo marco regulatorio se ha complementado por medio de reglamentos y metodología para determinar:

- La tarifa de energía de respaldo en caso de paro por mantenimiento o falla
- La tarifa de compra de excedentes eléctricos
- La tarifa de interconexión



- La tarifa para transportar excedentes eléctricos de exportación

5.3.1 Energía de respaldo

Permisionario: Titular del permiso de autogeneración.

Energía de porteo: Es la energía eléctrica que el permisionario entrega al suministrador para su transporte desde el punto de interconexión hasta los puntos de carga.

Suministrador: Luz y Fuerza del Centro y Comisión Federal de Electricidad.

Puntos de interconexión: Es el punto donde el permisionario entrega al Sistema Eléctrico Nacional, la energía eléctrica producida

Puntos de carga: Cada uno de los sitios en donde el suministrador entrega la energía transportada al permisionario y a sus establecimientos asociados.

El contrato de energía de respaldo se lleva a cabo con la finalidad de cubrir una posible disminución o el total de capacidad en la generación de energía eléctrica por parte del permisionario de autogeneración, este contrato señala distintas modalidades las cuales pueden ser objeto de la contratación del servicio de respaldo entre las que destacan:

El permisionario tiene como compromiso satisfacer de energía eléctrica a sus establecimientos asociados, si un establecimiento asociado demanda más potencia que la convenida de porteo para él, esta demanda adicional la abastecerá CFE o LyFC como suministro normal en la tarifa de uso normal correspondiente. En lo que se refiere a los parámetros para facturación se pagará



de acuerdo a la demanda fijada por el permisionario en el contrato de suministro que celebre con CFE con una tarifa de uso general.

También se puede contratar el servicio de respaldo por falla (cuando el equipo del permisionario no se encuentra funcionando) y cuando el permisionario deja de generar energía eléctrica por mantenimiento, de tal manera que si el permisionario lo desea puede contratar servicio de respaldo por falla o por falla y mantenimiento, por una capacidad reservada menor a la capacidad de la energía eléctrica que él produce.

5.3.2 Interconexión

Se entenderá por puntos de interconexión el sitio en donde el Permisionario entrega al Sistema Eléctrico Nacional la energía producida por su fuente de energía.

Conforme a lo dispuesto en el convenio de Instalaciones y Cesión del contrato de Interconexión, el permisionario es quien debe realizar las inversiones necesarias para la construcción o adecuación de líneas de transmisión, subestaciones y otras instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios para lograr la interconexión, y además será responsable del diseño y construcción de las instalaciones requeridas.

El convenio de Instalaciones y Cesión, se lleva a cabo entre las partes (CFE o LyFC y el Permisionario) para la regulación específica de las obras que se requieran para la interconexión, y en él se determina el presupuesto de las mismas, el programa de construcción, el programa de aportaciones y se conviene la cesión de las instalaciones por parte del permisionario a favor de CFE y LyFC. Esto último significa que es el suministrador el encargado de distribuir y transmitir la energía eléctrica generada en la propiedad del permisionario.



5.3.3 Compra de excedentes

La CFE propone a la CRE para su aprobación, modelos de Convenios y Contratos para la compra de excedentes, considerando que estos puedan ser utilizados por los permisionarios de autoabastecimiento.

5.3.3.1 Despacho

El convenio de Compraventa de Excedentes de Energía Eléctrica (Energía Económica). La Energía Económica es la energía que el permisionario pone a disposición de la CFE.

En lo que se refiere a la entrega de excedentes y el funcionamiento del despacho eléctrico, conforme al Reglamento derivado de la nueva LSPEE, se establece:

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 CFE, de conformidad con lo dispuesto en la LSPEE y en el Reglamento.

El convenio de compra de excedentes de energía eléctrica (Energía Económica), publicada el 2 de febrero de 1998, en el que se establece en la cláusula décima octava, que la energía de Recepción Automática Notificada se pagará a razón de 0.90 veces el costo marginal regional incurrido en cada periodo horario diario, en tanto que la Energía de Recepción Automática No Notificada se pagará a razón de 0.85 veces dicho costo.

Aquí se aclara que se entiende por Recepción Automática Notificada aquella que el permisionario a más tardar a las 18:00 horas del día previo



notifique al Área de Control, a través de medios electrónicos que entregará un bloque de Energía Económica durante un periodo determinado del día, y cuando el aviso no sea realizado con esa anticipación, se considerará Recepción Automática No Notificada.

5.3.3.2 Venta de excedentes menores a 20 MW

De los convenios para la adquisición de energía eléctrica, en la Sección XIII del Reglamento de la LSPEE en el Artículo 135, se menciona:

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 permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración conforme lo indique la Secretaría pactando compromisos de capacidad y adquisición de energía, atendiéndose a lo siguiente:

Cuando se trate de permisionarios de autoabastecimiento, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 MW.

5.3.3.3 Venta de excedentes mayores a 20 MW

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.

Con los demás permisionarios podrán celebrarse convenios en los que se acuerden las compras de energía según las reglas de despacho.

La naturaleza de que estos excedentes tengan que ser capacidades firmes se deriva de lo establecido en el Artículo 36 BIS de la LSPEE, que nos dice que para llevar a cabo la prestación del servicio público de energía



eléctrica que resulte de menor costo para la CFE y que ofrezca óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, se toma en cuenta lo siguiente:

La Secretaría de Energía determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación, la CFE informará de los proyectos a la Secretaría de Energía, que con base en los costos se determinará si la instalación la hará la CFE o bien particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria.

Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público deberá considerarse la que generen los particulares que se encuentren bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción.

Los convenios por los que la CFE adquiera la energía eléctrica de los particulares se ajustarán a lo dispuesto en el Reglamento de la LSPEE.

5.3.4 Exportación de excedentes eléctricos

En la generación de energía eléctrica en territorio nacional para su aprovechamiento en otro país, la Comisión Reguladora de Energía podrá otorgar permisos a proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, anexando la solicitud de permiso de exportación y un documento donde conste el compromiso de adquirir la energía eléctrica por parte de las personas que la aprovecharán en el extranjero, tal como lo establece la Sección X del Reglamento de la LSPEE, Artículos 116-119.



En este caso, el permisionario tiene la opción ya sea de controlar las líneas de transmisión necesarias o de convenir con la CFE el uso de sus líneas de transmisión que requieran para la exportación de sus excedentes.

Si se decide por la primera opción, el Reglamento de la LSPEE establece en el Artículo 157 que los particulares podrán construir las líneas de transmisión que requieran siempre que dichas líneas no se interconecten a la red del servicio público, con lo cual, el permisionario que desee exportar excedentes podrá construir sus propias líneas de transmisión. Si se decide por la segunda opción, el permisionario tiene que pagar a CFE el uso de las líneas de transmisión por interconexión y porteo eléctrico.

5.4 Convenios en busca de opciones benignas para el planeta

5.4.1 ¿Qué es el Protocolo de Kyoto?

El objetivo para el cual se crea el Protocolo de Kioto es conseguir reducir un 5,2% las emisiones de gases de efecto invernadero globales sobre los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Se considera que actualmente es el único mecanismo internacional para hacer frente al cambio climático y minimizar sus impactos al contar con objetivos legalmente obligatorios para que los países industrializados reduzcan las emisiones de los 6 gases de efecto invernadero de origen humano como son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

La UE aceptó el objetivo de un 8% de reducción; EE.UU. 7% y Japón 6%. Sin embargo, otros países tenían el compromiso de estabilizar sus emisiones como Nueva Zelanda, Rusia o Ucrania, o la posibilidad de incrementarlas como Noruega un 1% y Australia un 8%. Lo mismo sucedió con el reparto que los países



Europeos hicieron de su 8% conjunto, permitiendo a España aumentar las emisiones en un 15%. Como las emisiones reales de Rusia cayeron con el colapso económico de principios de los 90, la concesión creó un significativo excedente de "derechos" de contaminación (conocido como "aire caliente") que podría ser vendido al mejor postor.

5.4.2 Futuro Energético de nuestro planeta

Según estudios realizados publicados en el año 2005, en los últimos años la tasa de crecimiento en el consumo energético nacional fue 4.9% y hasta el 2013 será 5.6%, que se traduce como una mayor explotación de combustibles fósiles, haciendo necesaria la generación de fuentes energéticas no contaminantes basadas en el principio de la generación distribuida, es decir, la producción de energía en el lugar de consumo.⁽⁴⁾

Con esto se alerta que la sobreproducción de hidrocarburos en los países petroleros ha producido el sobrecalentamiento de la atmósfera provocando severas protestas de los ambientalistas.

Existe evidencia de que el calentamiento global observado en los últimos 50 años se debe a las actividades industriales, la quema desmedida de combustibles fósiles y el cambio de uso del suelo; factores contribuyentes al aumento de niveles de concentración de gases en la atmósfera propiciando el efecto invernadero.

Dentro de las emisiones de gases más contaminantes a nivel mundial se encuentra el bióxido de carbono (CO₂), siendo éste principalmente emitido por el sector energético y por las fuentes de energía relacionadas con la combustión (67%).⁽⁵⁾



Referencias Bibliográficas:

- 1.- Morales Guillén María Magdalena. "Viabilidad de Cogeneración en el contexto de la Reforma Eléctrica en México". México, D.F. Centro de Investigación en Energía, UNAM, 2004.
- 2.- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Cogeneración. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_25_cogeneracion
- 3.- "Energía, economía y política"
- 4.- Fernández Zayas, José Luis. "Los hilos del mundo: Panorama Energético Mundial". Foro Consultivo, Científico y Tecnológico; V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 18 de Abril de 2005.
- 5.- Martínez, Julia. "El desafío del cambio climático global". Investigación en Cambio Climático del Instituto Nacional de Ecología; V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 18 de Abril de 2005.
- 6.- Muñoz Ledo, Porfirio. "Conferencia Magistral: La Reforma Energética en México". Centro Latinoamericano de la Globalidad. Foro Consultivo, Científico y Tecnológico. V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 19 de Abril de 2005.
- 7.- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Diario Oficial de la Federación, México, 1992.
- 8.- Reglamento de la Ley del Servicio Público en Energía Eléctrica, Diario Oficial de la Federación, México, 1994.

CAPÍTULO VI

*Transición
Cerrada*



CAPÍTULO VI

TRANSICIÓN CERRADA

6.1 Transferencia transición cerrada

Uno pensaría que cuando se tiene una planta de emergencia su uso es precisa y específicamente ese: de emergencia. Pero cuando se habla de transferencia en transición cerrada se habla de la oportunidad de dicha planta de “emergencia” de funcionar en forma paralela con el suministro de energía eléctrica proporcionada por Luz y Fuerza del Centro o por Comisión Federal de Electricidad, de tal manera que la carga que se tiene sea abastecida parcialmente o en su totalidad por la planta de emergencia con la que se cuenta, teniendo la oportunidad de no depender en ciertos momentos o en ciertas horas del día de la energía eléctrica proporcionada por la compañía suministradora aunque no haya ocurrido un paro o falla por parte de esta última, contando con equipo capaz de sincronizarse con la red eléctrica cuando sea necesario.

6.2 Descripción de operación del control de transferencia transición cerrada

El control de la transferencia automática deberá realizar las siguientes funciones: ⁽¹⁾

6.2.1 Modo de emergencia

En caso de las siguientes fallas en el suministro de energía eléctrica por parte de Luz y Fuerza o de CFE:

- Falta de energía eléctrica



- Falla de fase
- Baja tensión
- Sobre tensión
- Secuencia de fase

la transferencia mandará el arranque de la planta de emergencia, desconectando el interruptor de “normal”, la planta de emergencia arrancará y se sincronizará. Una vez sincronizada, cerrará el interruptor de “emergencia” y la planta tomará la carga en rampa hasta la capacidad de la misma. Una vez que retornen las condiciones adecuadas en el suministro de energía eléctrica por parte de Luz y Fuerza o de CFE para la operación normal, la planta se sincronizará con la red cerrando el interruptor de “normal” y abriendo posteriormente el interruptor de “emergencia”, evitando así un parpadeo. Al comprobarse que el suministro de energía eléctrica por parte de Luz y Fuerza o de CFE no tiene variaciones, el control de la transferencia automática procederá al periodo de desfogue, enfriando la planta y apagándola. .⁽²⁾

6.2.2 Modo de rasurar picos de demanda (Peak shaving)

¿Qué es el Peak Shaving?

Es la sustitución del suministro de energía contratada a CFE o LyFC durante el horario más costoso de operación (horario punta) y se abastece mediante equipos electrógenos, obteniendo con ello, la disminución en el pago por demanda facturable y cargo de KWh por consumo de energía en el horario punta.

Para modo de rasurar picos de demanda en periodo punta (rpdpp), el control de la transferencia deberá realizar las siguientes funciones: Quince minutos antes de la hora de periodo punta, el reloj interno del control arrancará la planta hasta que esté en condiciones óptimas de operación. Una vez que está en



condiciones de tomar la carga, el control de la transferencia automática la sincronizará con la compañía suministradora de energía eléctrica. El control de la transferencia automática hará que la planta de emergencia tome la carga en rampa hasta la capacidad de la misma. Diez minutos después de terminado el periodo de punta, el control de la transferencia automática comenzará a quitar paulatinamente carga a la planta de emergencia hasta que la compañía suministradora de energía alimente plenamente la carga; el control de transferencia automática procederá al periodo de desfogue, enfriando la planta y apagándola.

Para modo de rasurar picos fuera de demanda punta (rpfdp), el control de la transferencia automática deberá realizar las siguientes funciones: Si la demanda excede los valores predeterminados por un periodo de ocho a diez minutos consecutivos, el control arrancará la planta hasta que esté en condiciones óptimas de operación. Una vez que la planta esté en condiciones de tomar la carga, el control de la transferencia automática deberá hacer que la planta de emergencia tome la carga en rampa, hasta la capacidad predeterminada. En cuanto la demanda pico disminuya el valor predeterminado en veinte minutos consecutivos, el control de la transferencia automática comenzará a quitar paulatinamente carga a la planta de emergencia hasta que la compañía suministradora de energía alimente plenamente la carga; el control de la transferencia automática procederá al periodo de desfogue, enfriando la planta y apagándola.⁽²⁾

Beneficios del Peak Shaving

- Reducción de costos operativos
- Respaldo de la energía eléctrica en un 100% de la demanda propuesta
- Retorno de la inversión en corto tiempo
- Incremento en la calidad de la energía



6.3 Ejemplificación de puesta en marcha de un modelo de transferencia de transición cerrada. Caso base: Instituto FONACOT.

6.3.1 Historial

Los problemas y las continuas fallas de energía eléctrica así como la continuidad en daños de los equipos tanto de alumbrado como equipos en su mayoría de cómputo y comunicaciones, así como las grandes cantidades pagadas por el consumo de energía eléctrica a la compañía suministradora, Luz y Fuerza del Centro, especialmente en horario punta, despertó el interés de cambiar o actualizar el equipo con el que se contaba a fin de corregir los problemas antes mencionados y mejorar el suministro de energía adecuando las instalaciones al plan para el ahorro de energía.

6.3.2 Justificación técnica del proyecto

En cumplimiento a las Directrices Federales, emitidas por la Comisión Nacional de Ahorro de Energía (CONAE) tendientes al ahorro de energía, el FONACOT ha integrado nuevos proyectos y equipos a corto plazo como son Cogeneración, Ahorro de Energía, Sincronía, los cuales requieren de actualización y complemento de las instalaciones y accesorios de la subestación del edificio sede, así como de las Direcciones Metropolitanas y Estatales, que pudieran ser susceptibles de incluirse.

Con la finalidad de corregir las continuas fallas de energía eléctrica y mejorar el suministro de la misma, adecuando las instalaciones al plan nacional para el ahorro de energía en cuanto a tecnología aplicada de accesorios y equipos, se adquirió un equipo denominado “Tablero de Sincronía”.



La principal función de dicho equipo es coordinar en forma automática el arranque y operación de la planta de 300 KW para proporcionar en horas pico la demanda y carga total de energía eléctrica del edificio sede.

Dicho equipo sacará paulatinamente en forma “sincronizada” a la empresa suministradora de energía eléctrica, en este caso, Luz y Fuerza del Centro.⁽¹⁾

Los beneficios que se obtendrán serán:

- Continuará el modo de Emergencia durante un eventual fallo del suministro normal.
- Ahorro de energía por abatimiento de la demanda de consumo actual en el edificio sede.
- Ahorro económico por el costo de la energía, la cual repercutirá en forma directa y significativa sobre los cargos por demanda máxima que Luz y Fuerza del Centro cobra a sus usuarios desde la tarifa 3 a la HSL.
- Mejoras de la calidad de la energía, misma que requieren las nuevas tecnologías de los sistemas digitales de transmisión de voz y datos, además de que las condiciones de las instalaciones eléctricas sean de cierta característica y estén dentro de un rango de operatividad de casi el 100%.
- Eliminación total durante el lapso de operación de corrientes parásitas, picos y otros parámetros factores que imperan en todas



las líneas de distribución y que causan o pueden causar daños a los equipos y accesorios.

- Menor probabilidad de daños a los equipos durante el rango de operación, por ser una energía del tipo controlada.
- Alargamiento de la vida útil de los equipos y accesorios eléctricos, así como de las luminarias o lámparas.
- Disminución de los costos por mantenimientos preventivos y correctivos, al alargarse la vida útil de los accesorios, equipos y lámparas.⁽¹⁾

6.3.2.1 Acciones realizadas

Se realizó un arreglo de las plantas de emergencia para darle prioridad al equipo de cómputo y comunicaciones, de tal forma que la confiabilidad para el servicio aumente a un 99.99%.

Se instalaron sensores de presencia para los sistemas de alumbrado en los niveles del primero al cuarto piso.

Se instaló en el edificio principal, un tablero de sincronía para la *autogeneración en horas punta*. Dicho tablero permite el trabajo de la planta tanto en emergencia por un eventual fallo de la compañía suministradora, como por rasuramiento de picos de carga y trabajo en sincronía con Luz y Fuerza del Centro (motivo principal de estudio en esta tesis).

Del 18 de Diciembre del 2006 al 23 de Enero del 2007, se instalan y ponen en operación equipos nuevos de Aire Acondicionado



(Ver Anexo 5), que relaciona los equipos de aire acondicionado y el período estimado de operación según el usuario, el Horario de Impacto, los cuales incrementan los consumos a partir del mes de Enero de 2007.

6.3.3 Requerimientos para tablero de sincronización

FONACOT requiere el suministro y la instalación en sus oficinas centrales de un tablero de transferencia automática de un grupo electrógeno de emergencia para usarse en sincronía con la red de suministro de energía eléctrica en transición cerrada.

El edificio de FONACOT cuenta con una planta de Autoabastecimiento con capacidad de generar 300 KW, a 220 V, 3 fases, que pesa 2750 kg y que emplea la tecnología de un motor de combustión interna marca cummins/gerner stamford que utiliza diesel para su funcionamiento. Dicha planta, era considerada de emergencia, y a partir de la puesta en marcha de este proyecto esta planta opera en emergencias y en horas pico.

6.3.3.1 Instalación de equipo de transferencia automática

Se instala el tablero de transferencia y sincronización marca Dwppon Elektric: 1200 amperes, 3 fases, 4 hilos, 220 volts, en gabinete autosoportado NEMA 1, con barras colectoras de cobre electrolítico de alta conductividad de 1000 amperes por pulgada cuadrada.



Para la operación de este equipo se requiere de lo siguiente:

- Tres juegos de zapatas
- Dos interruptores EMAX marca ABB (o cualquier otra marca, el tablero Dwppon Elektric es universal) de 3 polos de operación eléctrica (24 VDC o 127 VCA) de montaje fijo o removible.

Este tablero contiene:

IG-CU-Timer (1 pieza):

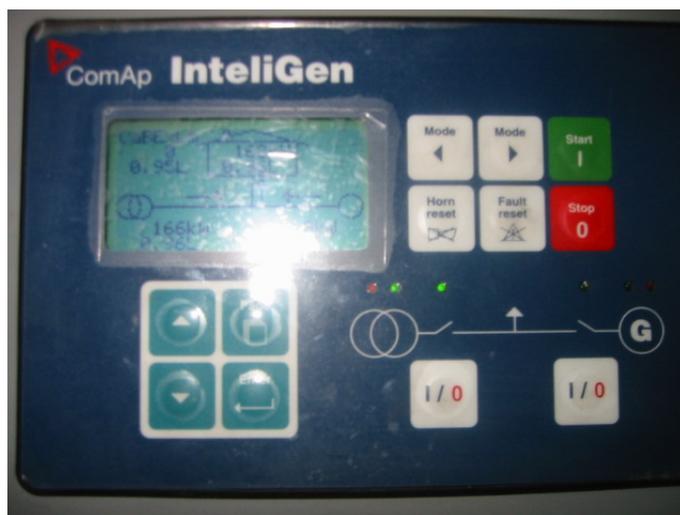
Módulo de control del generador grupo electrógeno, IntelliGen IG-CUT marca CompAp de circuitos integrados y reloj interno, manipulable por teléfono o Internet. Tiene las siguientes características: Control de transferencia y retransferencia automática con tiempo de retardo, medición de parámetros de la red y del generador, protecciones trifásicas sobre el grupo electrógeno, interfase de comunicación RS232 Modbus, 2 relevadores 16 amperes, supervisión de secuencia de fases, supervisión de



transferencia de carga en rampa, funciones de calentamiento y enfriamiento de la máquina, entre otras.



Es un controlador universal contra la caída de la red (AMF Anti Mains Failure) para grupos solos y grupos múltiples que trabajan en el modo de emergencia o en paralelo. El controlador Inteligen arranca automáticamente los grupos electrógenos cuando las condiciones están dadas; se cierra el interruptor del grupo y luego para la máquina por una señal externa o por el accionamiento del pulsador de parada. La ventaja principal del Inteligen es la sencillez para operarlo y para instalarlo. Se puede disponer de configuraciones predefinidas para aplicaciones típicas o bien se pueden tener aplicaciones especiales definidas por el usuario de acuerdo a sus necesidades.





Características:

- Arranque y parada manual o automática del grupo electrógeno
- Pulsadores para control simple, prueba de lámparas
- Display gráfico LCD y seis leds indicadores de estado
- Parámetros ajustables por medio de teclado o pc
- Control de Transferencia y Retransferencia Automática con tiempo de retardo
- Medición de Parámetros de la red: V1-V3, I1-I3, Hz, kW,KVAr, kWh, F.P.
- Medición de Parámetros del generador: V1-V3, I1-I3, Hz, kW,KVAr, kWh, F.P.
- Funciones que accionan la transferencia automática:
 - ⇒ Alta/Baja Tensión.
 - ⇒ Alta/Baja Frecuencia.
 - ⇒ Asimetría de Tensión.
- Protecciones trifásicas sobre el grupo electrógeno:
 - ⇒ Alta/Baja Tensión.
 - ⇒ Alta/Baja Frecuencia.
 - ⇒ Sobrecorriente/Sobrecarga.
 - ⇒ Asimetría de Tensión/Corriente
 - ⇒ Potencia Inversa
 - ⇒ Falla de excitación y falla a tierra
- Supervisión de secuencia de fases
- Protecciones varias y seleccionables
- Capacidad de Entradas Analógicas de: Presión de aceite, Temperatura del agua, Tensión de la Batería, Velocidad de la Máquina (pick up)
- Capacidad programable de Inputs y Outputs
- Funciones de calentamiento y enfriamiento de la máquina



- Interfase RS232 Modbus y capacidad de comunicación mediante Módem
- Dimensión compacta de 180x120 mm
- Gabinete Sellado para operación IP64.

IG-PCM (1 pieza):

Control de Potencia para operación de sincronización automática con la red, que además realiza: Retransferencia, protección de Falla a tierra, control de velocidad, de tensión, de potencia incluso en rampa, del factor de potencia, control de carga en paralelo con la red eléctrica. Cuenta también con dos salidas analógicas para control de tensión y de velocidad y 4 entradas y 4 salidas binarias programables.



IG-MTU (2 piezas):

Módulo de tres transformadores conectados delta-estrella 400V / 230V para separar las tensiones de la red y el generador.



IG-AVRI (1 pieza):

Interfase con regulador de voltaje para adaptarlos a distintos niveles de regulador de voltaje. Se conecta a la salida del regulador del voltaje y al IG-PCM.



IG-AVRI-TRANS (1 pieza):

Transformador de voltaje para alimentar el módulo de AVRI.

NPU-FUV (1 pieza):

Relevador monitor de energía de la fuente normal, sobrevoltaje, bajo voltaje, secuencias de fase, sobrefrecuencia, baja frecuencia y asimetría; con 4 contactos secos para desconectar del interruptor principal.

6.4 Análisis Económico de un proyecto de autoabastecimiento

Una planta de autoabastecimiento inicia su vida con un estudio de factibilidad técnica y económica, y termina cuando deja de ser un proyecto rentable en su operación y por lo tanto es retirada. Durante este periodo son generados ingresos y gastos asociados a las diferentes fases del ciclo de vida de la planta, las cuales con frecuencia son denominadas: estudios de construcción, operación y retiro.

6.4.1 Criterios de Evaluación

Existen diferentes criterios para evaluar un proyecto de autoabastecimiento. Los más importantes son:

Valor Presente (VP)



Se define como el ingreso que obtendrá el inversionista o la empresa a valores actualizados y se basa en la suma de todos los flujos de efectivo del proyecto a un cierto periodo base (generalmente al inicio del proyecto). Está dado por:

$$VP = \sum_{j=f}^n [F_j / (1+k)^f] - I_0$$

I_0 = Inversión inicial

k = Tasa de descuento

F_j = Flujo de efectivo en el periodo j

n = Número de años que dura el proyecto

Si $VP > 0$ el proyecto es viable y en este caso se toma el proyecto que tenga el más alto VP .

Si $VP < 0$ se rechaza el proyecto.

Si $VP = 0$ significa que la realización del proyecto no cambia la situación del inversionista.

Relación Beneficio/Costo (B/C)

Este método se basa en la relación de los beneficios a los costos asociados con un proyecto y se considera atractivo cuando los beneficios desde su implantación exceden los costos asociados. Los beneficios son ventajas en términos de dinero que recibe el inversionista y los costos son los gastos para construcción, operación, mantenimiento.

Una relación B/C mayor o igual a uno, indica que el proyecto evaluado es económicamente ventajoso.

Periodo de Recuperación del Capital



Es el periodo de recuperación simple de la inversión y se define como el cociente entre la inversión (I) y el ahorro anual (Aea).

$$PR = \frac{I}{Aea}$$

Con esto se tiene una idea aproximada de en cuanto tiempo se recuperará la inversión realizada en el sistema de autogeneración mediante los ahorros que se produzcan.

Mientras más tiempo sea utilizado el equipo de autogeneración, el periodo de recuperación disminuye; por tal motivo se busca que la planta opere el mayor tiempo posible para incrementar los ahorros.

Costos de Generación

El costo total de generación está compuesto por la suma e los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento.

Costos de inversión

Consta de tres elementos:

- Costo unitario de inversión directo: se obtiene de dividir todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de producción del equipo de generación, donde se refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc.
- Costo unitario de inversión indirecto: son los costos de ingeniería, administración y control de la obra.



- Costo unitario actualizado de inversión al inicio de la operación: a partir de los costos unitarios directos e indirectos y mediante el uso de una tasa real de descuento del 10% anual, se calcula el valor de la inversión actualizada al inicio de la puesta en marcha de la instalación.

Costos de los combustibles

Durante el periodo de operación, uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible. El costo de los energéticos a lo largo de la vida útil de una instalación de autogeneración, aún medido en moneda constante, es variable; debido ya sea a que los recursos energéticos son finitos y por ello el precio aumenta, o bien a los efectos ambientales que traen consigo la sustitución de combustibles “sucios” por limpios generando aumento de costos.

Costos de operación y mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Los costos fijos están presentes independientemente de la operación de la planta y por tanto no están directamente relacionadas con la energía generada, y dentro de esta clase de costos se encuentran: salarios, prestaciones, seguro social, gastos generales y materiales del área de mantenimiento.

Son costos variables los que guardan relación directa con la generación de energía eléctrica: materiales, servicios de terceros, gastos generales, etc.



6.5 Estudio de Cuantificación de Ahorro de Energía

A continuación se hace un estudio para cuantificar el ahorro de energía tanto en KWH como en dinero.

Para este estudio se toman en cuenta las tablas 6.1, 6.2 y 6.3^a y 6.3b que se encuentran en los anexos 1, 2, 3 y 4 de esta tesis además de los recibos de facturación expedidos por Luz y Fuerza del Centro, del mes de Octubre del año 2005 hasta el mes de Junio del año 2007.

También, para plantear el estudio costo-beneficio con la cuantificación de los ahorros obtenidos con el proyecto, se realizó el siguiente análisis de la inversión y mantenimiento del sistema de autoabastecimiento empleado para la transferencia de transición cerrada en FONACOT.

	Datos de Inversión y Mantenimiento				Total Anual		
	Litros/hr	\$/Litro	\$/hr	Sin IVA	Con IVA	Sin IVA	Con IVA
Costo del equipo (inversión inicial)				500,000.00	575,000.00	500,000.00	575,000.00
Costo de operación por hora	80	5.80	464.00	464.00	533.60		
Costo de operación por día (4 horas)	320	5.80	1,856.00	1,856.00	2134.40		
Costo de operación por mes (20 días hábiles aprox.)	6,400.00	5.80	37,120.00	37,120.00	42,688.00		
Costo de operación por año	76,800.00	5.80	445,440.00	445,440.00	512,256.00	445,440.00	512,256.00
Costo de mantenimiento mensual				7,008.33	8,059.58		
Costo de mantenimiento anual				84,099.96	96,714.95	84,100.00	96,715.00
TOTAL						1,029,540.00	1,183,971.00

Se tiene entonces, una inversión y mantenimiento (calculado para el primer año) de \$1,183,971.00 tomando en cuenta algunos datos investigados en FONACOT sobre este estudio previo realizado.



También se tomó en cuenta:

Cargo por demanda: El cargo por demanda es una función de la demanda máxima del consumidor y la tarifa de la demanda facturable.

Se calcula por medio de:

$$DF = DP + FRI * \max (DI - DP, 0) + FRB * \max (DB - DPI, 0)$$

DP → Demanda máxima medida en periodo punta

DI → Demanda máxima medida en el periodo intermedio

DB → Demanda máxima medida en el periodo de base

DPI → Es el máximo valor de demanda medido entre el periodo de punta y el intermedio

FRI y FRB son factores de reducción, y tendrán los siguientes valores:

FRI → 0.30

FRB → 0.15



CUANTIFICACIÓN DE LOS AHORROS

1.- Cuantificación de los ahorros obtenidos de Octubre a Diciembre de 2006, por Implantación de Medida de Ahorro de Energía "A".

1.1.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE OCTUBRE 2006.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Octubre si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

1.1.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Se considera lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Octubre de 2005.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Octubre 2005	22,200	69,000	6,300	97,500	154	222	187	198
Prom Octubre05 - Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	21,617	62,967	7,833	92,417	136	230	193	205

1.1.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

Fórmula (A) → $DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$

Donde:

DF = Demanda Facturable	=	?
DP = Demanda Punta	=	193
DI = Demanda Intermedia	=	230
DB = Demanda Base	=	136
DPI = La Mayor entre DP y DI	=	230

FRI = 0.30 Factor de Reducción P / Media Tensión = 0.30

FRB = 0.15 Factor de Reducción P / Media Tensión = 0.15

Notas

- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$DF = 193 + 0.30(230 - 193) + 0.15(136 - 230)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 193 + 0.30(230 - 193) = 204 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes



de Octubre de 2006.

1.1.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Octubre de 2006 utilizando las tarifas correspondientes.

Tabla 6.5

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Prom.	21,617	62,967	7,833	204	93.59	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Prom.	14,437.99	50,342.12	19,577.80	26,985.12	1,067.75	110,275.28	16,541.29	126,816.58
KWH y KW Real	18,000	60,600	300	130	93.59	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	12,022.96	48,452.83	749.85	16,143.50	773.70	76,595.44	11,489.32	88,084.76
Ahorro KWH y KW	3,617	2,367	7,533	74	-			
Ahorro Real \$	2,415.03	1,889.29	18,827.95	10,841.62	294.05	33,679.84	5,051.98	38,731.82

Ahorros Obtenidos durante el mes de Octubre de 2006, por la implantación de Medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

1.2.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE NOVIEMBRE 2006.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Noviembre si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

1.2.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Se considera lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Noviembre de 2005.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).

Tabla 6.6

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Noviembre 2005	24.000	56.400	12.300	92.700	105	219	198	205
Prom Octubre05 – Marzo06	22.100	55.100	11.350	88.550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20.550	64.800	5.850	91.200	131	247	191	209
Promedio	22.217	58.767	9.833	90.817	119	229	197	208

1.2.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

Fórmula (A) → $DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$

Donde:

DF = Demanda Facturable	=	?
DP = Demanda Punta	=	197
DI = Demanda Intermedia	=	229
DB = Demanda Base	=	119
DPI = La Mayor entre DP y DI	=	229



$$\begin{aligned} \text{FRI} = 0.30 & \text{ Factor de Reducción P / Media Tensión} & = & 0.30 \\ \text{FRB} = 0.15 & \text{ Factor de Reducción P / Media Tensión} & = & 0.15 \end{aligned}$$

Notas

- a.- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- b.- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$\text{DF} = 197 + 0.30(229 - 197) + 0.15(119 - 229)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $\text{DF} = 197 + 0.30(229 - 197) = 207 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes de Noviembre de 2006.

1.2.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Noviembre de 2006 utilizando las tarifas correspondientes.

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Prom.	22.217	58.767	9.833	207	94,87	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Prom.	14.554,36	46.079,20	24.104,62	26.856,18	1.432,13	110.162,23	16.524,33	126.686,56
KWH y KW Real	21.600	52.500	600	187	94,87	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	14.193,37	41.291,57	1.475,35	25.825,00	1.063,65	81.721,64	12.258,25	93.979,89
Ahorro KWH y KW	617	6.267	9.233	20				
Ahorro Real \$	360,99	4.787,63	22.629,27	1.031,18	368,48	28.440,59	4.266,09	32.706,68

Ahorros Obtenidos durante el mes de Noviembre de 2006, por la implantación de Medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

- *1.- Esta Bonificación incluye además de la bonificación por Factor de Potencia de \$ 1,063.65, una bonificación por reducción de \$ 966.70, (Ver Tabla 6.2).

1.3.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE DICIEMBRE 2006.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Diciembre si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

1.3.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Se considera lo siguiente:

- a).- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Diciembre de 2005.
- b).- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- c).- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre



de 2006 (Horario de Verano).

Tabla 6.8

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Diciembre 2005	21.600	52.200	12.600	86.400	112	215	196	202
Prom Octubre05 - Marzo06	22.100	55.100	11.350	88.550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20.550	64.800	5.850	91.200	131	247	191	209
Promedio	21.417	57.367	9.933	88.717	122	228	196	207

1.3.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

Fórmula (A) → $DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$

Donde:

DF = Demanda Facturable	=	?
DP = Demanda Punta	=	196
DI = Demanda Intermedia	=	228
DB = Demanda Base	=	122
DPI = La Mayor entre DP y DI	=	228
FRI = 0.30 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
FRB = 0.15 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$DF = 196 + 0.30(224 - 196) + 0.15(121 - 224)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 196 + 0.30(224 - 196) = 206 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes de Diciembre de 2006.

1.3.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Diciembre de 2006 utilizando las tarifas correspondientes.

Tabla 6.9

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Prom.	21,417	57,367	9,933	206	94.83	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Prom.	13,983.16	44,832.31	24,269.30	26,637.86	1,397.13	108,325.50	16,248.82	124,574.32
KWH y KW Real	21,600	50,100	900	120	94.83	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	14,107.24	39,165.75	2,199.65	15,572.40	923.60	70,121.44	10,518.22	80,639.66
Ahorro KWH y KW	- 183	7,267	9,033	86	-			
Ahorro Real \$	- 124.08	5,666.56	22,069.65	11,065.46	473.53	38,204.06	5,730.61	43,934.66

Ahorros Obtenidos durante el mes de Diciembre de 2006, por la implantación de Medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.



2.- Cuantificación de los ahorros obtenidos de Enero, Febrero y Marzo de 2007 (Horario Normal), por Implantación de Medida de Ahorro de Energía "A", considerando el aumento de cargas en Aire Acondicionado por incremento de confort.

2.1.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE ENERO 2007.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Enero de 2007, considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

2.1.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Enero de 2006.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Enero 2006	20.100	47.700	11.400	79.200	101	189	179	182
Prom Octubre05 - Marzo06	22.100	55.100	11.350	88.550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20.550	64.800	5.850	91.200	131	247	191	209
Promedio	20.917	55.867	9.533	86.317	118	219	191	200
Aumento por AA		496	86	582		91	39	
Total Esperado	20.917	56.363	9.619	86.899	118	310	230	

2.1.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

$$\text{Fórmula (A)} \rightarrow DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:	DF = Demanda Facturable	=	?
	DP = Demanda Punta	=	230
	DI = Demanda Intermedia	=	310
	DB = Demanda Base	=	118
	DPI = La Mayor entre DP y DI	=	310
FRI = 0.30	Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
FRB = 0.15	Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)



$$DF = 230 + 0.30(310 - 230) + 0.15(118 - 310)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 230 + 0.30(310 - 230) = 254 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes de Enero de 2007.

2.1.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Enero de 2007.

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	20.917	56.363	9.619	254	94,786	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13.449,42	43.376,71	23.146,04	32.314,65	1.417,42	110.869,40	16.630,41	127.499,81
KWH y KW Real	19.800	48.600	1.200	209	94,786	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	12.751,70	37.462,39	2.892,05	24.936,85	1.014,55	77.028,44	11.554,27	88.582,71
Ahorro KWH y KW	1.117	7.763	8.419	45	-			
Ahorro Real \$	697,72	5.914,32	20.253,99	7.377,80	402,87	33.840,96	5.076,14	38.917,10

Ahorros Obtenidos durante el mes de Enero de 2007, por la implantación de Medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

2.2.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE FEBRERO 2007.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Febrero de 2007, considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

2.2.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Febrero de 2006.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Febrero 2006	21,300	51,300	12,900	85,500	107	241	200	213
Prom Octubre05 - Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	21,317	57,067	10,033	88,417	120	236	198	210
Aumento por AA		496	86	582		91	39	
Total Esperado	21,317	57,563	10,119	88,999	120	327	237	



2.2.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

Fórmula (A) → $DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$

Donde:

DF = Demanda Facturable	=	?
DP = Demanda Punta	=	237
DI = Demanda Intermedia	=	327
DB = Demanda Base	=	120
DPI = La Mayor entre DP y DI	=	327
FRI = 0.30 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
FRB = 0.15 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$DF = 237 + 0.30(327 - 237) + 0.15(120 - 327)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 237 + 0.30(327 - 237) = 264 \text{ KW} \rightarrow (a)$
 Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió Registrarse, para el mes de Febrero de 2007.

2.2.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Febrero de 2007.

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	21,317	57,563	10,119	264	95.067	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13,237.86	42,786.58	23,515.54	32,466.72	1,492.47		16,577.13	127,091.37
KWH y KW Real	24,000	56,400	4,500	175	95.067	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	14,983.00	42,146.85	10,513.70	25,115.75	1,205.90		13,733.01	105,286.41
Ahorro KWH y KW	- 2,683	1,163	5,619	89	-			
Ahorro Real \$	- 1,745.14	639.73	13,001.84	7,350.97	286.57		2,844.12	21,804.96

Ahorros Obtenidos durante el mes de Febrero de 2007, por la implantación de Medida "A".

Notas

- FPC = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.
- El Consumo Base se considera el mismo por ser menor el promedio calculado que el valor real registrado.

2.3.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE MARZO 2007.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Marzo de 2007, considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se



hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

2.3.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Marzo de 2006.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Marzo 2006	23,400	54,000	12,600	90,000	155	238	251	251
Prom Octubre05 – Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	22,017	57,967	9,933	89,917	136	235	215	223
Aumento por AA		496	86	582		91	39	
Total Esperado	22,017	58,463	10,019	90,499	136	326	254	

2.3.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

$$\text{Fórmula (A)} \rightarrow \text{DF} = \text{DP} + \text{FRI} \max(\text{DI} - \text{DP}, 0) + \text{FRB} \max(\text{DB} - \text{DPI}, 0)$$

Donde:	DF = Demanda Facturable	=	?
	DP = Demanda Punta	=	254
	DI = Demanda Intermedia	=	326
	DB = Demanda Base	=	136
	DPI = La Mayor entre DP y DI	=	326
	FRI = 0.30 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
	FRB = 0.15 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

a.- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.

b.- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$\text{DF} = 254 + 0.30(326 - 254) + 0.15(136 - 326)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $\text{DF} = 254 + 0.30(326 - 254) = 275 \text{ KW} \rightarrow \text{(a)}$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes de Marzo de 2007.

2.3.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Marzo de 2007.



Tabla 6.15

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	22,017	58,463	10,019	275	94.725	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13,639.53	43,350.31	23,227.05	33,737.00	1,421.04	112,532.85	16,879.93	129,412.78
KWH y KW Real	20,700	54,300	4,800	216	94.725	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	12,823.65	40,263.45	11,127.85	24,789.25	1,068.05	87,936.15	13,190.42	101,126.57
Ahorro KWH y KW	1,317	4,163	5,219	59	-			
Ahorro Real \$	815.88	3,086.86	12,099.20	8,947.75	352.99	24,596.70	3,689.51	28,286.21

Ahorros Obtenidos durante el mes de Marzo de 2007, por la implantación de Medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

Notas Generales.

- 1.- Los ahorros en los meses de Febrero y marzo disminuyen, debido al incremento de la carga de trabajo en horario intermedio por la "Feria Fonacot".
- 2.- La tendencia Futura de los Consumos y Demandas en Horario Normal es la obtenida en los meses Enero a Marzo.

3.- Cuantificación de los ahorros obtenidos de Abril, Mayo y Junio de 2007 (Horario de Verano), por implantación de medida de Ahorro de Energía "A" considerando el aumento de cargas en Aire Acondicionado, por incremento de confort.

3.1.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE ABRIL 2007.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Marzo de 2007, considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

3.1.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- a).- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Abril de 2006.
- b).- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- c).- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- d).- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Tabla 6.16

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Abril 2006	20,400	65,100	7,500	93,000	106	266	192	215
Prom Octubre05 - Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209



CAPÍTULO VI. TRANSICIÓN CERRADA



Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	21,017	61,667	8,233	90,917	120	245	195	211
Aumento por AA		558	24	582		91	24	
Total Esperado	21,017	62,225	8,257	91,499	120	336	219	

3.1.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

Fórmula (A) → $DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$

Donde:

DF = Demanda Facturable	=	?
DP = Demanda Punta	=	219
DI = Demanda Intermedia	=	336
DB = Demanda Base	=	120
DPI = La Mayor entre DP y DI	=	336
FRI = 0.30 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
FRB = 0.15 Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

- a.- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- b.- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$DF = 219 + 0.30(336 - 219) + 0.15(120 - 336)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 219 + 0.30(336 - 219) = 254 \text{ KW} \rightarrow (a)$
 Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió registrarse, para el mes de Abril de 2007.

3.1.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Abril de 2007.

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	21,017	62,225	8,257	254	94.703	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13,038.95	46,202.06	19,168.63	31,203.90	1,360.87	108,252.67	16,237.90	124,490.57
KWH y KW Real	21,900	62,700	2,100	104	94.703	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	13,585.57	46,550.00	4,874.75	13,599.55	943.35	77,666.52	11,649.98	89,316.50
Ahorro KWH y KW	- 883	- 475	6,157	150	-			
Ahorro Real \$	- 546.62	- 347.94	14,293.88	17,604.35	417.52	30,586.15	4,587.92	35,174.07

Ahorros Obtenidos durante el mes de Abril de 2007, por la implantación de Medida "A".

Notas

- 1.- Los Consumos Base e Intermedia, se consideran los mismos por ser menor el promedio calculado que el valor real.
- 2.- FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

3.2.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE MAYO 2007.



Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Mayo de 2007 considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

3.2.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Mayo de 2006.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Mayo 2006	23,100	66,000	6,000	95,100	186	278	200	224
Prom Octubre05 - Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	21,917	61,967	7,733	91,617	146	249	198	214
Aumento por AA		558	24	582		91	24	
Total Esperado	21,917	62,525	7,757	92,199	146	340	222	

3.2.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

$$\text{Fórmula (A)} \rightarrow DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:	DF = Demanda Facturable	=	?
	DP = Demanda Punta	=	222
	DI = Demanda Intermedia	=	340
	DB = Demanda Base	=	146
	DPI = La Mayor entre DP y DI	=	340
FRI = 0.30	Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.30
FRB = 0.15	Factor de Reducción P / Media Tensión	=	0.15

Notas

- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.
- Cualquier fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$DF = 222 + 0.30(340 - 222) + 0.15(146 - 340)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $DF = 222 + 0.30(340 - 222) = 257 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió Registrarse, para el mes de Mayo de 2007.

**3.2.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Mayo de 2007**

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	21,917	62,525	7,757	257	94.692	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13,726.62	46,868.74	18,179.31	31,873.14	1,370.65	109,277.15	16,391.57	125,668.72
KWH y KW Real	20,100	60,000	1,200	105	94.692	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	12,588.65	44,976.00	2,812.30	12,181.95	870.70	71,688.20	10,753.23	82,441.43
Ahorro KWH y KW	1,817	2,525	6,557	152	-			
Ahorro Real \$	1,137.97	1,892.74	15,367.01	19,691.19	499.95	37,588.95	5,638.34	43,227.29

Ahorros Obtenidos durante el mes de Mayo de 2007 por la implantación de medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

3.3.- CUANTIFICACIÓN DEL MES DE JUNIO 2007.

Cálculo de la cantidad que se hubiera pagado en el mes de Junio de 2007 considerando el aumento de carga por incremento de confort y si no se hubiese realizado la medida "A" de Ahorro de Energía.

3.3.1.- Cálculo de los KWH y KW Promedio que se hubieran registrado.

Considerando lo siguiente:

- Los Consumos y Demandas Reales Registrados en Junio de 2006.
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Octubre 2005 a Marzo 2006 (Horario Normal).
- Los Consumos y Demandas Promedios Registrados, de Abril a Septiembre de 2006 (Horario de Verano).
- Los Aumentos en Consumos y Demandas por Incremento de Cargas de Aire Acondicionado (Ver Anexo 5).

Tabla 6.20

Período	KWH				KW			
	Base	Intermedia	Punta	Total	Base	Intermedia	Punta	Facturable
Real Junio 2006	18,900	62,700	5,100	86,700	111	241	179	198
Prom Octubre05 - Marzo06	22,100	55,100	11,350	88,550	122	221	202	209
Prom Abril - Septiembre 06	20,550	64,800	5,850	91,200	131	247	191	209
Promedio	20,517	60,867	7,433	88,817	121	236	191	205
Aumento por AA		558	24	582		91	24	
Total Esperado	20,517	61,425	7,457	89,399	121	327	215	

3.3.2.- Cálculo de la Demanda facturable que se hubiera registrado con los promedios obtenidos.

$$\text{Fórmula (A)} \rightarrow DF = DP + FR \cdot \max(DI - DP, 0) + FRB \cdot \max(DB - DP, 0)$$

Donde:	DF = Demanda Facturable	=	?
	DP = Demanda Punta	=	215
	DI = Demanda Intermedia	=	327
	DB = Demanda Base	=	121



$$\begin{aligned} \text{DPI} &= \text{La Mayor entre DP y DI} &= & 327 \\ \text{FRI} &= 0.30 \text{ Factor de Reducción P / Media Tensión} &= & 0.30 \\ \text{FRB} &= 0.15 \text{ Factor de Reducción P / Media Tensión} &= & 0.15 \end{aligned}$$

Notas

a.- Si la diferencia entre demandas es (-), se considera cero.

b.- Cualquier Fracción sube al número inmediato superior.

Aplicando Fórmula (A)

$$\text{DF} = 215 + 0.30(327 - 215) + 0.15(121 - 327)$$

Como la diferencia entre demandas en el tercer término de la ecuación es negativo, éste se considera cero.

Por lo que: $\text{DF} = 215 + 0.30(327 - 215) = 248 \text{ KW} \rightarrow (a)$

Donde: (a) = Demanda Facturable Probable que debió Registrarse, para el mes de Junio de 2007.

3.3.3.- Cálculo del costo que se hubiera pagado en el mes de Junio de 2007.

Tabla 6.21

Energía	CONSUMO KWH			De (a)	F.P. %	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta	D. Fact KW	F.P. \$			
KWH y KW Esp.	20,517	61,425	7,457	248	94.224	B+I+P+Df-FPc		
Costo \$ Esperado.	13,071.38	46,836.56	17,776.74	31,285.20	1,221.26	107,748.62	16,162.29	123,910.92
KWH y KW Real	18,000	57,600	1,200	116	94.224	B+I+P+Df-FPr		
Costo Real \$	11,453.92	43,866.92	2,857.20	13,610.40	1,068.05	70,720.39	10,608.06	81,328.45
Ahorro KWH y KW	2,517	3,825	6,257	132	-			
Ahorro Real \$	1,617.46	2,969.64	14,919.54	17,674.80	153.21	37,028.23	5,554.24	42,582.47

Ahorros Obtenidos durante el mes de Junio de 2007 por la implantación de medida "A".

Nota

FPc = Factor de Potencia Calculado; FPr = Factor de Potencia Real.

Nota General:

La tendencia futura de los Consumos y Demandas en Horario de Verano es la obtenida en los meses Abril a Junio.

**Tabla 6.22 Tabla Concentradora de Ahorros**

MES	CONSUMO KWH			KW D. Fact.	F.P. Diferencia	Importe	IVA	Total
	Base	Intermedia	Punta					
Octubre - 06	3,617	2,367	7,533	74				
\$	2,415.03	1,889.29	18,827.95	10,841.62	294.05	33,679.84	5,051.98	38,731.82
Noviembre - 06	617	6,267	9,233	20				
\$	360.99	4,787.63	22,629.27	1,031.18	368.48	28,440.59	4,266.09	32,706.68
Diciembre - 06	- 183	7,267	9,033	86				
\$	- 124.08	5,666.56	22,069.65	11,065.46	473.53	38,204.06	5,730.61	43,934.66
Enero - 07	1,117	7,763	8,419	45				
\$	697.72	5,914.32	20,253.99	7,377.80	402.87	33,840.96	5,076.14	38,917.10
Febrero - 07	- 2,683	1,163	5,619	89				
\$	- 1,745	639.73	13,001.84	7,350.97	286.57	18,960.83	2,844.12	21,804.96
Marzo - 07	1,317	4,163	5,219	59				
\$	815.88	3,086.86	12,099.20	8,947.75	352.99	24,596.70	3,689.51	28,286.21
Abril - 07	- 883	- 475	6,157	150				
\$	- 547	- 348	14,293.88	17,604.35	417.52	30,586.15	4,587.92	35,174.07
Mayo - 07	1,817	2,525	6,557	152				
\$	1,137.97	1,892.74	15,367.01	19,691.19	499.95	37,588.95	5,638.34	43,227.29
Junio - 07	2,517	3,825	6,257	132				
\$	1,617.46	2,969.64	14,919.54	17,674.80	153.21	37,028.23	5,554.24	42,582.47
Ahorro	7,250	34,862	64,030	807				
Total	4,629.20	26,498.84	153,462.32	101,585.12	3,249.16	282,926.31	42,438.95	325,365.26

Como se puede observar en la Tabla 6.22, no obstante el incremento de cargas (91 KW) por puesta en marcha y suministro de nuevos equipos de aire acondicionado, así como otras cargas diversas, el uso del tablero de sincronía y los sensores de presencia han representado un ahorro al FONACOT.

Ahora bien, tomando en cuenta que el ahorro obtenido en nueve meses fue de \$325,365.26, y por medio de una sencilla regla de 3 tenemos que:

$$\$325,365.26 \rightarrow 9 \text{ meses}$$

$$\$1,183,971.00 \rightarrow X$$

$$X = \frac{1,183,971.00 \times 9 \text{ meses}}{325,365.26} = 32 \text{ meses} = 2 \text{ años } 8 \text{ meses}$$



Los beneficios obtenidos no sólo se observan en el aspecto monetario, sino en el aspecto técnico, operativo y de seguridad (para el personal que ahí labora).

Es importante hacer notar que al ahorro monetario directo se debe añadir el ahorro indirecto, por mínimas o nulos daños a los equipos de cómputo, los ahorros por mantenimiento de luminarios y balastos, debido esto a la mejora de la calidad de la energía, lo cual aumenta la vida útil de estos artefactos, los ahorros por la eliminación o minimización de fallas o cortes eléctricos que representa beneficio para el instituto al terminar con los tiempos muertos del personal cuando existían los cortes del suministro.

Actualmente, el tablero de sincronía está operando desde junio del 2007 sólo en caso de emergencia debido a que por el crecimiento de las necesidades de carga, éstas rebasaron la capacidad de la planta de emergencia de 300 KW, por lo cual se está a punto de poner en marcha un proyecto de ampliación de la capacidad planta, para lo cual FONACOT ya cuenta con una planta de emergencia de 500 KW para abastecer las necesidades del edificio.

Es debido a este crecimiento, a la inclusión de nuevas cargas en el edificio central y a las nuevas tecnologías de los sistemas digitales de transmisión de voz y datos, los cuales requieren que las condiciones de las instalaciones eléctricas, sean de cierta característica y estén dentro de un rango de operatividad de casi el 100% que se hace necesario el efectuar una continua revisión y mejora de las instalaciones, así como el contar con un área que se encargue en forma específica de proporcionar todos los elementos, apoyos y requerimientos técnicos al área de sistemas, así como de supervisar tanto los consumos eléctricos como el proponer las adecuaciones para el acondicionamiento de las instalaciones.



Referencias Bibliográficas:

- 1.- Fondo de Fomento y Garantía para el Consumo de los Trabajadores. "Acta correspondiente a la sesión del subcomité revisor de bases de la invitación nacional a cuando menos tres personas para el suministro e instalación de un tablero de sincronía". México, D.F. 6 de Julio de 2006.
- 2.- Dwppon Elektric. "Tablero de Transferencia y Sincronización Autosoportado". <http://www.dwppon.com>
- 3.- Souza, Antonio. "Financiamiento de proyectos en el sector energético, plantas de autogeneración y plantas de peak shaving". PROTEGO. Julio 2006.

CAPÍTULO VII

Conclusiones



CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES

En la actualidad, existen diversos métodos para el ahorro económico y de energía en cuanto se refiere al suministro de electricidad. Como ya se ha visto en este trabajo, el objetivo principal es mostrar la puesta en marcha de un proyecto para reducir la compra de energía eléctrica a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), durante los horarios intermedio y punta, sino en su totalidad, parcialmente.

Hice el análisis del marco legal al que esta sujeto este proyecto al igual que cualquier proyecto de autoabastecimiento concluyendo que hoy en día es mucho más fácil poner en marcha un proyecto de autogeneración en cualquiera de sus modalidades, siendo primordial para la Comisión Reguladora de Energía el equilibrio en el Sistema Eléctrico Nacional.

A lo largo de esta tesis, pude descubrir con el análisis económico de este proyecto que la cuantificación de ahorros es significativa y lo sería para cualquier empresa que se decidiera por invertir en un tablero de transferencia de transición cerrada y optimizar con esto su planta de emergencia.

Si se toma en cuenta que la inversión total anual de este proyecto fue de \$1,183, 971.00 pesos y el ahorro en nueve meses de estudio fue de \$325,365.26 pesos, entonces tendremos la recuperación de esa inversión inicial en dos años ocho meses, con lo cual se puede decir, de acuerdo a documentos sobre ingeniería de proyectos y de ingeniería financiera, que cualquier proyecto con un tiempo de recuperación menor a tres años es un proyecto viable.



Para concluir puedo decir que el proyecto, sin lugar a dudas, sería más rentable si se aplicara el “peak shaving”, aunque aquí solo estamos tomando en cuenta la generación durante horario intermedio y horario punta además de la información que nos proporciona los recibos de pago de la compañía suministradora, que en este caso para la Ciudad de México es Luz y Fuerza del Centro (LyFC).

ANEXOS

REGISTRO DE CONSUMOS Y COSTOS DE ENERGIA ELECTRICA

TARIFA: HM

D. CONTRATADA: 340 KW

C. INSTALADA: 488 KW

CAP. SE`N: 500 KVA

TABLA 6.1

De Octubre 2006 a Junio 2007

MES	CICLO	PERIODO		ENERGIA KWH / COSTO \$					DEMANDA MAXIMA KW / COSTO \$					F.P. %	Importe	IVA	TOTAL
		DE:	A:	Base	Intermedia	Punta	TOTAL	Reduc	Base	Interm	Punta	Facturable	Reduc	\$	\$	\$	\$
OCTUBRE	1	27-sep-06	26-oct-06	18.000	60.600	300	78.900	0	102	265	72	130	0	93,59			88.085,00
Costo \$				12.022,96	48.452,83	749,85	61.225,64	-				16.143,50	-	773,700	76.595,44	11.489,32	88.084,76
NOVIEM	2	26-oct-06	27-nov-06	21.600	52.500	600	74.700	0	91	191	184	187	7	94,87			92.868,00
Costo \$				14.193,37	41.291,57	1.475,35	56.960,29	-				25.825,00	966,70	1.063,650	80.754,94	12.113,24	92.868,18
DICIEMB	3	27-nov-06	28-dic-06	21.600	50.100	900	72.600	0	119	193	88	120	0	94,83			80.640,00
Costo \$				14.107,24	39.165,75	2.199,65	55.472,64	-				15.572,40	-	923,600	70.121,44	10.518,22	80.639,66
ENERO	4	28-dic-06	26-ene-07	19.800	48.600	1.200	69.600	0	119	268	183	209	0	94,786			88.583,00
Costo \$				12.751,70	37.462,39	2.892,05	53.106,14	-				24.936,85	-	1.014,550	77.028,44	11.554,27	88.582,71
FEBRERO	5	26-ene-07	28-feb-07	24.000	56.400	4.500	84.900	0	138	275	132	175	0	95,002			105.286,00
Costo \$				14.983,00	42.146,85	10.513,70	67.643,55	-				25.115,75	-	1.205,900	91.553,40	13.733,01	105.286,41
MARZO	6	28-feb-07	29-mar-07	20.700	54.300	4.800	79.800	0	138	300	180	216	0	94,725			101.127,00
Costo \$				12.823,65	40.263,45	11.127,85	64.214,95	-				24.789,25	-	1.068,050	87.936,15	13.190,42	101.126,57
ABRIL	7	29-mar-07	30-abr-07	21.900	62.700	2.100	86.700	0	106	230	49	104	0	94,703			89.317,00
Costo \$				13.585,57	46.550,00	4.874,75	65.010,32	-				13.599,55	-	943,350	77.666,52	11.649,98	89.316,50
MAYO *	8	30-abr-07	29-may-07	20.100	60.000	1.200	81.300	0	106	234	49	105	0	94,692			116.543,28
Costo \$				12.588,65	44.976,00	2.812,30	60.376,95	-				12.181,95	-	870,700	71.688,20	10.753,23	82.441,43
JUNIO	9	29-may-07	26-jun-07	18.000	57.600	1.200	76.800	0	101	246	59	116	0	94,224			81.648,00
Costo \$				11.453,92	43.866,92	2.857,20	58.178,04	-				13.610,40	-	789,650	70.998,79	10.649,82	81.648,61

PROMEDIO Mensual	KWH - KW	20.633	55.867	1.867	78.367	0	113	245	111	151	1	94,602				
PROMEDIO Mensual	\$	13.167,78	42.686,20	4.389,19	60.243,17	-				19.086,07	107,41	961,46	78.260,37	11.739,06	89.999,42	
	MAXIMO	24.000	62.700	4.800	86.700	0	138	300	184	216	7	95,002	91.553,40	13.733,01	105.286,41	
	MINIMO	18.000	48.600	1.200	69.600	0	91	191	49	104	0	93,590	70.121,44	10.518,22	80.639,66	

OBSERVACIONES:

1.- Color rojo son bonificaciones o deducciones.

*.- El costo del ciclo es \$ 82,441.43, se cobraron \$ 34,101.85 más, que corresponden a adeudos de ago-04, de la antigua dirección.

ANEXO 1

TABLA 6.2

De Octubre 2005 a Septiembre 2006

MES	CICLO	PERIODO		ENERGIA KWH / COSTO \$					DEMANDA MAXIMA KW / COSTO \$					F.P. %	Importe \$	IVA \$	TOTAL \$
		DE:	A:	Base	Intermedia	Punta	TOTAL	Reduc	Base	Intern	Punta	Facturable	Reduc				
OCTUBRE	1	27-sep-05	26-oct-05	22.200	69.000	6.300	97.500	390	154	222	187	198	10	93,141			107.770,00
Costo \$				12.760,51	47.493,81	13.554,55	73.808,87	839,08				22.642,30	1.143,55	755,750	93.712,79	14.056,92	107.769,71
NOVIEM	2	26-oct-05	27-nov-05	24.000	56.400	12.300	92.700	401	105	219	198	205	0	94,400			117.875,00
Costo \$				14.154,91	39.829,68	27.154,30	81.138,89	864,14				23.443,80	-	1.218,65	102.499,90	15.374,98	117.874,88
DICIEMB	3	27-nov-05	28-dic-05	21.600	52.200	12.600	86.400	716	112	215	196	202	10	95,065			116.316,00
Costo \$				13.377,60	38.708,73	29.206,00	81.292,33	1.659,64				24.033,00	1.189,75	1.332,20	101.143,74	15.171,56	116.315,30
ENERO	4	28-dic-05	25-ene-06	20.100	47.700	11.400	79.200	926	101	189	179	182	7	95,188			
Costo \$				12.541,96	35.637,34	26.622,40	74.801,70	2.162,46				20.317,70	781,45	1.290,45	90.885,04	13.632,76	104.517,80
FEBRERO	5	25-ene-06	24-feb-06	21.300	51.300	12.900	85.500	10	107	241	200	213	5	95,067			
Costo \$				13.123,80	37.841,95	29.745,60	80.711,35	23,06				27.304,10	640,95	1.395,55	105.955,89	15.893,38	121.849,27
MARZO	6	24-feb-06	28-mar-06	23.400	54.000	12.600	90.000	0	155	238	251	251	25	94,287			
Costo \$				14.318,73	39.563,77	28.855,90	82.738,40	-				31.824,90	3.169,85	1.225,35	110.168,10	16.525,22	126.693,32
ABRIL	7	28-mar-06	27-abr-06	20.400	65.100	7.500	93.000	359	106	266	192	215	5	94,338			
Costo \$				12.193,92	46.588,81	16.778,05	75.560,78	803,13				25.370,90	590,05	1.094,90	98.443,60	14.766,54	113.210,14
MAYO	8	27-abr-06	29-may-06	23.100	66.000	6.000	95.100	0	186	278	200	224	3	94,005			
Costo \$				14.046,45	48.044,59	13.655,95	75.746,99	-				27.933,50	374,10	1.136,35	102.170,04	15.325,51	117.495,55
JUNIO	9	29-may-06	27-jun-06	18.900	62.700	5.100	86.700	633	111	241	179	198	12	93,989			
Costo \$				11.939,86	47.414,60	12.056,80	71.411,26	1.496,42				23.896,00	1.448,30	1.016,00	91.346,54	13.701,98	105.048,52
JULIO	10	27-jun-06	27-jul-06	19.500	64.800	5.700	90.000	900	105	238	180	198	13	94,089			
Costo \$				12.833,94	51.050,08	14.038,60	77.922,62	2.216,63				25.056,05	1.645,05	1.090,30	98.026,69	14.704,00	112.730,69
AGOSTO	11	27-jul-06	28-ago-06	21.600	68.400	6.000	96.000	371	138	240	182	200	16	93,919			
Costo \$				14.504,14	54.979,06	15.077,05	84.560,25	932,30				27.455,95	2.196,45	1.088,85	107.798,60	16.169,79	123.968,39
SEPTIEM	12	28-ago-06	27-sep-06	19.800	61.800	4.800	86.400	384	138	216	212	216	25	93,845			
Costo \$				13.241,63	49.474,60	12.012,75	74.728,98	960,00				28.252,95	3.300,60	987,200	97.734,13	14.660,12	112.394,25

PROMEDIO Mensual	KWH - KW	21.325	59.950	8.600	89.875	424	127	234	196	209	11	94,278					
PROMEDIO Mensual	\$	13.253,12	44.718,92	19.896,50	77.868,54	996,41				25.627,60	1.373,34	1.135,96	99.990,42	14.998,56	114.988,98		
	MAXIMO	24.000	68.400	12.900	96.000	926	186	278	251	251	25	95,188	110.168,10	16.525,22	126.693,32		
	MINIMO	18.900	47.700	4.800	79.200	10	101	189	179	182	3	93,141	90.885,04	13.632,76	104.517,80		

OBSERVACIONES: 1.- Color rojo son bonificaciones o deducciones.

ANEXO 2

TABLA 6.3a

HORARIO DE VERANO				HORARIO NORMAL		
Del primer domingo de Abril, al sábado anterior al último domingo de Octubre				Del último domingo de Octubre, al sábado anterior al primer domingo de Abril		
Día de la Semana	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 y 22:00-24:00	20:00 - 22:00	0:00-6:00	6:00-18:00 y 22:00-24:00	18:00 - 22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00 - 24:00		0:00-8:00	8:00-19:00 y 21:00-24:00	19:00 - 21:00
Domingo y días festivos	0:00-19:00	19:00 - 24:00		0:00-18:00	18:00 - 24:00	

Tabla 6.3b TARIFAS OFICIALES

MES	Tarifas HM (\$)			
	KWH			KW
	Base	Intermedia	Punta	Dem. Fact.
oct-06	0,6679	0,7995	2,4994	132,28
nov-06	0,6551	0,7841	2,4514	129,74
dic-06	0,6529	0,7815	2,4433	129,31
ene-07	0,6430	0,7696	2,4062	127,34
feb-07	0,6210	0,7433	2,3239	122,98
mar-07	0,6195	0,7415	2,3183	122,68
abr-07	0,6204	0,7425	2,3215	122,85
may-07	0,6263	0,7496	2,3436	124,02
jun-07	0,6371	0,7625	2,3839	126,15

ANEXO 4 OCTUBRE 05 A MARZO 06

MES	CICLO	PERIODO		ENERGIA KWH / COSTO \$					DEMANDA MAXIMA KW / COSTO \$					F.P. %	Importe	IVA	TOTAL
		DE:	A:	Base	Intermedia	Punta	TOTAL	Reduc	Base	Intern	Punta	Facturable	Reduc				
OCTUBRE	1	27-sep-05	26-oct-05	22.200	69.000	6.300	97.500	390	154	222	187	198	10	93,141			107.770,00
Costo \$				12.760,51	47.493,81	13.554,55	73.808,87	839,08				22.642,30	1.143,55	755,750	93.712,79	14.056,92	107.769,71
NOVIEM	2	26-oct-05	27-nov-05	24.000	56.400	12.300	92.700	401	105	219	198	205	0	94,400			117.875,00
Costo \$				14.154,91	39.829,68	27.154,30	81.138,89	864,14				23.443,80	-	1.218,65	102.499,90	15.374,98	117.874,88
DICIEMB	3	27-nov-05	28-dic-05	21.600	52.200	12.600	86.400	716	112	215	196	202	10	95,065			116.316,00
Costo \$				13.377,60	38.708,73	29.206,00	81.292,33	1.659,64				24.033,00	1.189,75	1.332,20	101.143,74	15.171,56	116.315,30
ENERO	4	28-dic-05	25-ene-06	20.100	47.700	11.400	79.200	926	101	189	179	182	7	95,188			
Costo \$				12.541,96	35.637,34	26.622,40	74.801,70	2.162,46				20.317,70	781,45	1.290,45	90.885,04	13.632,76	104.517,80
FEBRERO	5	25-ene-06	24-feb-06	21.300	51.300	12.900	85.500	10	107	241	200	213	5	95,067			
Costo \$				13.123,80	37.841,95	29.745,60	80.711,35	23,06				27.304,10	640,95	1.395,55	105.955,89	15.893,38	121.849,27
MARZO	6	24-feb-06	28-mar-06	23.400	54.000	12.600	90.000	0	155	238	251	251	25	94,287			
Costo \$				14.318,73	39.563,77	28.855,90	82.738,40	-				31.824,90	3.169,85	1.225,35	110.168,10	16.525,22	126.693,32

PROMEDIO Mensual	KWH - KW	22.100	55.100	11.350	88.550	407	122	221	202	209	10	94,525					
PROMEDIO Mensual	\$	13.379,59	39.845,88	25.856,46	79.081,92	924,73				24.927,63	1.154,26	1.202,99	100.727,58	15.109,14	115.836,71		

ABRIL 06 A SEPTIEMBRE 06

MES	CICLO	PERIODO		ENERGIA KWH / COSTO \$					DEMANDA MAXIMA KW / COSTO \$					F.P. %	Importe	IVA	TOTAL
		DE:	A:	Base	Intermedia	Punta	TOTAL	Reduc	Base	Intern	Punta	Facturable	Reduc				
ABRIL	7	28-mar-06	27-abr-06	20.400	65.100	7.500	93.000	359	106	266	192	215	5	94,338			
Costo \$				12.193,92	46.588,81	16.778,05	75.560,78	803,13				25.370,90	590,05	1.094,90	98.443,60	14.766,54	113.210,14
MAYO	8	27-abr-06	29-may-06	23.100	66.000	6.000	95.100	0	186	278	200	224	3	94,005			
Costo \$				14.046,45	48.044,59	13.655,95	75.746,99	-				27.933,50	374,10	1.136,35	102.170,04	15.325,51	117.495,55
JUNIO	9	29-may-06	27-jun-06	18.900	62.700	5.100	86.700	633	111	241	179	198	12	93,989			
Costo \$				11.939,86	47.414,60	12.056,80	71.411,26	1.496,42				23.896,00	1.448,30	1.016,00	91.346,54	13.701,98	105.048,52
JULIO	10	27-jun-06	27-jul-06	19.500	64.800	5.700	90.000	900	105	238	180	198	13	94,089			
Costo \$				12.833,94	51.050,08	14.038,60	77.922,62	2.216,63				25.056,05	1.645,05	1.090,30	98.026,69	14.704,00	112.730,69
AGOSTO	11	27-jul-06	28-ago-06	21.600	68.400	6.000	96.000	371	138	240	182	200	16	93,919			
Costo \$				14.504,14	54.979,06	15.077,05	84.560,25	932,30				27.455,95	2.196,45	1.088,85	107.798,60	16.169,79	123.968,39
SEPTIEM	12	28-ago-06	27-sep-06	19.800	61.800	4.800	86.400	384	138	216	212	216	25	93,845			
Costo \$				13.241,63	49.474,60	12.012,75	74.728,98	960,00				28.252,95	3.300,60	987,200	97.734,13	14.660,12	112.394,25

PROMEDIO Mensual	KWH - KW	20.550	64.800	5.850	91.200	441	131	247	191	209	12	94,031					
PROMEDIO Mensual	\$	13.126,66	49.591,96	13.936,53	76.655,15	1.068,08				26.327,56	1.592,43	1.068,93	99.253,27	14.887,99	114.141,26		

BIBLIOGRAFÍA

- <http://www.cfe.gob.mx/>

- Morales Guillén María Magdalena. “Viabilidad de Cogeneración en el contexto de la Reforma Eléctrica en México”. México, D.F. Centro de Investigación en Energía, UNAM, 2004.
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Cogeneración. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_25_cogeneracion.
- Campos Aragón, Leticia y Juan Quintanilla Martínez. “Energía Eléctrica y Medio Ambiente en México”. Primer Seminario sobre situación y perspectivas del Sector Eléctrico en México. Instituto de Investigaciones Económicas. Programa Universitario de Energía. UNAM. México, D.F., 1997.
- Ottinger, Richard L., David R. Wooley et al. “Environmental Costs of Electricity”. PACE University Center for Environmental Legal Studies. Oceana Publications, INC. E.U.A., 1991.
- Haywood, R.W. “Análisis termodinámico de Plantas Eléctricas”. Ed. Limusa, México, D.F., 1986.
- Morse, Frederick T. “Centrales Eléctricas”. Compañía Editorial Continental, S.A. México, D.F., 1976.
- Enriquez Harper, Gilberto. “Elementos de Centrales Eléctricas I”. Ed. Limusa, México, D.F., 1995.
- El-Wakil, M.M. “Power Plant Technology”. McGraw-Hill, E.U.A., 1984.
- <http://www.windpower.org/>
- Brown Brown, Roberto. “Apuntes de Plantas Generadoras”. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Hungler Salceda Federico. “Potencial de cogeneración y realidad en México”. CONAE. Seminario de Ahorro de Energía, Autoabastecimiento y Cogeneración. Veracruz, Veracruz, México. 22 de Junio de 2006.
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, Artículo 103. México. Diario Oficial de la Federación, 31 de Mayo de 1993.
- Epstein H. Arturo. “Microturbinas para Cogeneración, ¿sí o no?”. Conferencias XII Seminario de Ahorro de Energía, Cogeneración y Energía renovable. Cd. De México, D.F., México. 28 de septiembre de 2006.
- Prádanos Z. Pedro. “Caso exitoso de autoabastecimiento”. Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.

- Del Rey Miguel Angel, Luengo Hurtado Gustavo y Pedroche Lava Ma. Jesús. “Estudios eléctricos en sistemas con Cogeneración”.
- Carmona Dávila Doralicia. “La Nacionalización de la Industria Eléctrica”. México. Instituto Nacional de Estudios Políticos, A.C., 2006. <http://www.inep.org/content/view/220/74/>
- Chávez Mayer Mario. “La Cogeneración es un ahorro, diversos campos de acción”. Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- Castillo Vargas Martín, Bortoni Garza Juan J., Galicia Mendoza Dora Luz, et al. “Proyecto de Generación Distribuida en Luz y Fuerza del Centro, avances y pruebas en fábrica a la unidad generadora”. XIX Reunión de Verano de Potencia. Acapulco, Guerrero, México. Julio 2006.
- Romo Mercado, Zayra Luz y Vargas Valle, Griselda. “La generación distribuida a partir de celdas de combustible”. México, D.F. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2002.
- Borbely Anne-Marie y Kreider Jan F. “Distributed Generation, the power paradigm of the new millennium”. E.U.A. Editorial CRC Press LLC, 2001.
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía. Página de Internet. Sección Generación Distribuida. http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1917_generacion_distribui
- Zeballos Raúl y Vignolo Mario. “¿Redes de transmisión o Generación distribuida?”. Boletín Facultad de Ingeniería IIE, Uruguay. Diciembre 2000.
- Perez Rudy. “Distributed Generation Panorama”. Conferencias XII Seminario de Ahorro de Energía, Cogeneración y Energía renovable. Cd. De México, D.F., México. 28 de septiembre de 2006.
- Hernández Lomelí José Luis y Flores Arciniega José Luis. “La generación de electricidad en CFE mediante fuentes de energía renovables como el viento 2ª parte”. XIX Reunión de Verano de Potencia. Acapulco, Guerrero, México. Julio 2006.
- Sweet William. “Networking assets [distributed generation]”. Spectrum, IEEE, Volumen 38, Número 1, Págs; 84-86, 88. Enero 2001.
- “Volantes de Inercia, capítulo 7”. Campus Tecnológico Universidad de Navarra. <http://www.tecnun.es/asignaturas/elemaqui/cap7.pdf>
- “Aspectos Técnicos de la Operación e Interconexión de Generación Distribuida (GD) bajo el régimen de Autoabastecimiento, con el Sistema

de Distribución de Luz y Fuerza del Centro”. Luz y Fuerza del Centro. 12 de Julio de 2006.

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Diario Oficial de la Federación. México, D.F., México. 22 de Diciembre de 1992.
- Zeballos Raúl y Vignolo Mario. “¿Redes de transmisión o Generación distribuida?”. Boletín Facultad de Ingeniería IIE, Uruguay. Diciembre 2000.
- Hernández Molina Gustavo. “Autoabastecimiento una opción”. Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.
- “Potencial de poligeneración y realidad en México”. CONAE. Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- Hernández Ruíz Juan Antonio. “Autoabastecimiento con motores a diesel”. Seminario de Ahorro de Energía y Autoabastecimiento. Guadalajara, Jalisco, México. 19 de Octubre de 2006.
- Campos Díaz Jesús. “Autoabastecimiento: energía más barata, garantía de ahorro”. Seminario de Ahorro de Energía y Generación Distribuida. Cd. De México, D.F., México. 28 de Abril de 2006.
- Huacuz Villamar, Jorge Maximiliano. “Generación eléctrica distribuida con energías renovables. Boletín IIE. Septiembre-Octubre de 1999.
- Fernández Zayas, José Luis. “Los hilos del mundo: Panorama Energético Mundial”. Foro Consultivo, Científico y Tecnológico; V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 18 de Abril de 2005.
- Martínez, Julia. “El desafío del cambio climático global”. Investigación en Cambio Climático del Instituto Nacional de Ecología; V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 18 de Abril de 2005.
- Muñoz Ledo, Porfirio. “Conferencia Magistral: La Reforma Energética en México”. Centro Latinoamericano de la Globalidad. Foro Consultivo, Científico y Tecnológico. V Jornada Universitaria de Medio Ambiente. Universidad Iberoamericana. 19 de Abril de 2005.
- Fondo de Fomento y Garantía para el Consumo de los Trabajadores. “Acta correspondiente a la sesión del subcomité revisor de bases de la invitación nacional a cuando menos tres personas para el suministro e instalación de un tablero de sincronía”. México, D.F. 6 de Julio de 2006.

- Dwppon Elektric. "Tablero de Transferencia y Sincronización Autosoportado". <http://www.dwppon.com>
- Souza, Antonio. "Financiamiento de proyectos en el sector energético, plantas de autogeneración y plantas de peak shaving". PROTEGO. Julio 2006.