



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU
TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA RED NACIONAL

T É S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

JOSÉ LUIS ONTIVEROS TANUS HEID.

DIRECTOR DE TESIS: ING. DAVID VÁZQUEZ ORTÍZ

MÉXICO D.F. 2007



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A MIS PADRES:

LATIFE Y JOSÉ LUIS

CON MI GRATITUD Y CARIÑO PARA TODA LA VIDA

*GRACIAS POR APOYARME Y ALENTARME EN TODO
MOMENTO PARA LLEGAR AL FINAL DE ESTE
LARGO CAMINO Y LOGRAR ASI
ESTE OBJETIVO TAN
IMPORTANTE
EN MI VIDA*

LOS AMO!

INDICE

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1.

MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PARTICULARES

PAG

1.1.	MARCO CONSTITUCIONAL Y LEGAL _____	7
1.2.	MARCO REGALMANTARIO _____	8
1.3.	REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA _____	9
1.4.	TIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA PERMITIDOS POR LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA _____	10
1.5.	AUTOABASTECIMIENTO _____	10
1.6.	COGENERACIÓN _____	16
1.7.	PRODUCCION INDEPENDIENTE _____	22
1.8.	PEQUEÑA PRODUCCIÓN _____	23
1.9.	IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA _____	25

CAPITULO 2.

COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1.	CONCEPTO Y VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN _____	28
2.2.	FACTORES QUE INCIDEN EN LA FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN _____	30
2.3.	ESQUEMAS BÁSICOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÓN _____	32
2.4.	ESQUEMAS CON TURBINA DE VAPOR _____	34
2.5.	ESQUEMAS CON TURBINA DE GAS _____	39
2.6.	ESQUEMAS CON MOTORES RECIPROCANTES _____	53
2.7.	CARACTERÍSTICAS INHERENTES A CADA SISTEMA DE COGENERACIÓN _____	65
2.8.	PAQUETES DE COGENERACIÓN _____	72
2.9.	CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN _____	74

CAPITULO 3.

INTERCONEXIÓN DE LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

3.1.	SINCRONIZACIÓN Y PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DEL SUMINISTRADOR _____	79
3.2.	ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES _____	80

CAPITULO 4.

CASO PRÁCTICO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1.	ASPECTOS GENERALES _____	92
4.2.	FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES DEL ENLACES S.E. VALLEJO- MICASE A TRAVÉS DEL ALIMENTADOR VAJ-25 EN 23 kV DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO _____	93
4.3.	PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE PARA GENERADORES _____	98
4.4.	PROTECCIÓN CONTRA BAJO VOLTAJE Y PERDIDA DE EXCITACIÓN _____	99
4.5.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL Y CONTRA SECUENCIA NEGATIVA PARA GENERADORES _____	101
4.6.	PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA EN GENERADORES _____	102
4.7.	PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE CON FRENADO POR VOLTAJE _____	102
4.8.	RELEVADORES MICROPROCESDOS SEL-351 _____	103

CAPITULO 5.

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1.	<i>CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN A TENSIONES MENORES DE 69 KV</i>	115
5.2.	<i>PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR TRAYECTORIA DE PUNTO A PUNTO PARA UNA SOLA CARGA MAYOR O IGUAL A 1000 KW.</i>	116
5.3	<i>PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR PROPORCIONALIDAD DE DEMANDA PARA CARGAS DISPERSAS EN UNA ZONA DE DISTRIBUCIÓN</i>	125
	CONCLUSIONES	129
	BIBLIOGRAFÍA	130

INTRODUCCIÓN

La necesidad cada vez más imperiosa de tener que ahorrar energéticos, y dadas las crisis alternadas que se presentan con más frecuencia, con las consiguientes alzas de precios, han determinado entre otras técnicas, el tener que desarrollar procesos industriales como los que emplean sistemas de cogeneración, que aprovechan la energía sobrante de algún proceso industrial de manufactura para generar energía eléctrica, de tal forma que esta energía pueda aprovecharse para otros procesos o para retroalimentar a los mismos, lo que ayudará a reducir la demanda de energía eléctrica de las compañías suministradoras (CFE, LFC), las cuales a su vez podrán destinar la energía eléctrica, producto del ahorro generado por la disminución de la demanda, a otros centros de consumo. Asimismo, estos sistemas de cogeneración pueden aportar sus excedentes de energía eléctrica, mediante su venta, al sistema eléctrico nacional (CFE, LFC), lo que incrementará la capacidad del mismo.

Dentro de este contexto, uno de los puntos importantes a tratar, es aclarar de manera sencilla, todos los aspectos relativos a las leyes y reglamentos que un empresario o industrial privado debe cumplir, para poder participar en la cogeneración de energía eléctrica. También dentro de este tema de tesis se expone uno de los puntos más importantes en lo que se refiere a la energía eléctrica cogenerada, que es el de los costos por transmisión ó porteo, a través de las líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional, para esto describiremos una metodología para determinar los costos por el servicio de “porteo”.

Asimismo, se abordarán temas técnicos relativos a: los diferentes tipos de plantas cogeneradoras que los industriales puede utilizar para generar energía eléctrica; también se describen y ejemplifican los diferentes tipos de protecciones más comúnmente utilizadas para sistemas de cogeneración; así como ejemplos tipos de las adecuaciones que se deben hacer en los alimentadores o líneas de transmisión de mediana tensión del suministrador (CFE, LFC), analizando, en particular lo que se refiere al control de protecciones, de tal forma que las industrias privadas que utilicen aplicaciones de cogeneración puedan interconectarse a líneas o alimentadores.

Como se mencionó desde un principio, el objetivo de este tema es el estudio de las aplicaciones de los sistemas de cogeneración en la industria, a fin de que por medio de estos, se logre reducir la creciente demanda de energía del sector eléctrico, para lograrlo, dentro los alcances de esta tesis, se realiza un análisis simplificado de los diferentes tipos de permisos e incentivos para generar energía eléctrica por parte de la industria privada para que de esta manera se establezca la posibilidad de promover el uso de los sistemas de cogeneración.

Por ultimo, hablar de sistemas en general nos lleva a pensar en la tecnología y sus avances, a través de la historia; los sistemas eléctricos no son la excepción y constantemente se aplican nuevas tecnologías para incrementar eficiencia en cuanto a: velocidad de repuesta, perdidas, control y automatización, reducción de fallas, ahorros de espacio en cuanto equipo de todo tipo, etc. Con lo anterior,

uno de los puntos a tratar en este texto, es algo que sin duda es uno de los elementos más importantes dentro de un sistema de eléctrico de potencia, las protecciones. Anteriormente las protecciones basaban su funcionamiento en aplicaciones de sistemas electromecánicos, pero hoy día están siendo sustituidas por sistemas electrónicos y por sistemas microprocesados. Es por lo anterior que en este tema de tesis tratamos este punto tan importante ya que aumenta la eficiencia y eficacia de los sistemas de protección, sobre todo en tiempo de respuesta, y espacio de los equipos, además que sus ajustes no son tan complicados como lo fueron las protecciones con equipos electromecánicos.

CAPITULO 1

MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PARTICULARES



MARCO REGULATORIO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR PARTICULARES

1.1 MARCO CONSTITUCIONAL

El texto vigente del artículo 27 constitucional, resultado de la nacionalización de empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica, indica que corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de un servicio público, lo que implica que en esta materia no se otorgarán concesiones ni se celebrarán contratos con los particulares, y que la nación es quien aprovecha los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines, a través de órganos de carácter federal.

Por otro lado, según el artículo 28 de nuestra ley fundamental, se establecen las áreas estratégicas, cuyo desarrollo corresponde exclusivamente al Estado Mexicano, entre estas se encuentra la electricidad.

Puede decirse que el elemento fundamental para determinar la participación exclusiva del Estado, es el carácter de servicio público que tengan las actividades relacionadas con la electricidad.

MARCO LEGAL

La Comisión Federal de Electricidad se creó en 1937 por medio de una ley que fijó como su objetivo organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En la época de su creación, los particulares concurrían en la prestación de este servicio, y no fue sino hasta 1960, con las reformas al artículo 27 constitucional, que se reservó la prestación del servicio público de energía eléctrica de manera exclusiva al Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad, por lo que se ampliaron sus atribuciones y se constituyó como un organismo público descentralizado, de carácter federal, con personalidad jurídica y patrimonios propios.

LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A partir de 1960, y hasta la expedición de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1975, la Comisión Federal de Electricidad junto con Luz y Fuerza del Centro, la cual quedó en estado de liquidación, se hizo cargo de la prestación del servicio público como un órgano de carácter federal, en los términos del artículo 27 constitucional.

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica es, a la vez, un ordenamiento sustantivo respecto del servicio público de energía eléctrica y orgánico respecto a la Comisión Federal de Electricidad. Recoge textualmente los principios, ya mencionados, del artículo 27 constitucional y delimita, por un lado, las actividades que al Estado le corresponde realizar por conducto de la Comisión Federal de Electricidad y, por otro, aquellas en las que pueden intervenir los sectores social y privado.

La Ley del servicio Público de Energía Eléctrica ha venido evolucionando en cuanto a la participación de los particulares en la generación de energía eléctrica, siempre acatando el principio constitucional de que corresponde exclusivamente al Estado el

aprovechamiento de los recursos naturales y los bienes para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Al efecto, y para dar contenido al mandato del artículo 27 constitucional, la ley define las actividades relacionadas con la energía eléctrica que no se consideran servicio público, por lo que se autoriza la participación privada para este rubro, previo permiso. Estas actividades pueden ser las siguientes:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE;
- La generación de energía eléctrica para su exportación;
- La importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios;
- La generación de energía eléctrica para emergencias por interrupciones del servicio.

En las siguientes páginas se comentará en forma detallada las anteriores actividades en las que pueden concurrir los sectores social y privado.

Todas las actividades anteriormente enumeradas (abiertas a la participación privada en virtud de que no forman parte del servicio público de energía eléctrica), requieren de permiso previo, expedido por la Comisión Reguladora de Energía, salvo que se trate del funcionamiento de plantas generadoras de energía eléctrica destinadas a emergencias por interrupciones de servicio.

Consecuentemente, la prestación del servicio público de energía eléctrica corresponde exclusivamente a la nación, quien los proporciona a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro (LyFC)

1.2 MARCO REGLAMENTARIO

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica tiene por objeto ampliar y clarificar la Ley de esta materia en lo que se refiere a la prestación de dicho servicio y a las actividades previstas en esa Ley que no constituyen un servicio público.

El contenido del reglamento regula esencialmente los ajustes, modificaciones y reestructuraciones tarifarias, así como los elementos a considerar para la fijación de dichas tarifas. Asimismo, ordena a la CFE elaborar y remitir a la Secretaría de Energía un documento anual de prospectiva sobre las tendencias del sector eléctrico del país, así como los programas para la realización de obras que el organismo pretenda ejecutar para la prestación del servicio público a su cargo.

Respecto de las actividades de generación de energía eléctrica en las que pueden participar los particulares, se desarrollan los preceptos del régimen de permisos, contenido de las solicitudes, documentos que deben anexarse a las solicitudes, datos que debe contener los permisos, obligaciones de los permisionarios y la renovación, transferencia y extinción de los permisos a los que están sujetos quienes pretendan llevarlas a cabo. Los permisos se expiden por un plazo indefinido, salvo los relativos a

la producción independiente –hasta por un plazo de treinta años-.La expedición de estos permisos es atribución de la Comisión Reguladora de Energía.

Se puede afirmar que la participación del sector privado en el sector eléctrico no se agota con los productores externos a que nos hemos referido en forma genérica. Existen otros canales de participación del capital y la iniciativa privada.

Un esquema de probada efectividad para la expansión de infraestructura de generación eléctrica con impacto diferido en el gasto público lo constituye el esquema *construir, arrendar y transferir* (BLT, por sus siglas en inglés) que ha permitido a la Comisión llevar a cabo magnos contratos como los de Tuxpan, Petacalco, Topolobampo, Temascal y Samalayuca II.

Este esquema, semejante al de un arrendamiento financiero, implica la constitución de un fideicomiso como vehículo o punto de confluencia de diversos actos jurídicos y económicos. Por una parte, el fiduciario contrata las obras en cuestión con una empresa o consorcio constructor seleccionado previamente por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y cubre sus servicios con recursos provenientes de préstamos o capital. Una vez concluida la central eléctrica y en aptitud de operar, el fideicomiso la entrega en arrendamiento a la CFE y con esto el fiduciario deberá cubrir los préstamos o los réditos del capital. Cubiertos en su totalidad tales préstamos o réditos, el fiduciario hace saber a CFE el título o nombre que llevará dicha central eléctrica, en forma gratuita, y con esto se procede a la extinción del fideicomiso.

La Comisión Federal de Electricidad se encuentra muy interesada en explotar otros esquemas de participación privada que ofrezcan alternativas económicamente viables y jurídicamente apegadas al marco normativo del sector eléctrico, para el desarrollo de los nuevos proyectos de inversión privada en su programa de inversión institucional. Entre dichos esquemas se estudian con particular atención, diversas formas de coinversiones, que permitan satisfacer las necesidades del sector.

De esta manera, con la participación de los particulares se pretende enfrentar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, que en promedio creció a una tasa del 6%, para el periodo 1995 – 2005, el plan de expansión del sector eléctrico elaborado por la CFE, estableció la necesidad de instalar 17,039 MW, de los cuales 9,031 MW están disponibles para la participación de particulares. La capacidad restante (8,008 MW) está en construcción comprometida y se pondrán en operación en los próximos años.

1.3 REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MATERIA DE APORTACIONES

Este ordenamiento tiene por objeto regular conforme a las bases generales previstas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, los casos y las condiciones en que los solicitantes del servicio público de energía eléctrica deben efectuar aportaciones para la realización de las obras específicas, ampliación o modificación de las existentes, así como aquellos en los que pueden convenir con el suministrador el reembolso de energía eléctrica de las aportaciones realizadas.

Esta reglamentación es importante para los particulares que inviertan en la generación de energía eléctrica, para el caso que requieran interconectarse a la red eléctrica del suministrador (CFE ó LFyC), con el fin de poder vender sus excedentes de energía o con el propósito de poder contar con un respaldo para el caso de una contingencia en su planta de generación que en algún momento lo haga quedar fuera de servicio. En este supuesto, los particulares tendrán que efectuar una aportación para la realización

de las obras específicas para la adecuación de la red de transmisión de energía eléctrica y para la correspondiente modificación de las protecciones de las líneas de transmisión.

MANUAL DE SERVICIOS AL PÚBLICO EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Finalmente este manual tiene por objeto establecer los conductos y formularios para la recepción y el trámite de los asuntos previstos en el **Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica**.

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Dentro del marco regulatorio del sector eléctrico, es importante mencionar el decreto presidencial, publicado en 1994, por el que se crea el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro, mismo que tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en la zona central del país –Distrito Federal, Estados de Hidalgo, México, Morelos y partes de Michoacán y Puebla-.

En 1960, el gobierno federal ordenó la nacionalización de la industria eléctrica, no a través de la expropiación, sino por la vía accionaria, esto es, mediante la compra de acciones de las empresas privadas –fundamentalmente extranjeras- que venían prestando el servicio. Es así que el Estado, por conducto de la Comisión Federal de Electricidad, fue adquiriendo acciones representativas del capital social de las empresas, entre las que se encontraba la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S. A. y sus asociados hasta entonces propiedad de The Mexican Light and Power Company, Ltd.

Con la expedición de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1975, quedaron sin efecto las concesiones otorgadas a diversas empresas para el servicio público de energía eléctrica, y se dispuso que debían entrar o continuar con la disolución y liquidación, pero prestando el servicio hasta su liquidación.

En el año de 1989, se dispuso una reforma transitoria de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en la que se habla de que una vez concluida la liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S. A. y sus asociados - Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca S. A., Compañía Mexicana Meridional de Fuerza S. A. y Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S. A - se constituiría un organismo descentralizado, **LUZ Y FUERZA DEL CENTRO**, que tendría a su cargo la prestación del servicio que había venido ofreciendo esas compañías.

1.4 TIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERMITIDOS POR LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA A EMPRESAS PARTICULARES

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, establece en su artículo No. 36 que:

La Secretaría de Energía, considerando los lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará los siguientes permisos según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

- Autoabastecimiento
- Cogeneración
- Producción independiente
- Pequeña producción
- Importación ó exportación de energía eléctrica

1.5 AUTOABASTECIMIENTO

La Comisión Reguladora de Energía otorga el permiso de autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas y morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de 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 fin 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 y la modificación de dichos planes; y
- b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en términos del artículo 36-Bis.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, el autoabastecimiento es la generación de energía eléctrica a través de plantas generadoras que son diseñadas y construidas por empresarios particulares, con el único objeto de satisfacer sus propias necesidades de energía eléctrica.

Solo pueden solicitar permisos de autoabastecimiento:

- Una persona física ó moral
- Sociedades de autoabastecimiento ó
- Copropietarios de una planta generadora

PERSONA FÍSICA O MORAL

Cuando el solicitante o permisionario, es una persona física o moral el aprovechamiento de la energía eléctrica solamente puede llevarse a cabo por el titular del permiso. El esquema siguiente muestra la modalidad de autoabastecimiento para personas físicas o morales:

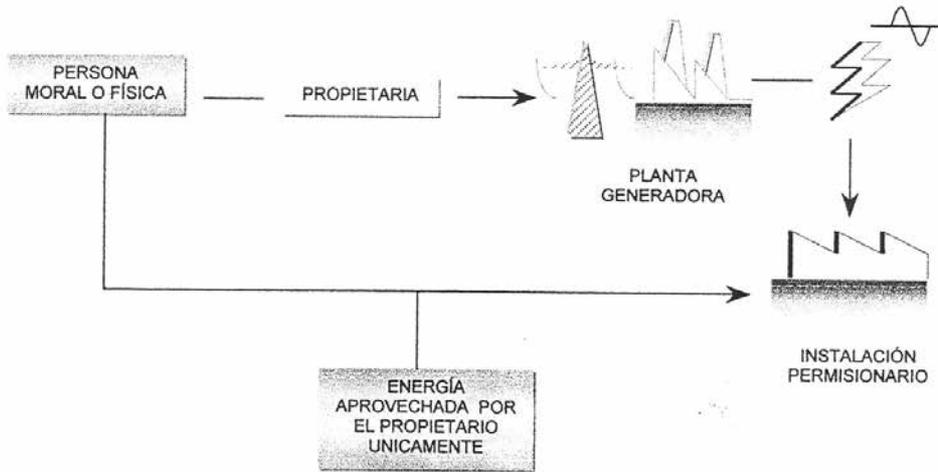


FIGURA 1.1

Los diagramas siguientes ejemplifican el autoabastecimiento de una persona física o moral así como su relación con la red pública. La figura 1.2 representa el autoabastecimiento para una persona física o moral para el caso en el que el industrial no tiene excedentes de energía eléctrica, con lo que podría evitar una conexión con la red de energía eléctrica del suministrador, a menos que requiera un respaldo de la red del suministrador para el caso de una contingencia en su generador y la figura 1.3 representa el autoabastecimiento para el caso en el que el industrial tiene excedentes de energía, por lo que el particular se obliga, como lo indica el reglamento, a entregar sus excedentes al suministrador.

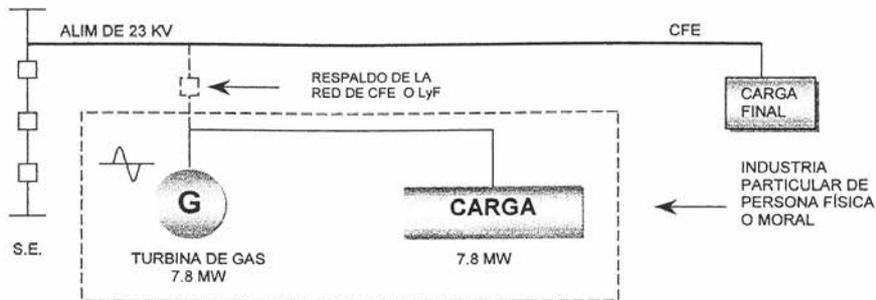


FIG. 1.2

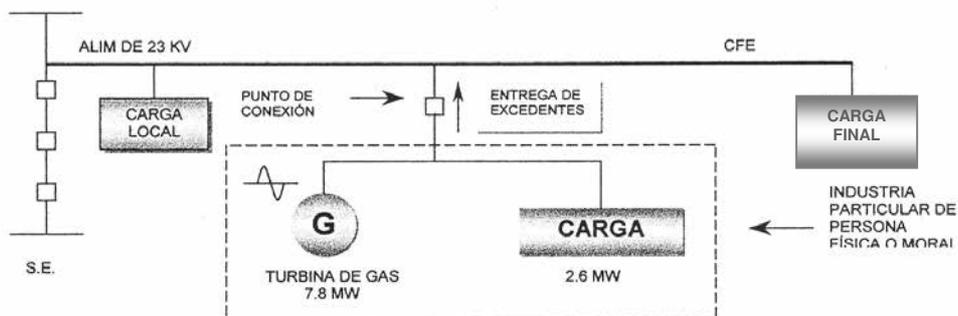


FIG. 1.3

SOCIEDADES DE AUTOABASTECIMIENTO

Cuando el solicitante o permisionario es una sociedad de autoabastecimiento, el aprovechamiento de la energía eléctrica solo puede llevarse a cabo por los socios de la sociedad al momento de solicitar el permiso. El esquema siguiente muestra la modalidad de autoabastecimiento para las sociedades.

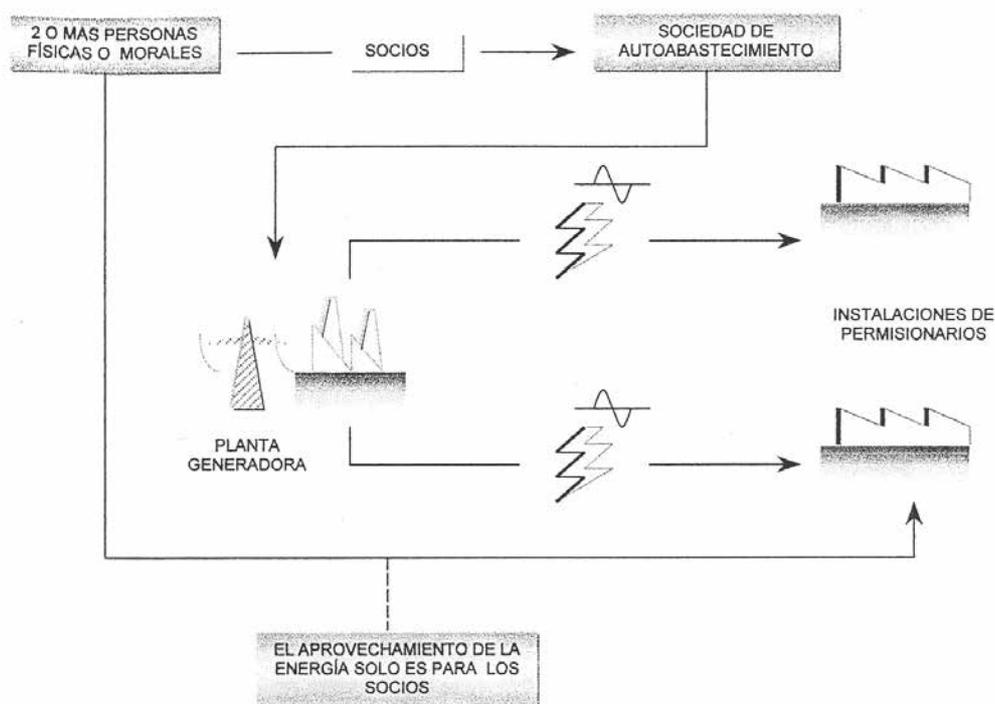


FIGURA 1.4

Los interesados en obtener un permiso de autoabastecimiento deberán constituir una sociedad que tenga por objeto la generación de energía eléctrica para la satisfacción del conjunto de las necesidades de sus socios.

Las sociedades de autoabastecimiento interesadas en obtener un permiso pueden presentar, junto con su solicitud, los planes de expansión futuros de su proyecto, (si los hay), en donde, a su vez, deberán mencionar el nombre de las personas que se incorporan como socios futuros de la sociedad. De no presentar esta información será necesario obtener un nuevo permiso si se desea incluir a un nuevo socio. Después de otorgado el permiso, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de la energía eléctrica generada por la sociedad de autoabastecimiento, requiere de la autorización previa de la comisión reguladora de energía, (artículo 102 de reglamento), la cual será otorgada siempre y cuando los planes de expansión originales prevean la inclusión de estas personas.

En los diagramas siguientes se ejemplifica las sociedades de autoabastecimiento, así como su relación con la red del suministrador. La figura 1.5 representa la sociedad de auto abastecimiento, para el caso en el que los industriales no tienen excedentes de energía, con lo que podrían evitar una conexión con la red del suministrador, a menos que requiera un respaldo de la red del suministrador para el caso de alguna contingencia en sus generadores.

La figura 1.6 representa la sociedad de autoabastecimiento para el caso en el que se tiene excedentes de energía, por lo que se obliga, como lo marca el reglamento, a tener una conexión con la red pública para entregar sus excedentes.

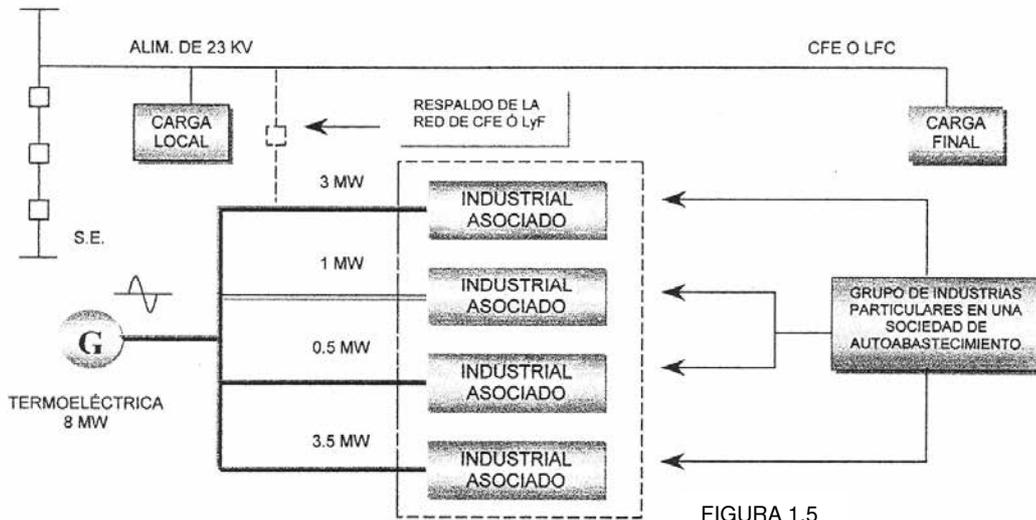


FIGURA 1.5

Las sociedades de autoabastecimiento pueden situar sus instalaciones en un mismo predio o bien en diferentes puntos de un estado e incluso en otros lugares del país, interconectándose a través de la red eléctrica de CFE ó LyFC.

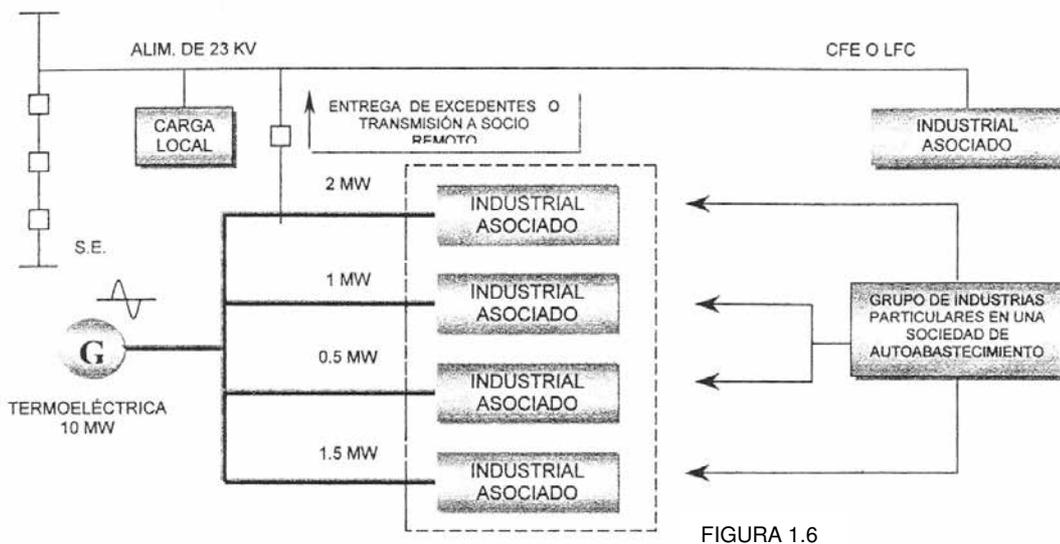


FIGURA 1.6

COPROPIETARIOS DE UNA PLANTA GENERADORA PARA AUTOABASTECIMIENTO

Cuando los solicitantes o permisionarios son copropietarios de una planta generadora, el aprovechamiento de la energía eléctrica es exclusivo de los copropietarios de la planta. La figura 1.7 describe esta modalidad de autoabastecimiento.

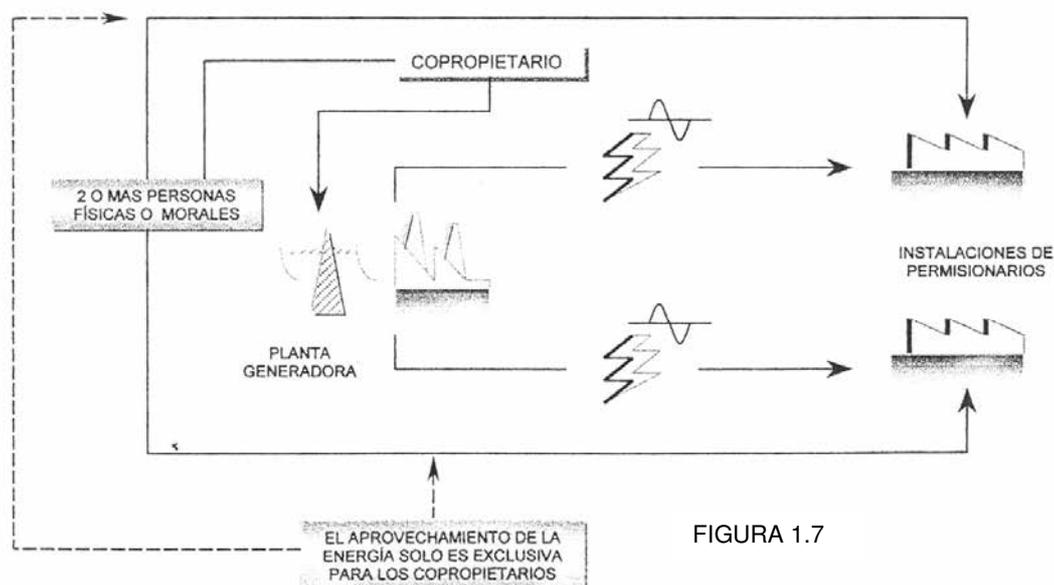


FIGURA 1.7

En el caso de la copropiedad de una planta para el autoabastecimiento, a diferencia de la sociedad, aquella reúne a varias personas físicas o morales que no tienen nada que ver entre ellos y solo se organizan para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica a través de una planta generadora que será común para todos los copropietarios.

Las relaciones que guarda la planta generadora en copropiedad, con el sistema eléctrico de CFE ó LFC, en lo que se refiere a entrega de excedentes, respaldos de energía y transmisión de energía a copropietarios remotos, son las mismas que se manejan para las sociedades de autoabastecimiento, desde el punto de vista eléctrico, por lo que las figuras 1.5 y 1.6 pueden representar la copropiedad para una planta generadora.

En el caso de copropiedad, la inclusión de nuevas personas al aprovechamiento de energía eléctrica esta condicionada a que la Comisión Reguladora de Energía autorice a los nuevos copropietarios.

EXCEDENTES DE ENERGÍA

En general, los proyectos de autoabastecimiento pueden definirse con una capacidad de generación eléctrica por encima de las necesidades de las industrias que aprovecharan la energía eléctrica, por lo que en esta modalidad el solicitante se obliga expresamente a poner a disposición del suministrador los excedentes de producción de energía eléctrica de la manera siguiente:

- Para una capacidad de generación hasta de 40 MW, el solicitante o permisionario podrá entregar excedentes hasta de 20 MW

- Para una capacidad de generación mayor a 40 MW el solicitante o permisionario podrá entregar excedentes hasta del 50% de su capacidad de generación

La entrega de excedentes de producción al suministrador, se sujetará a las reglas del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (Art. 37 inciso "b" de la Ley).

1.6 COGENERACIÓN

La Ley del Servicio Público de Energía otorgará el permiso de cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y, siempre que, en cualesquiera de los casos:

- a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
- b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad o de Luz y Fuerza del Centro en términos del artículo 36-Bis.

De acuerdo a lo anterior, existen tres casos o modalidades de cogeneración y los interesados en obtener un permiso deben presentar un proyecto de generación que cumpla con alguna de las tres modalidades que menciona la Ley y que están sujetos a los incisos a) y b), estos casos son los siguientes:

CASO 1

La generación de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas, a partir de una fuente de energía primaria común, siempre que el vapor o la energía térmica secundaria se destine al proceso que da lugar a la cogeneración y la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración.

El proceso de cogeneración mencionado anteriormente, se refiere a la producción de energía eléctrica y térmica, a partir de una planta generadora, a la que podemos llamar cogeneradora, que entregara su producción total a un proceso productivo o de fabricación. Esta modalidad además, establece que la energía eléctrica, resultado de la cogeneración, puede ser usada exclusivamente por quien solicita el permiso de cogeneración (permisionario u operador del proceso) o bien, si se da el caso, esta energía puede ser aprovechada por empresas o establecimientos asociados a la

cogeneración. Mas adelante hablaremos a detalle sobre quienes pueden solicitar un permiso de cogeneración y utilizar la energía eléctrica producto de la misma. La figura 1.8 muestra este caso

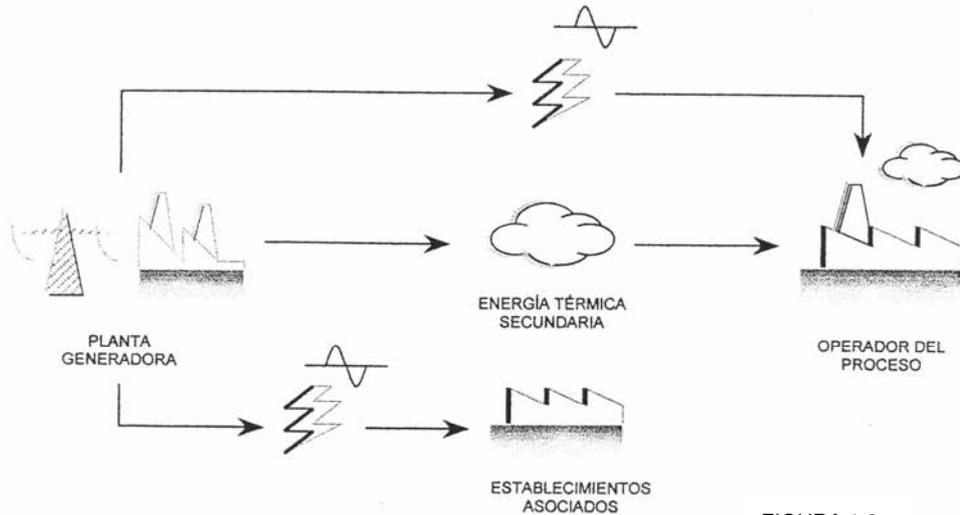


FIGURA 1.8

CASO 2

Este caso se refiere a la generación de energía eléctrica, a partir de energía térmica no aprovechada en el proceso que da origen a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a establecimientos asociados a la cogeneración. La figura 1.9 muestra esta segunda modalidad.

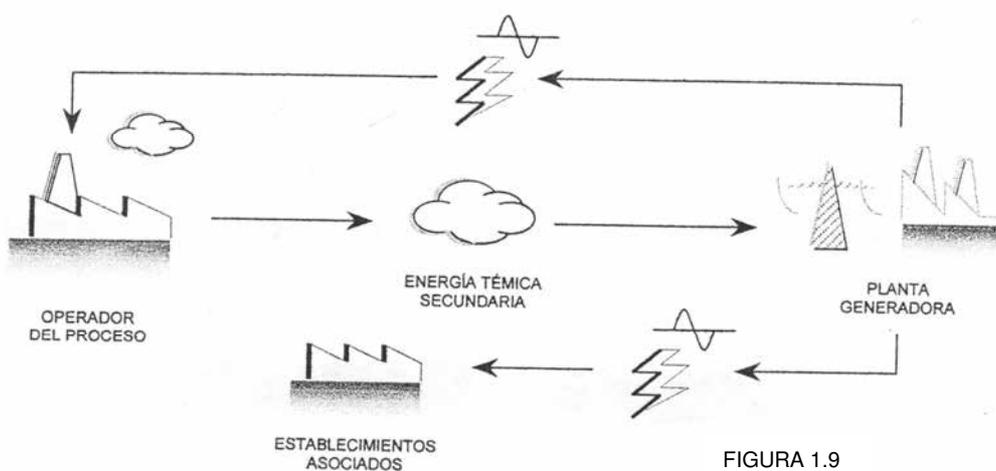


FIGURA 1.9

CASO 3

Es la generación de energía eléctrica a partir de combustible producido en el proceso que da origen a la cogeneración, siempre que la energía eléctrica se destine a los establecimientos asociados a la cogeneración. La figura 1.10 muestra esta tercera modalidad.

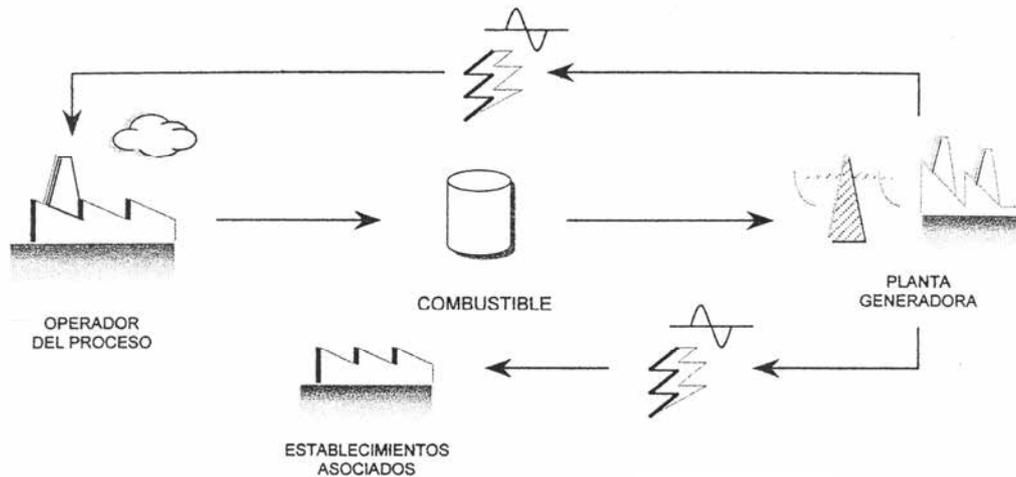


FIGURA 1.10

Este proceso de cogeneración es similar al segundo caso, con la diferencia de que la energía secundaria, producto del proceso, no es una energía térmica o de vapor si no que ahora se trata de un combustible que puede ser aprovechado para iniciar algún proceso de generación de energía eléctrica que retroalimente al proceso y este a su vez genere el combustible que reinicie el proceso de generación eléctrica. A demás al igual que en el caso 2 la energía eléctrica generada puede ser aprovechada conjuntamente con establecimientos asociados.

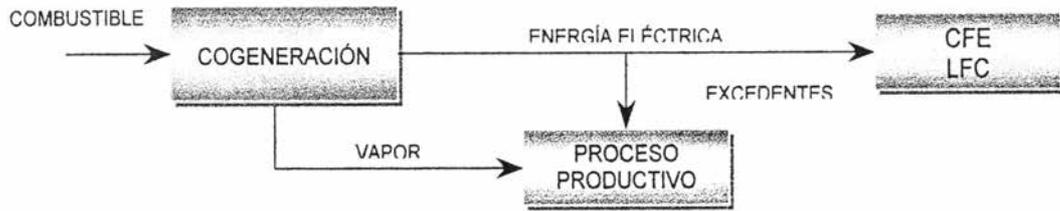
Es importante mencionar que en los casos 2 y 3, la iniciación del proceso que da lugar a la cogeneración, se puede realizar mediante una interconexión con la red pública de energía, ya sea para activar el proceso en su totalidad o bien parte del mismo, (esto depende del tipo de proceso) y en el momento que se comience a generar o cogenerar energía eléctrica, la conexión con la red pública puede ser deshabilitada.

EXCEDENTES DE ENERGÍA EN LA COGENERACIÓN

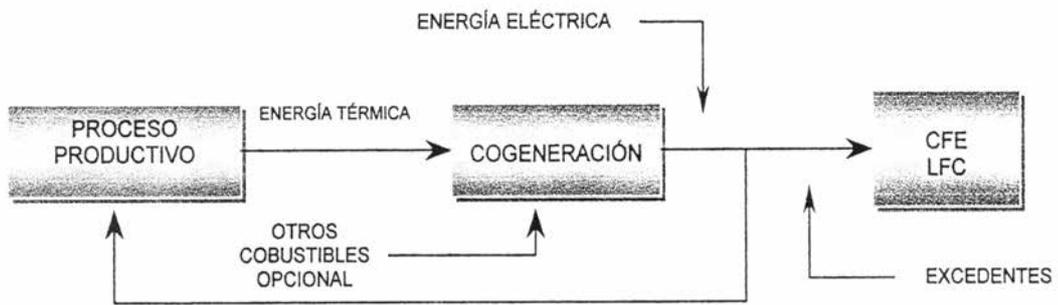
Al igual que el autoabastecimiento, el Reglamento Público de Energía establece (Art. 36 sección II inciso "b") que los solicitantes de un permiso de cogeneración se obligan a entregar sus excedentes de energía eléctrica a la red eléctrica de CFE o LyFC hasta por la totalidad de la producción excedente. La entrega de excedentes de producción al suministrador se sujeta a las reglas del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca CFE.

Los siguientes diagramas a bloques en la figura 1.11, establecen de forma simplificada, la manera en la que se entregan los excedentes de energía eléctrica a la red de CFE ó LyFC para cada uno de los tres casos de cogeneración anteriores.

CASO 1



CASO 2



CASO 3

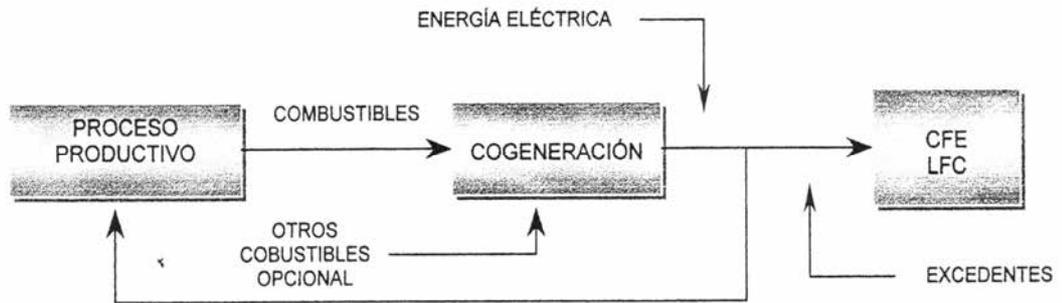


FIGURA 1.11

PERMISOS Y UTILIZACIÓN DE LA COGENERACIÓN

El permiso de cogeneración puede ser solicitado por:

- La persona que va a generar la energía
- El operador del proceso que da lugar a la cogeneración
- La sociedad de cogeneración constituida, entre otros, por el operador del proceso.

Cuando el permiso sea solicitado por personas distintas a los operadores de los procesos, junto con la solicitud debe presentarse una copia certificada del convenio de cogeneración celebrado al respecto o del instrumento en que conste la sociedad que hubiere constituido para llevar a cabo el proyecto (Art. 106 del Reglamento).

El permiso de cogeneración define dos figuras principales: el operador del proceso y los establecimientos asociados.

Operador del proceso: es aquel que lleva a cabo los procesos que dan lugar a la cogeneración de acuerdo con lo siguiente:

- *En el caso 1*, aprovecha la energía térmica producida en el proceso de cogeneración
- *En el caso 2*, entrega la energía térmica no aprovechada en su proceso para que con ellas se genere la energía eléctrica, y
- *En el caso 3*, produce en su proceso el combustible que se utilizará para generar la energía eléctrica

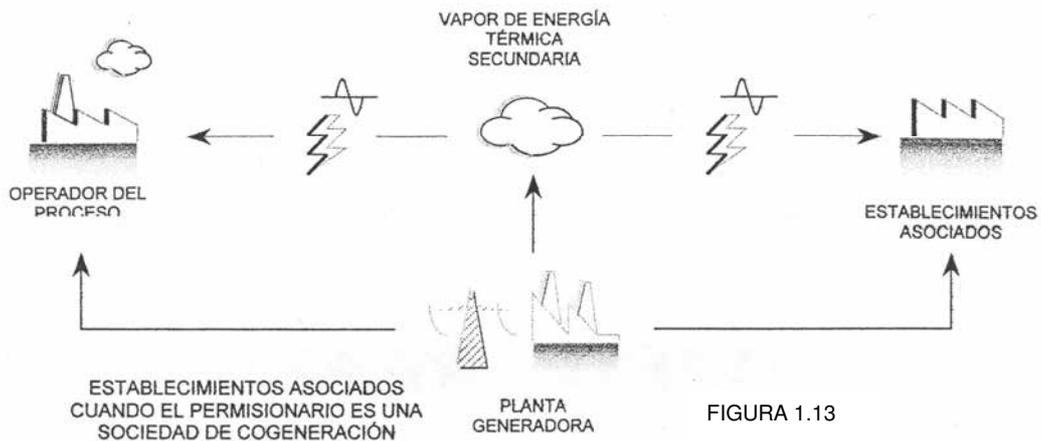
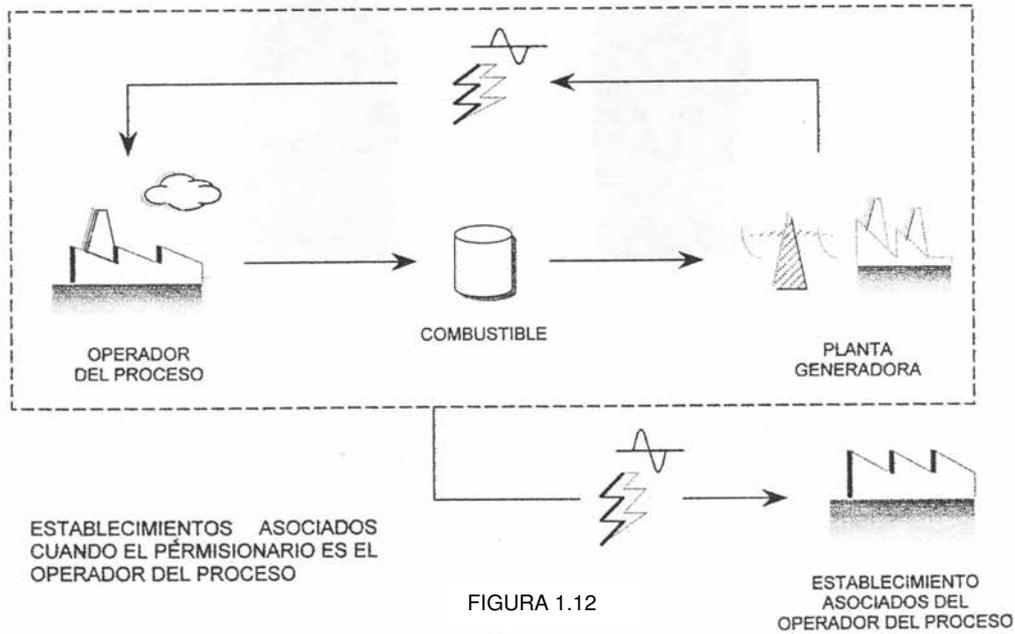
Establecimientos asociados a la cogeneración: son las instalaciones de las personas físicas o morales que cumplan con alguno de los supuestos siguientes (Art. 104, Fracción 1 del Reglamento):

- Sean el operador del proceso
- Socios de la sociedad de cogeneración, y
- Sean copropietarios de la planta de cogeneración.

Las personas solo podrán aprovechar la energía eléctrica cuando:

- El permisionario sea el operador del proceso. La energía eléctrica solo puede ser aprovechada por el mismo, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones
- El permisionario haya celebrado un convenio con el operador del proceso. La energía eléctrica puede ser aprovechada por el mismo y por el operador del proceso, ya sea en el proceso original o en cualquiera de sus instalaciones.
- El permisionario sea una sociedad. La energía eléctrica puede ser aprovechada por el operador del proceso y por los socios de la sociedad de cogeneración en cualquiera de sus instalaciones.

Los esquemas de las figuras 1.12 y 1.13 ilustran las modalidades para el aprovechamiento de la energía eléctrica, para establecimientos asociados y operadores del proceso para los casos de cogeneración



Todo lo mencionado con respecto a establecimientos asociados y permisionarios de cogeneración, queda sujeto a que el proyecto de cogeneración presentado compruebe que se incrementan la eficiencias energéticas y económicas de todo el proceso y que

estas, a su vez sean mayores que las obtenidas en plantas de generación convencionales.

Por último, los proyectos de cogeneración pueden definirse con una capacidad de generación de energía eléctrica por encima de las necesidades de las personas que aprovecharán la energía eléctrica.

1.7 PRODUCCION INDEPENDIENTE

La ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su artículo 36 sección III, habla de la producción independiente de la siguiente manera:

La Comisión Reguladora de Energía otorga el permiso de producción independiente para generar energía eléctrica destinada a su venta a la Comisión Federal de Electricidad, quedando esta legalmente obligada a adquirirla en los términos y condiciones económicas que se convengan. Estos permisos podrán ser otorgados cuando se satisfagan los siguientes requisitos:

- a) Que los solicitantes sean personas físicas o morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
- b) Que los proyectos motivo de la solicitud estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la Comisión Federal de Electricidad o sean equivalentes. La Secretaria de Energía, Minas e Industria Paraestatal, conforme a lo previsto en la fracción III del artículo 3º, podrá otorgar permiso respecto de proyectos no incluidos en dicha planeación y programas, cuando la producción de energía eléctrica de tales proyectos haya sido comprometida para su exportación; y
- c) Que los solicitantes se obliguen a vender su producción de energía eléctrica exclusivamente a la Comisión Federal de Electricidad, mediante convenios a largo plazo, en términos del Artículo 36-Bis o, previo permiso de la Secretaria en los términos de esta Ley, a exportar total o parcialmente dicha producción.

De acuerdo a lo anterior, la producción independiente; es la generación de energía eléctrica en plantas generadoras cuya capacidad sea mayor a 30 MW, siempre que la energía eléctrica producida se destine para su venta al suministrador o bien a la exportación.

El esquema de la figura 1.14, ejemplifica el caso de Producción Independiente.

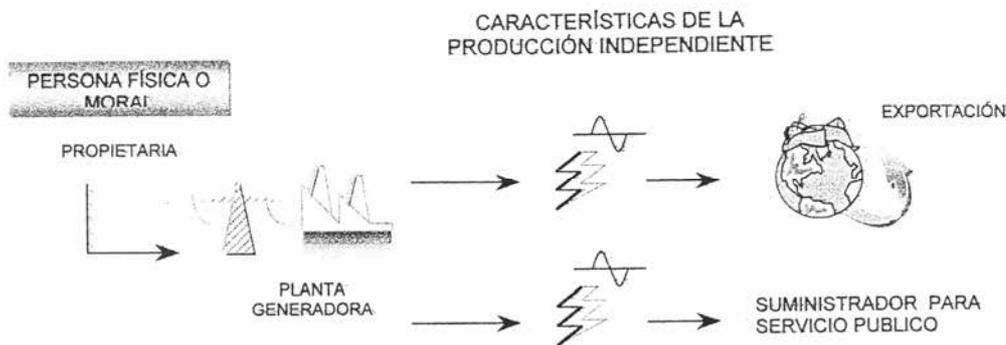


FIGURA 1.14

PEQUEÑA PRODUCCIÓN

La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su artículo 36 sección IV establece al respecto lo siguiente:

La Comisión Reguladora de Energía otorga el permiso de Pequeña Producción de energía eléctrica, siempre que se satisfagan los siguientes requisitos:

- a) Que los solicitantes sean personas físicas de nacionalidad mexicana o personas morales constituidas conforme a las leyes mexicanas y con domicilio en territorio nacional, y que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación aplicable;
- b) Que los solicitantes destinen la totalidad de la energía para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. En este caso, la capacidad total del proyecto, en una área determinada por la secretaria, no podrá exceder de 30 MW
- c) Alternativamente a lo indicado en el b) y como una modalidad del autoabastecimiento a que se refiere la fracción I del artículo 36, 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 consumo, siempre que los interesados constituyan cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones ó sociedades civiles o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos no excedan de 1 MW.

De acuerdo a lo anterior, podemos definir en forma clara lo que es la Pequeña Producción:

La pequeña producción es la generación de energía eléctrica en:

- Plantas con capacidad menor o igual a 30 MW, y que la energía eléctrica se destine para su venta al suministrador o a la exportación, ó
- Plantas con capacidad menor o igual a 1 MW, y que la energía eléctrica se destine al autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica

El esquema de la figura 1.15 ejemplifica las características de la pequeña producción:

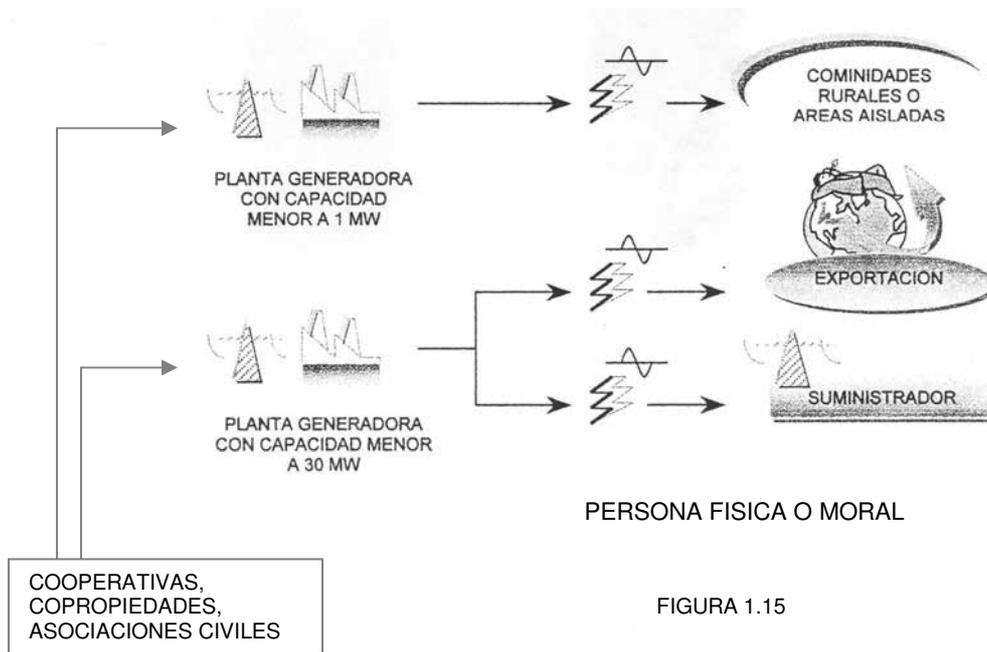


FIGURA 1.15

El otorgamiento de un permiso de pequeña producción no garantiza la compra de la energía por parte del suministrador público de energía eléctrica.

Una sola persona puede ser titular de permisos cuya suma de capacidad de producción exceda los 30 MW dentro de una misma área de pequeña producción (Art. 36 Fracción IV inciso b) de la Ley). La Comisión Reguladora de Energía delimita las áreas de pequeña producción tomando en cuenta los energéticos que se utilizan para generar la electricidad, las características de la zona y la infraestructura del suministrador en la misma (Art. 112 del Reglamento).

Cuando el permiso es para pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas los solicitantes deben (Artículo 113 del Reglamento):

- Constituir cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones civiles, ó celebrar convenios de cooperación solidaria para propósitos de autoabastecimiento, y
- Mencionar las personas a quienes se hará entrega de la energía eléctrica y las condiciones en que se efectuará la entrega a los consumidores finales, de acuerdo con las bases que se establezcan en los convenios respectivos.

1.8 EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN

El artículo 36 en su fracción V de la exportación e importación de la energía eléctrica generada en plantas particulares establece lo siguiente:

La Comisión Reguladora de Energía otorga el permiso de importación e exportación de energía eléctrica, conforme a lo dispuesto en las fracciones III y IV del artículo 3° de esta Ley.

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

1. El ejercicio autorizado de las actividades a que se refiere este artículo podrá incluir la conducción, la transformación y la entrega de la energía eléctrica de que se trate según las particularidades de cada caso;
2. El uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de los permisionarios, solo podrá efectuarse previo convenio celebrado con la Comisión Federal de Electricidad, cuando ello no ponga en riesgo la prestación del servicio público ni se afecten derechos de terceros. En dichos convenios deberán estipularse las contraprestaciones a favor de dicha entidad y a cargo de los permisionarios.
3. La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, podrá otorgar permisos para cada una de estas actividades o para ejercer varias, así como autorizar la transferencia de permisos e imponer las condiciones pertinentes de acuerdo con lo previsto en esta Ley, su Reglamento y las Normas Oficiales Mexicanas, cuidando en todo caso el interés general y la seguridad, eficiencia y estabilidad del servicio público.
4. Los titulares de los permisos no podrán vender, revender o por cualquier acto jurídico enajenar capacidad o energía eléctrica, salvo en los casos previstos expresamente por esta Ley; y
5. Serán causales de revocación de los permisos correspondientes a Juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el incumplimiento de las disposiciones de esta Ley, o de los términos y condiciones establecidos en los permisos respectivos.

De acuerdo a lo anterior respecto a la exportación e importación de energía eléctrica, tenemos lo siguiente:

EXPORTACIÓN: Es la generación de energía eléctrica en territorio nacional para su aprovechamiento en otro país.

La Comisión Reguladora de Energía podrá otorgar permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente o pequeña producción.

La solicitud de permiso de exportación debe incluir el documento donde conste el compromiso de adquirir la energía eléctrica por parte de las personas que la aprovecharán en el extranjero (Art. 117 del Reglamento).

Para la exportación de la energía eléctrica los permisionarios deben construir las líneas de transmisión necesarias o convenir con la CFE el uso de sus líneas de transmisión.

IMPORTACIÓN: Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero para su aprovechamiento en territorio nacional.

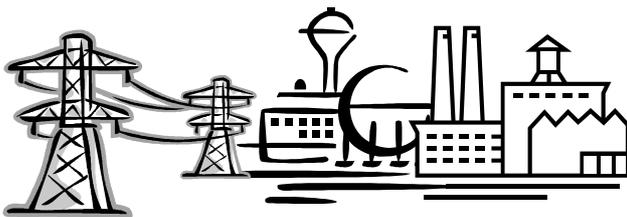
Cualquier persona física o moral puede solicitar permisos de cogeneración. La energía eléctrica importada solo puede ser aprovechada por el titular del permiso y esta sujeta al pago de los aranceles de importación aplicables (Art. 122 del Reglamento)

Para la importación de la energía eléctrica, el permisionario puede construir las líneas de transmisión necesarias o interconectarse a la red nacional de energía eléctrica (Art. 123 del Reglamento).

Cuando el permisionario decida construir sus propias líneas de transmisión, debe obligarse a operar sus instalaciones en el país con medios propios y personal contratado a su servicio (Art. 123 del Reglamento). Estas instalaciones no pueden ser utilizadas por otros permisionarios.

Los permisionarios de importación de energía eléctrica deben establecer las condiciones y los plazos en los que el permisionario solicitará al suministrador el servicio, en caso de dar por terminada la importación (Art. 121 del Reglamento).

CAPITULO 2
COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2.1 CONCEPTOS Y VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

La palabra cogeneración es un término nuevo que sirve para definir una serie de procedimientos empleados por los industriales desde hace muchos años para cubrir sus propias necesidades de energía, tanto térmica como eléctrica. Las industrias textiles en los Estados Unidos de Norteamérica, por ejemplo, usaban estos sistemas desde 1905. Su importancia fue disminuyendo a medida que se extendían las redes de distribución de energía eléctrica y bajaban los costos de energía primaria.

Hoy en día han resurgido estos procedimientos, como consecuencia del encarecimiento de la energía producida en las centrales generadoras y, principalmente en las térmicas convencionales.

Existen muchas formas de definir la cogeneración; a continuación se enuncian dos de ellas, una genérica y otra de aplicación más particular.

La **COGENERACIÓN** es la producción de dos manifestaciones de energía a partir de una sola fuente energética.

La **COGENERACIÓN** es la producción conjunta de energía eléctrica y de energía térmica aprovechable en forma de gases o líquidos calientes, a partir de una sola fuente energética.

BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN PARA EL USUARIO DIRECTO Y EL SECTOR ENERGÉTICO

Las ventajas que pueden presentar los diferentes sistemas de cogeneración son distintas desde el punto de vista de los intereses nacionales que desde la perspectiva de un solo industrial. En los dos casos se ha elaborado un resumen de las mismas que se muestran en las siguientes tablas.

<i>PARA LA NACIÓN</i>	<i>PARA EL INDUSTRIAL</i>
AHORRO ENERGÉTICO El consumo de energía primaria es menor en un sistema de cogeneración que el producir en forma independiente energía térmica y eléctrica	AHORRO ECONÓMICO El industrial que utilice sistemas de cogeneración no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que debe adquirir será superior en un 5 a 10% a las que venía adquiriendo. Los ahorros son exclusivamente económicos y provienen de la diferencia de costos que existe entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su cogeneración

PARA LA NACIÓN	PARA LA INDUSTRIA
<p>AHORRO ECONOMICO</p> <p>Derivado del ahorro energético del punto anterior</p>	<p>INDEPENDENCIA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL EXTERIOR</p> <p>En determinados procesos industriales un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar graves problemas. La existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible una interconexión en paralelo del sistema con la red</p>
<p>MEJORA DEL MEDIO AMBIENTE</p> <p>Por los siguientes motivos:</p> <p>La cantidad de energía primaria que se necesita para producir la misma cantidad de energía útil es menor. El impacto ambiental causado por el transporte, refinado y extracción de la energía puede ser más bajo</p>	<p>MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO</p> <p>Con un sistema de cogeneración en una industria que requiere alta calidad de suministro de energía eléctrica se pueden eliminar las variaciones de tensión y frecuencia que ocurren en la red comercial</p>
<p>POSIBILITA LA INDUSTRIALIZACIÓN DE ZONAS ALEJADAS DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ALTA TENSIÓN</p> <p>En el caso de centros de desarrollo industrial se puede pensar en sistemas que proporcionen energía térmica y eléctrica a diferentes industrias</p>	
<p>REDUCCIÓN DE CAPITAL DE INVERSIÓN</p> <p>Si los industriales que consumen grandes cantidades de energía eléctrica cogeneran, el gobierno tiene que invertir menos para abastecer la demanda creciente de electricidad</p>	

2.2 FACTORES QUE INCIDEN EN LA FACTIBILIDAD DE LOS PROYECTOS DE COGENERACIÓN

Para poder definir la solución más económica que se apegue a las necesidades de una fábrica o proceso específico, hay que considerar los siguientes aspectos:

TIPO DE COMBUSTIBLE

El carbón sería el combustible más barato. Sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por el alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases.

El combustóleo es altamente utilizado en calderas convencionales. Sin embargo su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente en el combustóleo mexicano, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases muy costoso para poder cumplir con la ley de protección ambiental.

El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero sumamente caro, por lo que solamente se puede considerar como respaldo.

El gas natural tiene la gran ventaja de ser un combustible muy limpio, cuyos gases no requieren de un limpieza especial si se usa un sistema de combustión adecuado. Es el combustible ideal para turbinas de gas, pero se usa también cada vez más en calderas convencionales. Aunque en México cuesta aproximadamente 10% más por MMBtu que el combustóleo, dependiendo de su costo de transporte, puede resultar demasiado caro si la planta no se encuentra en una zona de alta demanda de gas o de fácil acceso a un gasoducto de suficiente capacidad.

RELACIÓN CALOR / ELECTRICIDAD

Las diferentes industrias tienen requerimientos específicos de vapor y energía eléctrica.

Normalmente la disponibilidad continua de vapor de proceso tiene absoluta prioridad. Con apertura del sector eléctrico, la autogeneración se puede manejar con más flexibilidad, visto que la energía sobrante o faltante se puede vender o conseguir a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC)

VARIACIÓN EN EL CONSUMO DE VAPOR

Cualquier tipo de caldera, recuperador o intercambiador de calor requiere de un cierto tiempo para satisfacer cambios en la demanda de vapor o agua caliente, mientras que las turbinas de vapor, responden inmediatamente a variaciones de flujo.

Esto significa que, en caso de procesos que impliquen variaciones rápidas en el consumo de vapor, se recomienda el uso de turbinas de vapor con extracción y condensación en forma directa o integradas en un ciclo combinado. Esta solución requiere que las calderas generen una cantidad mayor que la demanda del proceso. El vapor excedente va a condensación y la electricidad excedente a la red pública.

AGUA DE ENFRIAMIENTO

En zonas con escasez de agua, donde se deben considerar sistemas de enfriamiento tipo seco, la turbina de gas tiene claras ventajas frente a la turbina de vapor, primordialmente en las de tipo condensación, ya que la expansión de las turbinas se ve altamente afectada por la presión de descarga, siendo esta última dependiente de la temperatura a la cual se rechaza el calor.

DISPONIBILIDAD

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor de proceso y electricidad. Las plantas de cogeneración pueden satisfacer este requisito si su concepto se define en forma adecuada. Para lograr esto hay que considerar la disponibilidad esperada de cada componente y prever los respaldos correspondientes.

Las siguientes cifras son promedios calculados con base en estadísticas obtenidas de entre 20 y 200 unidades de cada tipo.

COMPONENTE	DISPONIBILIDAD
TURBOGRUPO DE GAS	90%
TURBOGRUPO DE VAPOR INCLUYENDO CALDERA	91.2%
CALDERAS DE RECUPERACIÓN	98%
TURBOGRUPO DE VAPOR (SIN CALDERA)	94%

COSTO DE INVERSIÓN

Dependiendo de la tecnología seleccionada, el costo de la inversión puede llegar a variar hasta en un 200%. Sin embargo, las condiciones demandadas por el proceso serán las que definan primordialmente el tipo de tecnología y dentro de éstas, se deberá adquirir aquella que requiera menor inversión.

PROTECCIÒN AMBIENTAL

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, por su impacto en los costos de inversión y operación de las plantas de cogeneración.

SITUACIÒN GEOGRAFICA

Por razones técnicas y económicas, las plantas de cogeneración deberán instalarse lo más cerca posible al consumidor de vapor de proceso. Los factores ambientales más importantes son: altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente.

2.3 ESQUEMAS BÁSICOS DE SISTEMAS DE COGENERACIÒN

CLASIFICACIÒN GENERAL

La primera clasificación que puede hacerse es la que atiende al orden en que se realiza la generación de la energía calorífica y la energía eléctrica. De acuerdo con esta clasificación los sistemas que pueden existir son:

- SISTEMAS SUPERIORES

Los denominados ciclos o sistemas superiores “topping cycles”, son aquéllos en los que la energía primaria se usa para producir un fluido a alta temperatura y presión, que se utiliza para generar energía mecánica o eléctrica, y el calor residual del fluido se emplea en el proceso industrial

Los sistemas superiores son ampliamente utilizados en los procesos de las industrias de pulpa y papel, petróleo, textiles, cerveza, alimentos, azúcar y otras más.

- SISTEMAS INFERIORES

Los denominados ciclos o sistemas inferiores “bottoming cycles” son aquéllos en los que la energía primaria se utiliza en el proceso industrial y la energía calorífica no aprovechada en el mismo se emplea en la generación de energía mecánica o eléctrica..

Los sistemas inferiores son generalmente utilizados en procesos con calor de desecho de 250°C de temperatura o mayor, tales como las industrias del cemento, acero, vidrio, química y otras.

La figura 2.1 muestra las dos clasificaciones o tipos básicos de cogeneración:

TIPOS BASICOS DE COGENERACION

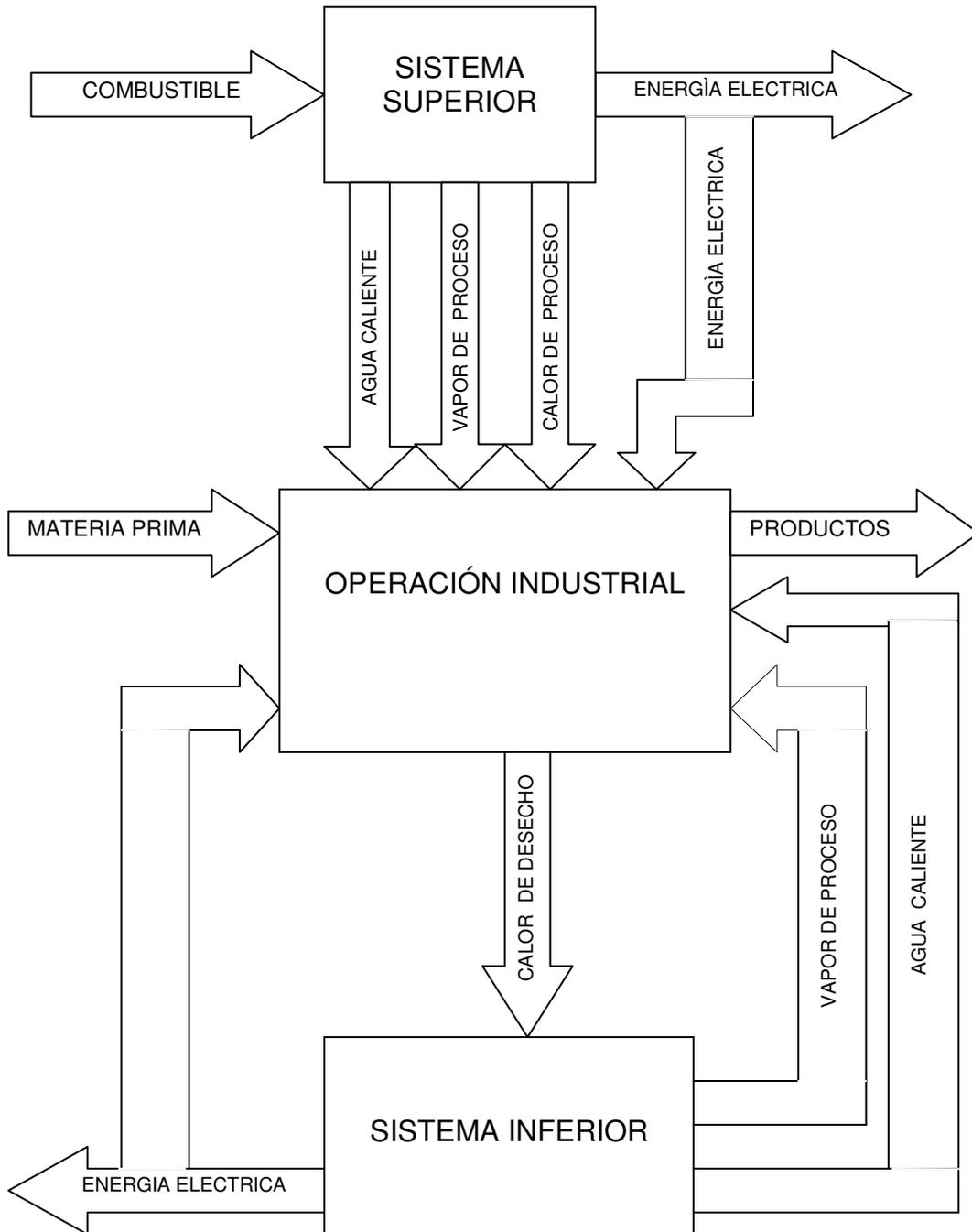


FIGURA 2.1

Una vez que se ha realizado esta primera clasificación de los ciclos, se podrán clasificar en función del primotor que se emplee.

2.4 ESQUEMAS CON TURBINAS DE VAPOR

Los sistemas con turbinas de vapor, como las centrales de generación de electricidad, han alcanzado a dominar el mercado de aplicaciones a gran escala. Sin embargo, también se usan con gran éxito en aplicaciones del sector industrial. El empleo de turbinas de vapor es generalmente rentable en capacidades de 10 megawatts en adelante, aun que pueden disponerse de unidades menores a estas.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar como:

- *Turbinas condensantes*: Son aquellas donde el escape está conectado a un condensador y el vapor es expandido en la turbina hasta la presión del condensador, siempre inferior a la presión atmosférica.
- *Turbinas a contrapresión*: El vapor es expandido parcialmente en la turbina y la salida del vapor se realiza a presión superior o igual a la atmosférica.
- *Turbinas con extracciones*: Parte del vapor que está siendo expandido en la turbina se extrae de ésta en algunos puntos específicos (pasos de la turbina), lo que permite tener vapor a una determinada presión deseada. Cuando la turbina es de extracción controlada, la presión de extracción se mantiene constante al variar el caudal de vapor extraído por medio de un regulador de presión que actúa sobre el vapor de entrada de la turbina. Si la extracción no es controlada, la presión del vapor extraído estará sometida a variaciones importantes en función del caudal del vapor de salida de la turbina. Las turbinas de extracción son de aplicación en aquellos procesos industriales en los que se pueda requerir dos o más niveles de presión.
- *Turbinas de presión mixta*: La turbina es alimentada con vapor de diferente presión.

Es posible tener combinación de los diferentes tipos de turbinas; esto permite que el empleo de las turbinas de vapor en sistemas de cogeneración proporcione una gran flexibilidad en satisfacer los requerimientos de vapor del usuario.

Los sistemas con turbinas de vapor funcionan generalmente bajo el Ciclo Rankine, que se utiliza en grandes plantas de generación eléctrica.

Como se muestra en la figura 2.2, el sistema usualmente está constituido por una caldera, donde el combustible usado calienta al fluido de trabajo, casi siempre agua, mediante la combustión, produciendo vapor sobrecalentado a presión y temperaturas elevadas. Posteriormente, éste se expande a través de la turbina de vapor, que produce energía mecánica que se emplea para mover un generador eléctrico, que produce energía eléctrica.

El vapor de escape de la turbina es condensado en un condensador y se recicla mediante bombas de agua de alimentación del generador de vapor.

En el análisis del Ciclo Rankine, el rendimiento depende de la temperatura promedio a la cual se añade el calor y de la temperatura promedio a la cual el calor es cedido. Cualquier cambio que aumente la temperatura promedio a la cual el calor se suministra, incrementará el rendimiento del ciclo Rankine.

La eficiencia de los sistemas de generador de vapor-turbina puede incrementarse al elevar la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina, o también, mediante la reducción de la presión del vapor en la descarga de la turbina o bien por ambos métodos.

Otras opciones consisten en expandir el vapor en pasos de alta presión de la turbina y después regresar el vapor a la caldera para ser recalentado y expandirlo en pasos de baja presión; además se puede precalentar el agua de alimentación a la caldera con vapor extraído de la misma turbina.

Las turbinas a contrapresión pueden proveer vapor a baja presión para satisfacer los requerimientos de algún proceso, lo que hace que su uso sea muy conveniente para sistemas de cogeneración.

Las turbinas pueden ser diseñadas con uno o más puntos de extracción tales que provean vapor a una o más presiones diferentes. Las turbinas con extracciones pueden satisfacer un amplio rango de requerimientos de energía térmica y mecánica y frecuentemente se usan en sistemas de Cogeneración.

La eficiencia de la turbina varía con respecto a la potencia de la máquina, es decir, a mayor potencia mayor será el rendimiento, y varía con la carga, de manera que una disminución importante del caudal de vapor reduce, de forma importante, el rendimiento de la turbina.

Para la selección de un sistema de cogeneración mediante turbina de vapor, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

- No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieran gases calientes en directo.
- No es conveniente usar turbinas de vapor en procesos que requieren vapor de alta o muy alta presión
- En el caso de turbinas de contrapresión, la producción de energía eléctrica y su rendimiento se verán sensiblemente alterados por las variaciones de carga de la caldera, consecuencia de las variaciones en la demanda de vapor del proceso.
- Los rendimientos de las turbinas de vapor son menores que los de las turbinas de gas y los motores alternativos de la misma potencia.

- Las turbinas de vapor pueden aprovechar en ocasiones la(s) caldera(s) existente(s) elevando la presión a la que se genera el vapor, teniendo un ahorro en la inversión inicial.
- La disponibilidad del combustible adecuado o la modulación de los consumos en la industria, son elementos que deben observarse por que pueden determinar la viabilidad de instalar o no turbinas de vapor en un sistema de Cogeneración.

Un parámetro importante en las turbinas de vapor es el consumo específico, que se define como: la cantidad de vapor requerida por la turbina para generar una unidad de energía.

El consumo específico teórico de una turbina se evalúa mediante la expresión siguiente:

$$W = \frac{C}{(h_1 - h_2)}$$

Donde:

W = Consumo Específico (kg/kWh)

h₁ = Entalpía del vapor a las condiciones de entrada (kJ/kg).

h₂ = Entalpía del vapor a las condiciones de salida (kJ/kg)

C = 3600 kJ/kWh (equivalencia energética 1 kWh = 3600 kJ)

Este valor es importante para el dimensionamiento de la turbina o para determinar las condiciones del vapor disponible para un proceso a una potencia de salida requerida.

Ahora bien, el consumo específico real se calcula dividiendo el consumo específico teórico entre la eficiencia de la turbina. Típicamente el rango de eficiencias de las turbinas es de 45 a 80%; la mayor eficiencia es aplicable a turbinas de múltiples pasos.

Los consumos específicos reales pueden ser 1.5 o 2 veces mayores que los teóricos.

El consumo específico real de una turbina se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$W = \frac{C}{(h_1 - h_2)\eta}$$

Donde:

W = Consumo Específico (kg/kWh)

h₁ = Entalpía del vapor a las condiciones de entrada (kJ/kg).

$h_2 =$ Entalpía del vapor a las condiciones de salida (kJ/kg)
 $C = 3600$ kJ/kWh (equivalencia energética 1 kWh = 3600 kJ)
 $\eta =$ Eficiencia de la turbina %

Debido a que no existe una norma estricta para las condiciones de temperatura y presión del vapor de entrada, es de ayuda trabajar con las normas establecidas por la *American Society of Mechanical Engineers* y el *Institute of Electrical and Electronic Engineers* para el primer dimensionamiento de las turbinas. Estos valores son: 28.2 bar y 400 °C, 41.8 bar y 440 °C, 58.8 bar y 482 °C y 86 bar y 510 o 538 °C.

Por otro lado, la potencia de salida de la turbina, considerándola como grupo turbo generador, puede expresarse como:

$$P = \frac{(h_1 - h_2) \eta_{turb} * \eta_{acopla} * n_{gen}}{3600}$$

Donde:

$h_1 - h_2 =$ Salto entálpico en la turbina
 $\eta_{turb} =$ Eficiencia de la turbina
 $\eta_{acopla} =$ Eficiencia del acoplamiento turbina-generador
 $\eta_{gen} =$ Eficiencia del generador eléctrico

A continuación en las figuras 2.3 a 2.5 se muestran algunos esquemas básicos de sistemas de cogeneración:

Figura 2.3.- Sistema superior "topping" con turbina de vapor

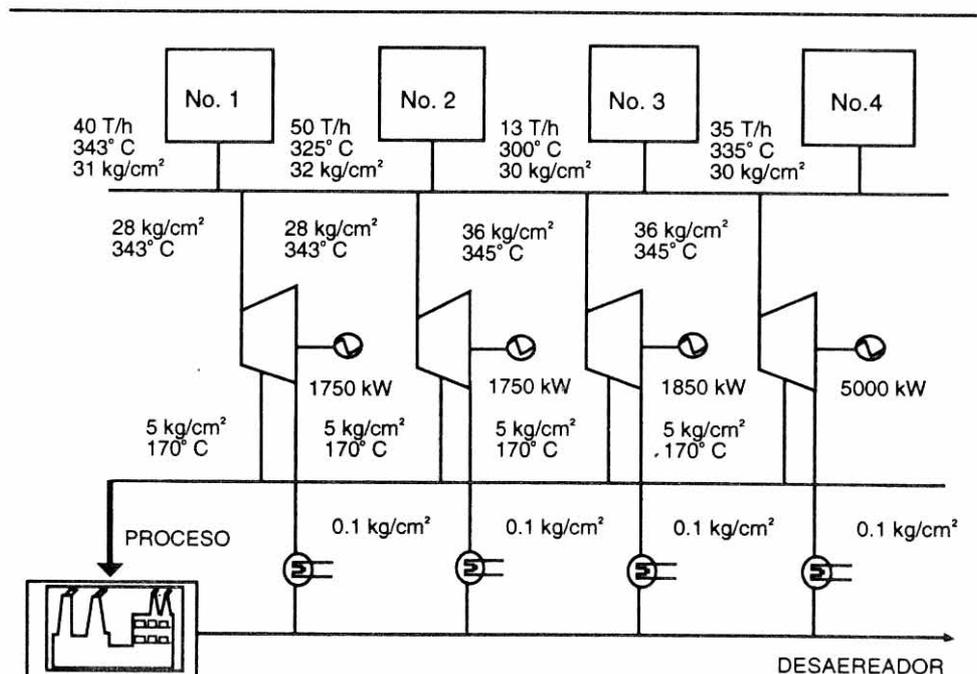


Figura 2.4.- Sistema superior "topping" con turbinas de vapor y válvula reductora

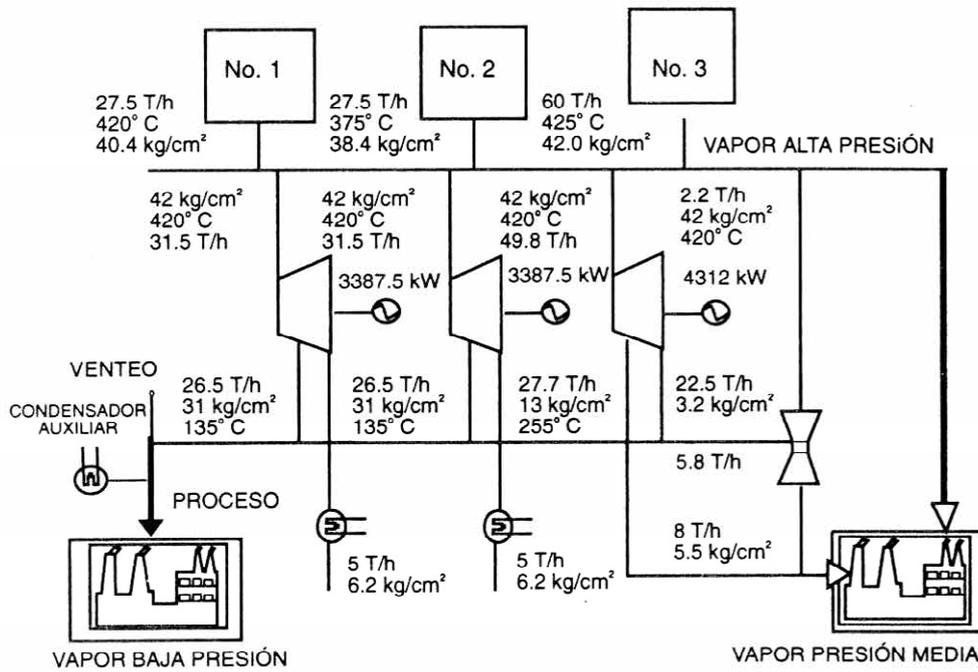
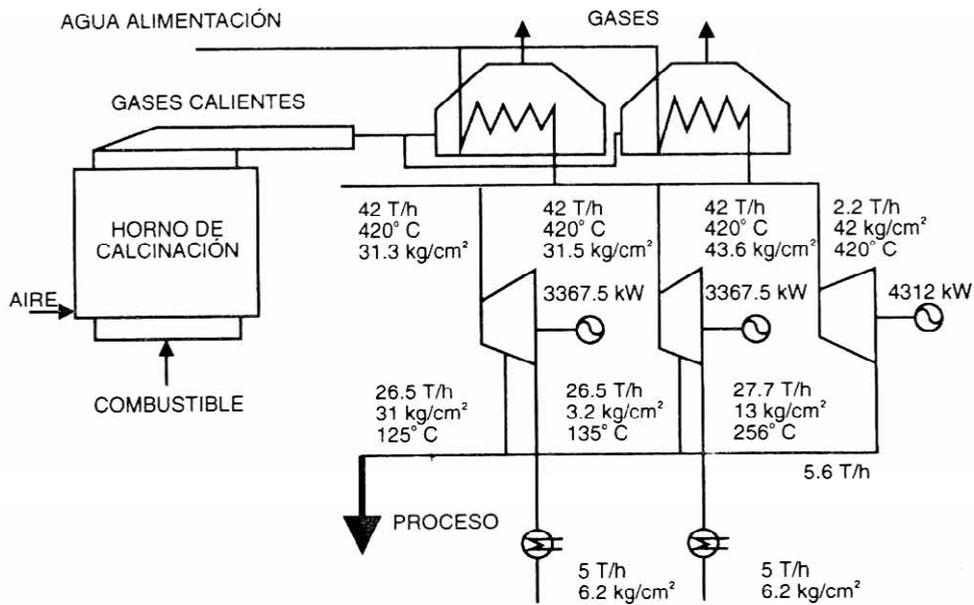


Figura 2.5.- Sistema inferior "bottoming" con turbina de vapor

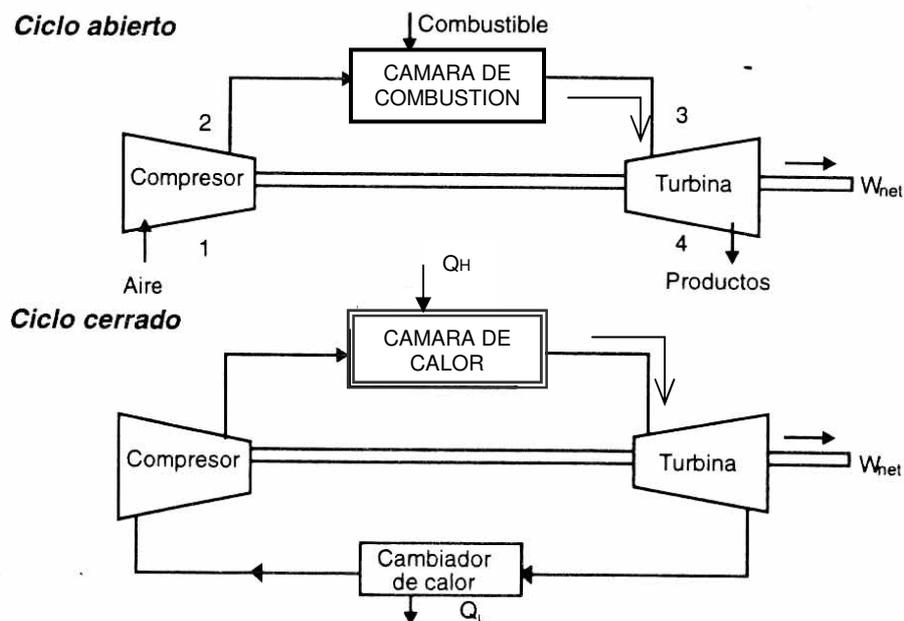


2.5 ESQUEMAS CON TURBINA DE GAS

Las turbinas de gas funcionan bajo el ciclo Brayton. La turbina consta de tres elementos principales; el primero de ellos es el compresor el cual incrementa la presión del fluido de trabajo, usualmente aire, entre cuatro y treinta veces la presión atmosférica. El aire comprimido posteriormente se calienta a temperaturas que van de 800 a 1000 °C mediante una cámara de combustión, la cual es el segundo elemento principal, donde se adiciona combustible y se incendia. Los gases calientes y a alta presión que salen de la cámara de combustión son expandidos en la turbina, que es el tercer elemento principal, produciendo potencia la cual se usa para mover al compresor y, normalmente, a un generador eléctrico o cualquier otro equipo mecánico.

En la figura 2.6 se muestran los esquemas del ciclo abierto de una turbina de gas simple, que utiliza un proceso de combustión interna, y el ciclo cerrado de una turbina de gas simple.

Figura 2.6.- Turbina de gas que funciona con el ciclo Brayton



El rendimiento del ciclo Brayton de aire normal se encuentra como sigue:

$$\eta_{term} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{C_p(T_4 - T_1)}{C_p(T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{T_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)}$$

Donde:

Q_L = Calor rechazado

Q_H = Calor suministrado

T_1 = Temperatura del aire a la entrada del compresor

T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor

T_3 = Temperatura de los gases a la entrada de la turbina

T_4 = Temperatura de los gases a la salida de la turbina

C_p = Calor específico del aire, a presión constante

Sin embargo, notamos que para el ciclo teórico, la relación de presiones es:

$$\frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2}{P_1}$$

Donde:

P_1 = Presión del aire a la entrada del compresor

P_2 = Presión del aire a la salida del compresor

P_3 = Presión de los gases a la entrada de la turbina

P_4 = Presión de los gases a la salida de la turbina

Considerando que el aire se comporta como gas ideal, y sabiendo que los procesos isoentrópicos se rigen por la ley $PV^\gamma = cte$

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} = \frac{P_3}{P_4} = \left(\frac{T_3}{T_4}\right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$$

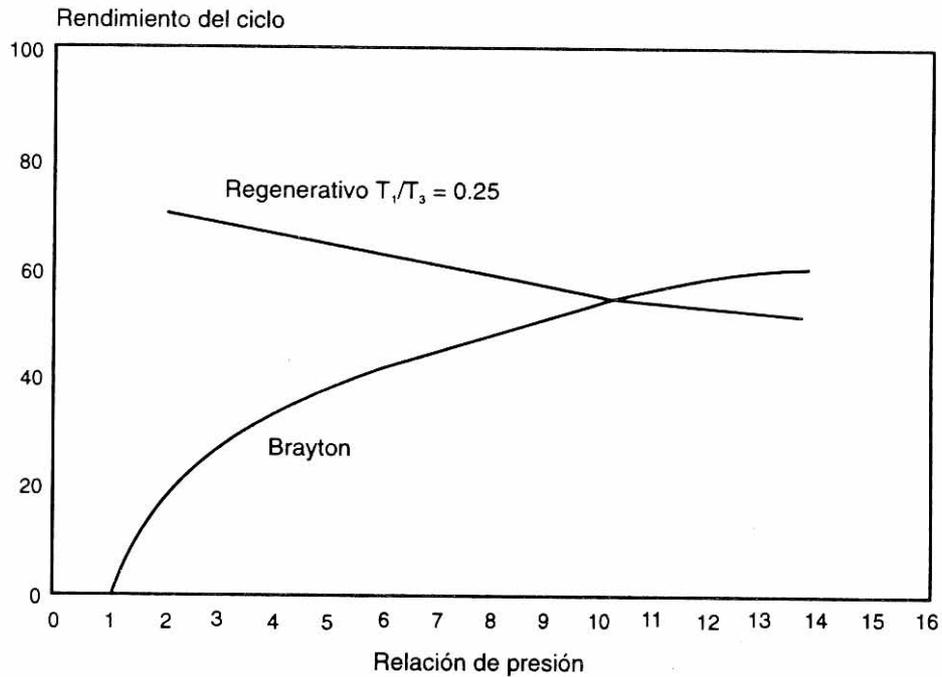
Donde γ es la relación de calores específicos: C_p/C_v

$$\frac{T_3}{T_4} = \frac{T_2}{T_1} \text{ por lo tanto } \frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_1} \text{ y } \frac{T_3}{T_2} - 1 = \frac{T_4}{T_1} - 1$$

$$\eta_{term} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}$$

El Rendimiento del ciclo Brayton de aire normal es, por lo tanto, una función de la relación isoentrópica de presiones; la figura 2.7 nos muestra un diagrama de rendimiento contra la relación de presiones.

**Figura 2.7.- Rendimiento del ciclo como función de la relación de presión
Para los ciclos de Brayton y regenerativo**



El que el rendimiento aumente con la relación de presiones es evidente del diagrama T-S de las figuras 2.8 y 2.9 siguientes ya que aumentando la relación de presión, cambiará el ciclo de 1-2-3-4-1 a 1-2'-3'-4-1. El último ciclo tiene mayor suministro de calor y la misma cantidad de calor cedido que el ciclo original y por lo tanto, tiene mayor rendimiento; advierta, sin embargo, que el último ciclo tiene una temperatura máxima ($T_{3'}$) más alta que la del ciclo original (T_3). En la turbina de gas real, la temperatura máxima de los gases que entran a la turbina está determinada por consideraciones metalúrgicas. Por lo tanto si, fijamos la temperatura T_3 y aumentamos la relación de presiones, el ciclo resultante es 1-2'-3''-4''-1. Este ciclo tendrá un rendimiento más alto que el ciclo original, pero, de esta manera, cambia el trabajo por kilogramo de sustancia de trabajo.

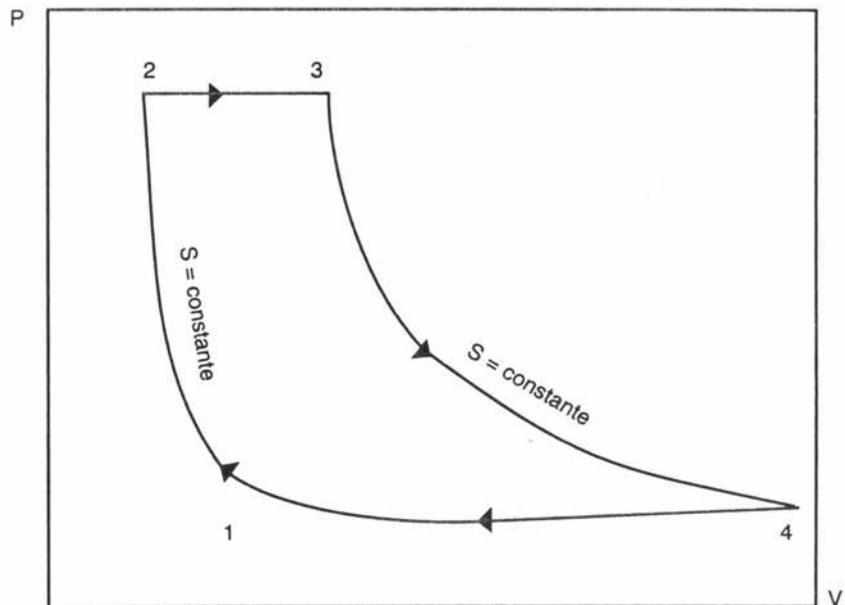
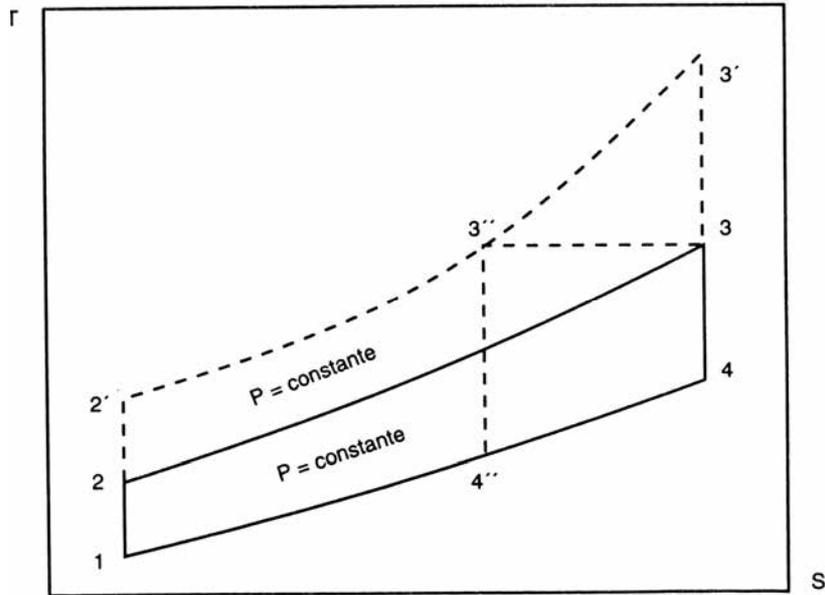


Figura 2.8.- Ciclo Brayton de aire normal

Figura 2.9.- Ciclo Brayton de aire normal



Además es interesante hacer notar que existe una relación entre la temperatura máxima permisible T_3 , y la relación de presiones ya que, a medida que crece la relación de presiones, disminuye la adición de combustible y aumenta el trabajo; por lo tanto, aumenta el rendimiento. Así mismo, a presiones muy elevadas, el trabajo disminuye hasta que se hace cero cuando la temperatura final de compresión T_2 se hace igual a T_3 ; existe entonces una condición para la relación de presiones y T_3 / T_1 que es óptima.

La turbina de gas real, difiere principalmente del ciclo ideal a causa de las irreversibilidades en el compresor, en la turbina y en la cámara de combustión (o en el cambiador de calor en una turbina de ciclo cerrado). Los estados de un ciclo abierto de una turbina de gas simple, podrían ser como se muestran en la figura 2.10

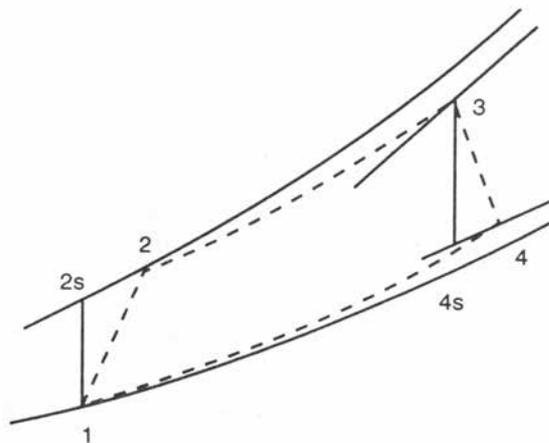


FIGURA 2.10.- ESTADO DE UN CICLO ABIERTO EN UNA TURBINA DE GAS

Los rendimientos del compresor y de la turbina están definidos en relación a los procesos isoentrópicos. Designando los estados como en la figura anterior, las definiciones de los rendimientos del compresor y de la turbina son los siguientes:

$$\eta_{comp} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_2 - h_1}$$

$$\eta_{turb} = \frac{h_3 - h_4}{h_3 - h_{4s}}$$

y considerando que el calor específico es constante:

$$\eta_{comp} = \frac{T_{2s} - T_1}{T_2 - T_1}$$

$$\eta_{turb} = \frac{T_3 - T_4}{T_3 - T_{4s}}$$

donde en cada caso el menor trabajo está en el numerador.

La potencia neta del ciclo Brayton está dada por la diferencia de trabajos de la turbina y el compresor, siendo para calor específico constante:

$$W_{neto} = m C_p [(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)]$$

$$W_{neto} = m C_p \left[(T_3 - T_{4s}) \eta_{turb} - \frac{(T_{2s} - T_1)}{\eta_{comp}} \right]$$

Donde:

m = masa de la sustancia de trabajo

Esta ecuación puede escribirse en función de la temperatura inicial T_1 (temperatura ambiente), T_3 (temperatura límite de metalurgia) y las eficiencias de la turbina y compresor, quedando como sigue,

$$W_{neto} = m C_p T_1 \left[\left(\eta_{turb} \frac{T_3}{T_1} - \frac{\frac{P_2}{P_1}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{\eta_{comp}} \right) \left(1 - \frac{1}{\frac{P_2}{P_1}^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \right) \right]$$

Al observar la ecuación anterior puede verse que el segundo término es la eficiencia del ciclo ideal.

El calor suministrado al ciclo esta dado por:

$$Q_H = m C_p (T_3 - T_2) = m C_p \left[(T_3 - T_1) - \left(T_1 \frac{P_2^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}}{P_1 \eta_{comp}} \right) \right]$$

La eficiencia del ciclo no ideal se obtiene al dividir las dos ecuaciones anteriores, es decir $\frac{W_{neto}}{Q_H}$

Otro aspecto importante del ciclo Brayton es el gran aumento del trabajo de compresión (llamado trabajo de retroceso), comparado con el trabajo de la turbina; así , el compresor requiere de 40 a 80% de la salida de la turbina. Esto es de particular importancia cuando se considera el ciclo real, ya que el efecto de las pérdidas requiere de un gran aumento del trabajo de compresión, con un pequeño aumento del trabajo de la turbina; de esta manera el rendimiento total disminuye rápidamente con el descenso en los rendimientos del compresor y de la turbina. De hecho, si los rendimientos descienden alrededor del 60%, todo el trabajo de la turbina se utilizará en mover el compresor y el rendimiento total será cero.

Un análisis típico de una turbina de gas indica la siguiente salida:

Potencia de salida de la turbina	1,796 kW	100%
Potencia requerida por el compresor	1,226 kW	68.2%
Otras pérdidas	21 kW	1.2%
Potencia neta de salida	549 kW	30.6%

Dado que la presión del fluido del trabajo que entra en la cámara de combustión es alta, para poder inyectar el combustible a la cámara, es necesario que se incremente la presión del combustible hasta que sea mayor a la del aire suministrado al combustor. Esto usualmente se hace con un compresor de gas, el cual requiere de potencia, que asciende aproximadamente a un 5% de la entregada por la turbina.

Las turbinas de gas pueden trabajar en ciclo abierto en donde la descarga de la turbina es directamente a la atmósfera, o bien en ciclo cerrado en donde el fluido de trabajo descargado por la turbina se recicla, después de pasar por un intercambiador de calor.

El sistema de ciclo cerrado tiene mayor costo inicial; sin embargo, reduce tanto la corrosión de los alabes de las turbinas como los costos de mantenimiento. En general la mayoría de las aplicaciones usan el sistema de ciclo abierto.

Debido a que la turbina de gas es una maquina volumétrica, su funcionamiento es directamente proporcional a los cambios del flujo másico del aire que entra a ella. Como un incremento de altitud sobre el nivel mar provoca una disminución en la densidad del aire, esto reduce el flujo másico del aire y repercute en la potencia de salida de la turbina. la reducción es de 1.2% por cada 100 mts de incremento en la altura, aproximadamente (para la CD de México sería 26.8% aprox.).

Por otro lado, la eficiencia de la turbina también se ve disminuida con el aumento en la temperatura del aire que entra al compresor; por cada 10°C de incremento hay una pérdida de potencia del 9%.

Una forma de evitar la pérdida anterior es instalando un sistema de enfriamiento del aire entrante. En muchas instalaciones se utiliza un sistema por absorción que utilice el vapor generado en un recuperador por medio de los gases de escape de la propia turbina.

Además, por el uso de filtros de aire, de sistemas de enfriamiento a la entrada del compresor o de ambos, se reduce en 0.2% la potencia de salida por cada pérdida de presión de 1 cm. de columna de agua. Aunado al incremento de presión de descarga de la turbina por el uso de silenciadores, recuperadores de calor y/o ductos, se alcanzan pérdidas aproximadas de 0.15% de la potencia por cada centímetro de columna de agua de caída de presión.

La eficiencia de la turbina se incrementa con el aumento de la temperatura de los gases que entran a ella; dicho incremento de temperatura se logra mediante el uso de un regenerador, que es un intercambiador de calor. Aquí, el calor contenido en los gases de la descarga de la turbina precalienta el aire antes de entrar al combustor. Dado que la temperatura T3 se fija en función de la metalurgia, el regenerador permite la reducción del consumo de combustible.

El ciclo abierto de una turbina de gas simple con regenerador se ve en la figura 2.11 y el correspondiente ciclo ideal de aire normal con regenerador, en los diagramas P – V y T – S.

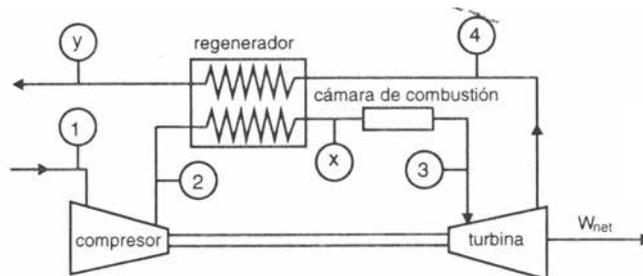
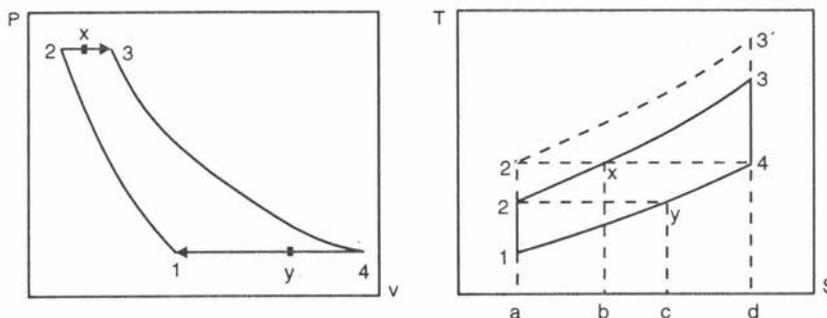


FIGURA 2.11
CICLO REGENERATIVO IDEAL



Note que en el ciclo 1-2 - x -3- 4- y -1, la temperatura de los gases que salen de la turbina, en el estado 4, es más alta que la del aire que sale del compresor; por lo tanto, puede transmitirse calor de los gases al aire, si esto se realizara en un intercambiador de calor a contra corriente, conocido como regenerador, la temperatura del aire que saliera del regenerador T_x , podría ser, en el caso ideal, igual a T_4 , es decir, la temperatura de los gases de salida de la turbina. En este caso la transmisión de calor de la fuente externa (combustible) solo es necesaria para elevar la temperatura desde T_x hasta T_3 y esta transmisión de calor está representada por el área de $X - 3 - d - b - X$; el área $y - 1 - a - c - y$ representa el calor cedido.

La influencia de la relación de presión en el ciclo simple de una turbina de gas con regenerador, se ve al considerar el ciclo $1 - 2' - 3 - 4 - 1$. en este ciclo, la temperatura de los gases de salida de la turbina es exactamente igual a la temperatura del aire que sale del compresor; por lo tanto, aquí no hay posibilidad de utilizar un regenerador.

El rendimiento del ciclo ideal con regeneración se encuentra como sigue, donde los estados son los de la figura anterior.

$$\eta_{térm} = \frac{W_{neto}}{Q_H} = \frac{W_t - W_c}{Q_H}$$

$$Q_H = C_p (T_3 - T_x)$$

$$W_t = C_p (T_3 - T_4)$$

$$W_c = C_p (T_2 - T_1)$$

Pero para el regenerador ideal, $T_4 = T_x$, y por lo tanto $Q_H = W_t$ de donde,

$$\begin{aligned} \eta_{térm} &= 1 - \frac{W_c}{W_t} = 1 - \frac{C_p (T_2 - T_1)}{C_p (T_3 - T_4)} \\ &= 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_2}{T_1} - 1 \right)}{T_3 \left(1 - \frac{T_4}{T_3} \right)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1}{T_3 \left(1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right)} \\ \eta_{térm} &= 1 - \frac{T_1}{T_3} \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \end{aligned}$$

Donde:

W_{NETO} = Trabajo neto

W_t = Trabajo entregado por la turbina

W_C = Trabajo consumido por el compresor

Q_H = Calor suministrado

T_1 = Temperatura del aire a la entrada del compresor

T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor

T_3 = Temperatura de los gases a la entrada de la turbina

T_4 = Temperatura de los gases a la salida de la turbina

T_x = Temperatura de los gases a la salida del regenerador.

P_1 = Presión del aire a la entrada del compresor.

P_2 = Presión del aire a la salida del compresor.

C_p = Calor específico a presión constante.

C_v = Calor específico a volumen constante

γ = Relación de calores específicos C_p/C_v .

Vemos así que para el ciclo ideal con regeneración, el rendimiento térmico depende no sólo de la relación de presión, sino también de la relación de la mínima a la máxima temperatura. También notamos que, en contraste con el ciclo Brayton, el rendimiento disminuye al aumentar la relación de presión (ver figura 2.7)

La efectividad o rendimiento de un regenerador está dada por el término rendimiento del regenerador; esto podemos definirlo mejor si nos referimos a la figura 2.12.

El estado x representa al aire de alta presión que sale del regenerador. En el regenerador ideal habría una diferencia infinitesimal de temperaturas entre los dos flujos y los de alta presión saldrían del regenerador a la temperatura T_x , $T_x = T_4$.

El regenerador real debe funcionar a una diferencia de temperaturas finitas; por lo tanto, la temperatura real que sale del regenerador T_x es menor que T_x' . La efectividad del regenerador se define como:

$$\eta_{reg} = \frac{h_x - h_2}{h_x' - h_2}$$

si suponemos que el calor específico es constante, la efectividad del regenerador también está dada por la relación siguiente:

$$\eta_{reg} = \frac{T_x - T_2}{T_x' - T_2}$$

Es bueno destacar que se puede alcanzar una efectividad alta usando un regenerador con una gran área de transmisión de calor; sin embargo, esto también incrementa la caída de presión, que representa una pérdida, y tanto el descenso de presión como la efectividad del regenerador, deben considerarse para determinar qué regenerador dará el máximo rendimiento térmico del ciclo.

Diagrama de temperatura-entropía para explicar la definición de la eficiencia del regenerador

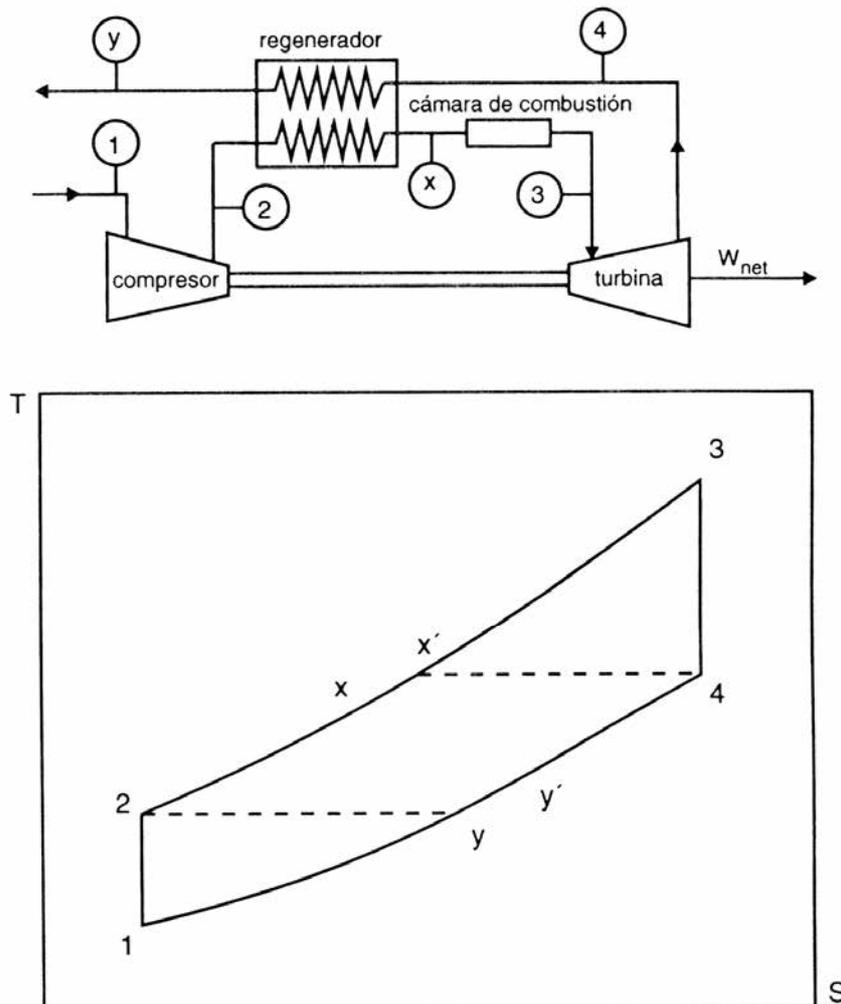


FIGURA 2.12

Otros medios de incrementar la eficiencia son, mediante un interenfriador en el compresor, que tiene la función de enfriar el aire que maneja el compresor entre pasos del mismo, con el objeto de que este equipo requiera menos potencia para alcanzar la presión requerida. Además, por medio de un recalentador, que no es más que otra cámara de combustión que recalienta los gases que ya han trabajado en los primeros pasos de la turbina o en una primera turbina, para que sigan trabajando en pasos posteriores, también se logra un aumento de la eficiencia.

No toda la energía del combustible es convertida a potencia, gran parte se desecha en los gases de descarga de la turbina, los cuales pueden alcanzar temperaturas de 550 a 600° C. Esta descarga es relativamente limpia y puede ser usada por medio de una caldera de recuperación para generar vapor de alta presión, vapor de baja presión o agua caliente y emplearlos en procesos industriales. Y dado que la combustión de las turbinas de gas se realiza con un gran exceso de aire, los gases de descarga tienen gran contenido de oxígeno, aproximadamente de 16 a 18%. Esta descarga puede mantener una combustión, llamada poscombustión, que se puede realizar en la caldera de recuperación o en un ducto con quemadores.

Usando una combinación de turbina de gas con caldera de recuperación, con o sin poscombustión, se puede lograr satisfacer un amplio rango de requerimientos térmicos y eléctricos. Si los requerimientos térmicos del proceso industrial son mínimos, la descarga de la turbina de gas puede ser usada para generar vapor a alta presión y temperatura en la caldera de recuperación, con o sin poscombustión, según las necesidades y este vapor puede alimentarse a una turbina de vapor que suministre electricidad adicional.

Cuando este sistema se utiliza para la generación de electricidad únicamente, sin salida térmica, se le denomina ciclo combinado y no se considera como sistema de cogeneración, aunque rigurosamente lo es.

Sistema de cogeneración con turbina de gas y generación de vapor

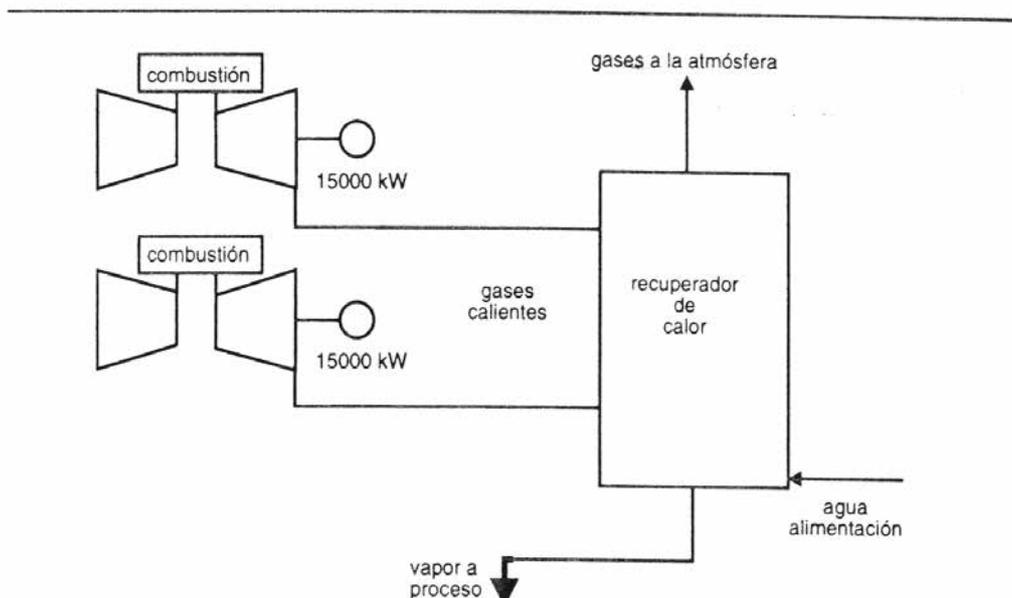


FIGURA 2.13

Sistema de cogeneración con turbina de gas y turbina de vapor

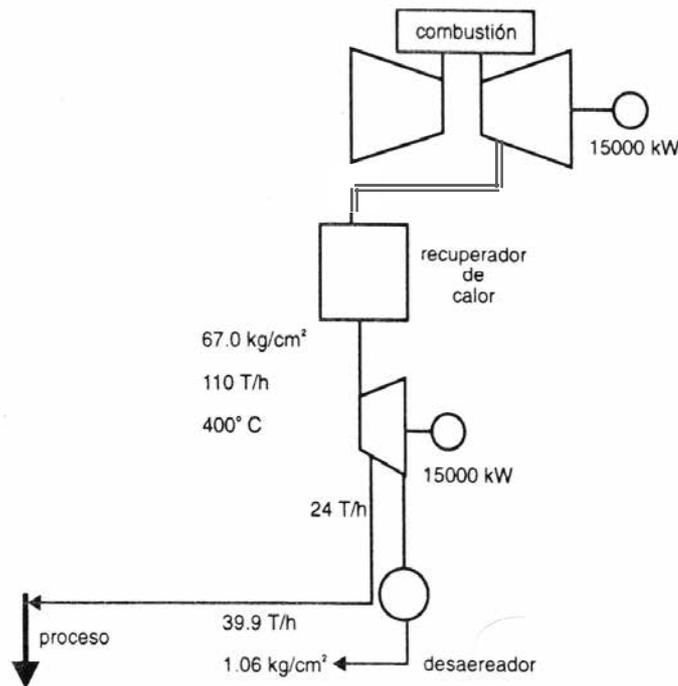


FIGURA 2.14

Otro método de incrementar la eficiencia de la turbina es mediante la inyección de vapor a alta presión en la salida del compresor.

Este ciclo se conoce como Cheng, y presenta una mejora substancial en la eficiencia termoeléctrica de un 21 a 32%, una reducción importante de NO_x y una amplia capacidad de absorción de las fluctuaciones de cargas térmicas y eléctricas sin desperdicio de energía.

El ciclo Cheng funciona de la siguiente forma: la turbina produce electricidad al transformar la energía química del combustible y el calor de los gases del escape se utiliza para sobrecalentar el vapor saturado proveniente del recuperador de calor que produce el vapor. Éste se inyecta a la cámara de combustión de la turbina para incrementar la masa. Este incremento de masa produce una mayor potencia de salida eléctrica. El agua, una vez tratada, pasa por un economizador, colocado a la salida del recuperador de calor, para su precalentamiento y se alimenta al recuperador para obtener vapor saturado. Hay dos válvulas a la salida del recuperador de calor que controlan la cantidad de vapor que se inyecta a la turbina y el que se utiliza en los procesos industriales.

En caso de requerirse un flujo máximo de vapor, se utiliza un quemador para incrementar la temperatura de los gases de escape.

A continuación se muestra un esquema de una instalación de turbina de gas con inyección de vapor en ciclo Cheng.

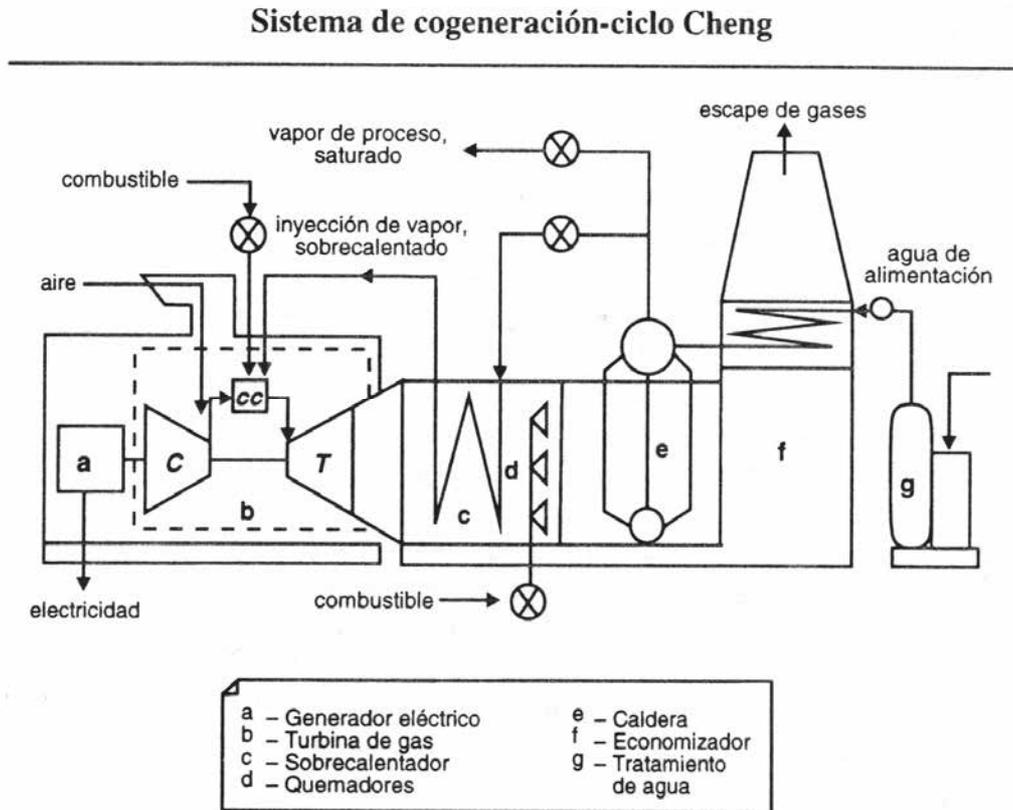


FIGURA 2.15

La versatilidad de este sistema para absorber variaciones en las demandas de calor y electricidad se controla mediante la inyección de vapor o el uso de quemadores auxiliares.

En el esquema siguiente (figura 2.16), se muestran los parámetros de operación en las diferentes zonas de trabajo de la turbina.

El punto 1 tiene una potencia eléctrica mínima específica ya que no se está inyectando vapor y el vapor residual se envía al proceso industrial.

El punto 2 muestra una potencia máxima de salida eléctrica, con plena inyección de vapor a la turbina, sin suministro de vapor al proceso industrial.

El punto 3 indica una potencia eléctrica máxima con inyección plena de vapor a la turbina y suministro de vapor industrial. Este punto de operación requiere el uso del quemador para incrementar la temperatura de los gases de escape y obtener, en el recuperador, una producción máxima de vapor.

El punto 4, finalmente, nos muestra una salida eléctrica mínima específica con una producción máxima de vapor para el proceso industrial.

Los puntos mencionados son condiciones límite para cada zona de operación. En la práctica, el sistema se mueve en cualquier punto del esquema a fin de conformarse a los requerimientos de electricidad y vapor del proceso.

Además de la inyección de vapor para la obtención de una mayor potencia de salida, también se tiene una inyección, de mucho menor flujo, para el control de las emisiones de NO_x . Esto último se logra debido a que la inyección de vapor en la cámara de combustión ocasiona que la temperatura de combustión disminuya, con la consecuente reducción de los NO_x .

Es importante hacer notar que la inyección de vapor para la elevación de la potencia de salida de la máquina se realiza corriente abajo del punto donde se lleva a cabo la combustión, con objeto de no disminuir la eficiencia de combustión ni tener inestabilidad de flama por la introducción de grandes cantidades de vapor. La inyección del vapor para el control de los NO_x , se realiza por medio de una tobera en el punto en que se efectúa la combustión, pero dado que los flujos de vapor son substancialmente menores, no se perturba la combustión y permite tener un control fino de las emisiones.

En la figura 2.17, se muestra una gráfica de los niveles de NO_x con tres opciones de inyección de vapor para incrementos de masa; como puede apreciarse, las diferencias en los niveles de NO_x para estos tres volúmenes de inyección son insignificantes.

Funcionamiento estimado de una turbina de gas en ciclo Cheng

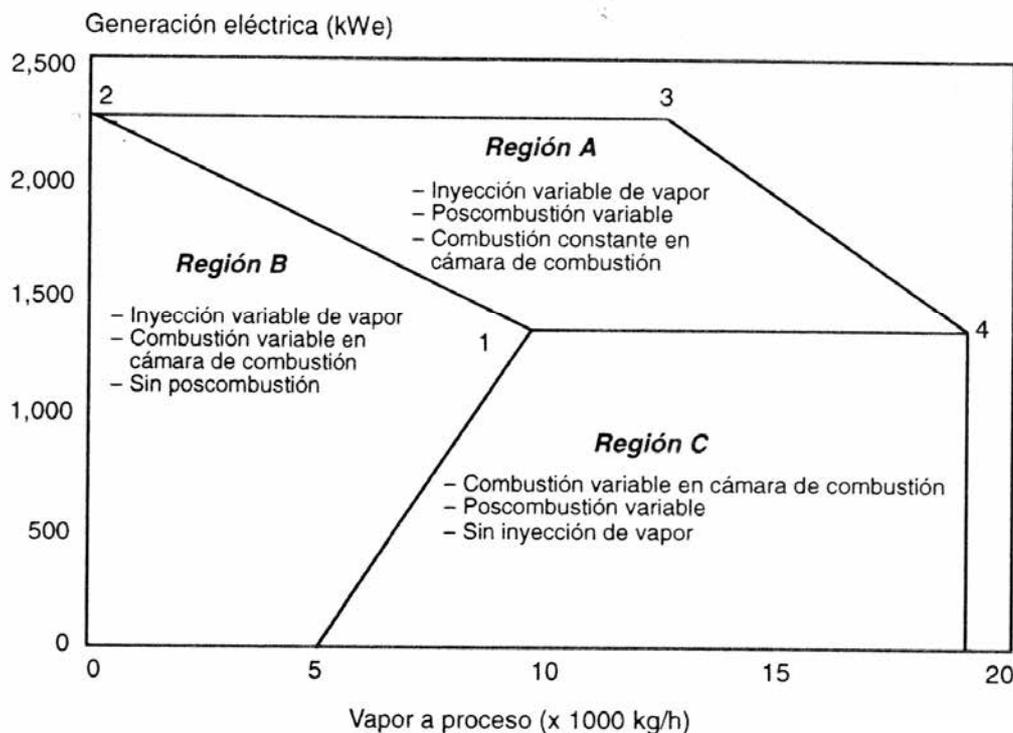


FIGURA 2.16

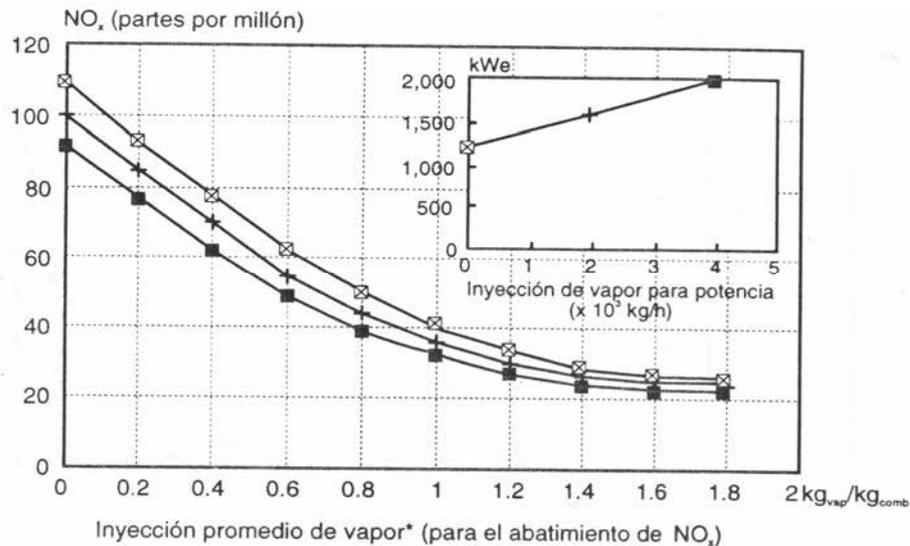


FIGURA 2.17

2.6 ESQUEMAS CON MOTORES RECIPROCANTES

Los motores reciprocantes o de combustión interna están disponibles en tamaños de 10 HP hasta 60,000 HP; son usados para mover compresores, bombas de calor, ventiladores y bombas, y más comúnmente, generadores eléctricos.

Pueden usar gran variedad de combustibles como son gas metano, gas LP, diesel, gasolina y mezclas de combustibles gaseosos y líquidos, y son relativamente más eficientes que las turbinas del mismo tamaño. Además, poseen la característica de una buena recuperación de calor y son muy adecuados para aplicaciones de cogeneración. En general, los motores reciprocantes son los únicos primotores eficientes que existen comercialmente en tamaños de unos pocos caballos de fuerza.

Los motores de combustión interna se pueden clasificar según varios criterios:

Primero, éstos pueden clasificarse de acuerdo a su ciclo termodinámico Diesel u Otto.

Segundo, pueden clasificarse dependiendo de la velocidad del motor: alta, media o baja velocidad.

Tercero, se pueden clasificar según el tipo de aspiración: aspiración natural, supercargado y turbocargado.

Cuarto, se pueden clasificar según el número de tiempos del ciclo: dos tiempos o cuatro tiempos.

En los motores que trabajan bajo el ciclo **Otto**, la mezcla de aire y combustible es introducida al cilindro y comprimida por el pistón, donde además es encendida por una chispa que normalmente procede de una bujía. La mezcla encendida produce un súbito incremento de presión en el interior del cilindro provocando el retroceso del pistón, mediante la expansión de los gases y produciendo energía mecánica.

El ciclo se aprecia en los diagramas P-V y T-S de la figura 2.18

El proceso 1-2 es la compresión isentrópica del aire a medida que el émbolo se mueve del punto muerto inferior al punto muerto superior, después se añade calor a volumen constante, mientras el émbolo está momentáneamente en reposo en el punto muerto superior (este proceso corresponde a la ignición de la mezcla aire combustible por la chispa y el correspondiente quemado en la maquina real). El proceso 3-4 es la expansión isentrópica.

El rendimiento térmico de este ciclo se encuentra como sigue, suponiendo al calor específico constante.

$$\eta_{term} = \frac{Q_H - Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = \frac{mC_v(T_4 - T_1)}{mC_p(T_3 - T_2)}$$

y se sabe que, de ecuación que gobierna los procesos isentrópicos ($PV^\gamma = cte$) y considerando al aire como un gas ideal:

$$\frac{T_2}{T_1} = \left[\frac{V_1}{V_2} \right]^{\gamma-1} = \left[\frac{V_4}{V_3} \right]^{\gamma-1} = \frac{T_3}{T_4}$$

Por lo tanto:

$$\frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_1}$$

y

$$\eta_{term} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - (r_v)^{1-\gamma} = 1 - \frac{1}{(r_v)^{\gamma-1}}$$

Donde r_v = relación de compresión = $\frac{V_1}{V_2} = \frac{V_4}{V_3}$

CICLO OTTO DE AIRE NORMAL

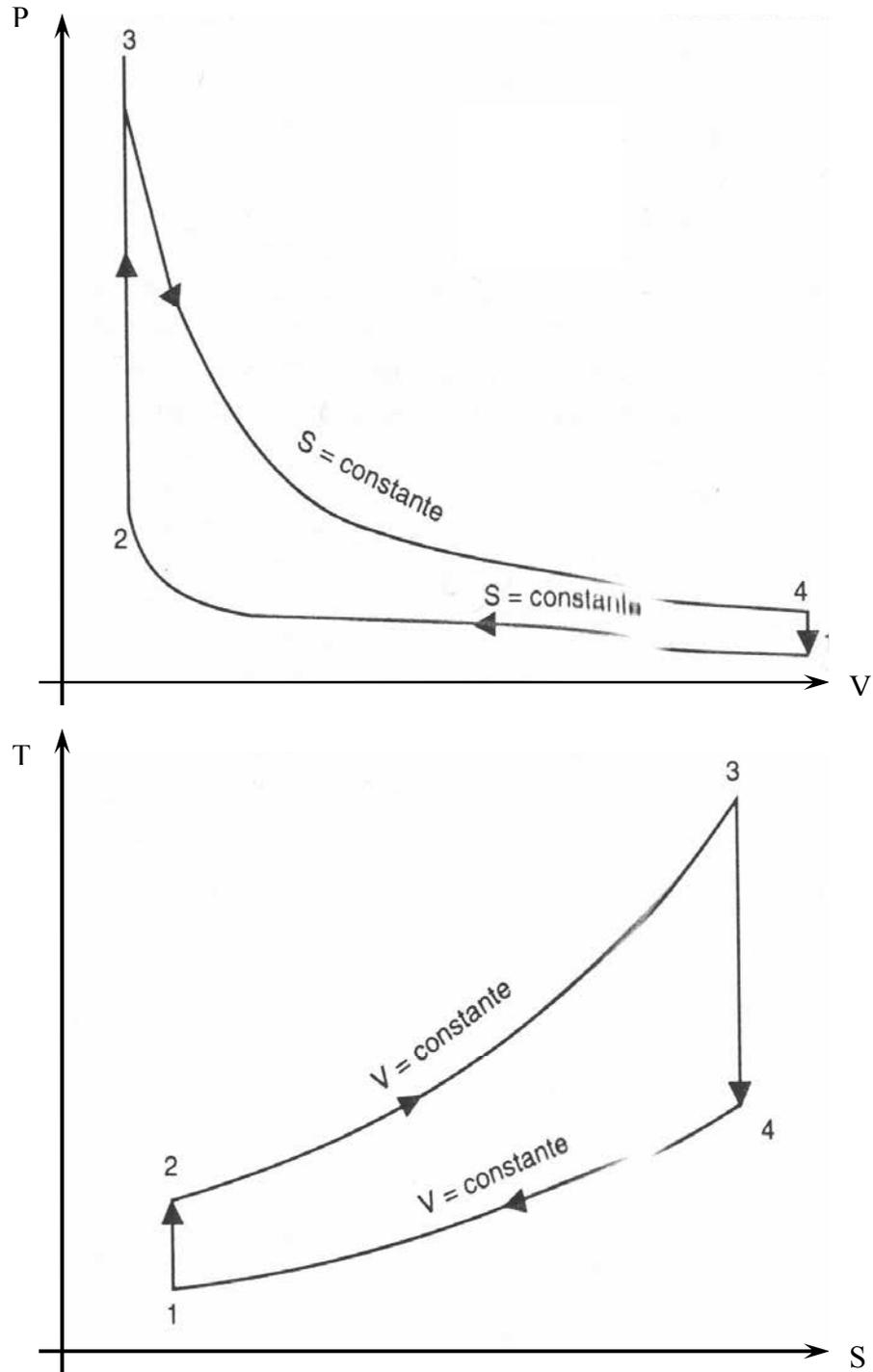


FIGURA 2.18

Donde:

Q_H = Calor suministrado

Q_1 = Calor rechazado

T_1 = Temperatura del aire a la entrada de la cámara de combustión

T_2 = Temperatura del aire en el punto muerto superior

T_3 = Temperatura de la mezcla de gases durante la explosión

T_4 = Temperatura de los gases en el punto muerto superior

P_1 = Presión del aire a la entrada de la cámara de combustión

P_2 = Presión del aire en el punto muerto superior

P_3 = Presión de la mezcla de gases durante la explosión

P_4 = Presión de los gases en el punto muerto inferior

C_p = Calor específico a presión constante

C_v = Calor específico a volumen constante.

γ = Relación de calores específicos C_p/C_v

r_v = Relación de compresión volumétrica

Los motores que utilizan bujías normalmente queman gasolina y gas natural, aunque también pueden utilizar gas propano, butano y metano.

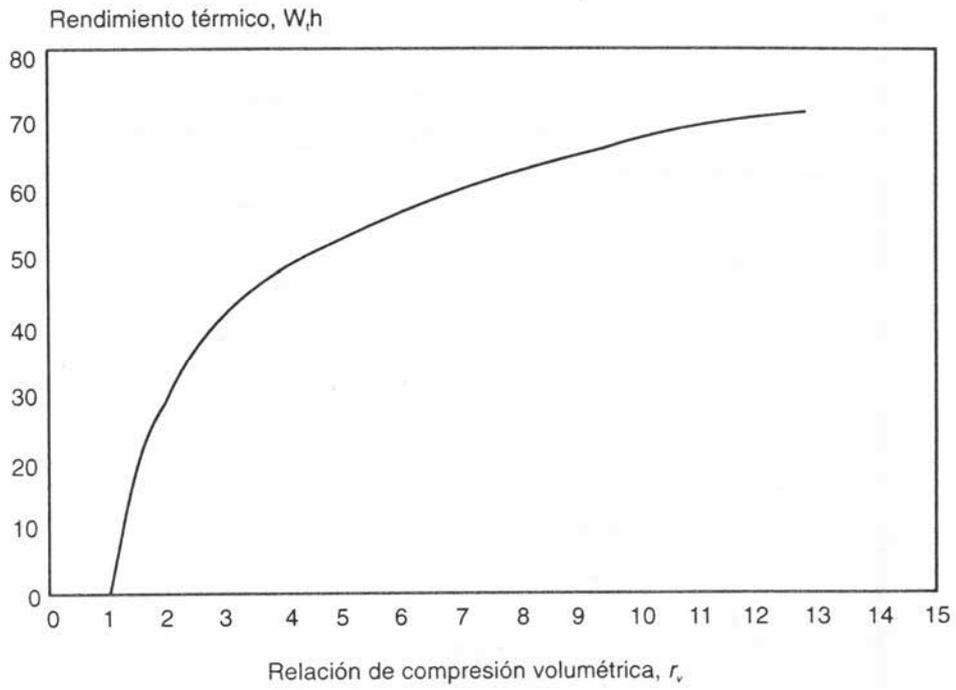
Existe una relación directa entre la relación de compresión, definida como la relación del volumen de la mezcla combustible-aire no comprimida y el mínimo volumen del cilindro, y la eficiencia del motor. Una forma de elevar la eficiencia es incrementar la relación de compresión.

Sin embargo, la temperatura de la mezcla se incrementa al comprimirse ésta y si la temperatura de la mezcla alcanza el punto de inflamación ocurre la detonación espontánea produciendo lo que se denomina cascabeleo, de tal forma que la relación de compresión debe estar siempre por debajo de aquella que produce la detonación espontánea.

El metano puede ser comprimido a una relación de 15:1m en propano está limitado a relaciones de 12:1 y el butano a relaciones de 6.4:1. La disponibilidad de combustibles que permitan mayor relación de compresión limita el alcanzar mayores eficiencias.

En contraste, en los motores que funcionan bajo el ciclo **Diesel**, el calor generado en la compresión se utiliza para inflamar la mezcla.

Figura 2.19.- Rendimiento del ciclo Otto en función de la relación de compresión



EL PROCESO DEL CICLO DIESEL

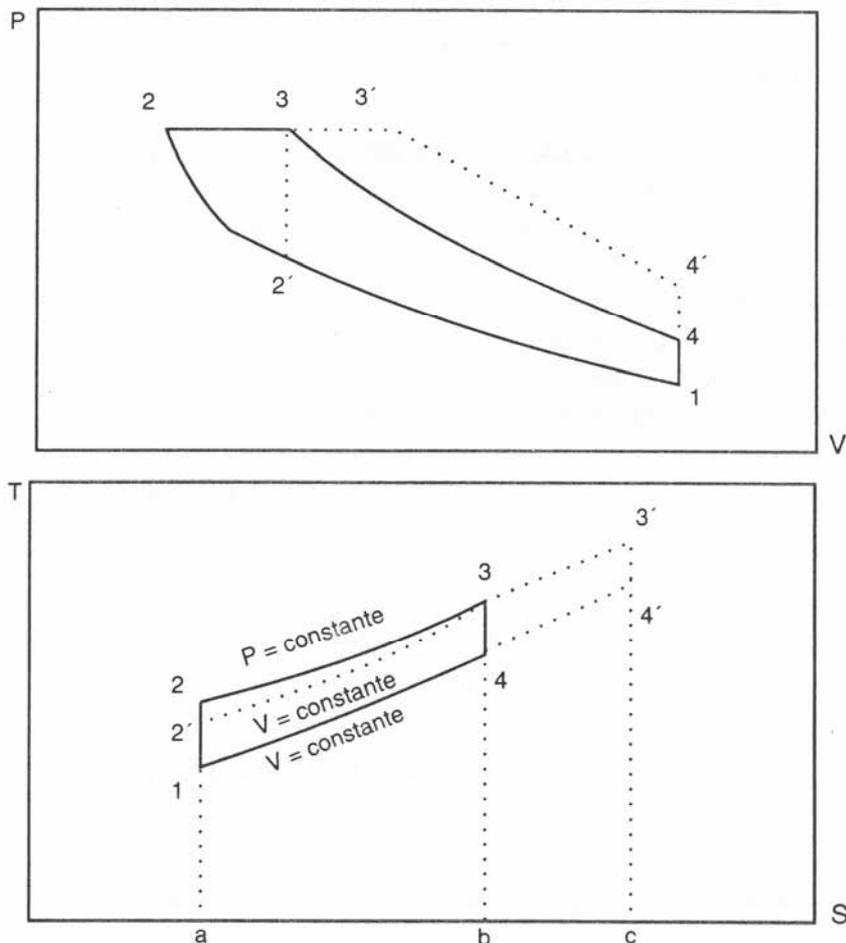
En este ciclo el aire es comprimido hasta que su temperatura está muy cerca de la temperatura de inflamación del combustible, y en ese momento, el combustible es inyectado en el interior del cilindro donde se produce la explosión.

El rendimiento del ciclo de Diesel está dado por la relación.

$$\eta_{térm} = 1 - \frac{Q_1}{Q_H} = 1 - \frac{C_v (T_4 - T_1)}{C_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 \left(\frac{T_4}{T_1} - 1 \right)}{\gamma T_2 \left(\frac{T_3}{T_2} - 1 \right)}$$

El rendimiento del ciclo disminuye a medida que la temperatura máxima aumenta; esto es evidente en el diagrama $T-S$, que se muestra a continuación (esquemas de la figura 2.20), porque las líneas de presión constante y de volumen constante convergen. Para aumentar la temperatura de 3 a 3' se necesita un gran aumento de calor (3-3'-c-b-3) y el resultado es un aumento relativamente pequeño del trabajo (3-3'-4'-4-3).

Figura 2.20.- Ciclo de Diesel de aire normal



En estos motores la eficiencia no está limitada por la necesidad de tener que estar por debajo de la relación de compresión a la cual el combustible detona espontáneamente, así que los motores Diesel pueden tener relaciones de compresión mayores que los Otto y por lo tanto, mayores eficiencias.

Los motores, tanto Otto como Diesel, que funcionan a altas velocidades (entre 900 y 1800 rpm) pueden alcanzar eficiencias del 33%. Cuando la velocidad se reduce es posible, en motores Diesel, alcanzar eficiencias del 40%. Esta relativa alta eficiencia es la razón por la cual los motores reciprocantes son atractivos en pequeñas aplicaciones.

Los motores de combustión interna pueden ser de aspiración natural, turbocargada o supercargada. En los de aspiración natural el aire es suministrado al cilindro a presión atmosférica y solamente se requiere que el combustible sea alimentado a una presión ligeramente mayor a la atmosférica.

Los turbocargados o sobrecargados suministran aire a los cilindros muy por arriba de la presión atmosférica, por lo que se requiere suministrar el combustible a presiones mayores a la atmosférica.

Las principales ventajas de los motores supercargados o sobrecargados es el incremento en la energía de salida y el incremento en eficiencia; lo anterior se logra debido a que en el cilindro existe mayor cantidad de aire y, por lo tanto, mayor cantidad de oxígeno, el cual permite una mejor combustión y mayor quemado de combustible. Por otro lado, como para comprimir el aire su temperatura se eleva, ya que se desea la máxima relación de compresión, se requiere de un interenfriador para enfriar el aire. Este enfriamiento puede darse entre los pasos del turbocargador o antes de entrar al cilindro.

Los motores sobrecargados o turbocargados normalmente son más baratos, por kilowatt generado, que los de aspiración natural.

RECUPERADORES DE CALOR

Para recobrar el calor que sale de las turbinas de gas y con ello generar vapor para abastecer las demandas de vapor del proceso se utilizan los recuperadores de calor. Las figuras siguientes muestran el empleo de los recuperadores de calor en diferentes sistemas de cogeneración.

Figura 2.21.- Esquema de cogeneración de agua caliente Hasta 99° C con motor Diesel

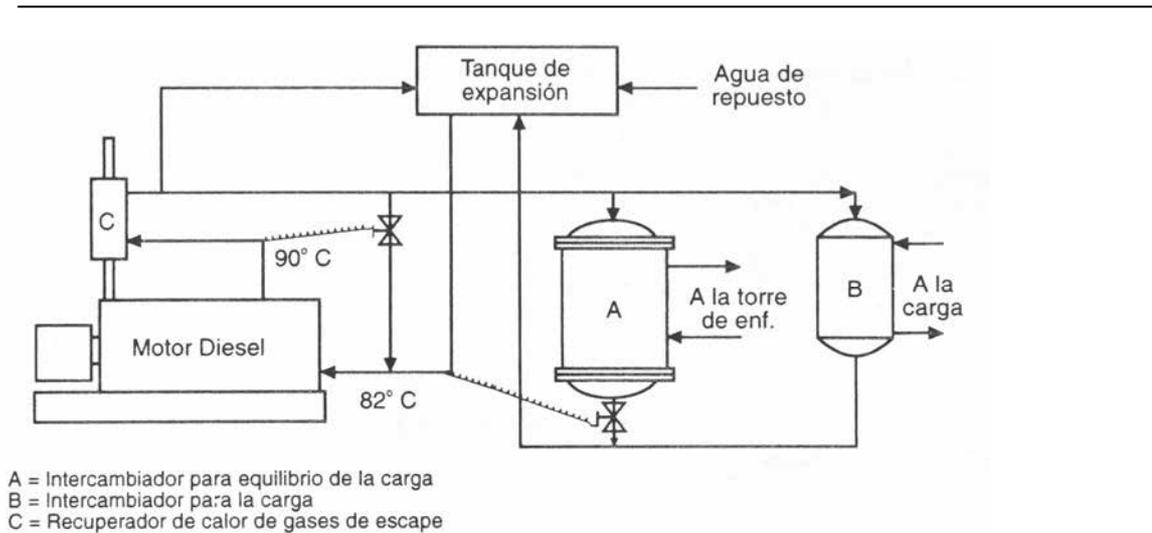


Figura 2.22.- Esquema de cogeneración de agua sobrecalentada Hasta 121° C con motor Diesel

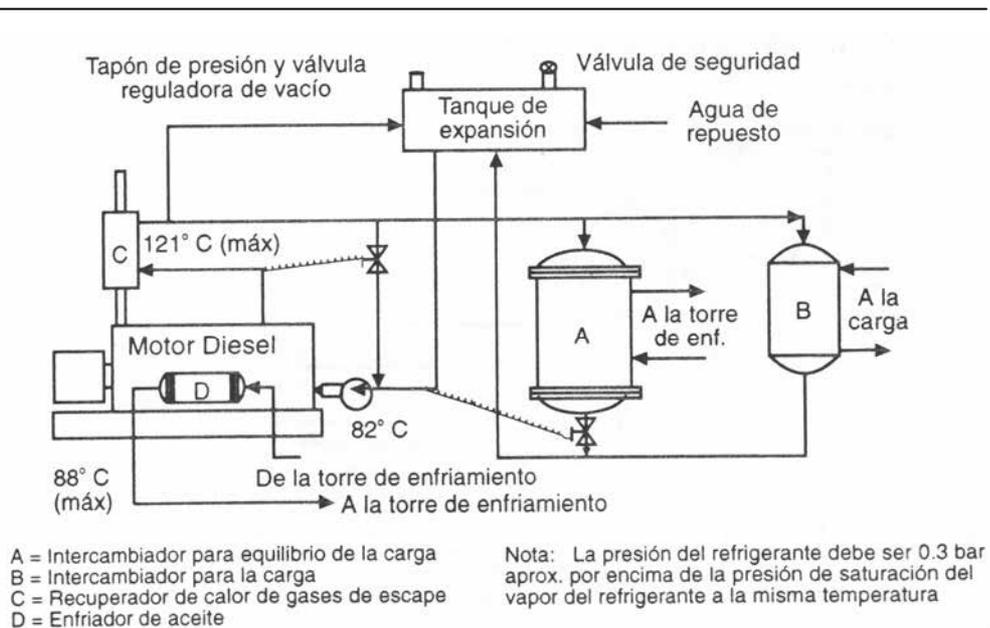


Figura 2.23.- Esquema de cogeneración de un motor Diesel de agua Sobrecalentada hasta 121 °C y caldera de vaporización rápida

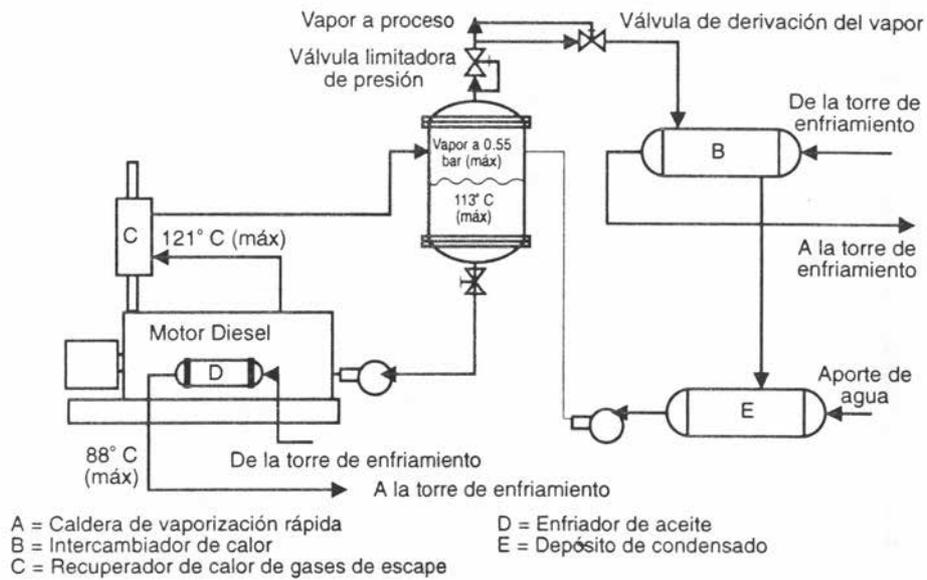
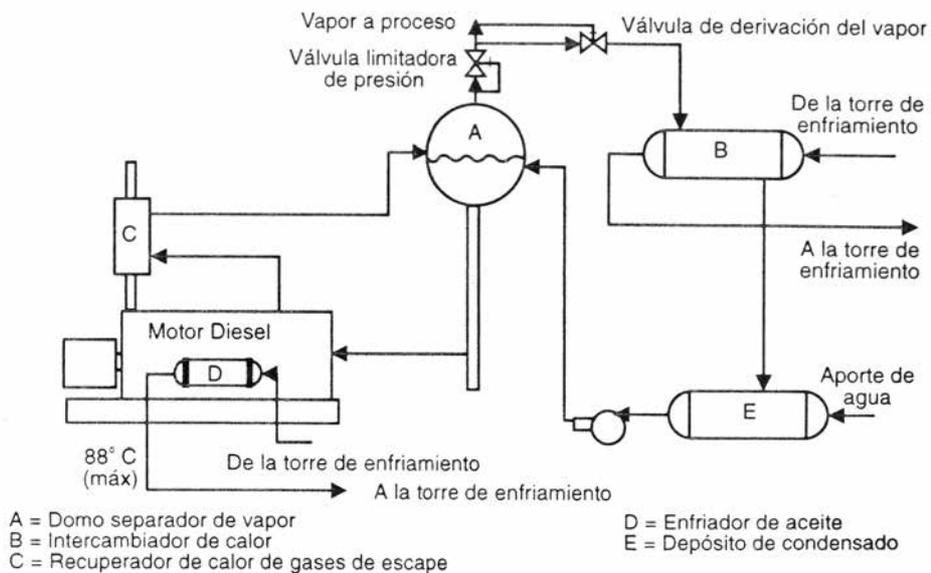


Figura 2.24.- Esquema de cogeneración de un motor Diesel de enfriamiento con ebullición



Los recuperadores de calor pueden ser, en general, de circulación forzada o de circulación natural. Los de circulación forzada presentan las ventajas de requerir menor espacio para su instalación debido a que son erguidos de forma vertical, tienen un menor tiempo de arranque, requieren un menor “*Pinch Point*” que se define como la diferencia de la temperatura de salida de los gases del evaporador y la temperatura de saturación correspondiente a la presión del vapor generado en esa sección.

La mayor ventaja de los recuperadores de circulación natural es que no cuentan con bombas de circulación evitándose fallas y mantenimiento.

Existen tres tipos o clasificaciones principales de recuperadores:

- Recuperadores de calor sin poscombustión.
- Recuperadores de calor con poscombustión.
- Recuperadores de calor con máxima poscombustión.

Recuperadores de calor sin poscombustión (RCSP)

Los recuperadores de calor sin poscombustión, RCSP, son los más simples de los recuperadores, prácticamente son intercambiadores de calor convectivos en los cuales se genera vapor mediante el empleo únicamente de los gases de descarga de las turbinas de gas. Los rangos de las condiciones del vapor con que normalmente funcionan este tipo de recuperadores es de 10 bar con vapor saturado a 110 bar y 512° C. Los RCSP trabajan bajo las condiciones de operación impuestas por la turbina de gas, que siguen la demanda de energía eléctrica.

Recuperadores de calor con poscombustión (RCCP)

El oxígeno contenido en la descarga de la turbina de gas permite llevar a cabo una posterior combustión y así generar una mayor cantidad de vapor con respecto a los RCSP. Los RCCP normalmente funcionan con temperaturas de gases después de la poscombustión no mayores a 970° C, siendo posible llevar a cabo la combustión en ductos con quemadores, ya que de otra forma se requerirían paredes refrigeradas.

Dado que la turbina de gas esencialmente funciona como un precalentador del aire que ingresa al recuperador, los RCCP requieren menor cantidad de combustible para generar la misma cantidad de vapor que un generador de vapor convencional, pudiendo llegar a reducir en 20% menos el consumo de combustible.

Los RCCP básicamente son intercambiadores de calor convectivos que se diseñan en forma muy similar a los RCSP. Sin embargo, la posibilidad de poscombustión provee la posibilidad de controlar la producción de vapor dentro de la capacidad del sistema de quemadores, de forma independiente al modo de operación de la turbina de gas.

Recuperadores de calor con máxima poscombustión rccmp)

Un RCCMP es, esencialmente, un generador de vapor convencional con aire suministrado por la descarga de la turbina. Un RCCMP con un exceso de aire de 10% puede producir de 6 a 7 veces el vapor que se obtiene con un RCSP, y debido a que parte del aire utilizado para la combustión está precalentado por la turbina, el combustible requerido en un RCCMP puede ser 7 u 8% menor al requerido en un generador de vapor convencional.

Dado que este tipo de recuperadores pueden generar una cantidad muy grande de vapor, existen muy pocas aplicaciones en la industria, ya que con gran facilidad se superan las relaciones calor/electricidad de los procesos. En las aplicaciones más comunes de los RCCMP se utilizan pequeñas turbinas de gas.

A continuación se hace mención de algunos puntos importantes para la selección y diseño de los recuperadores de calor.

Optimización de los recuperadores

La optimización de los recuperadores de calor debe seguir las siguientes condiciones, que pueden llegar a ser contradictorias:

- Se debe conseguir la mayor eficiencia en la utilización del calor en los gases.
- Las pérdidas de presión en los haces de tubos debe ser mínima para no afectar la potencia de salida y eficiencia de la turbina de gas.
- Se debe evitar disminuir la temperatura de los gases a la salida del recuperador por debajo de la temperatura mínima de corrosión (entre 120 y 150° C), que es cuando se alcanza el punto de rocío del ácido sulfúrico.

Cumplir al máximo los puntos anteriores es particularmente difícil, debido a que la transferencia de calor a bajas temperaturas se realiza prácticamente por medio de convección, ya que el mecanismo de radiación es casi nulo. Para obtener una máxima utilización del calor contenido en los gases deben existir pequeñas diferencias de temperatura entre los gases a la salida del recuperador y el agua o vapor, lo que provoca que la superficie de intercambio de calor requerida sea grande. Esto trae consigo una caída de presión grande del lado de los gases afectando la potencia de la turbina, a menos que la velocidad del gas sea baja, lo que incrementa nuevamente la superficie de intercambio de calor. Este problema puede solucionarse usando tubos aletados y de diámetro pequeño. Además, otro efecto que se logra con tubos de diámetro pequeño es que existe una pequeña cantidad de agua en el evaporador y la capacidad térmica puede ser baja y favorecer así los cambios rápidos de carga.

Por otro lado, cuando se diseña un recuperador de calor, debe tenerse en cuenta no alcanzar la temperatura mínima de corrosión. Esto es, garantizar que todas las superficies en contacto con los gases tengan una temperatura superior al punto de rocío del ácido sulfúrico y, cuando el combustible utilizado está libre de azufre, el límite se determina por el punto de rocío de agua.

Debido a que la transferencia de calor del lado de los gases es menor que la transferencia del lado del agua, por un factor de aproximadamente 100, es práctica común suponer que la temperatura del metal de los tubos es la misma temperatura que la del agua o vapor. Como el ataque por corrosión no es rápido, si la temperatura disminuye ligeramente por abajo del punto de rocío del ácido sulfúrico y como la temperatura de la superficie de los tubos es siempre unos cuantos grados superior a la temperatura del agua, la temperatura del agua de alimentación, cuando se utilizan combustibles con azufre, puede estar 5 a 10 ° C por abajo del punto de rocío teórico. Sin embargo, introducir agua de alimentación lo más caliente posible siempre trae consigo ahorros energéticos en la operación del recuperador.

2.7 CARACTERÍSTICAS INHERENTES A CADA ESQUEMA DE COGENERACIÓN

ÍNDICES UTILIZADOS PARA COMPARAR LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN

Para poder comparar la eficiencia de los sistemas de cogeneración entre sí y de éstos con el sistema convencional de generación, se utilizan diferentes índices, de los cuales los tres más utilizados se citan a continuación.

ÍNDICE DE CALOR NETO (NET HEAT RATE)

Este índice expresa la relación entre el combustible utilizado, que se puede atribuir a la energía eléctrica producida, y la capacidad total de producción de electricidad de las instalaciones. El combustible que se atribuye a la energía eléctrica generada se calcula restando del combustible total utilizado, del que hubiera sido necesario para producir el vapor generado en una caldera de vapor convencional.

Evidentemente, cuando más bajo es el valor de este índice, más eficiente ha sido la utilización del combustible para la generación de energía eléctrica. Como se ve, está ligado con el denominado Consumo Térmico Unitario (*Heat Rate*) de una planta de potencia convencional que, como se sabe, es el inverso del rendimiento de la planta.

ÍNDICE DE ENERGÍA: CALOR/ELECTRICIDAD (POWER TO HEAT RATE)

Esta relación también se utiliza a la inversa, es decir expresada como electricidad/calor y su manejo es de forma indistinta.

Es la relación entre la energía eléctrica y el calor producido, es decir la energía térmica. Es un índice de gran importancia para saber, en cada caso, el tipo de tecnología que se puede aplicar según las curvas de demanda de la energía eléctrica y térmica.

La siguiente tabla muestra las relaciones típicas que se obtienen en los tres tipos básicos de instalaciones de cogeneración más importantes.

<i>Tecnología</i>	<i>MW_{térm}/MW_{eléc}</i>
Motor diesel	0.6 – 1.2
Turbina de gas	2.3 – 4.8
Turbina de vapor de contrapresión	4.4 – mayores

TABLA 2.3

$$ICA = (HR_s - ICN) IEC$$

Donde

ICA = índice de combustible ahorrado.

HR_s = Heat rate de la planta de potencia estándar.

ICN = Índice de calor neto.

IEC = Índice de energía eléctrica/calor.

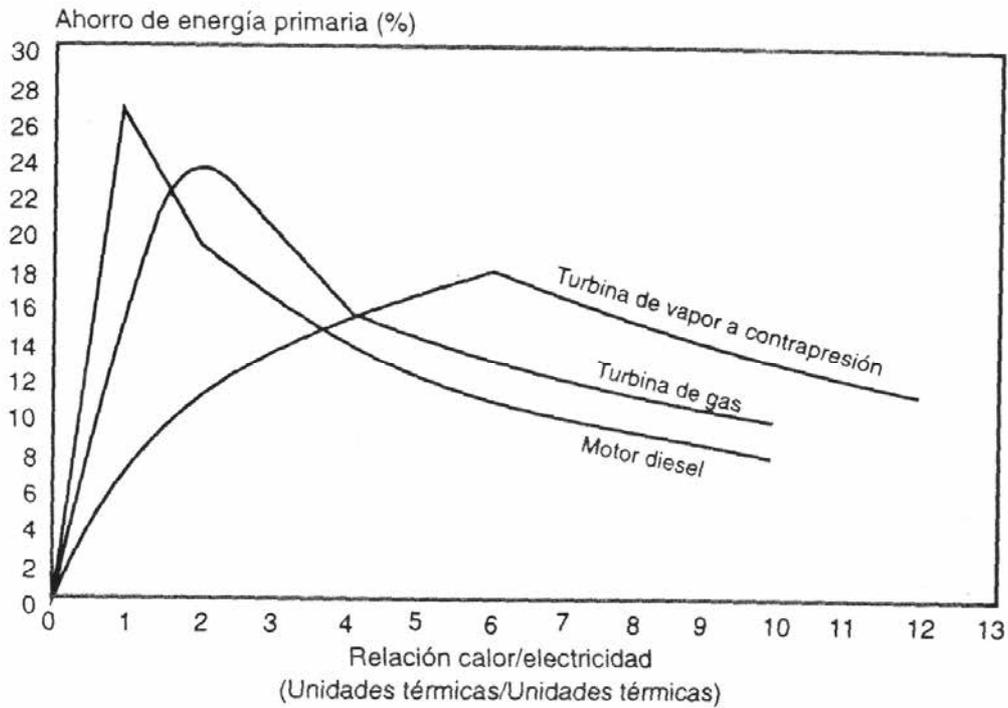
Mientras el ICN muestra la manera en que se utiliza el combustible para generar electricidad, el ICA indica los ahorros brutos de combustible.

Un sistema de cogeneración puede presentarse atractivo bajo el punto de vista de uno de los índices y desfavorable para otro.

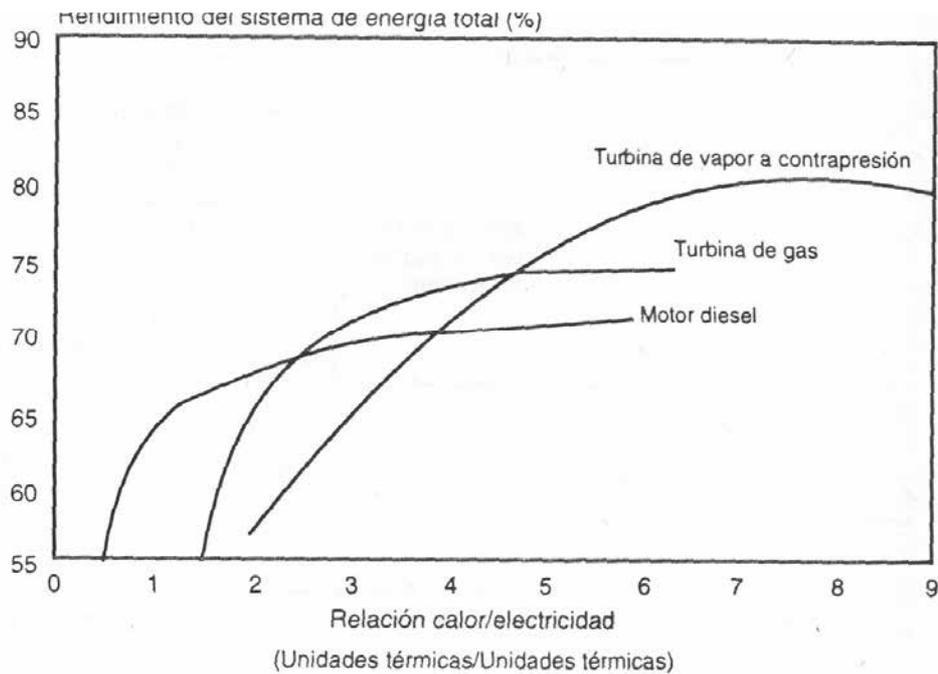
Así, comparando los valores típicos para las distintas tecnologías de cogeneración, se llega a la conclusión de que, si bien las turbinas de vapor producen electricidad muy eficientemente, el ICN es bajo, sin embargo no producen una gran cantidad de electricidad extra, ya que el IEC es bajo. Si todo el vapor de proceso necesario pudiera ser generado por cogeneración, se ahorraría más combustible utilizando un motor diesel que una turbina de vapor. Por su parte, en el motor diesel el IEC es muy elevado, y éste es precisamente uno de sus inconvenientes.

Lo anterior se puede ver de manera esquemática en las figuras siguientes

**Ahorro de energía primaria en función
De la relación calor/electricidad**



**Rendimiento de sistemas de cogeneración en función de la relación
calor/electricidad**



CONDICIONES DE LAS CORRIENTES ENERGÉTICAS

A continuación, en las figuras 2.4 a 2.7 se muestran los diagramas de Sankey, tanto de la planta convencional de generación de electricidad, como de los principales sistemas de cogeneración.

Además se pueden agregar las siguientes características de cada tipo de esquema.

TURBINA DE VAPOR DE CONTRAPRESIÓN

- Alto costo de inversión.
- No consume agua de enfriamiento.
- Genera poca energía eléctrica en comparación con el consumo de vapor de proceso.
- El consumo de vapor de proceso define la capacidad generada. Considerando extracciones se puede obtener un poco más de flexibilidad.
- Alta disponibilidad.
- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo si no se quema gas.
- No permite variación grande y brusca de vapor a proceso.

TURBINA DE VAPOR DE EXTRACCIÓN/CONDENSACIÓN

- Muy alto costo de inversión.
- Alto consumo de agua de enfriamiento, excepto si se usa un aerocondensador.
- Operación muy flexible. Permite control de potencia y vapor de proceso al mismo tiempo y en forma independiente.
- Buena eficiencia térmica.
- Mayor generación de electricidad al compararse con una turbina de contrapresión y con el mismo consumo de vapor de proceso.
- Alta disponibilidad.

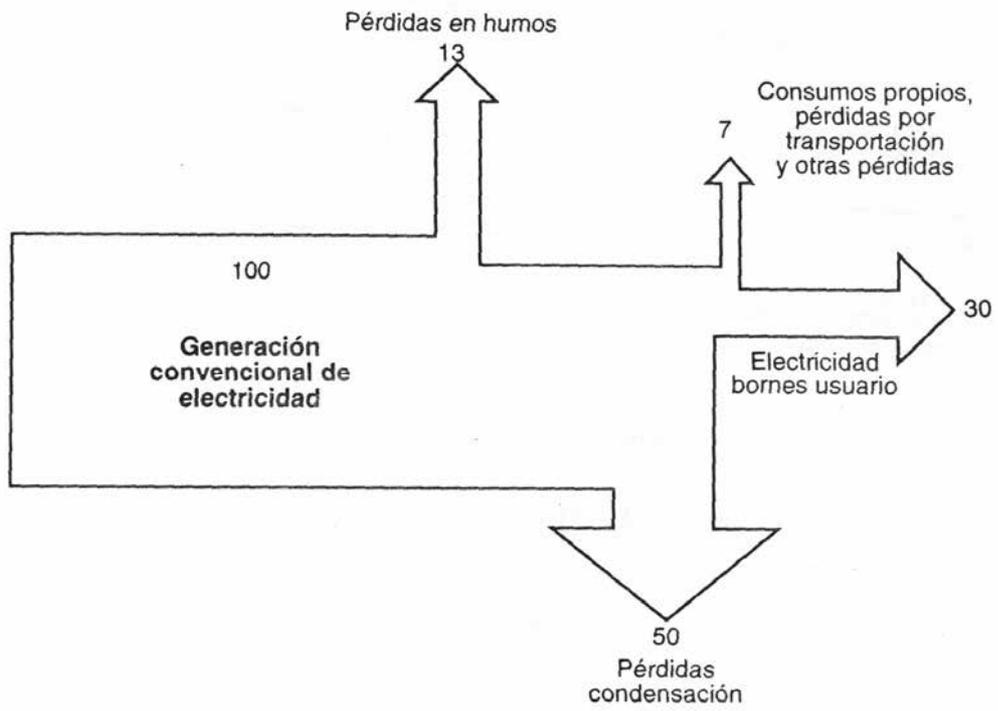


FIGURA 2.4

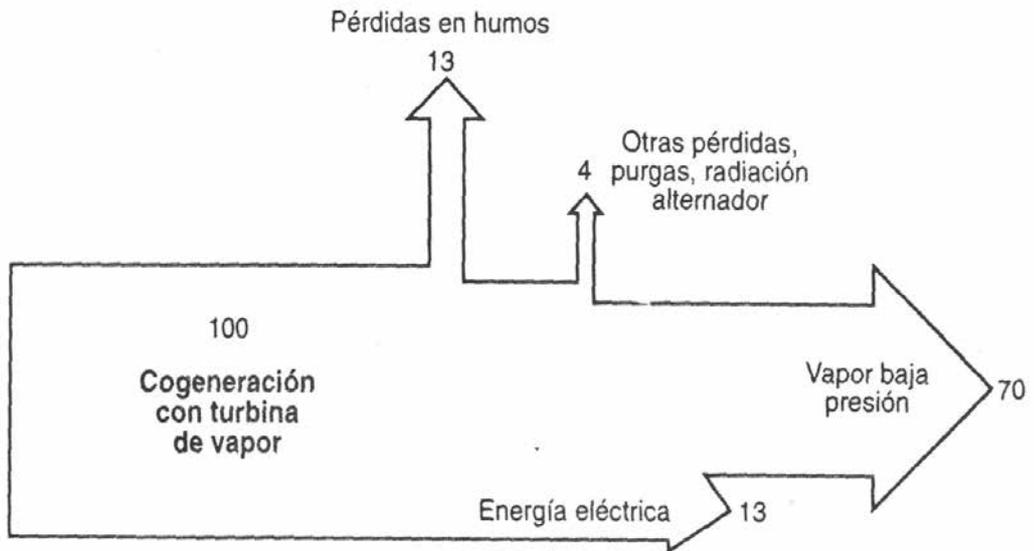


FIGURA 2.5

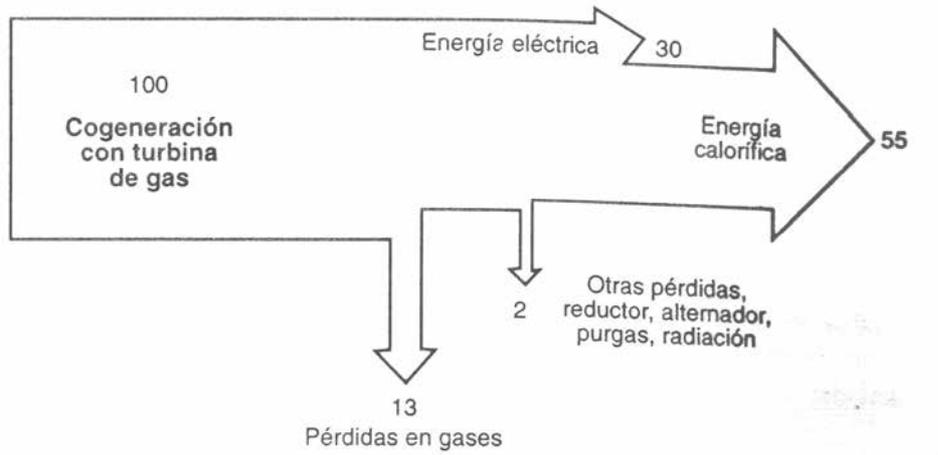


FIGURA 2.6

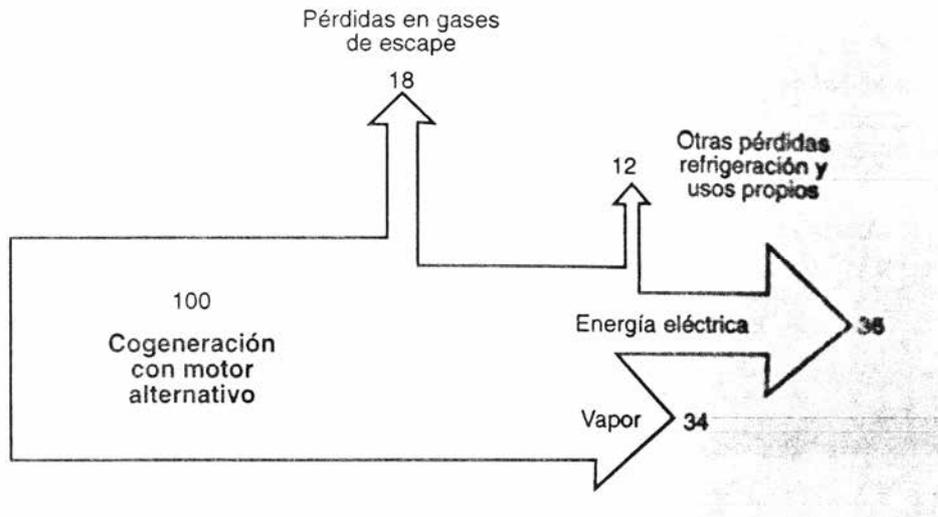


FIGURA 2.7

- Equipo de limpieza de gases de muy alto costo si no se quema gas.
- Permite variación brusca de vapor a proceso.

TURBINA DE GAS CON CALDERA DE RECUPERACIÓN

- Bajo costo de inversión.
- No consume agua de enfriamiento.

- Baja eficiencia sobre todo a cargas parciales.
- Cantidad fija de vapor de proceso, la alternativa con combustión de combustible adicional es uno poco más flexible.
- Baja inversión en equipo de limpieza de gases por quemar gas.
- No permite variación grande de vapor a proceso.
- Mínimo requerimiento de espacio. Fácil de instalar o desmontar.
- Tiempo de arranque muy corto.

PLANTA DE CICLO COMBINADO

- Mediano costo de inversión.
- Consumo medio de agua de enfriamiento.
- Muy alta eficiencia térmica.
- Operación muy flexible con turbina de vapor de extracción y condensación.
- Alta producción de electricidad con relación al vapor de proceso.
- Muy baja emisión de contaminantes al quemar gas. Permite variación grande y brusca de vapor a proceso.
- Tiempo de arranque muy corto en la parte de turbogas.

MOTOR ALTERNATIVO DIESEL

- Bajo costo de inversión.
- Consumo medio de agua de enfriamiento.
- Alta eficiencia térmica.

- Generación térmica principalmente de agua caliente.
- Operación poco flexible, la carga térmica depende fuertemente de la generación eléctrica.
- Alta producción de electricidad con relación a la carga térmica.
- Mediana emisión de contaminantes.
- Tiempo de arranque muy corto.
- Requiere poco espacio para su instalación.
- Tiempo corto de montaje.
- Capacidades desde unos cuantos kW.

2.8 PAQUETES DE COGENERACIÓN (PC).

Los paquetes de cogeneración han demostrado ser económicamente rentables en pequeñas industrias, granjas, balnearios, baños públicos y grandes edificios, tales como universidades, hospitales y hoteles. Básicamente están constituidos por primotores, sistemas de recuperación de calor, sistemas de rechazo de calor y equipo de control. Tienen la ventaja de ser módulos prefabricados pudiéndose transportar e instalar fácilmente.

Quizás el aspecto más destacado de estos módulos es su potencial para usos muy amplios. Las unidades pueden ser proyectadas a la medida de cada usuario.

Fue hasta principios de 1980 que el concepto de paquetes de cogeneración (PC) comenzó a tener auge. Los PC consisten en una unidad integrada que se traslada y se arma en el sitio deseado, los costos de diseño se prorratan entre las diversas unidades y hay una importante reducción en los costos de fabricación por tenerse líneas de ensamblaje en serie.

Actualmente existen módulos de PC en rangos de generación desde 6 kilowatts hasta un poco más de un megawatt.

Aunque existen módulos con turbina de gas y con turbinas de vapor de 600 o 700 kilowatts, los primotores normalmente son motores reciprocantes ya que la mayoría de estos paquetes están basados en variaciones de los motores automotrices y que funcionan con gas natural.

Usualmente, los PC hasta 150 kilowatts proporcionan sólo agua caliente, ya que el enfriamiento con ebullición y generación de vapor por lo general no se encuentra en paquetes de estas capacidades.

Los pequeños PC usan generadores de inducción y debido a esto no pueden funcionar independientemente, aunque existen algunos con excitadores estáticos. Los generadores síncronos se utilizan para varios cientos de kilowatts o más.

En los modelos de bajas capacidades, estos paquetes no incluyen, sistemas de control de calor, por lo que no pueden trabajar a su capacidad nominal cuando no se tienen requerimientos de carga térmica. Los dispositivos de control de calor se tienen normalmente en capacidades de 100 kilowatts o más.

Los controles representan una de las áreas de mayor innovación tecnológica dentro de los PC, debido a la integración en sus sistemas básicos de microprocesadores que ofrecen varias funciones:

- Seguridad en la operación.
- Monitoreo de la salida del generador y algunas veces control de la interconexión con la red.
- Acumulan información para planear los mantenimientos programados.
- Monitorean la operación del equipo indicando las fallas que se presentan.
- Registran la operación del módulo proporcionando la información necesaria para maximizar el ahorro de energía en la instalación.
- Muchos de estos sistemas incluyen sistemas de telecomunicación que permiten monitorear y controlar la operación de varios módulos de forma remota.

Algunos de los módulos cuentan con sistemas de refrigeración por absorción integrados en los PC, lo cual les da una gran flexibilidad debido a que los sistemas de refrigeración proveen una carga térmica adicional durante los periodos en que no existen demandas térmicas de proceso, lo que permite incrementar las horas de operación anuales y los ahorros asociados a la utilización del calor de desecho. En los módulos de PC solamente se utilizan sistemas de absorción de un efecto.

2.9 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

El diseño de un sistema de cogeneración deberá realizarse para cada caso de aplicación y el desarrollo del diseño será un proceso iterativo. Inicialmente podrán ser propuestos varios esquemas; sin embargo, se analizará en detalle el más atractivo.

Un análisis detallado considera las variaciones en el tiempo de los requerimientos térmicos y eléctricos, el comportamiento de los primotores a diferentes cargas, el costo y la disponibilidad de diferentes combustibles y los costos de operación y capital.

A continuación se mencionarán algunas reglas generales que pueden ser de ayuda.

Como se vio en los capítulos anteriores, existen tres tipos de primotores comercialmente disponibles para emplearse en sistemas de cogeneración: turbinas de vapor, turbinas de gas y motores reciprocantes. Cada uno tiene sus características particulares y la elección del tipo de primotor que se emplee dependerá de las consideraciones técnicas y económicas de cada aplicación.

Durante los 10 últimos años se ha visto que los motores reciprocantes han acaparado el mercado de pequeñas instalaciones y las turbinas de gas el mercado de las aplicaciones de varios megawatts.

Los requerimientos térmicos del usuario determinarán el primotor que se seleccione. Deberán considerarse la calidad de los requerimientos térmicos y la relación calor/electricidad.

La calidad térmica se mide por la constancia de la presión y temperatura. Las turbinas de gas y de vapor proporcionan una alta calidad térmica, donde estas últimas proveen más altas presiones y temperaturas que las turbinas de gas, las que requieren de recuperadores de calor con poscombustión para alcanzar valores similares de presiones y temperaturas; los motores reciprocantes se encuentran limitados en este aspecto ya que su recuperación de calor está limitada.

Las turbinas de vapor ofrecen gran flexibilidad respecto a la relación calor/electricidad de salida. La posibilidad de extraer vapor a diferentes presiones permite al sistema acoplarse casi a cualquier demanda de calor/electricidad. Las turbinas de gas en combinación con recuperadores de calor con poscombustión también ofrecen gran variedad de relaciones térmicas y eléctricas, pero no tan altas como las de las turbinas de vapor. Los motores reciprocantes ofrecen las relaciones más bajas.

La eficiencia eléctrica también es importante, los motores reciprocantes son los más eficientes en tamaños de pocos megawatts. Los motores de baja velocidad y gran capacidad tienen eficiencias de alrededor del 40%, las turbinas de gas de 3.5 megawatts o más son altamente eficientes. Las turbinas de vapor pueden alcanzar eficiencias adecuadas en sistemas de 10 MW en adelante.

El tipo de trabajo es de gran importancia para la selección de los primotores. Los motores reciprocantes han demostrado ser superiores en aplicaciones de cargas pico. Las turbinas de vapor encuentran su aplicación en cargas base, ya que si funcionan en cargas pico se incrementan sus costos de mantenimiento, porque requieren de mayor mantenimiento en intervalos menores.

Los motores reciprocantes se aplican en rangos de los 10 a los 1,500 kilowatts; para rangos hasta de 3,000 kilowatts se emplean motores reciprocantes de alta velocidad, así como turbinas de gas. En este rango la decisión entre uno u otro depende de los requerimientos térmicos y de la disponibilidad de equipos en el mercado. Las turbinas se emplean para rangos de varios megawatts en adelante.

El tamaño de los primotores dependerá de la rentabilidad asociada con los siguientes modos de operación.

Un sistema de cogeneración es tanto más eficiente cuanto mayor sea la cantidad del calor aprovechada, por lo que el dimensionamiento de un sistema de cogeneración óptimo deberá estar basado en la premisa de satisfacer al 100% la energía térmica que el proceso demande. Esto trae consigo tres posibles escenarios.

El primero, en el que se abastece al 100% de energía térmica al proceso y se tiene un déficit de energía eléctrica, es decir, que se deberá comprar energía a la red eléctrica de igual forma que como se realizaba antes de cogenerar, aunque en menor cantidad de la que se venía consumiendo, lo cual permite tener ahorros en la facturación por concepto de consumo y demanda máxima, además de poderse presentar la posibilidad de cambiar de tarifa y potencia contratada.

El segundo escenario se presenta cuando al abastecer la demanda térmica del proceso se tengan excedentes eléctricos, que se deberán vender, ya sea a la red o a otra empresa cercana, logrando con ello tener ingresos económicos, además de los ahorros en energéticos.

El tercer escenario se presenta cuando se abastece la energía térmica y no existe excedente o déficit de energía eléctrica; este escenario es "imposible" en un proceso industrial real.

Si bien los dos primeros escenarios podrían llamarse idóneos, también se da el caso de que por situaciones de requerimientos de continuidad del proceso o falta de capacidad de abastecimiento de la empresa suministradora de electricidad, se tuviese que cogenerar el 100% de la demanda eléctrica y contar con un excedente térmico; se podrá mantener el punto óptimo de la instalación siempre y cuando se tenga un receptor que pueda consumir la energía

Por otro lado, es también muy importante tomar en cuenta la magnitud y tipo de planta de tratamiento de agua necesaria para abastecer a la tecnología de cogeneración que se utilizará.

Como se observa en la siguiente tabla, en virtud de la presión a la cual se genera el vapor, se impone una determinada calidad del agua que se suministra a los equipos de generación de vapor.

Límites de concentración recomendados para agua de calderas

<i>Presión de vapor de salida del generador (P, psi)</i>	<i>Sólidos totales, ppm</i>	<i>Alcalinidad total, ppm</i>	<i>Sólidos en Suspensión, ppm</i>
0-300	3500	700	300
301-450	3000	600	250
451-600	2500	500	150
601-750	2000	400	100
751-900	1500	300	60
901-1000	1250	200	20
1001,1500	1000	250	40
1501-2000	750	150	10
2001-y más altos	500	100	5

En los equipos de generación de vapor en los cuales se utiliza el condensado proveniente de algún proceso limpio (expansión en una turbina), sólo se requiere la incorporación de pequeñas cantidades de agua cruda (0.5 a 3%), para reemplazar la que se sale del sistema en forma de condensado o por pérdidas de vapor; por lo tanto, el tratamiento del agua es mínimo siendo bajos los costos de la planta de tratamiento y del proceso.

Sin embargo, en las plantas industriales que consumen un elevado porcentaje de la producción de vapor en sus procesos de trabajo, puede llegar a necesitarse agua de reposición (o tratamiento de los condensados) en cantidades que varían de un 90% al 100% del flujo total de agua de alimentación, ocasionando con esto gastos de inversión y costos de operación que pueden llegar a ser puntos determinantes para definir la rentabilidad de un proyecto de cogeneración.

Otro punto no menos importante a tomar en cuenta en el diseño de un proyecto de cogeneración es el referente a los niveles de tensión de generación y utilización de la energía eléctrica, ya que se deberá uniformar la tensión de utilización lo más posible con objeto de no tener gran cantidad de transformadores reductores y elevadores, para evitar los costos de inversión y mantenimiento innecesarios

CAPITULO 3

INTERCONEXIÓN DE LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN DE PARTICULARES AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



INTERCONEXIÓN DE LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN DE PARTICULARES AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

La interconexión de una planta de cogeneración o generación de energía eléctrica de alguna industria particular al sistema del suministrador, presenta algunas particularidades que a continuación se comentaran de manera resumida.

Para poder interconectar la planta de cogeneración se debe cumplir los siguientes requerimientos:

- La planta deberá contar con un equipo de sincronización
- La filosofía de control de protecciones del generador y de su transformador de enlace, deberán estar diseñados para no interferir la continuidad de la red del suministrador durante su operación.
- Las protecciones del alimentador al que se interconecte el generador deberán ser modificadas para no efectuar operaciones en falso del mismo o de alimentadores vecinos.

3.1 SINCRONIZACIÓN

Respecto a la sincronización tenemos los siguientes puntos a considerar:

- Filosofía de control y protección de generadores (la cual se trata en el capítulo 4)
- Protecciones del Alimentador del suministrador
- Es importante para que al momento de la interconexión del sistema del suministrador con el generador del permisionario, se tengan los mismo voltajes, en magnitud, secuencia y frecuencia.

PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DEL SUMINISTRADOR

Generalmente los alimentadores a los que están interconectadas las industrias particulares con permiso para generar energía eléctrica, son alimentadores de mediana tensión, como ocurre por ejemplo en la zona de Luz y Fuerza del Centro, en donde la interconexión se efectúa en 23 KV. Estos alimentadores en las subestaciones están interconectados a un arreglo de interruptor y medio, y en su totalidad operan en forma radial utilizando un esquema de protección con base en relevadores de sobre corriente de fase y de tierra no direccionales (50/51-1, 2 y 50/51-N) con unidades instantánea y de tiempo.

Los alimentadores de distribución aéreos se encuentran sujetos a una serie de contingencias, que se clasifican como temporales o permanentes, las cuales deben ser liberadas por las protecciones de sobre corriente del alimentador que mencionamos antes.

Las unidades instantáneas de fase y de tierra, se utilizan como protección primaria, ajustándolas a un 60% de longitud del primer elemento de seccionamiento, y las

unidades de tiempo con característica inversa deben operar como protección de respaldo, para cubrir la longitud total del alimentador.

De acuerdo a estadísticas, se sabe que alrededor del 95% de las fallas en los sistemas radiales aéreos de distribución, son transitorias, por eso juegan un papel importante los relevadores de recierre (79), que funcionan en conjunto con las unidades de tiempo de los relevadores de fase y de tierra, para discriminar las fallas temporales de las permanentes.

Por razones de sincronización, en principio se considera que en este tipo de interconexiones, de la red de suministrador con una planta de cogeneración de alguna industria particular, no es conveniente la utilización de los relevadores de recierre en ambos extremos del alimentador con cogeneración, aunque se sabe que si aumenta el tiempo de recierre, existe una mayor posibilidad de que sea exitosa la utilización de este tipo de relevador, sin embargo y por seguridad, es mejor que la maniobra la realice el operador de la subestación, en el entendido de que debe ser después de que este haya confirmado que el extremo, donde se encuentra el generador con cogeneración del permisionario, se encuentre abierto, ya sea que esta indicación se realice con señales de potencial y/o a través de vía telefónica.

3.2 ANALISIS DE LA OPERACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Bajo el supuesto de interconexión de una planta de cogeneración de una industria particular con un alimentador de 23 KV, con protecciones normales de sobrecorriente de fase y de tierra no direccionales, con unidad instantánea y de tiempo; verificaremos el comportamiento de las protecciones mediante un análisis de fallas propuesta en diferentes puntos y en las condiciones de operación siguientes, para lo cual nos ayudaremos de los seis diagramas que se muestran más adelante:

- I. Condición normal de operación (interruptores de enlace E12 y E34 abiertos)
 - a) Alimentador "23" con cogeneración y falla en el punto "A" (figura 3.1)
 - b) Alimentador "21" adyacente con falla en el punto "B" (figura 3.2)
 - c) Banco T221-A con Falla (punto "C") (figura 3.3)

SUBESTACION LyFC CON USUARIO CON GENERACION PROPIA

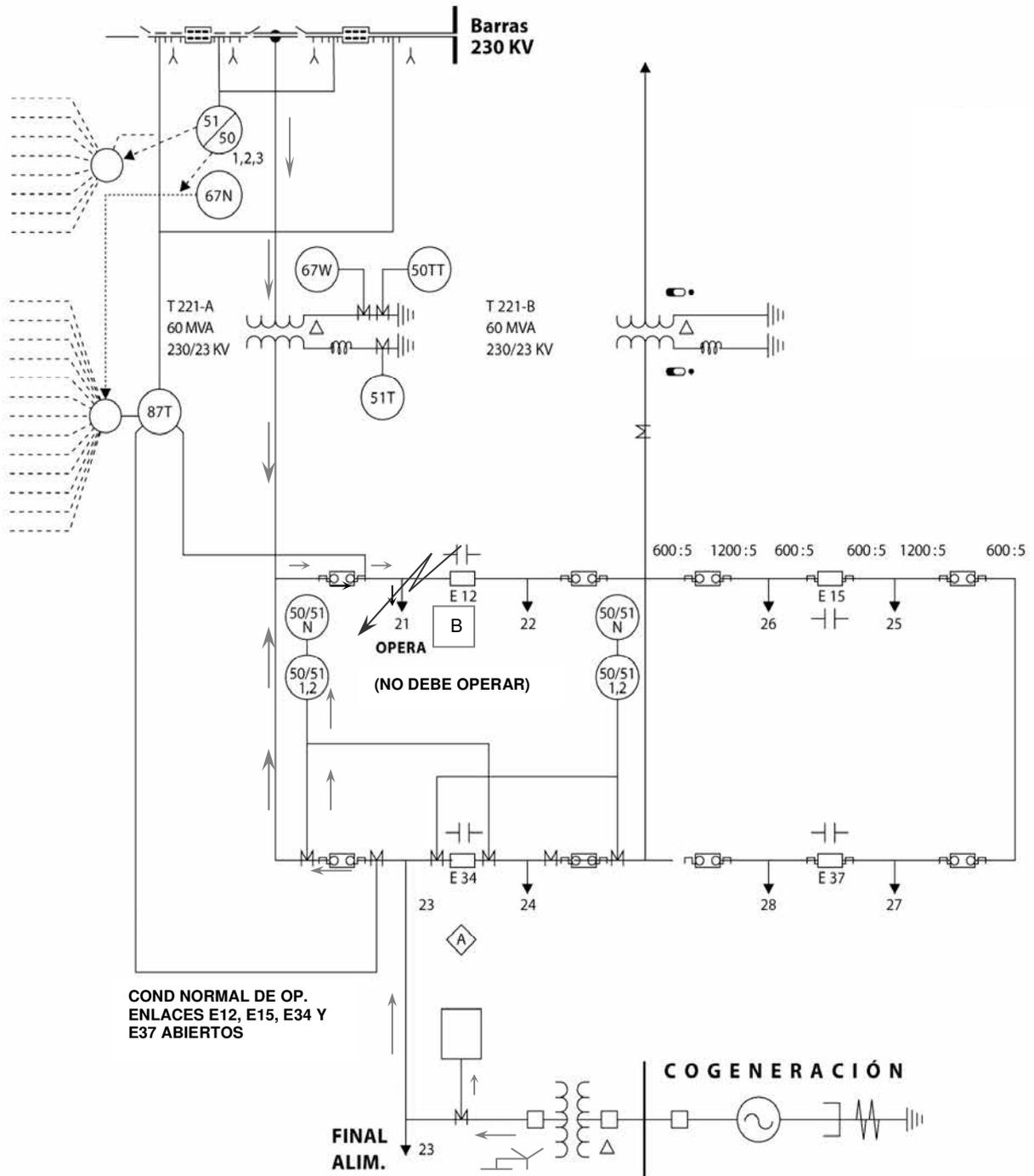


FIG. 3.2 TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA PRESENCIA DE UNA FALLA EN EL ALIMENTADOR ADYACENTE (21)

- II. Condición especial de operación (interruptor de enlace E34 cerrado)
- a) Alimentador “24” adyacente, con su interruptor propio en mantenimiento (figura 3.4)
 - b) Alimentador “23” con cogeneración, con su interruptor propio en mantenimiento (figura 3.5).
 - c) Alimentador “24” adyacente, con el interruptor propio del alimentador “23” en mantenimiento (figura 3.6)

SUBESTACION LyFC CON USUARIO CON GENERACION PROPIA

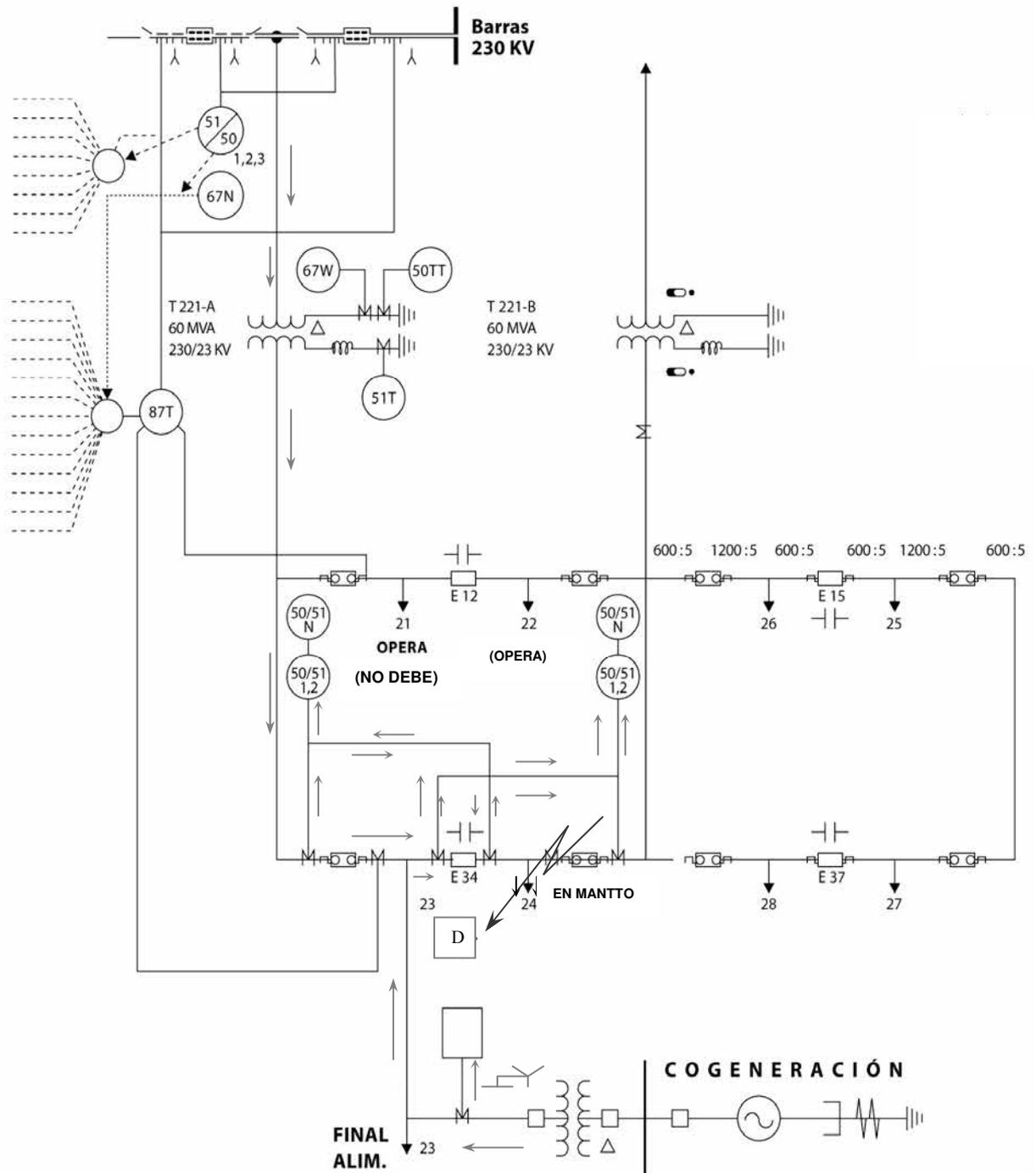


FIG. 3.4 TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA PRESENCIA DE UNA FALLA EN EL ALIMENTADOR ADYACENTE DE LA MISMA BAHÍA (24) CON SU INT. PROPIO EN MANTENIMIENTO

SUBESTACION LyFC CON USUARIO CON GENERACION PROPIA

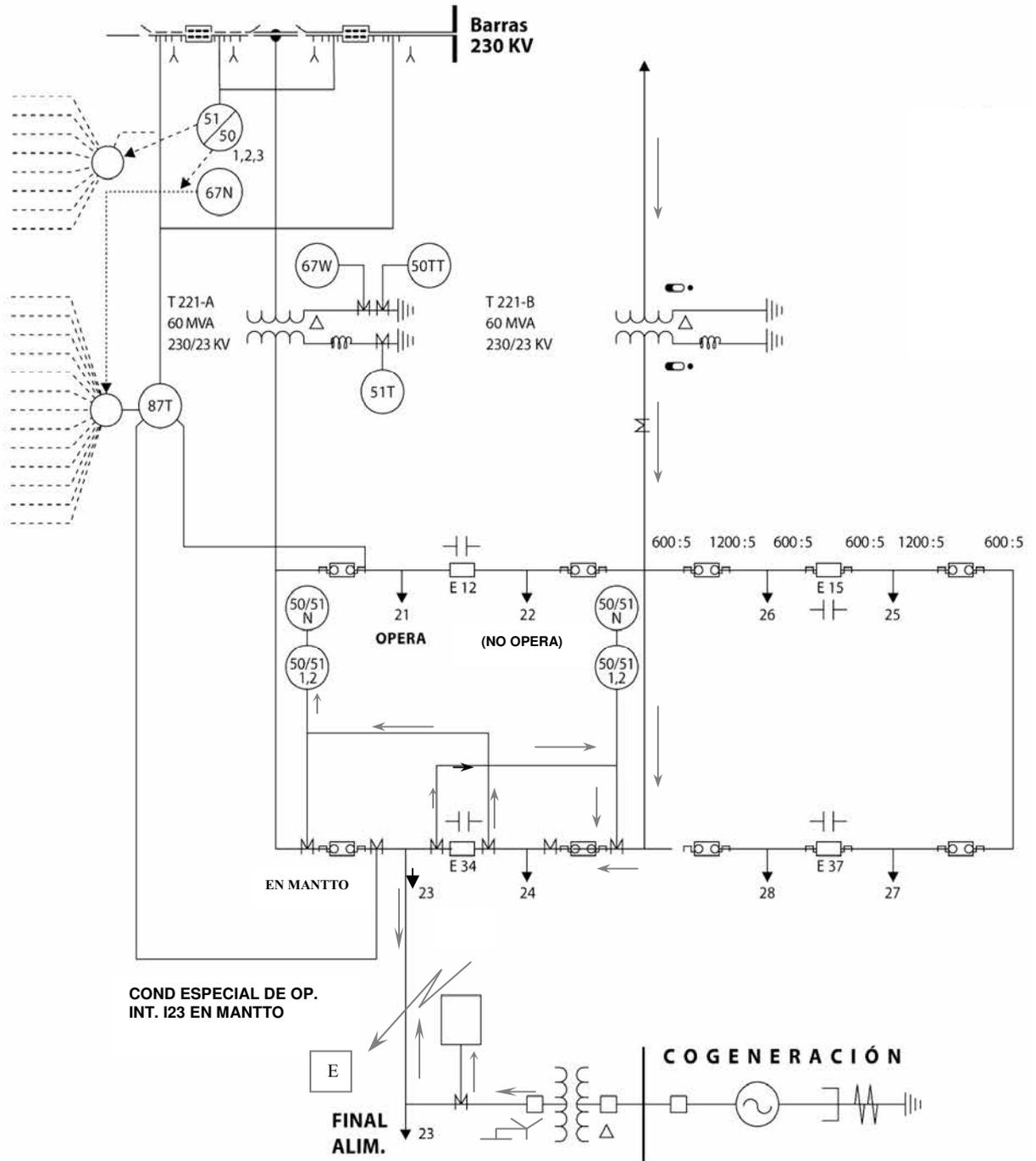


FIG. 3.5 TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA PRESENCIA DE UNA FALLA EN EL ALIMENTADOR (23) CON COGENERACION. CON SU INT. PROPIO EN MANTENIMIENTO

SUBESTACION LyFC CON USUARIO CON GENERACION PROPIA

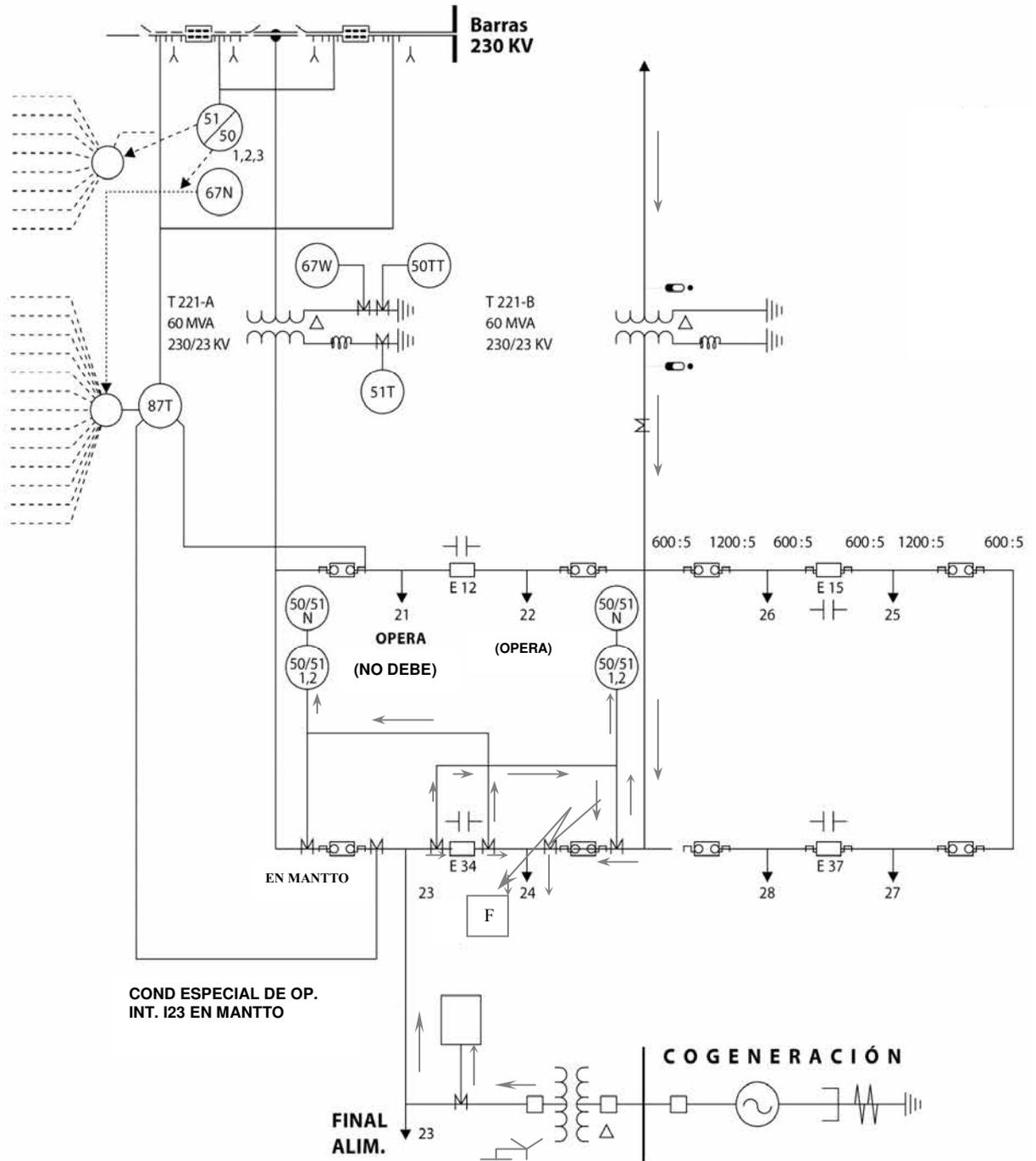


FIG. 3.6 TRAYECTORIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LA PRESENCIA DE UNA FALLA EN EL ALIMENTADOR ADYACENTE DE LA MISMA BAHÍA (24), CON EL INT. PROPIO DEL ALIMENTADOR (23), EN MANTENIMIENTO.

En la tabla 1, se muestra un resumen de la operación de las protecciones para las condiciones, normal y especial, de operación descritas anteriormente.

Luego de este análisis se puede concluir que se justifica el uso de relevadores de sobrecorriente direccionales para la operación más confiable y continua del alimentador.

CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES

Como resultado del análisis anterior de los esquemas de protección, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- Se debe usar relevadores de sobre corriente direccionales en lugar de los relevadores de sobrecorriente normales y por las ventajas en cuanto a su rapidez, confiabilidad, adaptabilidad y a las condiciones de operación del sistema, costo variedad de curvas de tiempo-corriente, multifunciones, monitoreo de eventos, localización de fallas, etc.
- Es necesario llevar a cabo adecuados ajustes y coordinación de las protecciones, para garantizar una correcta operación de las mismas, en ambos extremos del alimentador con cogeneración.
- Por razones de sincronización y de seguridad al equipo, no se debe utilizar los relevadores de recierre en ambos extremos del alimentador con cogeneración.
- Es necesario verificar el criterio de la operación primaria para que no envíe cierre de enlaces en la bahía donde se ubique el alimentador con cogeneración.

En el esquema que representa en la figura 7, se muestra un diagrama que incluye las protecciones de: una planta con cogeneración, del alimentador principal y de respaldo del suministrador, el primero con relevadores de sobre carga direccional.

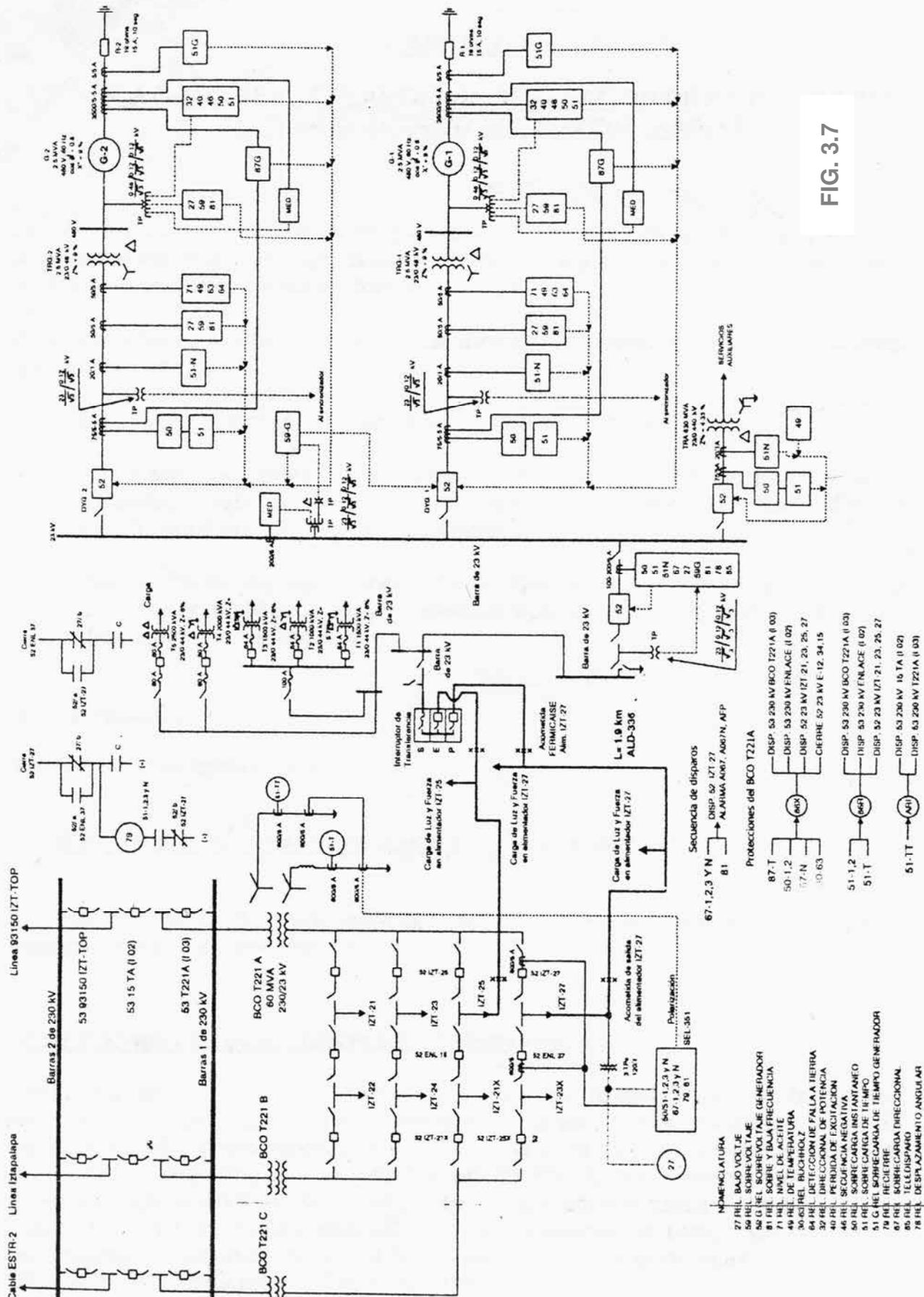


FIG. 3.7

- NOMENCLATURA**
- 27 REL. BAJO VOLTAJE
 - 50 G. HEL. SOBREVOLTAJE GENERADOR
 - 81 REL. SOBREVOLTAJE
 - 71 REL. NIVEL DE ACEITE
 - 49 REL. DE TEMPERATURA
 - 30-63 REL. BUCHHOLZ
 - 64 REL. DETECCIÓN DE FALTA A TIERRA
 - 32 REL. DIRECCIONAL DE POTENCIA
 - 40 REL. PERDIDA DE EXCITACION
 - 50 REL. SOBRECARGA DE TRANSFORMADOR
 - 51 REL. SOBRECARGA DE MOTOR
 - 51 G. HEL. SOBRECARGA DE TIEMPO GENERADOR
 - 70 REL. RECIE RRE
 - 67 REL. SOBRECARGA DIRECCIONAL
 - 85 REL. TELEDISPARO
 - 78 REL. DE DESPLAZAMIENTO ANGULAR
- Protecciones del BCO T221A**
- 87-T → DISP. 53 230 kV BCO T221A (I 03)
 - 50-1,2 → DISP. 53 230 kV ENLACE (I 07)
 - 17-N → DISP. 52 23 kV IZT 21, 23, 25, 27
 - 10, 63 → CIERRE 53 23 kV E-12, 34, 15
 - 51-1,2 → DISP. 53 230 kV BCO T221A (I 03)
 - 51-T → DISP. 53 230 kV IZT 21, 23, 25, 27
 - 51-TT → DISP. 53 230 kV 16 TA (I 02)
 - 51-TT → DISP. 53 230 kV T221A (I 03)
- Secuencia de disparos**
- 67-1,2,3 Y N → DISP. 52 IZT 27
 - 81 → ALARMA ANTI. A067N, AFP

TABLA I. OPERACION DE PROTECCIONES EN UN ALIMENTADOR DE 23 kV DE USUARIO CON GENERACION PROPIA

CONDICION DE OPERACION	PUNTO DE FALLA	FIGURA	ALIMENTADOR				BANCO		NOTAS
			CON COGENERACION 23		ADYACENTE 21		T 221-A		
			50/51-1,2, ó N ¿DEBE OPERAR?	¿OPERA?	50/51-1,2 ó N ¿DEBE OPERAR?	¿OPERA?	87-T ¿DEBE OPERAR?	¿OPERA?	
NORMAL ENLACES 12 y 34 ABIERTOS	A	1	SI	SI	NO	NO	NO	NO	OPERACION SATISFACTORIA DE LOS RELEVADORES
	B	2	NO	SI	SI	SI	NO	NO	OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION
	C	3	NO	SI	NO	NO	SI	SI	OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION
ESPECIAL (*)	D	4	23		24		BANCO 221-B		OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION
			NO	SI	SI	SI	--	--	
			SI	NO	NO	SI	--	--	
ESPECIAL (**)	E	5	SI	SI	NO	SI	--	--	OPERACION SATISFACTORIA DE LOS RELEVADORES
			NO	SI	SI	SI	--	--	OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION
ESPECIAL (**)	F	6	SI	SI	SI	SI	--	--	OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION
			NO	SI	SI	SI	--	--	OPERACION INCORRECTA DEL ALIMENTADOR CON COGENERACION

* ENLACE E 34 CERRADO ; INT. 1 24 EN MANTENIMIENTO
 ** ENLACE E 34 CERRADO ; INT. 1 23 EN MANTENIMIENTO

CAPITULO 4

CASO PRÁCTICO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



CASO PRÁCTICO DE INTERCONEXIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

4.1 ASPECTOS GENERALES

En capítulos anteriores nos referimos a los diferentes tipos o formas en las que un permisionario o particular puede generar energía eléctrica, entre ellas la que denominamos Cogeneración. En general, como se verá mas adelante, la interconexión de las plantas de cogeneración con un sistema o red de energía eléctrica público implica una serie de arreglos en cuanto a protecciones se refiere, tanto por el lado del generador del permisionario (cogeneración) como del lado del sistema de energía eléctrica del Suministrador.

En el caso de un generador con sistema de cogeneración que se interconecte a una red eléctrica de distribución en 23 kV, existen varias situaciones que hay que considerar. Inicialmente los flujos de corriente en los alimentadores de distribución de 23 kV son muy variados y cambiantes, por razones inherentes del mismo, como son por ejemplo las fallas que ocurren constantemente y que pueden ser por: falta de mantenimiento, transformadores quemados, sobrecargas del mismo alimentador, mal uso de la red, regresos de energía también por fallas, disturbios, afectaciones por mantenimientos preventivos y correctivos, aperturas y cierre automáticos de seccionadores para librar también fallas etc; por lo que las condiciones en las que estaría implicado un generador, como parte ya de un alimentador de 23 kV, ya no son las mismas que puede llegar a tener un generador de una planta convencional. Básicamente, para tratar de que generador de una planta de cogeneración funcione correctamente en conjunto con un alimentador de 23 kV o mediana tensión y que no presente afectaciones por situaciones externas y propias de la red de distribución es importante implementar un sistema adecuado de protecciones para el generador.

Refiriéndonos ahora a los alimentadores de 23 kV propios del suministrador, existe también la necesidad de adecuarlos desde su salida de la subestación correspondiente, ya que por lo general el flujo de la energía sale del banco de transformadores y si no se implementaran las adecuaciones necesarias en las protecciones propias del alimentador en la subestación y a lo largo del mismo existirían, por ejemplo, constantes accionamientos en restauradores seccionadores o cualquier otro equipo de protección dispuesto a lo largo de un alimentador de distribución, provocando los malos funcionamientos del mismo. Otra situación importante a destacar es la sincronización que debe existir entre el alimentador que recibirá la energía generada y el sistema de cogeneración que le proporcionará energía, lo que implica que el sistema y el generador se encuentren con la misma frecuencia y secuencia de fases.

Considerando lo anterior se analizará cómo deben establecerse las filosofías de protecciones tanto en el generador con sistema de cogeneración, como en las propias de un alimentador de distribución, para esto haremos uso de un ejemplo de interconexión con un alimentador y que realiza uno de los primeros clientes del Suministrador Luz y Fuerza del Centro en este rubro. La interconexión es a través el alimentador VAJ-25 en la zona de Vallejo del Distrito Federal en México.

El cliente es la industria MICASE la cual de acuerdo a sus procesos tiene la posibilidad de usar su energía térmica excedente para mover una turbina acoplada a un generador de 10 MVA y 6.6 Kv

4.2 FUNCIONAMIENTO DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES DEL ENLACE VALLEJO-MICASE A TRAVÉS DEL ALIMENTADOR VAJ-25 EN 23 KV DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

En el caso particular de la industria MICASE el objetivo es proveer el 100% de la energía al alimentador VAJ-25 para satisfacer la demanda de sus propias cargas y las de Luz y Fuerza del Centro. Esto significa, como mencionamos en capítulos anteriores, que la industria genera para satisfacer sus propias necesidades y sus remanentes de energía, por ley, tiene que venderlos al Servicio Público de Energía Eléctrica, que en este caso es Luz y Fuerza del Centro; ya que es requisito indispensable para que un particular pueda generar energía eléctrica.

Partiendo del punto de que el permisionario debe suministrar el 100% de las cargas inherentes del alimentador VAJ-25 y considerando que el servicio debe ser continuo, la filosofía general en este caso será que cuando el permisionario por alguna razón no pueda dar el servicio al 100% por necesidades de mantenimiento o fallas y que por una u otra provoque la salida del mismo, el suministrado entre a cubrir la demanda completa de alimentador incluyendo las propias del permisionario. Una vez que se solucionen los problemas de la planta esta inicia su producción de energía, desconectándose automáticamente desde la subestación la energía que provee el suministrador. Lo anterior nos indica que nunca suministrador y permisionario estarán interconectados al mismo tiempo, básicamente para evitar el problema de la sincronización ya que esto implica mucha comunicación entre ambas partes y es susceptible a generar más problemas por falta de la misma, además de que resultaría más costoso para el permisionario

Como podemos observar en el diagrama unifilar de este proyecto, La Subestación Vallejo de LyFC esta interconectada con la Planta de Cogeneración de MICASE a través del alimentador VAJ-25 de 5.65 Km. con cable ALD 336 ambas pueden alimentar el 100% de la demanda por la disposición en la que se encuentran, sin embargo, ¿que pasa con la protecciones? En este caso particular, tanto permisionario como suministrador cuentan con sus protecciones propias para el caso en que uno u otro este en turno de proveer energía al alimentador.

En el caso de la S.E. Vallejo se puede observar que cuenta con relevador microprocesado SEL-351 que incluye los relevadores 67, 50, 51 para las respectivas fases y un 79 de recierre, por otro lado cuenta con un relevador 27, que es el encargado de detectar potencial al inicio del alimentador, con el fin de enviar la señal de apertura o cierre del interruptor que interconecta la subestación con el alimentador VAJ-25. Es importante señalar en este caso que cuando el generador de la planta MICASE no esté operando el relevador 27

no detectará potencial en el alimentador lo cual indicará al relevador que debe enviar una señal al interruptor correspondiente para que este cierre y se provea de energía al alimentador entrado en funcionamiento las protecciones propias de la subestación para el cuidado del alimentador; en el caso contrario, si la planta de MICASE esta en funcionamiento, el relevador 27 detectará su potencial, y con esto enviar la señal de apertura al interruptor para así desconectar la subestación. Por ultimo la S.E. cuenta con las protecciones necesarias de sus bancos de transformadores, así como los arreglos de interruptores adecuados para que en el caso particular del alimentador VAJ-25 este pueda ser alimentado en todo momento y cuando así se requiera, por los bancos de transformadores T221C y TC-221A.

Para el caso de la planta MICASE se puede observar que cuenta también con sus protecciones como lo es el relevador microprocesado DFP-200 que incluye las mismas protecciones del relevador SEL-351 excepto el 79. También cuenta con las protecciones propias del generador así como los relevadores 81, 95, 59G, 59 y 27 de los que se hablará mas adelante. Es importante señalar que el conjunto de protecciones de la planta, implementadas para el cuidado del alimentador, estarán activadas siempre y cuando la planta esté generando, y en el caso particular de la protecciones 81, 95, 59G, 59, 27 estas actuarán como un refuerzo en el caso de que el generador de la planta falle y que por alguna razón en la subestación no se detecte la falta de potencial, la baja frecuencia, o algún sobre voltaje en el neutro, y que cada una de estas protecciones actuará, cuando así se requiera para desconectar inmediatamente la planta y la S.E. Vallejo detecte la falta de potencial y energice el alimentador de inmediato. Lo anterior expuesto es con el objeto de que la continuidad del servicio se garantice, tanto para las cargas del suministrador como las del mismo permisionario.

Puede observarse que existe un equipo de medición sobre el alimentador casi a la entrada de la planta, este equipo registra corriente y potencial y tiene el objeto de registrar los consumos del cliente cuando planta no está en funcionamiento y la provee de energía el suministrador; así como también registrar los consumos de los excedentes o remantes de energía que el permisionario le vende al suministrador cuando la planta está generando energía eléctrica.

En el diagrama anexo se muestra el esquema de protección que se tiene en ambos extremos, (subestación y generador con cogeneración).Las características de funcionamiento son las siguientes:

SUBESTACIÓN VALLEJO

1. En esta subestación se tiene un arreglo de tres bancos, con un arreglo en anillo en el lado de 23 KV y el alimentador VAJ-25 cuenta con las protecciones siguientes:
 - a) **Protección de sobrecorriente direccional** 67-1, 2, 3 de fase y 67-N de tierra con elementos temporizado e instantáneo, los cuales operan para la detección de fallas trifásicas, bifásica,

bifásicas a tierra y monofásicas respectivamente. El elemento temporizador opera para fallas localizadas más allá del 60% de la longitud total del alimentador.

El elemento instantáneo opera para fallas localizadas a longitudes menores al 60% de la longitud total del alimentador.

- b) *Protección de recierre (R-79)*. Este relevador está programado para realizar recierres a los 15 y 45 segundos para fallas detectadas por el elemento temporizador (51) de la protección 67 de fases o tierra.

El relevador R-79 se bloquea cuando opera el elemento instantáneo (50) de la protección 67 de fase o tierra.

- c) *Relevador de bajo voltaje (R-27)*. Este relevador fue instalado con la finalidad de detectar potencial a través de transformadores de potencial, colocados a la salida del alimentador, para evitar que el interruptor VAJ-25 cierre cuando haya potencial del lado del cliente y evitar que el alimentador VAJ-25 y el permisionario se conecten fuera de sincronismo.

- d) *Relevador de baja frecuencia (R-81)*. Este relevador protege al sistema cuando hay una variación de frecuencia que pone en riesgo la estabilidad y envía una señal de disparo al interruptor del alimentador VAJ-25, cuando la frecuencia cae por debajo de su nivel de ajuste (58,4 Hertz).

2. El relevador SEL-351 instalado en el alimentador VAJ-25 de la Subestación Vallejo, es un relevador microprocesado que contiene las protecciones 67-1, 2, 3, 67-N, 79 y 81, cuenta con una señal de alarma, denominada "Alarma Falla Protección" (AFPI), indicando que el relevador SEL-351 presenta un desperfecto y debe ser atendido de inmediato, por que el alimentador se encuentra sin protección.
3. El Alimentador VAJ-25, siempre opera en forma independiente desde la Subestación Vallejo; bajo ninguna circunstancia se conectará con otro alimentador de la misma Subestación Vallejo o alguna otra.
4. Cuando por alguna causa, la Subestación Vallejo se quede sin potencial, el operador de estación deberá desconectar el alimentador VAJ-25, para evitar que el alimentador y el PERMISIONARIO se conecten fuera de sincronismo, una vez que la Subestación sea reenergizada.
5. El esquema de protección del alimentador VAJ-25, permite la transferencia de carga del interruptor propio (52 VAJ-25) al interruptor de enlace (52ENL-15) en forma manual o a control remoto, sin necesidad de desconectar al PERMISIONARIO, cuando se requiera un mantenimiento programado en el interruptor propio (52 VAJ-25)

6. Cuando el PERMISIONARIO queda separado del sistema por cualquier causa, éste deberá desconectarse de la red, ya que no será posible alimentar la carga local con la calidad de voltaje (más menos 10% valor nominal) y frecuencia (más menos 0.8% valor nominal), debido a que los ajustes de sobrecarga del PERMISIONARIO estén en este caso a 5 MVA; en caso de que este soporte la carga se debe coordinar con Operación Sistema para abrir su interruptor y sólo se sincronizará por instrucciones de Operación Sistema.

PLANTA DE COGENERACIÓN MICASE

Esta planta se interconecta con el alimentador VAJ-25 de la Subestación Vallejo y su esquema de protección es el siguiente:

RELEVADOR DE SOBREVOLTAJE DE NEUTRO (59-G)

RELEVADOR DE SALTO DE VECTOR (95)

RELEVADOR DE SOBRE VOLTAJE (59)

RELEVADOR DE BAJO VOLTAJE (27)

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO (50)

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO (51)

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE FASE (67-1, 2, 3) Y DE TIERRA (67-N)

RELEVADOR DE BAJA FRECUENCIA (81)

El diagrama de la figura 4.1 muestra como se encuentra las interconexiones entre Luz y Fuerza del Centro y el permisionario Micase

A demás de las protecciones señaladas, se cuenta también con un relevador microprocesado multifunción DFP-200, el cual contiene los elementos siguientes:

- 67 1, 2, 3 y N
- 50/51 1, 2, 3 y N

Este relevador basa su funcionamiento en señales de corriente que le proporciona, (por fase del alimentador), un transformador de corriente (TC) con relación 400:5A. Dicho relevador multifunción sólo se ajusta, mediante programación previa, a los valores de señal de corriente para los cuales el relevador debe mandar su señal de disparo a los interruptores respectivos de cada relevador que lo componen. Por otro lado su polarización se realiza mediante la señal que le suministra un TC de relación 100:5 conectado al neutro del devanado en estrella del transformador de 10 MVA de la planta de cogeneración.

PROTECCION DE GENERADORES ELÉCTRICOS APLICADO A UN CASO PRÁCTICO DE COGENERACIÓN

4.3 PROTECCION DE SOBRE VOLTAJE APLICADA EN EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

De acuerdo con el esquema anterior la subestación cuenta con una protección 59 de sobrevoltaje energizada a través de un TP (transformador de potencial), la cual puede proteger al generador cuando este se desconecta de la red, o bien proteger el generador de alguna maniobra indebida de regulación manual del voltaje. La falla típica se presentar cuando se produce una reducción brusca de la carga.

Esta protección se recomienda principalmente para generadores de plantas hidráulicas, las cuales son susceptibles de tener aumentos de velocidad y consecuentemente sobrevoltajes, cuando viene una baja brusca en la carga; teniéndose casos en los que el generadores pueden subir su velocidad hasta 130 y 140% de la nominal cuando hay fuertes caídas de carga; ocasionando un sobre voltaje de hasta un 200% o más del voltaje nominal.

El relevador con el numero ANSI "59", que se muestra en el diagrama unifilar anterior, debe estar diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental, pero insensible a voltajes de tercera armónica y otros voltajes de armónicas de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Normalmente el relevador de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo aproximado de disparo de 5V sobre el voltaje de operación

Este protección es de instalación sencilla, pues como se mencionó anteriormente, consta de transformadores de voltaje conectados entre fases (con el fin de evitar la influencia de las sobretensiones de las fases sanas en los defectos a tierra) a la salida del generador y en cuyos secundarios se instalan unos relevadores de sobrevoltaje temporizados en tiempo independiente.

4.4 PROTECCION DE BAJO VOLTAJE APLICADA PARA EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

Observando el mismo diagrama unifilar, verificamos que cuenta con *protección "27" de bajo voltaje*, la cual en general es empleada en la mayoría de los casos, cuando se producen cortos circuitos polifásicos en una línea de distribución de media tensión que es alimentada por una minicentral de poca potencia, (nuestro caso) se sabe que la aportación del generador a la corriente de corto circuito después de un periodo subtransitorio, es muy débil, siendo muchas veces insuficiente para provocar el disparo de un relevador de sobre corriente. Por esta razón es muy necesaria la presencia, en estos casos, de una protección de bajo voltaje, la cual se instala igual que la protección de sobrevoltaje, solo que utilizando relevadores de mínimo voltaje, en lugar de relevadores de sobrevoltaje.

PROTECCION CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN APLICADA PARA EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

Es importante mantener conectado el generador a la línea tanto tiempo como sea posible, particularmente cuando la maquina representa una considerable porción del sistema. Por lo tanto un aviso oportuno de que hay baja excitación, permite al operador restaurar el campo en lo posible evitando el disparo de la unidad y sacarla de servicio.

Por otro lado si la máquina y el sistema son llevados a un estado de inestabilidad como consecuencia, por ejemplo, de una pérdida de campo entonces la máquina debe ser disparada automáticamente sin esperar a que actúe el operador. Ciertos relevadores han sido diseñados tomando en cuenta los aspectos anteriores, son aplicados en todo tipo de maquinas y pueden proteger contra la pérdida de excitación.

Cuando ocurre una perdida de excitación (ya sea parcial o total) en una máquina síncrona, se tiene un flujo de energía del sistema a la máquina, esto se ilustra en la figura 4.2, donde los fasores se dibujan en un diagrama de KW-KVAR.

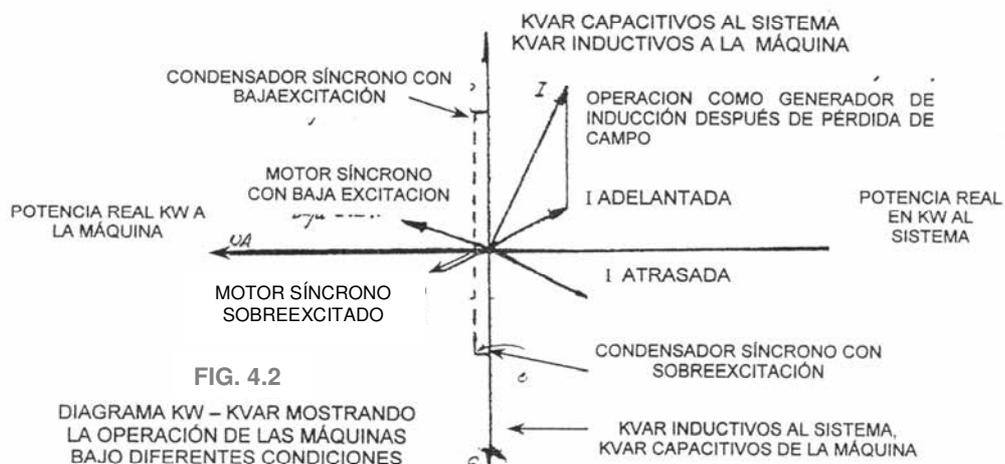


FIG. 4.2

DIAGRAMA KW – KVAR MOSTRANDO LA OPERACIÓN DE LAS MÁQUINAS BAJO DIFERENTES CONDICIONES

Es importante recordar que la potencia de salida del generador en KW, es controlada por la potencia de entrada del primotor, mientras que los KVAR de salida se controlan por la excitación o el campo. Si el sistema es lo suficientemente grande, de tal forma que pueda suplir la deficiencia en la excitación a través del estator; entonces la máquina síncrona operará como un generador de inducción dando esencialmente los mismos KW que tenía el sistema antes de la pérdida del campo.

Ahora, cuando una máquina síncrona opera como un generador de inducción, éste normalmente pierde su sincronismo puesto que las máquinas síncronas no son diseñadas para este tipo de operación; ya que la potencia entregada oscilará de acuerdo con las oscilaciones del rotor, trayendo consecuentemente una tendencia a sacar la máquina de sincronismo. Esta pérdida de sincronismo no requiere un disparo inmediato, a menos que venga acompañada de una baja de voltaje terminal en el punto donde ocurrirá la inestabilidad del sistema. Generalmente una máquina de este tipo le toma de 2 a 6 segundos para perder su sincronismo.

La pérdida de campo puede resultar de una pérdida en el excitador principal, por corto-circuito en el circuito de la excitación, por mal contacto de las escobillas en el excitador, por falla del retén de la quebradora de campo o por errores de operación.

Cuando se tiene una excitación reducida, existe una caída en el voltaje terminal de la máquina, causando una inversión en el flujo de la potencia reactiva, el cual será, ahora, del sistema al generador y reduciendo el voltaje del sistema. reduciendo así el voltaje del sistema. La capacidad del sistema de mantener su estabilidad depende primeramente del tamaño de los generadores con respecto al sistema y de la acción de los reguladores de voltaje. Generalmente los reguladores de voltaje tienden a mejorar las condiciones de tensión del mismo sistema. Una excesiva baja de voltaje indica que el sistema se volverá inestable; teniéndose que ajustar por lo tanto la unidad de protección, para que dispare, a un valor determinado de voltaje, del cual el sistema no pueda recuperarse después de una pérdida de campo.

En el esquema del permisionario MICASE se destaca también la protección con el número ANSI "40" la cual indica una *protección contra pérdida de excitación o subexcitación*. Una pérdida de excitación suele ocurrir por lo general debido a la apertura accidental del interruptor del circuito de excitación o a la presencia de un cortocircuito en el mismo. Cuando se pierde la excitación en un generador síncrono, éste toma excitación de la red en forma de potencia reactiva, como se mencionó anteriormente, lo que puede ocasionar el calentamiento del mismo además de suponer una pérdida de la potencia suministrada a la red. Otro riesgo fundamental es que el generador pierda el sincronismo con todas las consecuencias que esto implica para otras máquinas que se hallen conectadas en paralelo.

La protección contra subexcitación se aplica principalmente a grandes turbogeneradores, estando constituida básicamente por una derivación de una resistencia en paralelo con un relevador de mínimo voltaje y todo ello dentro del

circuito de excitación. Si la corriente de excitación disminuye por debajo del mínimo estimado, también disminuirá el voltaje que caiga en la resistencia derivada, lo que producirá el disparo del relevador.

4.5 PROTECCIÓN DIFERENCIAL APLICADA EN EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

La protección “87-T” que observamos en el esquema anterior es una protección diferencial y es instalada con el fin de evitar falsas actuaciones en caso de que se dieran cortos circuitos externos al sistema de protección del generador, ya que los transformadores pueden presentar errores en su respuesta durante su periodo subtransitorio.

Las posibilidades de la configuración de esta protección, para un conjunto generador – transformador – barras, pueden ser, en orden de mayor a menor potencia del generador, son las siguientes:

- Protección Diferencial Individual
- Protección Diferencial de Bloque Generador – Transformador
- Protección Diferencial Individual de Barras y
- Protección Diferencial de Bloque Generador – Transformador – Barras

En el caso del esquema que analizamos se aplica una *Protección Diferencial de Bloque Generador – Transformador*

PROTECCION CONTRA SECUENCIA NEGATIVA APLICADA EN EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

En nuestro esquema también se visualiza la protección “46” que se refiere a una *protección contra secuencia negativa*. En teoría, el calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos del rotor da como resultado fallas, estos límites se basan en la siguiente ecuación

$$k = I_2^2 t$$

Donde:

K = una constante que depende del diseño y tamaño del generador

t = tiempo en segundos

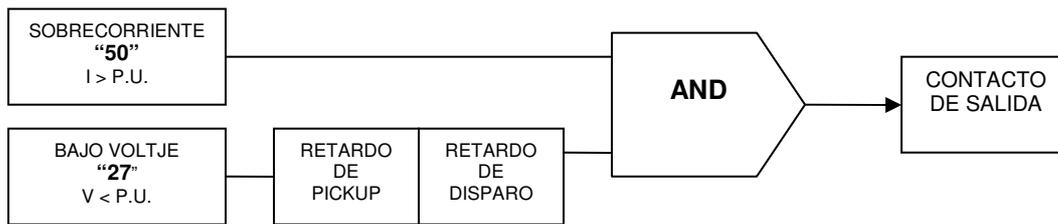
I_2 = valor RMS de la corriente de secuencia negativa en pu

La capacidad de corriente desbalanceada de un generador está definida en ANSI C50.13. Esta norma establece que “el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio de corriente que corresponde a una corriente I_2 de secuencia de fase negativa, en tanto que no se exceda la potencia nominal y la corriente nominal en ninguna de las fases”.

4.6 PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA APLICADA EN EL GENERADOR DEL PERMISIONARIO MICASE EN COGENERACIÓN

Anteriormente nos referimos a la protección “27” *para bajo voltaje*, la cual como ya referimos, en general es empleada cuando se producen cortos circuitos polifásicos en una línea de distribución de media tensión, en el caso del generador de MICASE esta protección a su vez actúa en conjunto con el relevador con número ANSI “50” *de sobrecorriente* para prevenir una energización inadvertida o accidental del generador.

Cuando un generador se encuentra energizado de manera inadvertida funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador que está detenido, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia síncrona. La corriente resultante en el rotor es forzada dentro del cuerpo del mismo y es similar a las corrientes de secuencia negativa del estator durante el funcionamiento monofásico del generador; en estas circunstancias, se produce un rápido calentamiento del rotor que lo puede dañar en muy poco tiempo. Es por esta razón que es tan importante este tipo de protección. De lo anterior y como resultado presentamos a continuación un esquema de protección para un generador propenso a este tipo de fallas:



Un elemento de bajo voltaje con retardos ajustables de tiempo supervisa un relevador de corriente al sacar de línea al generador. Al devolver la maquina al servicio, el detector va a desactivar el relevador de sobrecorriente.

La configuración mostrada en el diagrama a bloques anterior, está incluida en un relevador multifunción de manera interna y que se aprecia en nuestro diagrama unifilar en estudio, por lo que solo es necesario fijar los valores antes mencionados ya calculados y hacer las conexiones debidas.

4.7 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE CON FRENADO POR VOLTAJE

Existen otras protecciones adicionales. como la **51V**, que esta destinada a detectar, por ser un relevador 51, sobrecorrientes, sin embargo esta protección tiene la particularidad de detectar sobrecorriente cuando existe un frenado en el generador por voltaje, básicamente esta protección desconecta el generador cuando existe una sobrecarga, la cual se refleja en el generador como un freno mecánico, y que de no implementarse podría causa daños por calentamiento al generador, este freno mecánico se manifiesta debido a un incremento en la corriente y una caída de voltaje; las variaciones en la corriente tienen, por

obvias razones, sus rangos máximos y mínimos para que, en el caso de que sobre pase los rangos máximos, actúe, en este caso en particular, el relevador 51V. Este relevador toma esas lecturas precisamente de la corriente de sobrecarga a través, de un TC de relación 1200:5A instalado inmediatamente después de la salida del generador de 10 MVA 6.6 kV en el caso particular de la planta de cogeneración de MICASE.

RELEVADORES MICROPROCESADOS

4.8 RELEVADOR SEL-351 EN LA SUBESTACIÓN VALLEJO PARA EL ENLACE A TRAVÉS DEL ALIMENTADOR VAJ—25 DE 23 kV CON EL COGENERADOR MICASE

El relevador SEL-351 es un sistema microprocesado, el cual puede configurar varios tipos de relevadores, como un 79 de recierre, un 67 de sobrecorriente direccional de fase, 67N de sobrecorriente direccional de neutro, así como relevadores 50/51 de sobrecorriente de fase instantáneos con retardo de tiempo, o incluso se puede configurar para protecciones diferenciales de banco, etc.

Anteriormente las protecciones eran del tipo electromecánicas, y se componían en algunas ocasiones por varios relevadores. Este tipo de protecciones electromecánicas, generalmente implican el ajuste manual de cada uno de los relevadores que la componen, este tipo de ajuste más que otra cosa se trataba de la calibración de las bobinas internas de los mismos, situación que implicaba tiempo para la calibración, por otro lado el grado de error en el ajuste era más grande, además sus tiempos de respuesta son más lentos y algo muy importante, los espacios que ocupan son muy grandes. Todo este tipo de situaciones antes mencionadas en su tiempo daban buenos resultados incluso hoy día siguen funcionando, sin embargo el avance de la tecnología en ámbito de la electrónica analógica y digital así como, la introducción de los microprocesadores, microcontroladores y sistemas de cómputo, han dado la pauta para que en el ámbito de los sistemas de potencia también se apliquen con gran éxito ayudando a ser mas eficientes los sistemas eléctricos. Uno de los avances más significativos es precisamente en el rubro de las protecciones para sistemas eléctricos de potencia. Uno de eso nuevos avances es precisamente el relevador microprocesado SEL-351

El relevador SEL-351 es muy sofisticado ya que, por una parte maneja las protecciones mencionadas anteriormente, pero además tiene la particularidad de registrar los eventos ocurridos en el sistema que protege, por ejemplo puede proporcionar información del estado del sistema momentos antes de que ocurra una falla y toda esta información puede ser visualizada en una computadora. Con lo anterior se pueden estudiar, por ejemplo, la secuencia de fases que tenía el sistema momentos antes de que ocurriera alguna falla, se puede revisar también el diagrama vectorial de los fasores de voltaje y corriente, además de proporcionarnos los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero del sistema momentos antes de ocurrir una falla.

El relevador SEL-351 es programable lo que equivale al ajuste de un relevador electromecánico pero con mucho menos trabajo y tiempo, en este caso la programación se realiza desde una PC. La programación de este relevador es muy sencilla ya que solo requiere de algunos comandos que hay que aprender, pero básicamente la programación es en el entendimiento de la filosofía de los sistemas de protecciones que se esté tratando de implementar más que de aprender los comandos propios del lenguaje de programación.

En un relevador SEL-351 la función de los elementos electromecánicos de los antiguos relevadores, la llevan acabo circuitos lógicos que trabajan a su vez y en conjunto con amplificadores operacionales los cuales se encuentran integrados en su mayoría en un microprocesador o conjunto de microprocesadores, la conexión con el sistema es a través de transformadores de corriente y de potencial pertenecientes a la misma red eléctrica y reciben información proporcional a los valores de corriente y potencial en alta tensión, tanto en estado estable como en condiciones de falla, con lo cual el relevador microprocesado en conjunto con los elemento que lo integran, realizará comparaciones lógicas con las cuales procesará un determinado resultado. Dicho resultado dará la pauta al relevador para establecer la lógica del tipo de protección que aplicará, en función de los tipos de ajustes para los cuales fue programado.

En el esquema de la figura No.4.3 se muestra la aplicación del relevador SEL-351, para el caso particular de la interconexión de una planta de cogeneración al Sistema Eléctrico Nacional, caso concreto el que se refiere a nuestro ejemplo aplicado en la Subestación Vallejo para la protección del alimentador VAJ- 25 en cogeneración. En esta figura se puede observar claramente y de forma esquemática la manera en la que se conecta un relevador de estas características para este caso en particular.

RELEVADOR SEL-351 AC/DC

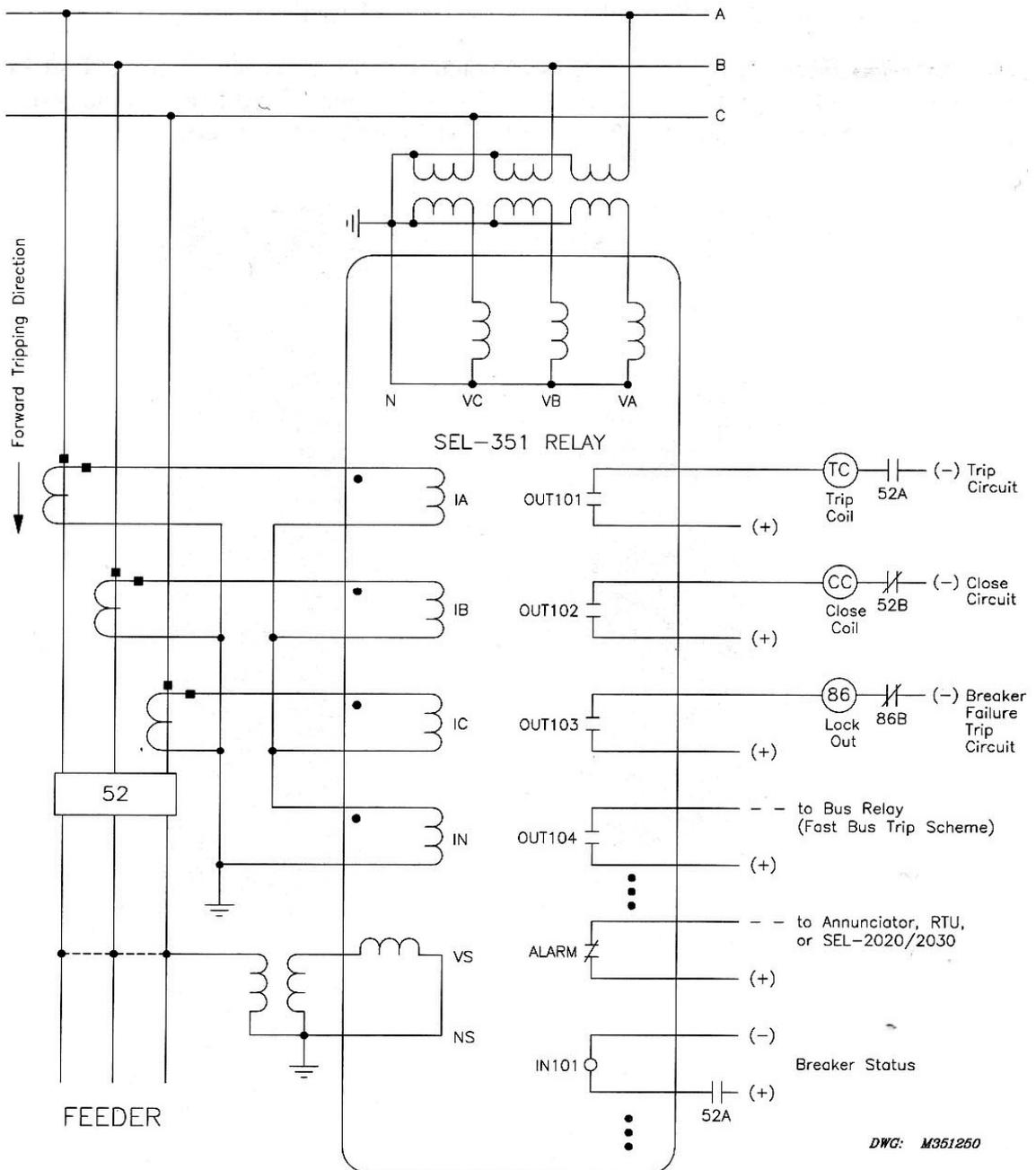


FIG 4.3 ESQUEMA BASICO DEL RELEVADOR SEL-351 CONFIGURADO PARA FUNCIONAR COMO UNA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL Y DE RECIERRE TAL Y COMO SE APLICA PARA EL ALIMENTADOR VAJ-25 DE LyFC

A diferencia de los antiguos relevadores, en los cuales prácticamente podía visualizarse la secuencia y operación de los distintos elementos que los componían, en los actuales relevadores microprocesados, toda la estructura

que pudiese estar implicada, en cuanto a circuitos lógicos, se muestra solamente en el manual del relevador, sin embargo físicamente y en su mayor parte no se puede visualizar toda la lógica del relevador en su hardware, ya que esta se encuentra implícita, casi en su totalidad, dentro de un microprocesador. En los manuales del relevador SEL-351, se manifiesta mediante circuitos lógicos todas las operaciones que realiza y de esta forma se puedan comprender los procesos del mismo y así poder realizar la programación de este relevador. A continuación, en la figura 4.4, se muestra el esquema empleado para la configuración, a partir de circuitos lógicos y amplificadores operacionales, del relevador SEL-351 utilizado en la Subestación Vallejo de LyFC, para el caso particular en el que se habilitan sus elementos de sobrecorriente instantánea de fase (50).

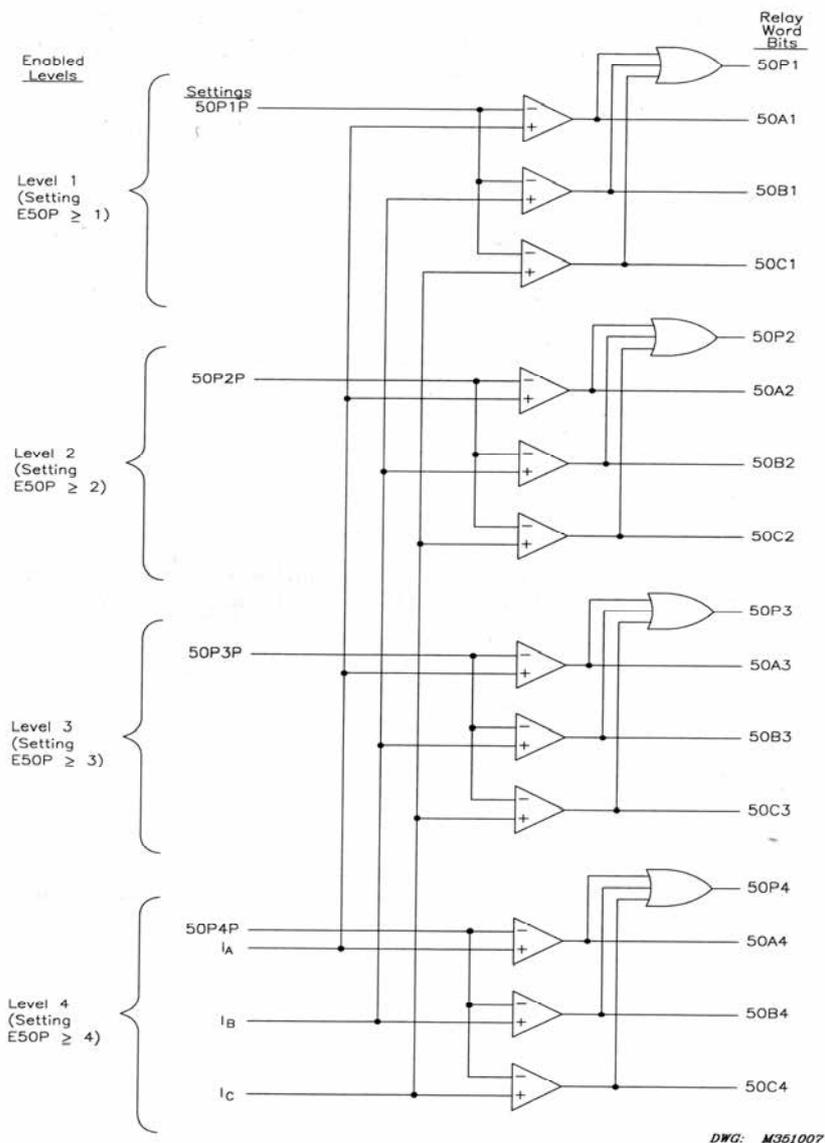


FIG 4.4 CIRCUITO LOGICO EMPLEADO POR EL RELEVADOR SEL-351 PARA LA CONFIGURACION DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEA DE FASE EN ALIMENTADOR VAJ-25 DE LyFC

Con el esquema anterior podemos hacer la programación del relevador. En la figura 4.5 se ejemplifica el esquema lógico que recibe la información de salida del esquema 4.4 para terminar con la configuración del elemento de sobrecorriente instantánea de fase de configuración sencilla.

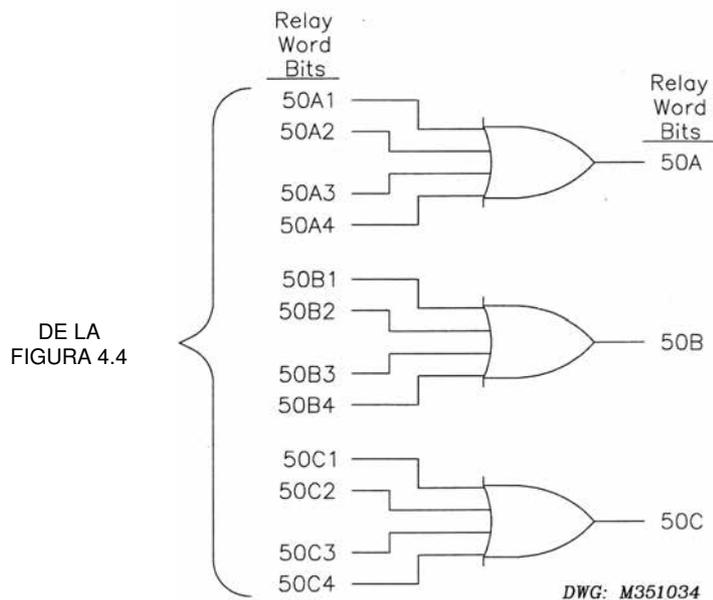


FIG 4.5 COMPLEMENTO DE AL FIGURA 4.4 PARA ESTABLECER FINALMENTE EL ELEMENTO DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO DE FASE DEL RELEVADOR SEL-351 EMPLEADO EN LA SUBESTACION VALLEJO DE LyFC

Por ultimo es importante mencionar que en la entrada del circuito lógico de la figura 4.4 existen 4 niveles, cada uno muestra su rango de ajuste por fase, de tal forma que se puede establecer, dentro de la programación del relevador, el ajuste requerido para cada caso en particular. La función básica de este arreglo es establecer comparaciones de las tres fases del sistema a proteger con respecto a los ajustes seleccionados para cada nivel, de tal forma que se emita un resultado a la salida de cada amplificador operacional y la cual seguirá un proceso en conjunto con las demás salidas, proceso que termina a la salida de los circuitos lógicos de la figura 4.5. Estas salidas son interpretadas como la palabra en bit's del relevador, palabra que en la programación general será interpretada como un disparo instantáneo por sobrecorriente si es que, de acuerdo a las comparaciones, resulta ser así; si no, actuará otro tipo de palabra, que de igual forma será producto de esas mismas comparaciones y que dará pie a otra acción, como podría ser el accionamiento del elemento de sobrecorriente de tiempo, lo cual dependen más que nada del tipo de programación que se le haya dado al relevador.

Con lo anterior podemos ahora detectar la presencia de sobrecorriente en cualquiera de las fases de un sistema de distribución y mandar señal de disparo instantánea en este caso en particular.

También se puede configurar, como se puede observar en la figura 4.1, en la parte correspondiente a la Subestación Vallejo de LyFC, el elemento de sobrecorriente de tiempo (51) en el relevador SEL-351. Para este caso también se utilizan circuitos lógicos para entender su funcionamiento y hacer la

programación correspondiente del relevador. En el caso del elemento de sobrecorriente de tiempo, se implementa un circuito lógico por cada fase. Este circuito se muestra a continuación en la figura 4.6

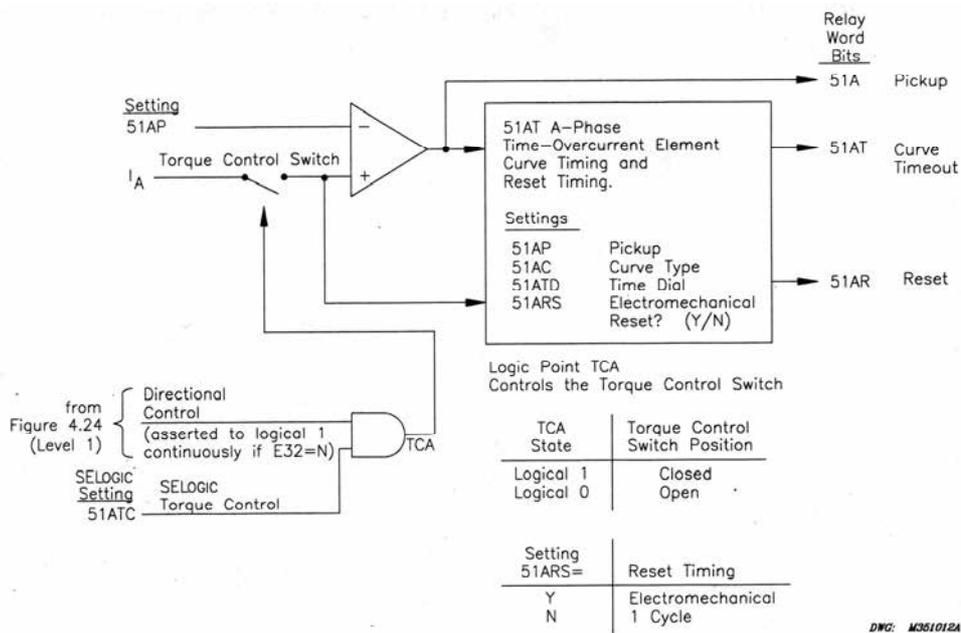


FIGURA 4.6 ELEMENTO DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO PARA LA FASE "A" DEL ALIMENTADOR VAJ-25 DE LyFC (CON CONTROL DIRECCIONAL OPCIONAL)

En el circuito lógico de la figura 4.6 se representa, por ejemplo, la parte que analiza la fase "A" del Alimentador VAJ-25 de LyFC, para detectar las sobrecorrientes y establecer un intervalo de tiempo para coordinar un disparo del interruptor en la Subestación Vallejo; para cada fase se repite la lógica de este circuito, incluyendo para la sobrecorriente del neutro. Si analizamos el esquema se puede observar que el ajuste que se establece para este elemento de sobrecorriente de tiempo se fija en la entrada negativa (51AP) del amplificador operacional. Los rangos para estos ajustes son establecidos de acuerdo a las especificaciones del relevador en sus entradas, así como por las instrucciones del propio programa diseñado para algún caso en particular.

Por otro lado en la parte positiva del amplificador operacional se ingresa la corriente de la fase "A" y la cual está controlada por un elemento de swicheo; que a su vez se encuentra regido por la salida que proporciona una compuerta lógica; que para determinados estados de entrada optará por abrir o cerrar dicho swich y así permitir o no que la corriente de la fase sea leída por el amplificador operacional que en este caso será en su parte positiva. Una vez que el amplificador operacional tiene ambas informaciones en sus entradas este genera en su salida la señal 51A que será el bit de salida del relevador, el cual nos indicará si existe o no una sobrecorriente. A su vez esta señal actuará en conjunto con la señal de salida 51AT para generar los intervalos de tiempo de los disparos según sea la sobrecorriente.

Si observamos la figura 4.6 la salida del amplificador operacional, a su vez, también será compilada por otro elemento lógico, el cual se representa en

forma de bloque en la figura 4.6, este analizará esta salida para generar la curva de tiempo inverso en su salida 51AT esta salida actuará en conjunto con la salida 51A para programar las señales de disparo. Por otro lado, la corriente de la fase A también es compilada directamente por este elemento lógico, el cual analizará la sobrecorriente en función del comportamiento de su curva y así establecer si genera o no una señal de REST a través de la salida 51AR directa hacia el interruptor y así regresar este a su estado original, esta señal es específicamente para activar una acción electromecánica, como las que se utilizan para abrir o cerrar un interruptor.

SINCRONIZACION

Recordemos que para sincronizar dos sistemas con generación, fundamentalmente se debe tener la misma magnitud de voltaje, misma frecuencia y misma secuencia de fases, para poder cerrar un interruptor que enlace ambos sistemas.

Habilitar el relevador SEL-351, como dispositivo de sincronización como podría ser para el caso de la utilización del relevador 79, se logra ajustando los comandos ***E25 = Y***

La figura 4.3, muestra donde puede aplicarse la sincronización. El voltaje de entrada V_s (Voltaje del Sistema) está conectado a un lado del interruptor en cualquier fase. El otro voltaje a sincronizar, conectado del otro lado del interruptor, es seleccionado de cualquiera de las fases (VA, VB, VC), de acuerdo a la fase seleccionada del otro lado del interruptor. Los dos elementos del relevador SEL-351 de verificación del sincronismo utilizan:

- El mismo patrón de voltaje (para comparar los voltajes convenientemente),
- Un ajuste del deslizamiento de la frecuencia, (ver figura 4.7) y ajustes de ángulo por separado

Si los voltajes a sincronizar no tienen un deslizamiento de uno con respecto al otro, ajustando el comando de programación del relevador $TCLOSD = 0.00$, los dos elementos de chequeo del sincronismo, operan como se muestra en la parte superior de la figura 4.8 y donde los ajustes de los ángulos de cada voltaje son verificados.

Si los voltajes a sincronizar tienen un deslizamiento de uno con respecto al otro, los dos elementos de la verificación de la sincronización operan como se muestra en la parte inferior de la figura 4.8, la diferencia de ángulo es compensada por el tiempo de cierre del interruptor, y así el interruptor es idealmente cerrado con una diferencia de cero grados de ángulo de fase.

Los dos elementos de voltaje para la verificación del sincronismo, son elementos monofásicos y los voltajes de entrada V_p y V_s , de fase neutro, son usados por ambos elementos también, es decir:

- V_p = Voltaje de entrada (VA, VB o VC para voltajes conectados en estrella) el cual se asigna mediante el comando de programación "SYNCP", por ejemplo si $SYNCP = VB$, entonces $V_p = VB$.
- V_s = Voltaje para verificación del sincronismo. Por ejemplo si V_p es designado como el voltaje de fase de entrada VB (ajuste designado anteriormente como $SYNCP = VB$), entonces V_s es conectado a la fase B, al otro lado del interruptor.

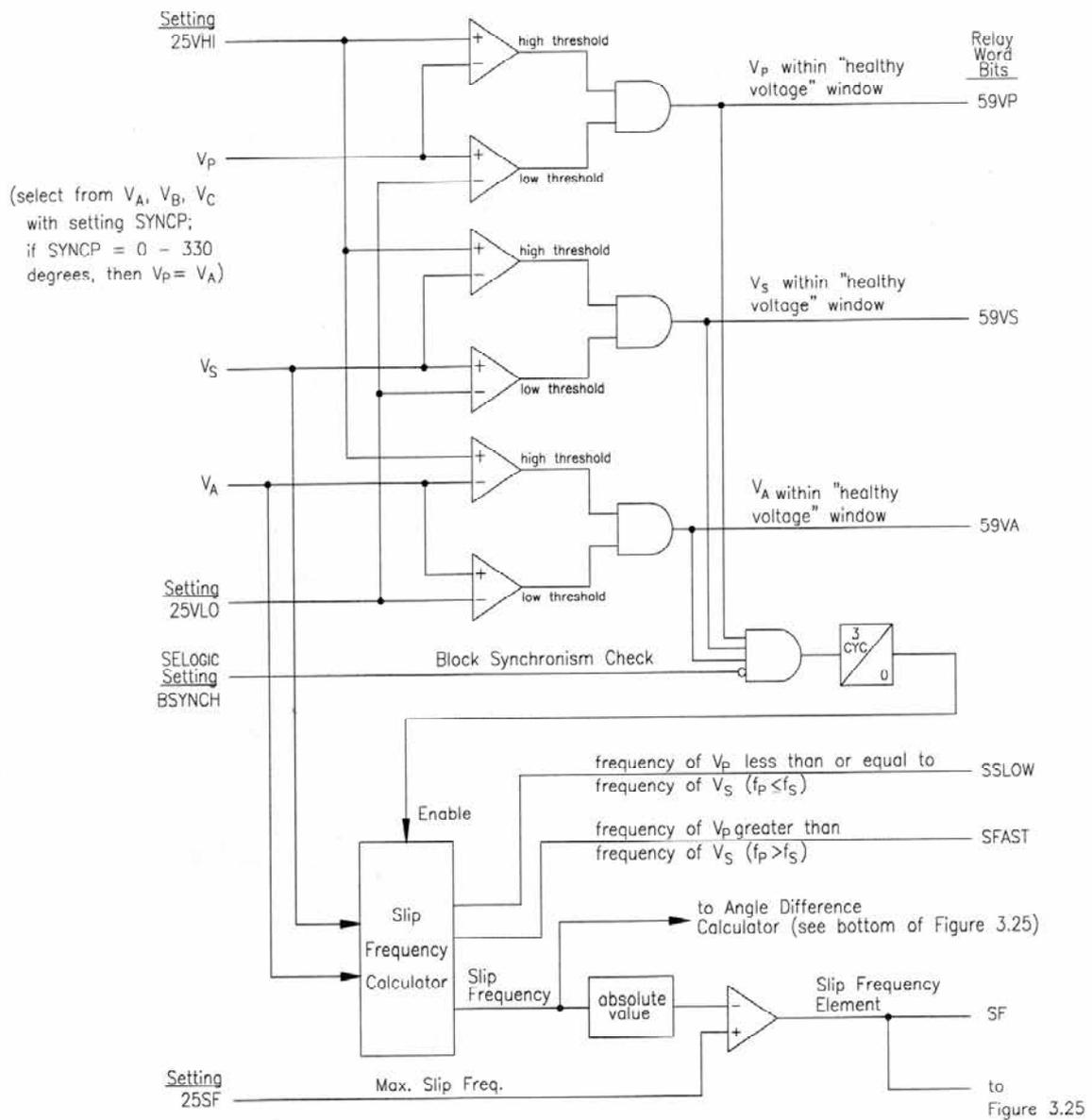
Las frecuencias del sistema en ambos lados del interruptor son determinadas por los voltajes V_s y VA.

Los voltajes V_p y V_s son comparados con un voltaje patrón, para verificar que son convenientes y caen dentro de los límites preestablecidos $25VLO$ y $25VHI$; los cuales son parámetros que se ajustan dentro de la programación del relevador. Si ambos voltajes están dentro de los límites preestablecidos el siguiente bit de palabras del relevador se establece, o sea que continúa con sus procesos de programación para este caso.

El voltaje contenido en el comando $59VP$ indica que V_p está dentro de los límites $25VLO$ y $25VHI$ y a su vez, el voltaje contenido en el comando $59VS$ indica que el voltaje V_s también está dentro de los límites $25VLO$ y $25VHI$

La siguiente tabla nos muestra los elementos de programación y ajuste para la verificación del sincronismo:

AJUSTES	DEFINICION	RANGOS
25VLO	BAJO VOLTAJE DE ENTRADA EN COMPARACION CON EL VOLTAJE PATRON O DE REFERENCIA	0.00-150.00V SECUNDARIO (150V ENTRADA DE VOLTAJES) 0.00-300V SECUNDARIO (300V ENTRADAS DE VOLTAJE)
25VHI	ALTO VOLTAJE DE ENTRADA EN COMPARACION CON EL VOLTAJE PATRON O DE REFERENCIA	0.000-150.00V SECUNDARIO (150V ENTRADAS DE VOLTAJE) 0.00-300.00V SECUNDARIO (300V ENTRADAS DE VOLTAJE)
25SF	MAXIMO DESLIZAMIENTO DE LA FRECUENCIA	0.005-0.500 Hz
25ANG1	ELEMENTO DEL CHEQUEO DEL SICRONISMO PARA EL COMANDO 25A1 PARA AJUSTE (ANGULO MAXIMO DEL ELEMENTO DE VERIFICACION DE LA FRECUENCIA)	0-80 GRADOS
25ANG2	ELEMENTO DEL CHEQUEO DEL SICRONISMO PARA EL COMANDO 25A2 PARA AJUSTE (ANGULO MAXIMO DEL ELEMENTO DE VERIFICACION DE LA FRECUENCIA)	0-80 GRADOS
SYNCP	FASE DE SINCONIZACION O NUMERO DE GRADOS QUE VS SE ATRAZA RESPECTO A "VA"	VA, VB O VC 0-330 GRADOS DISMINUYENDO EN PASOS DE 30 GRADOS
TCLOSD	TIEMPO DE CIERRE DE INTERRUPTOR PARA COMPENSACION DEL ANGULO DE DEFASAMIENTO	0.00-60.00 CICLOS
BSYNCH	SELOGIC BLOQUEO DE ECUACIONES DE CONTROL PARA EL AJUSTE DE LA VERIFICACION DEL SINCRONISMO	BITS DE PALABRAS DEL RELEVADOR (RELAY WORD BIT)



DWG: M351302

FIG. 4.7 CIRCUITO LOGICO DEL RELEVADOR SEL-351, ENCARGADO DE LA VERIFICACION DEL SINCRONISMO DEL VOLTAJE, UTILIZANDO UN VOLTAJE PATRON O DE REFERENCIA

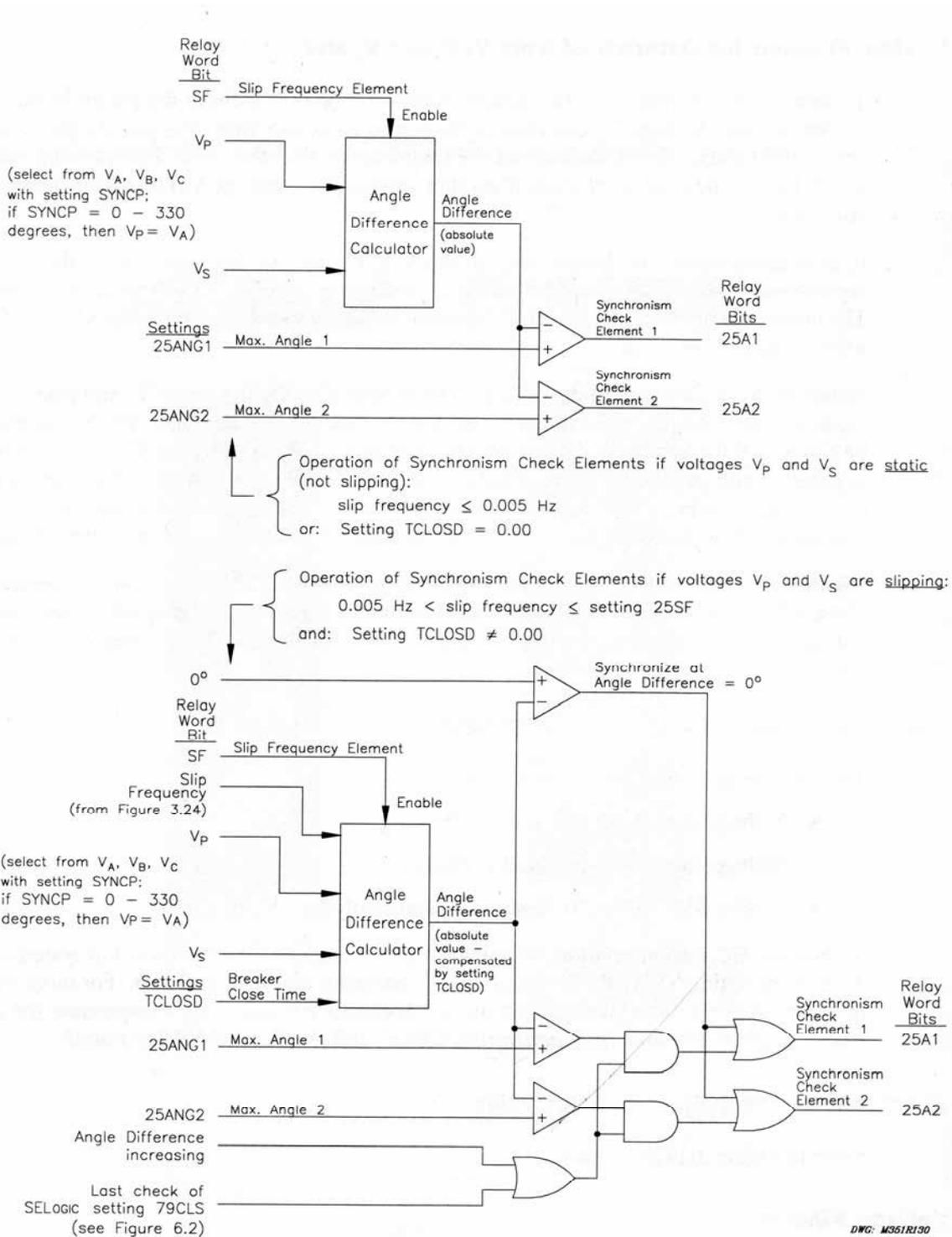


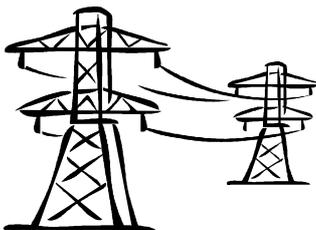
FIG.4.8 CIRCUITO LOGICO DEL RELEVADOR SEL-351, ENCARGADO DE LOS ELEMENTOS PARA VERIFICAR EL SINCRONISMO

En general la lógica de funcionamiento de un relevador microprocesado SEL-351 se constituye físicamente como se explicó con anterioridad, sin embargo al momento que se trabaja con un relevador de este tipo, físicamente lo hacemos a través de un software para computadora, con el cual en primera instancia, se programa para simular el comportamiento del relevador en función del tipo de sistema que se proyecte, situación que, por obvias razones, se lleva a cabo antes de iniciar con su programación real para el relevador. Esta simulación, al igual que la programación final, se realizan a través de un lenguaje de programación que cuenta con instrucciones y comandos específicos que siguen o se apegan, en su mayoría, a la lógica que presentan los esquemas de los circuitos lógicos y analógicos, (compuertas lógicas y amplificadores operacionales respectivamente), que intervienen en los esquemas del relevador SEL-351

En virtud de lo mencionado con anterioridad, la utilización de los relevadores microprocesados en la industria eléctrica genera una gran cantidad de beneficios, ya que hace más eficientes, por una parte, muchas de las funciones básicas de las protecciones, como por ejemplo su tiempo de respuesta, control y ajuste. Por otro lado, con estos relevadores existe un enorme ahorro, en cuanto a espacio, para su instalación ya que son equipos de módulos muy pequeños, y como mencionamos en párrafos anteriores, se pueden alojar varios tipos de relevadores en el mismo dispositivo, como es el caso del relevador SEL-351 antes revisado. También otra de las grandes ventajas al utilizar relevadores microprocesados es el poco mantenimiento que requieren y que está, más que nada, aunado a reprogramaciones que, en la mayoría de los casos, son adaptarlo a nuevas condiciones del sistema eléctrico con el que trabaja.

CAPITULO 5

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA



METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS POR LA UTILIZACIÓN DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA CARGAS REMOTAS ALIMENTADAS POR PLANTAS DE COGENERACIÓN

5.1 CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN A TENSIONES MENORES DE 69 KV.

Como mencionamos en el capítulo 1, los establecimientos particulares o industrias pueden generar energía eléctrica, (de acuerdo con los diferentes permisos a los que se refiere la Ley del Servicio Público de Energía en su artículo 36) estos a su vez, pueden construir, en sociedad o copropiedad, una planta generadora que satisfaga las necesidades de energía eléctrica de la sociedad o de los copropietarios. En algunas ocasiones, las sociedades o copropietarios de una planta generadora, pueden localizarse en un mismo predio o zona, pero cuando sucede que los socios o copropietarios de la planta generadora, se encuentran en diferentes partes de un estado o bien, en otras partes del país surge el problema ¿cómo interconectarse entre ellos para recibir la energía de su planta?. Para esto, la CFE y LFC, prestan el servicio de porteo o transmisión de energía a través de sus líneas de baja tensión, media tensión, subtransmisión o alta tensión, mediante el cobro de los cargos correspondientes, por pérdidas en los transformadores y líneas de transmisión.

El cargo por los servicios de transmisión solicitados a tensiones menores a 69 kV dependerá del nivel de tensión en que el Suministrador entregue la energía.

Una vez firmado el Convenio del Servicio de Transmisión a que hace referencia el artículo 36 de la ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la transacción de transmisión convenida será considerada como parte del caso sin el servicio para efectos del cálculo de los cargos correspondientes a las solicitudes de transmisión posteriores. El Suministrador deberá reservar la capacidad requerida por el Servicio de Transmisión para el periodo de ejecución del Convenio.

El cargo por el Servicio de Transmisión a tensiones menores a 69 Kv será igual a la suma de los costos siguientes:

- I. Costos por el uso de la Red, y
- II. Costo fijo por la administración de Convenio.

COSTOS POR EL USO DE LA RED

El costo del uso de la Red en tensiones menores a 69 kV se determina mediante alguno de los dos procedimientos siguientes:

- a) Trayectoria de punto a punto, y
- b) Proporcionalidad de demanda.

5.2 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR TRAYECTORIA DE PUNTO A PUNTO PARA UNA SOLA CARGA MAYOR O IGUAL A 1000 KW.

Este procedimiento de cálculo será empleado para cualquier carga puntual de 1000 kW o mayor, que reciba energía en tensiones menores a 69 kV y que tenga instalados medidores de energía eléctrica tipo multifunción de estado sólido, tanto en el punto de inyección de la generación como en el punto de entrega de la energía transportada.

El costo del servicio de transmisión solicitado, calculado por la trayectoria de punto a punto para una sola carga mayor o igual a 1000 kW se obtendrá mediante el procedimiento siguiente:

- I. Se establece la trayectoria del Servicio de transmisión desde el punto del nivel de subtransmisión donde se entrega la energía para continuar su transportación al nivel de media tensión, identificando cada elemento de distribución "j", (transformadores y líneas). En el caso de las líneas, se considera como un elemento la porción de la línea donde permanezca constante, las características de dicha línea.
- II. Se identifica la capacidad en kW. de transmisión o transformación $(W_{tray})_j$, que tiene cada uno de los elementos que componen la trayectoria.
- III. Se identifica la capacidad en kW. utilizada por el Servicio de Transmisión, $(W_{ser})_j$ de cada elemento de la trayectoria.
- IV. Se calcula la porción de capacidad que utiliza el Servicio de Transmisión solicitado para cada elemento de la trayectoria. $(P_{User})_j$.

$$(P_{u_{ser}})_j = \frac{(W_{ser})_j}{(W_{tray})_j} * Fr$$

Donde:

$Fr =$ es el factor de reserva de capacidad autorizado por la Comisión Reguladora de Energía.

- V. Se calcula el costo por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto "CTMP" sumando los costos fijos, los costos por operación y mantenimiento y los costos por pérdidas:

$$C_{tmp} = C_f + Com + C_p$$

Donde:

$C_f =$ es el costo fijo

$Com =$ es el costo por operación y mantenimiento, y

$C_p =$ es el costo por pérdidas

El costo C_f por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto para una sola carga mayor o igual a 1000 kW. se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Para cada uno de los elementos de distribución en la trayectoria se determina su vida útil y su valor de reposición a precios actuales a la fecha de firma del convenio correspondiente.
- II. Se calcula la anualidad equivalente para cada elemento, V_j , considerando los valores determinados en el punto anterior y la tasa de descuento autorizada, y
- III. Se calcula el costo fijo mensual por el servicio, C_f , de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{1}{12} \sum_{j=1}^n V_j (Pu_{ser})_j$$

El valor que se calcula de C_f en el inciso III anterior, será actualizado por inflación en el anexo TB del *Convenio de Servicio de Transmisión que firmen el Permisionario y el Suministrador*.

El costo por operación y mantenimiento **Com** por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calcula de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. En la zona correspondiente, y de acuerdo con la información contable aprobada por la Comisión Reguladora de Energía, se obtienen los costos anuales de operación y mantenimiento para subestaciones de distribución y líneas de media y baja tensión. De no contarse con la información desagregada del costo de operación y mantenimiento para las líneas de media tensión, este costo se estimará como un porcentaje del correspondiente a las líneas de media y baja tensión en conjunto. Este porcentaje deberá ser aprobado por la Comisión Reguladora de energía.
- II. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por k VA de subestación de distribución, utilizando los kVA totales de la transformación instalada en su paso de enfriamiento de mayor capacidad.
- III. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por uso de subestación de distribución para el servicio, multiplicando el costo unitario obtenido en el punto anterior por la capacidad utilizada en el servicio y se aplica el factor de reserva *Fr*.
- IV. Se obtiene el costo unitario de operación y mantenimiento por km de la línea de media tensión.
- V. Se calcula el costo anual de operación y mantenimiento por el uso de líneas de media tensión, multiplicando el costo unitario obtenido en el punto anterior por la longitud, en km, del elemento de línea y por la porción de capacidad que utiliza el Servicio de Transmisión Solicitado en cada una de esas líneas. Se suman los resultados obtenidos para todos los elementos de la trayectoria establecida para el Servicio de Transmisión Solicitado, y
- VI. Finalmente, se suman los costos obtenidos en los párrafos III y V anteriores. El resultado se divide entre 12 para establecer el cargo mensual que permitirá recuperar *Com* a precios medios del año anterior.

Finalmente el costo por pérdida *Cp* por el uso de las instalaciones de distribución en la trayectoria de punto a punto se calculará de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- I. Se calculan las Pérdidas de Potencia en kW por el Servicio de Transmisión, tanto en transformación como en la línea de media tensión bajo el escenario de demanda máxima (situación en la cual se caracterizan las condiciones de comportamiento del modelo de flujos para un nivel de demanda en el sistema, que para este caso es de demanda máxima), calculando en primer término las pérdidas en los elementos involucrados sin considerar la demanda del Servicio de Transmisión Solicitado; posteriormente se realizan los mismos cálculos pero incluyendo dicha demanda; la diferencia que se obtenga de este último cálculo y el primero será la Pérdida de Potencia a la solicitud. Los cálculos se efectuarán de acuerdo con la siguiente metodología:

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN:

1.A) TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las Perdidas de Potencia en el transformador, sin y con el Servicio de Transmisión Solicitada, se determinan con los siguientes algoritmos:

$$P_{psc} = P_h * FU_{sc} + P_{cu} * FU_{sc}^2 \quad [kW]$$

$$P_{pcc} = P_h * FU_{cc} + P_{cu} * FU_{cc}^2 \quad [kW]$$

Las pérdidas de potencia en el transformador, imputables al Servicio de Transmisión Solicitado, serán

$$P_{pT} = P_{pcc} - P_{psc} \quad [kW]$$

Donde:

P_{psc} = Pérdidas de potencia sin considerar la carga de transmisión solicitada

P_{pcc} = Pérdidas de Potencia considerando la carga de transmisión solicitada

P_{pT} = Pérdidas de Potencia imputables a la carga de transmisión solicitada

P_h = Pérdidas en el hierro

P_{cu} = Pérdidas en el cobre a 75° C

FU_{sc} = Factor de utilización del transformador, sin el Servicio de Transmisión Solicitado.

Definido como:

$$FU_{sc} = \frac{D_{msc}}{C_{OA}}$$

FU_{cc} = Factor de utilización del transformador, con el Servicio de Transmisión Solicitado.

Definido como:

$$FU_{cc} = \frac{D_{mcc}}{C_{OA}}$$

Donde:

D_{mcc} = Demanda Máxima en MVA del transformador sin el Servicio de Transmisión Solicitado.

D_{mcc} = Demanda máxima en MVA del transformador con el Servicio de Transmisión Solicitado.

C_{OA} = Capacidad nominal en MVA del transformador de potencia en su primer Paso de enfriamiento (OA), de la subestación que alimentará el Servicio de Transmisión Solicitado.

1.B) LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Las líneas de media tensión, sin el Servicio de Transmisión Solicitado, se determinaran con los siguientes algoritmos:

$$P_{Lsc} = \frac{3RdI_{sc}^2}{1000} \quad [kW]$$

Donde:

PL_{sc} = Pérdidas de Potencia sin el Servicio de Transmisión Solicitado.

R = Resistencia del conductor a 50° C en ohm/km, en la trayectoria del Servicio de Transmisión Solicitado.

d = Longitud en km de la trayectoria del Servicio de Transmisión Solicitado.

I_{sc} = Corriente máxima en amperes de las líneas de media tensión, sin el Servicio de Transmisión Solicitado. Cuando se conozca únicamente La potencia, la corriente se obtendrá como sigue:

$$I_{sc} = \frac{kW_{sc}}{\sqrt{3} * kV * FP} \quad [A]$$

Lo anterior supone que el servicio solicitado es nuevo y aún no está conectado a la línea de media tensión. En caso contrario, es decir si el servicio ya existe, del valor de la corriente máxima de la línea se restará la correspondiente del servicio solicitado).

Donde:

kW_{sc} = Carga de la línea de media tensión sin el Servicio de Transmisión Solicitado.

kV = Tensión nominal entre fases del sistema de distribución involucrado.

FP = Factor de potencia de la línea de media tensión.

Las Pérdidas de Potencia en la línea de media tensión con el Servicio de Transmisión Solicitado, de terminarán con los siguientes algoritmos:

$$P_{Lcc} = \frac{3RdI_{cc}^2}{1000} \quad [kW]$$

Donde:

P_{LCC} = Pérdidas de Potencia en la línea con el Servicio de Transmisión Solicitado

R = Resistencia del conductor a 500oC en ohm/km, en la trayectoria del Servicio de Transmisión Solicitado.

d = Longitud en km de la trayectoria del Servicio de Transmisión Solicitado.

I_{cc} = Corriente en amperes de la carga de la línea de media tensión con el Servicio de Transmisión Solicitado. Cuando se conozca únicamente la potencia, la corriente se obtendrá como sigue:

$$I_{cc} = \frac{kW_{cc}}{\sqrt{3} * kV * FP} \quad [A]$$

(Lo anterior supone que el servicio, solicitado existe y está conectado a la línea de media tensión. En caso contrario, es decir si el servicio es nuevo, el valor de la corriente máxima de la línea se adicionará la correspondiente al servicio solicitado).

Donde:

kW_{cc} = Carga de la línea de media tensión con el Servicio de Transmisión Solicitado.

kV = Tensión nominal entre fases del sistema de distribución involucrado

FP = Factor de potencia de la línea de media tensión

Las pérdidas en las líneas de media tensión, imputables al Servicio de Transmisión Solicitado, serán:

$$P_{pL} = P_{Lcc} - P_{Lsc} \quad [kW]$$

1.C) PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES

Las Pérdidas de Potencia en el transformador y las líneas, será

$$P_{PTotales} = P_{pT} + P_{pL} \quad [kW]$$

Donde:

P_{pt} Pérdidas de Potencia del transformador de potencia en la subestación de distribución, obtenidas de acuerdo con 1.a).

P_{pL} Pérdidas de Potencia de la línea de media tensión, obtenidas de acuerdo con 1.b).

$P_{pTotales}$ Pérdidas de Potencia del Transformador y la línea, imputables al Servicio de Transmisión Solicitado.

- II. Se calculan las *pérdidas de energía* en kWh en un periodo de un año (8760 horas), en función de los factores de carga y pérdidas de potencia de la línea de media tensión, aplicando lo siguiente:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN:

II.A) TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Las pérdidas de energía en el transformador, se obtienen como siguen:

$$P_{eT} = [P_h (FU_{cc} - FU_{sc}) + P_{cu} * F_{pe} (FU_{cc}^2 - FU_{sc}^2)] * 8760 \quad [kW]$$

Donde:

P_{eT} = Pérdidas de energía en subestación de distribución

F_{pe} = Factor de Pérdidas de energía. Definido como: $F_{pe} = 0.4Fc + 0.6Fc^2$

F_C = Factor de Carga. Definido como: $FC = \frac{kWh_{AC}}{D_{mc} * 8760}$

P_h = Pérdidas en hierro

P_{cu} = Pérdidas en cobre a 75° C.

K_{WhAC} kWh anuales de la línea de media tensión. Incluido el Servicio de Transmisión Solicitado.

D_{mc} = Demanda máxima anual de la línea de media tensión. Incluido el Servicio de Transmisión Solicitado.

8,760 = Horas del año

II.B) PERDIDAS DE ENERGÍA EN LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN

Las pérdidas de energía en la línea, se obtiene como sigue:

$$P_{eL} = (P_{Lcc} - P_{Lsc}) * F_{PE} * 8760 \quad [kW]$$

P_{eL} = Pérdidas de energía en línea de media tensión, imputables al Servicio de transmisión Solicitado.

P_{Lcc} y P_{Lsc} = Pérdidas de Potencia con y sin el Servicio de Transmisión Solicitado respectivamente, obtenidas en 1.B).

F_{PE} = Factor de Pérdidas de energía, definido en II.A)

8,760 = Horas del año

II.C) PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTALES

Las pérdidas de energía en el transformador y la línea serán:

$$P_{eTotales} = P_{eT} + P_{eL} \quad [kWh]$$

Donde:

$P_{eTotales}$ = Pérdidas de energía del transformador y la línea, imputables al Servicio de Transmisión Solicitado.

P_{eT} y P_{eL} = Pérdidas de energía en el Transformador y la línea, obtenidas en II.A) y II.B) respectivamente.

- III. Se obtiene el costo mensual dividiendo entre 12 las pérdidas calculadas según el párrafo II anterior y multiplicando el resultado por el precio medio en el mes de la tarifa de uso general aplicable y en la región correspondiente, como sigue:

$$C_p = \frac{P_{eTotales}}{12} * P_{mt}$$

Donde:

C_p = Costo mensual por pérdidas, imputables a la carga de transmisión Solicitada.

$P_{eTotales}$ = Pérdidas de energía del transformador y la línea, imputables al Servicio de transmisión solicitado, obtenidas de acuerdo con el inciso II.C).

P_{mt} = Precio medio (incluyendo cargo por demanda y energía) en el mes de la tarifa de uso general y en la región tarifaria donde se ubica la carga de transmisión solicitada.

Si el permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, o si la generación interconectada no incrementa las pérdidas en los elementos de distribución de la trayectoria, el cargo C_p , se considerará igual a cero.

5.3 PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO POR PROPORCIONALIDAD DE DEMANDA PARA CARGAS DISPERSAS EN UNA ZONA DE DISTRIBUCIÓN

El procedimiento de cálculo por proporcionalidad de demanda para cargas dispersa en una zona de distribución será empleado para una o más cargas con demanda individuales menores a 1000 kW en una zona de distribución y agrupadas por tipo de tarifa.

El costo por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas "CTMD" se calculará de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$CTMD = C_f + C_p$$

Donde:

C_f = Es el costo fijo

C_p = Es el costo por perdidas

El costo fijo, C_f , por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

- I. Se establece la demanda máxima del Servicio de Transmisión Solicitado $D_{max,ser}$.
- II. Se determina la demanda máxima de la zona de distribución correspondiente al año anterior al del inicio del Servicio de Transmisión Solicitado $D_{MAX,zona}$.
- III. Se calcula la porción de uso de la Red debido al Servicio de Transmisión Solicitado P_{cser} .

$$P_{C_{ser}} = \frac{D_{MAX,ser}}{D_{MAX,zona}}$$

- IV. Se calcula el costo fijo mensual C_f , a precios medios del año anterior al de la determinación del costo, por el uso de la Red para el servicio en tensiones menores a 69 kV de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_f = \frac{1}{12} (C_{tot,zona} * P_{C_{ser}})$$

Donde:

$C_{tot,zona}$ = Es el costo total de la Red en la zona de distribución de acuerdo con los costos contables del año inmediato anterior tales como:

- Servicios de personal
- Mantenimiento y materiales con consumo
- Impuestos y derechos
- Depreciación,
- Aprovechamiento y costos financieros

El costo por pérdidas por el uso de las instalaciones de distribución para cargas dispersas C_p se calculará de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$C_p = Pc_{ser} * P_{zona} * T_{ser}$$

Donde:

P_{zona} = Son las pérdidas mensuales en kWh de la zona de distribución sin considerar la energía correspondiente a alta tensión, y

T_{ser} = Es el precio medio de la energía en el mes de la tarifa de uso general aplicable a la tensión en la que se presta el servicio para la región correspondiente.

Si el Permisionario proporciona la capacidad y energía equivalente a las pérdidas con su propia generación, el cargo C_p se considerara igual a cero.

COSTO FIJO POR ADMINISTRACIÓN DEL CONVENIO

El costo fijo por administración para el Servicio de Transmisión Solicitado para tensiones menores a 69 kV, se calculará tomado en cuenta los costos relacionados con el proceso comercial para proporcionar el servicio y su monto será aprobado por la Comisión Reguladora de Energía a solicitud del Suministrador. Este concepto de costo reconoce diferencias entre Permisionarios, pero no es directamente proporcional a su demanda o a su energía consumida y, por lo tanto, será facturado como un costo mensual por Punto de carga, que es cada uno de los sitios donde el Suministrador entrega la energía transportada al Permisionario y a los socios.

CARGO POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN CUANDO EXISTA MAS DE UN PUNTO DE INTERCONEXIÓN Y/O MAS DE UN PUNTO DE CARGA

Con el fin de calcular el cargo por el servicio de transmisión cuando exista más de un Punto de Interconexión y/o más de un Punto de carga, los flujos “ F_{jmaxon} ” y “ $F_{jmincon}$ ” se definen de acuerdo con las fórmulas siguientes:

$$f_{jmaxcon} = \max \{ |f_{jmaxcon1}|, |f_{jmaxcon2}|, \dots, |f_{jmaxcons}|, \dots, |f_{jmaxconS}| \}$$

$$f_{jmincon} = \max \{ |f_{jmincon1}|, |f_{jmincon2}|, \dots, |f_{jmincons}|, \dots, |f_{jminconS}| \}$$

Donde:

$f_{jmaxcon s}$ Flujo en el elemento “j” (transformador o línea de transmisión) bajo el Escenario de Demanda máxima para el caso del servicio de Transmisión en la situación “s”

$f_{jmincon s}$ Flujo en el elemento “j” (transformador o línea de transmisión) bajo el Escenario de Demanda mínima para el caso del servicio de transmisión en la situación “s”

S Situaciones de simulación de generación y “S” cargas posibles (1,.....,S).

Las situaciones de simulación para generación y/o carga, s, se refieren a las contingencias por fallas y/o mantenimiento de las plantas y/o cargas. Las situaciones de simulación para generación y/o cargas serán convenidas por las partes. En caso de no haber acuerdo entre las partes, podrá solicitarse la intervención de la Comisión Reguladora de Energía.

FACTURACIÓN

La facturación al permisionario se realizará mensualmente cuando el servicio de transmisión solicitado, se presenta exclusivamente en niveles de tensión mayores o iguales a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo por el uso de la Red, y
- II. Costo fijo por administración del Convenio

Cuando el Servicio de Transmisión Solicitado se preste en niveles de tensión mayores, iguales o menores a 69 kV, la facturación constará de los elementos siguientes:

- I. Costo fijo por el uso de la Red en tensiones mayores o iguales a 69 kV. (CFUR)
- II. Costo variable por el uso de la Red en tensiones mayores o iguales a 69 kV. (CVUR)
- III. Costo por el uso de la Red en tensiones menores a 69 kV, y
- IV. Costo fijo por administración del Convenio.

Cuando se aplique el costo mínimo, ésta sustituirá en la facturación a la suma de "CFUR" mas "CVUR"

REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Durante la última semana del mes de mayo de cada año, El Suministrador proporcionará a la Comisión Reguladora de Energía en medios magnéticos, la base o las bases de datos que serán utilizadas en el Modelo de Flujos de carga, de corriente alterna, el cual es un programa de cómputo que simula el comportamiento del Sistema eléctrico bajo un conjunto dado de condiciones y el Modelo de Producción, el cual hace referencia a otro programa de cómputo, que asigna la generación a las unidades generadoras a fin de que la generación total sea la de mejor costo. La Comisión Reguladora de Energía revisará la información y podrá requerir al suministrador las aclaraciones que considere pertinentes.

El costo del estudio requerido para analizar una solicitud de Servicio de Transmisión será propuesto por el Suministrador y aprobado por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar la información necesaria para su cálculo y requerir al Suministrador las aclaraciones que considere pertinentes. El cargo respectivo será cubierto por el solicitante del Servicio de Transmisión.

Los procedimientos para determinar las variables "CT", que se refieren al costo total por el uso de infraestructura de transmisión, " $CMC_{transva}$ ", que indica el costo mensual de capacidad de transmisión para cada nivel de tensión "v" y región "a"; " CMC_{gen} ", que es el costo mensual de capacidad en generación, y que habla del costo por energía correspondiente al Periodo horario "t" "m" y "Fr" así como los parámetros de la zona de distribución " $DMAX_{zona}$ ", " $Ctazona$ " y " $Pzona$ " mencionados anteriormente en esta metodología y sus valores resultantes serán aprobados a propuesta del suministrador, por la Comisión Reguladora de Energía, la cual podrá solicitar toda la información necesaria para su cálculo y requerir al suministrador las aclaraciones que considere pertinentes. El Suministrador entregará a la Comisión Reguladora de Energía, en un plazo no menor de 6 meses, después de la entrada en vigor de la presente Metodología de transmisión, los procedimientos para determinar las variables mencionadas en este inciso y sus valores resultantes.

CONCLUSIONES

La elaboración de estos apuntes nos ha permitido efectuar un viaje a través de una nueva forma de enfrentar los retos que implica el extraordinario crecimiento de la demanda de energía eléctrica en nuestro país.

Pensamos que el objetivo originalmente planteado, de presentar en una forma simplificada todos los aspectos relacionados con la posibilidad de que los particulares puedan participar en el sector eléctrico, coadyuvando a resolver parte del problema de la falta de generación de energía eléctrica a sido logrado.

En el ámbito del marco regulatorio del sector eléctrico, hemos visualizado los cambios en las leyes y reglamentos para permitir a los particulares su participación, de forma regulada, en la generación de energía eléctrica, antes reservada a las entidades gubernamentales exclusivamente, creándose así las figuras de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente y pequeña producción, además de la posibilidad de importar y exportar energía eléctrica. A lo largo de los temas expuestos hemos dejado constancia de las ventajas que implica cada una de estas figuras, sobre todo lo referente a los sistemas de cogeneración.

En la parte técnica de este trabajo hemos presentado una descripción de los diferentes tipos de plantas que utilizan sistemas de cogeneración y que los particulares pueden utilizar para generar energía eléctrica. Se ha hecho mención especial a los aspectos concernientes a la interconexión de las plantas de los particulares al sistema eléctrico del suministrador (CFE, LFC), de esto último se llegó a la conclusión que la filosofía de control y protecciones de los equipos es el elemento clave para que eléctricamente una planta de generación de un particular con sistemas de este tipo, pueda interconectarse a la red con facilidad sin que ello cause problemas al sistema eléctrico del nacional.

Como consecuencia de este trabajo, quedamos gratamente convencidos del amplio campo de oportunidades que se presentan no solo a los grandes inversionistas, sino también a los profesionistas de la ingeniería, cuya participación es vital para llevar a buen término estos nuevos retos.

Finalmente, como una observación al margen, es conveniente comentar que, al dar oportunidad a los particulares de generar energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración, etc, se puede dar lugar a privilegiar a los mismos, en cuanto a que finalmente pudieran abastecer exclusivamente cargas comercialmente muy convenientes, dejando al sistema eléctrico nacional el abastecimiento de las cargas que pudieran considerarse no muy apropiadas desde el punto de vista económico, con las lógicas consecuencias que esto implica.

En virtud de lo anterior, consideramos una obligación exigir que dentro de todo este movimiento, La Comisión Reguladora de Energía, entre otras instancias involucradas, cuiden que, finalmente, este problema no se presente.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

1. *ELECTRICAL ENGINEERING*
- S. B. Hammond
- Editorial McGraw – Hill Book Company
2. *TRATADOS DE ELECTRICIDAD II*
CORRIENTE ALTERNA
- Chester L. Dawes
- Editorial McGraw – Hill Book Company
- Editorial Gustavo Gili
3. *REGULACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO*
Universidad Nacional Autónoma de México (1997)
4. *LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA*
5. *REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.*
6. *MANUAL DEL SERVICIO AL PÚBLICO EN MATERIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.*
7. *LAS FUENTES DE LA ENERGÍA*
Comisión Federal de Electricidad (1999)
8. *PERMISOS DE GENERACIÓN, EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA.* Comisión Reguladora de Energía.
9. *LA COGENERACIÓN EN MÉXICO Y EXPERIENCIAS INTERNACIONALES*
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (1997).
10. *ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE ALIMENTADORES A USUARIOS CON COGENERACIÓN*
Gerencia de Aseguramiento de la Calidad (Laboratorio) de Luz y Fuerza del Centro (1998).
11. *METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*
Comisión Reguladora de Energía.
12. *PLANTAS ELÉCTRICAS (APUNTES)*
AUTOR: RAÚL GONZALES APAOLAZA
MÉXICO, 1974.
13. *MANUAL CHANGE INFORMATION RELAY, SEL-351-5-6-7*
SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, INC.