



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M. DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS

Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.

El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.

Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.

Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.

Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.

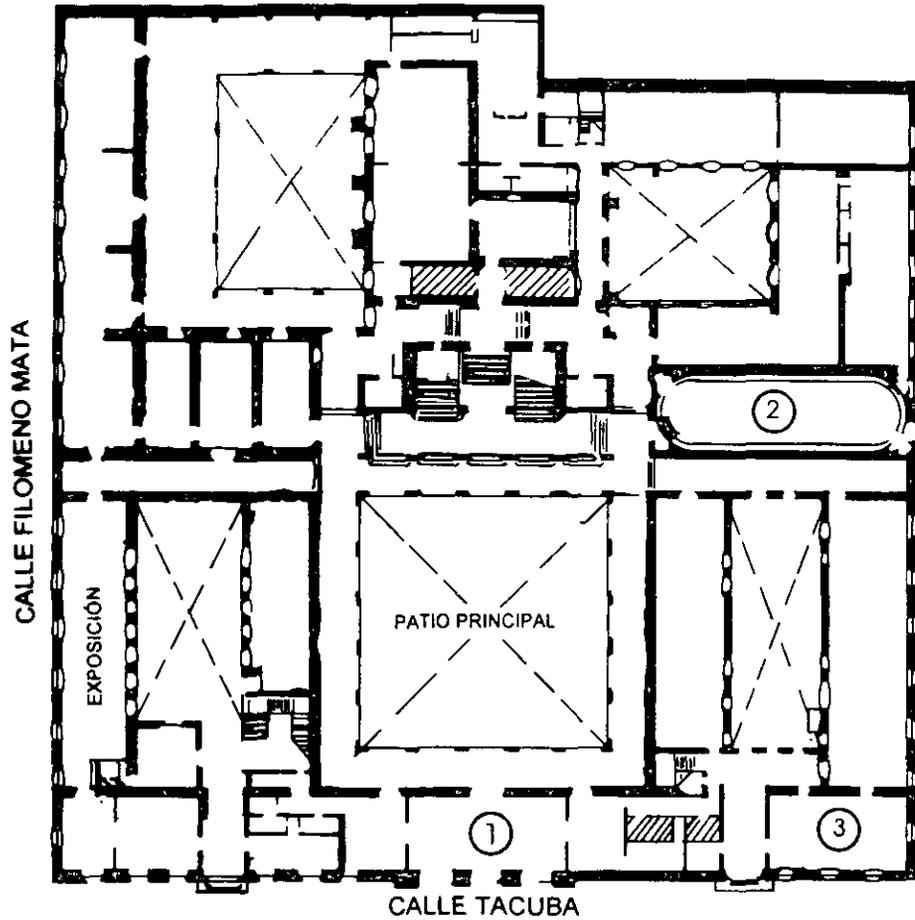
Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.

Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores imparten sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.

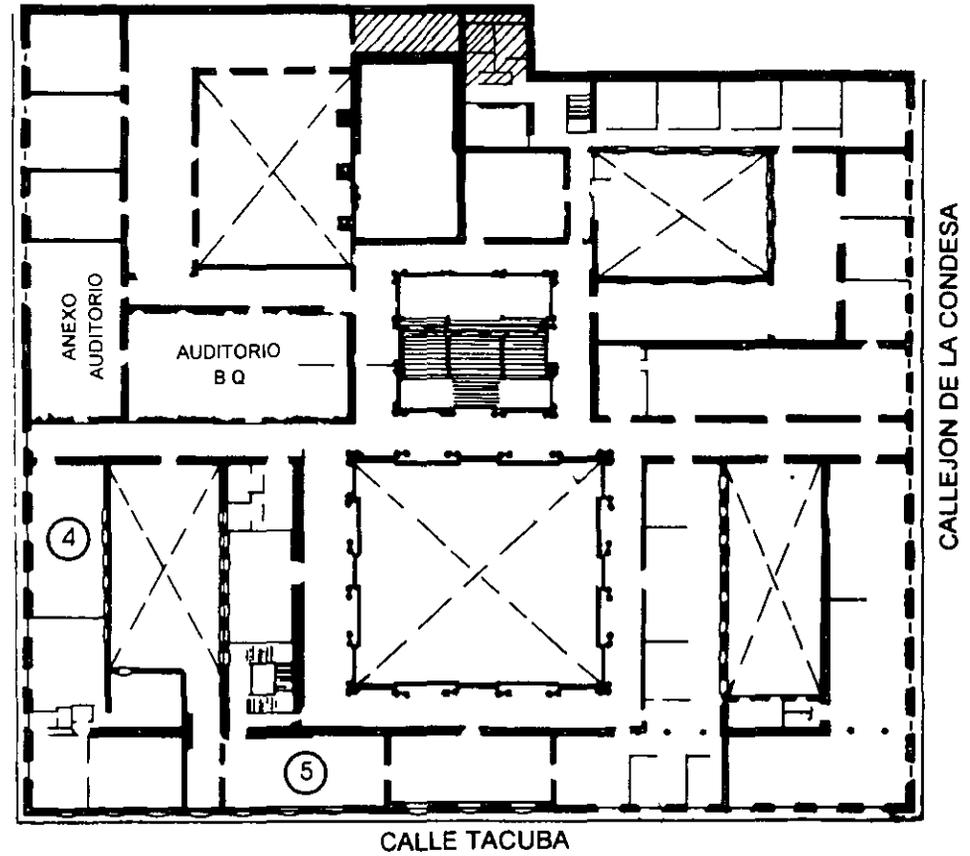
Atentamente

División de Educación Continua.

PALACIO DE MINERIA

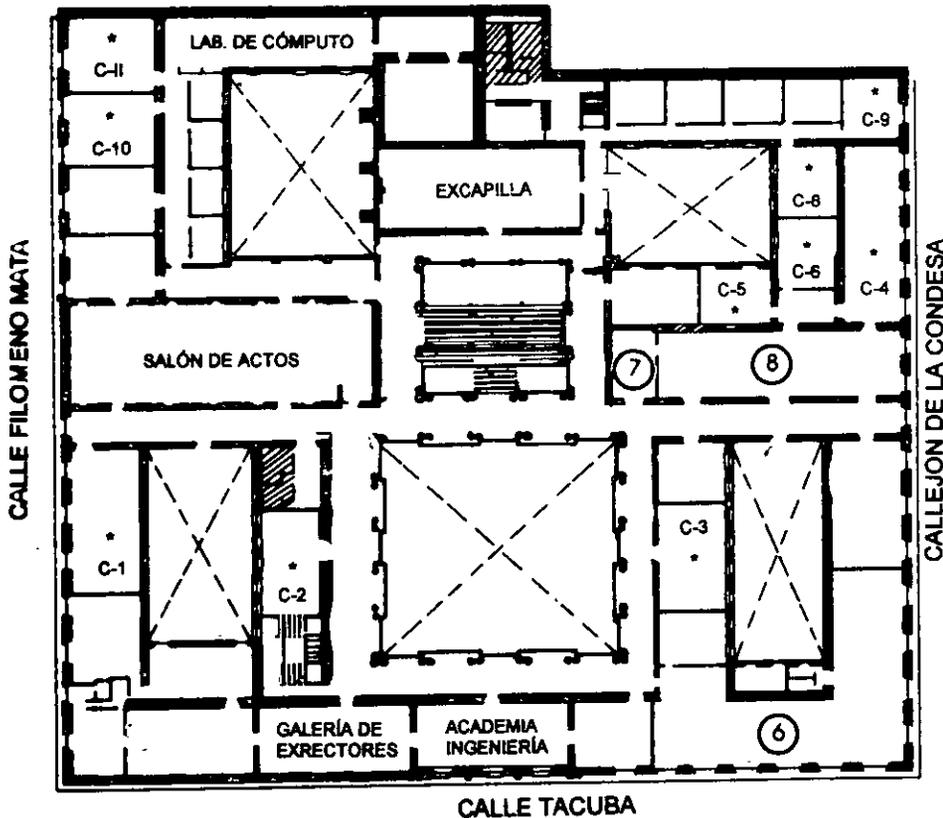


PLANTA BAJA



MEZZANINNE

PALACIO DE MINERÍA



GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

* AULAS

1er. PISO



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

LA GENERACIÓN Y LA TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

**EXP. ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

LA GENERACION Y LA TRANSMISION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEXICO

Cuando el presidente Lázaro Cárdenas promulgó la ley que creó la Comisión Federal de Electricidad, el 24 de agosto de 1937, el suministro de energía eléctrica en México estaba limitado a los centros urbanos y algunas zonas rurales próximas a ellos, así como a ciertas instalaciones mineras e industriales.

La capacidad instalada para la generación de electricidad en 1937 era de 457 MW, correspondiendo el 77.7% a plantas hidroeléctricas y el 22.3% a plantas termoeléctricas; la energía eléctrica generada ese año fue de 2110 millones de KWh y el consumo de energía eléctrica por habitante de 109 KWh.

Cincuenta años después, en 1987, la capacidad instalada había alcanzado el valor de 23145 MW, la generación anual el de 96310 millones de KWh y el consumo por habitante se había incrementado hasta 1505 KWh.

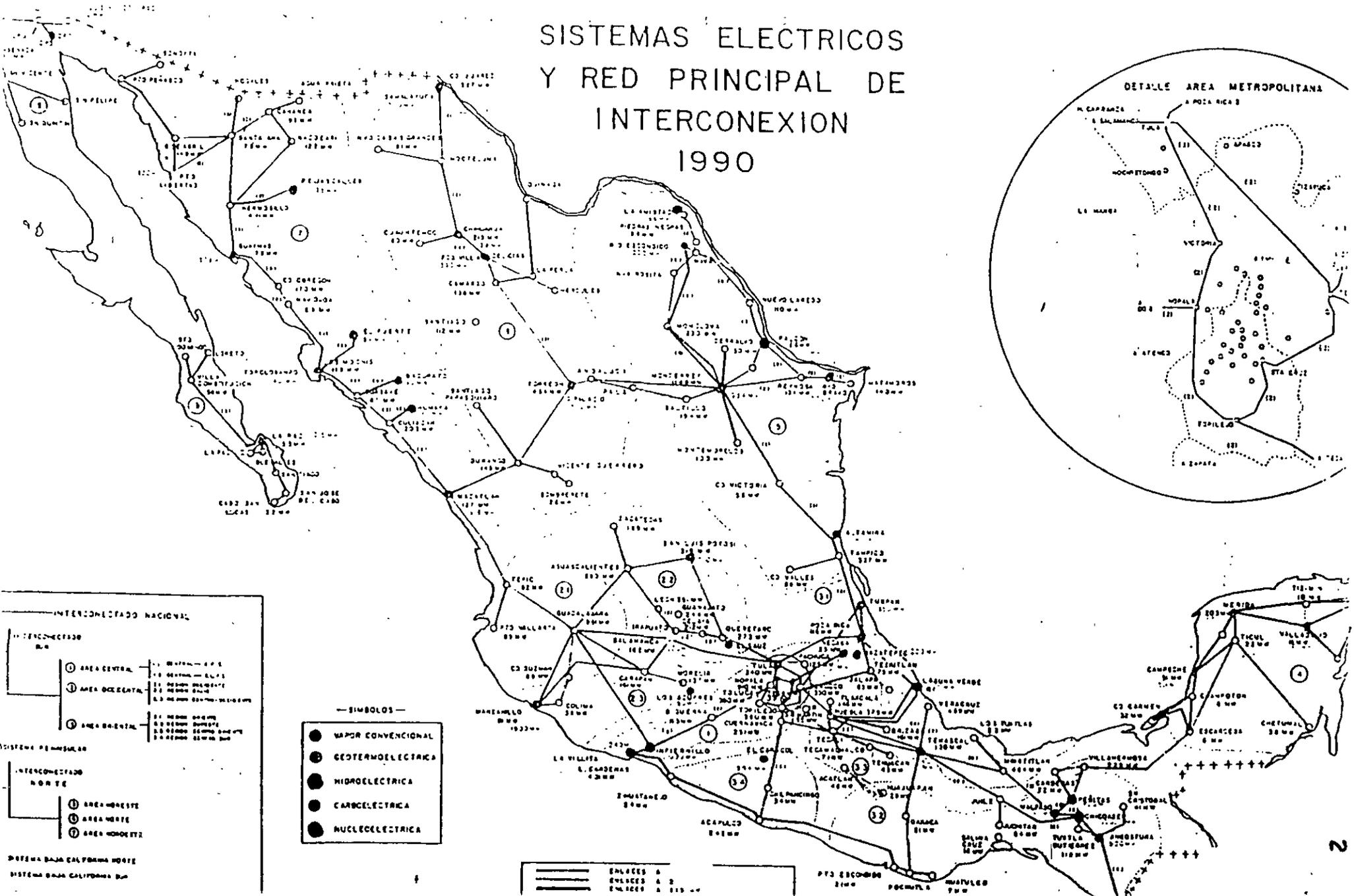
Los sistemas eléctricos, antes dispersos, se han interconectado mediante una red de líneas de transmisión de alta tensión que se extiende por el país, desde la frontera con Estados Unidos hasta la frontera con Guatemala, como puede verse en el mapa de la Fig. No. 1.

El crecimiento anual promedio de la capacidad instalada en plantas generadoras ha sido durante estos cincuenta años de 8.17% y el de la energía eléctrica generada de 7.94%.

Pueden distinguirse dos épocas en el desarrollo de las instalaciones de generación y transmisión de la Comisión Federal de Electricidad. En la primera, que va de 1937 a 1960, la Comisión coexistente con las dos empresas eléctricas privadas extranjeras que operaban en el país y se dedica principalmente a la construcción y operación de plantas hidroeléctricas y de las líneas de transmisión correspondientes, vendiendo en bloque la energía eléctrica generada a las empresas privadas, que realizaban la distribución y comercialización de esa energía además de la producida en sus propias plantas, generalmente termoeléctricas. El primer proyecto hidroeléctrico importante de esta primera época fue el de Ixtapantongo, que se inició dos años después de la creación de la CFE y cuya operación comercial comenzó en 1944. En las gráficas de las figuras 2 y 3 se muestra el crecimiento de la capacidad instalada y de la generación bruta entre 1937 y 1959.

Fig. N° 1

SISTEMAS ELECTRICOS Y RED PRINCIPAL DE INTERCONEXION 1990



En esta primera época las plantas termoeléctricas se localizaban cerca de los principales centros de consumo, en zonas urbanas, ya que era más económico transportar el combustible, constituido por combustóleo o gas natural, que la electricidad; además, como las unidades generadoras eran relativamente pequeñas se podía obtener localmente agua para el enfriamiento de los condensadores.

La segunda época se inicia en 1960, año en el que el Gobierno Federal adquirió los bienes de una de las empresas privadas, la Impulsora de Empresas Eléctricas, filial de la corporación norteamericana American and Foreign Power Company y la gran mayoría de las acciones de la otra empresa, la Mexican Light and Power Company, cuya casa matriz estaba en Canadá. En ese año el Congreso de la Unión aprobó la modificación del artículo 27 de la Constitución, propuesta por el presidente Adolfo López Mateos, en el sentido de que corresponde a la nación generar, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica para la prestación de servicio público.

Esta segunda época se caracteriza, en primer lugar, por un cambio en la escala de los proyectos hidroeléctricos. A diferencia de la primera época, en la que se construyeron 41 plantas hidroeléctricas relativamente pequeñas, que aprovechaban fundamentalmente los escurrimientos de las partes altas de las cuencas hidrográficas, con gastos de agua bajos y caídas grandes, en la segunda se realizaban proyectos grandes en partes más bajas de las cuencas, con caudales importantes y caídas menores. El primer proyecto de este tipo es el de Infiernillo, en el río Balsas, que entra en servicio en 1965; para transmitir la energía eléctrica generada en estas grandes plantas hidroeléctricas, más alejadas de los centros de consumo, fue necesario recurrir a un voltaje de transmisión más alto, de 400 KV, que casi duplicó el de 230 KV que se había introducido a principios de los años cincuenta.

La década de los años sesenta es, a nivel mundial, un período de petróleo abundante y barato y se caracteriza por la penetración creciente de los hidrocarburos como energéticos para la generación de energía eléctrica. México no fue la excepción y así vemos como en esta segunda época de la Comisión Federal de Electricidad se le da preferencia a las plantas termoeléctricas, especialmente a las que usan combustóleo o gas natural como combustible. El número de proyectos hidroeléctricos realizados se reduce, aunque el tamaño de cada uno es mayor, como ya se dijo, y crece considerablemente el de los proyectos termoeléctricos, aumentando el tamaño de las unidades generadoras. A partir de esa época la importancia relativa de la generación termoeléctrica aumenta, pasando de representar un 48% de la generación total en 1960 a un 81% en 1987. En las gráficas de las figuras 4 y 5 se muestra el crecimiento de la capacidad instalada y de la generación bruta entre 1960 y 1991.

Fig.N°2. CAPACIDAD INSTALADA

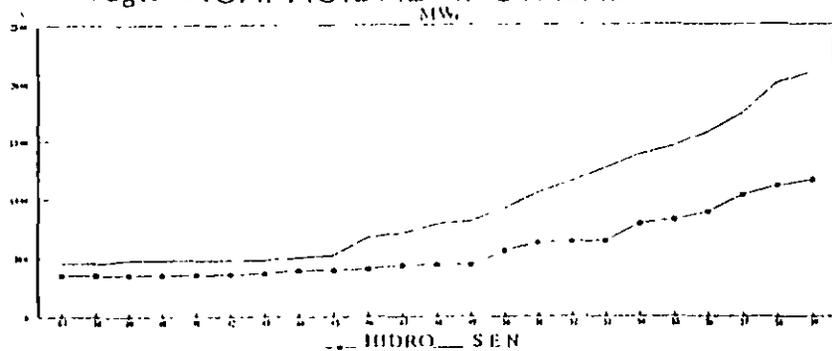


Fig.N°4. CAPACIDAD INSTALADA

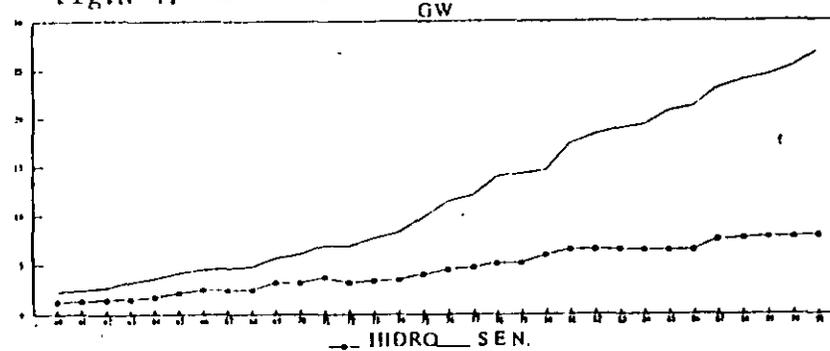


Fig.N°3. GENERACION BRUTA

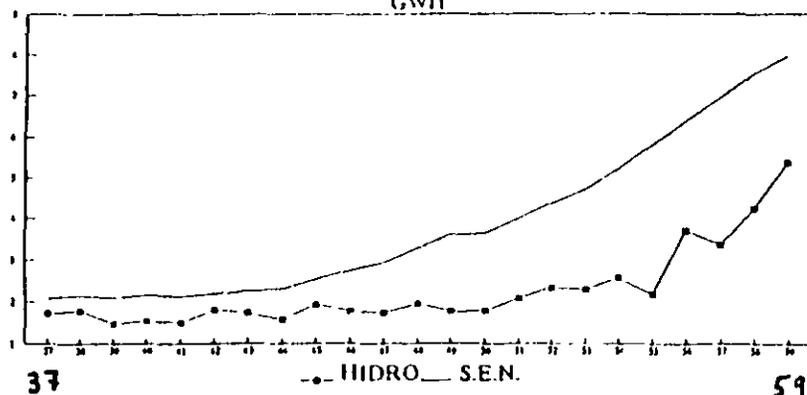
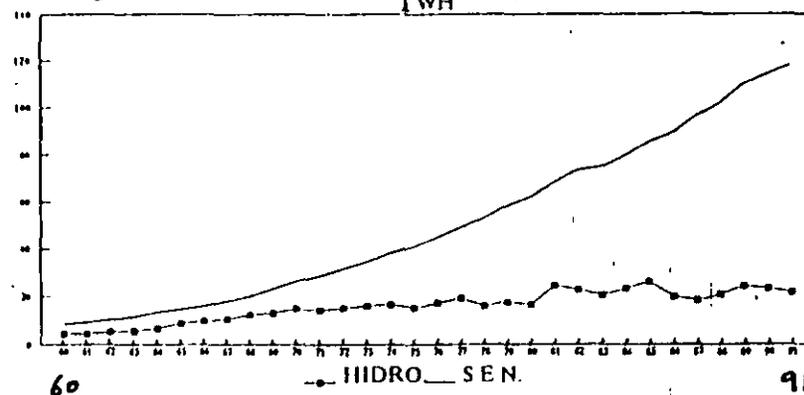


Fig.N°5. GENERACION BRUTA



El aumento del tamaño de las unidades generadoras termoeléctricas obligó a buscar localizaciones en las que se tuviera acceso fácil a los combustibles y al agua de enfriamiento. Esto condujo a localizar varias plantas termoeléctricas cerca de refinerías de Petroleos Mexicanos y posteriormente a situarlas en las costas para utilizar el agua del mar para el enfriamiento de los condensadores.

Sin embargo este proceso de crecimiento de la generación termoeléctrica a base de hidrocarburos, que ha seguido hasta el presente, pasa por un periodo de cuestionamiento a fines de los años sesenta y principios de los setenta. La causa fué la preocupación que existía en esos años por la declinación de las reservas petroleras mexicanas frente a un consumo creciente de productos petrolíferos, lo que causó finalmente que México se convirtiera en un importador neto de petróleo entre 1970 y 1973. Esta situación hacía aconsejable buscar nuevas fuentes de energía para generar electricidad, que contribuyesen a disminuir la dependencia con respecto a los hidrocarburos.

De esa época de crisis petrolera mexicana y de preocupación por la diversificación energética en la expansión del sector eléctrico procede la decisión de realizar un primer proyecto nucleoelectrico, el de Laguna Verde; incluso se llegó a proponer que la Comisión Federal de Electricidad no realizase ni una planta generadora más que utilizase hidrocarburos y que el desarrollo futuro se basara fundamentalmente en un programa nucleoelectrico de gran magnitud.

El descubrimiento de una nueva y rica provincia petrolera en el sureste de México, que empezó a producir a principios de 1973, permitió superar la crisis, haciendo que se recuperara la autosuficiencia petrolera e incluso que se generaran excedentes para la exportación. Sin embargo la elevación considerable de los precios mundiales del petróleo y del gas natural, debida a los choques petroleros de 1973 y 1979, restaron competitividad a los hidrocarburos para la generación de electricidad. Finalmente los precios del petróleo se desplomaron a mediados de la década de los ochenta, para iniciar después una lenta recuperación.

A pesar de algunas propuestas extremas, como la antes mencionada para eliminar drásticamente los hidrocarburos de la generación de energía eléctrica, las decisiones que se tomaron en la Comisión Federal de Electricidad a mediados de los años setenta para la expansión del sector eléctrico se basaron en una estrategia de diversificación energética más prudente y equilibrada; se inscribieron a partir de 1974 en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico varios proyectos hidroeléctricos como Chicoasen y Peñitas en el río Grijalba y El Caracol en el río Balsas, se amplió el programa de plantas geotermoeléctricas y se promovió un programa para la utilización del carbón en el norte del país, con una primera etapa consistente en la construcción de la planta termoeléctrica de Río Escondido. Al mismo tiempo se mantuvo un programa de plantas termoeléctricas que utilizarán el combustible producido en las refinerías

de Petroleos Mexicanos como subproducto de la refinación del petróleo para la obtención de gasolinas y otros productos ligeros.

La crisis económica que se inicia a mediados de 1982 y que se caracteriza fundamentalmente por el problema de la deuda externa, redujo drásticamente la disponibilidad de recursos financieros para el desarrollo del sector eléctrico durante varios años. A pesar de que la economía nacional prácticamente no creció durante ese período el consumo de energía eléctrica si lo hizo, aunque a una tasa menor que en el pasado. La falta de inversiones suficientes agravó el problema del deterioro de las instalaciones existentes, principalmente de las plantas termoeléctricas, a causa de la imposibilidad de proporcionar oportunamente el mantenimiento necesario. También empeoró el problema de las pérdidas excesivas en los sistemas de transmisión y sobre todo de distribución, debido a no haberse realizado las ampliaciones que requería el aumento de la carga. Estos problemas configuran una situación típica de muchos países en desarrollo, donde la capacidad de generación realmente operable es inferior a la capacidad nominal y donde las pérdidas de transmisión y distribución llegan a exceder al 20% de la energía neta generada, cuando deberían ser inferiores al 10%. En el caso de México las pérdidas de transmisión y distribución representaron en 1990 el 15% de la energía neta generada.

En esas condiciones de limitación de recursos financieros se dio prioridad a soluciones que requiriesen un mínimo de inversión y diesen resultados a corto plazo. El programa nucleoelectrico se redujo primero y se aplazó por tiempo indefinido después (excepto la terminación de las dos unidades de Laguna Verde) debido a sus altos costos de inversión y largos períodos de construcción, así como por la falta de un consenso suficiente en la opinión pública sobre la conveniencia de utilizar esa tecnología. En cambio la baja de los precios del petróleo, y en consecuencia del combustóleo, propició la realización de nuevos proyectos de plantas termoeléctricas que usan ese combustible. Además se implantó un programa para rehabilitar las instalaciones existentes.

La situación a diciembre de 1999 de los sistemas de generación y transmisión en México es la siguiente

Se cuenta con una capacidad instalada de generación de 35651 MW, de la cual el 27.1% corresponde a plantas hidroeléctricas, el 67.1% a termoeléctricas que utilizan como combustible combustóleo, gas natural o carbón, 3.7% a la planta nucleoelectrica de Laguna Verde y 2.1% a geotermoeléctricas y eoloeléctricas.

El suministro de energía eléctrica en 1998 alcanzó el valor de 137200 millones de KWh, del cual correspondió a la industria el 59.8%, al sector residencial el 23.1%, al comercial el 7.7%, al agrícola el 5.6% y a los servicios el 3.8%.

La red de transmisión formada por líneas de 400 K y 230 KV tenía en 1997 una longitud de 31586 Km. Los sistemas de subtransmisión, que utilizan voltajes de 69 a 161 KV, suman una longitud de 39174 Km y los sistemas de distribución, con voltajes de 2.4 a 34.5 KV, una longitud de 317718 Km de los cuales 9799 son subterráneos.

En cuanto al futuro de la generación y transmisión de la energía eléctrica puede señalarse que la Comisión Federal de Electricidad, al igual que las empresas eléctricas en todo el mundo, debe tener en cuenta aspectos que si bien no eran totalmente inexistentes en el pasado, no habían alcanzado la importancia que tienen ahora. Estos aspectos se refieren a la protección del medio ambiente y a la conservación de la energía. La prioridad que se otorga actualmente a la solución de estos problemas condiciona no solo las tecnologías que se usarán en el futuro, sino también la futura estructura de las empresas eléctricas.

Uno de los problemas ambientales que influirá en el desarrollo futuro de los sistemas de generación es el causado por la utilización de combustibles fósiles (carbón, combustóleo y gas natural) en las plantas termoeléctricas, lo que da lugar a impactos ambientales de mayor o menor magnitud, según el tipo de combustible, que pueden tener efectos a corto y a largo plazo. Estos impactos ambientales se manifiestan por la producción de óxidos de azufre y de nitrógeno que a su vez causan la lluvia ácida; además la combustión de esos energéticos produce inevitablemente dióxido de carbono (CO_2) y este gas contribuye al aumento del efecto invernadero en la atmósfera, lo que podría producir a largo plazo un incremento de la temperatura de la superficie terrestre y un cambio global del clima. Existe actualmente en todo el mundo una gran preocupación por este problema y los diferentes países tendrán que comprometerse a limitar su contribución a la producción de CO_2 .

¿Qué influencia tendrán estos problemas ambientales en el futuro desarrollo de la generación de energía eléctrica?

En primer lugar constituyen una motivación para usar energéticos más limpios para generar electricidad. En el caso de los combustibles fósiles es clara la tendencia mundial a usar preferentemente gas natural en lugar de carbón y combustóleo, ya que en comparación con el carbón el gas natural produce el 59% de CO_2 por unidad de energía generada y con respecto al combustóleo el 72%; cuando esta substitución no es posible se recurre a tecnologías para obtener una combustión menos contaminante, como la desulfuración previa del combustóleo, la combustión en lecho fluidizado del carbón o la gasificación del mismo.

En segundo lugar, cualquier aumento de la eficiencia en el proceso de conversión de los combustibles fósiles en energía eléctrica contribuirá a disminuir su impacto ambiental, ya que se requerirá menos combustible para producir una cantidad dada de energía eléctrica. Por esta razón existe actualmente una preferencia en varios países por las plantas de ciclo combinado, empleando gas natural como combustible, con lo que pueden alcanzarse eficiencias de conversión del 50%, bastante mayores que con una planta termoeléctrica convencional.

Las plantas de ciclo combinado aprovechan las cualidades termodinámicas de las turbinas de gas en el rango de temperaturas altas y la eficiencia de las turbinas de vapor en el rango de temperatura más bajas. En el esquema más utilizado la energía del combustible en la forma de gases de combustión muy calientes a presión se suministra a la turbina de gas, que impulsa a un generador eléctrico; los gases que salen de la turbina se utilizan en un cambiador de calor para vaporizar agua y mover una turbina de vapor que impulsa, a su vez, otro generador eléctrico. Las plantas de ciclo combinado pueden utilizarse asociadas a una planta de gasificación del carbón, lo que permite una utilización más limpia de ese energético.

La utilización de los recursos energéticos renovables, como la energía hidroeléctrica, la energía solar directa y la energía del viento, evita los problemas de contaminación atmosférica por los gases resultantes de la combustión y presenta, en consecuencia, ventajas ambientales indiscutibles. Desde el punto de vista económico la generación hidroeléctrica resulta competitiva con respecto a la generación de electricidad con combustibles fósiles y, además, existe en México un potencial hidroeléctrico no aprovechado muy importante, como puede verse en la tabla No. 1.

Entre los desarrollos futuros para generar electricidad, destaca por sus características favorables para la preservación del medio ambiente la conversión directa en celdas de combustible de la energía contenida en el gas natural o en el hidrógeno en electricidad, con eficiencias de conversión hasta del 55%. Están disponibles comercialmente celdas de 20 y 50 MW con electrolito de ácido fosfórico, cuyo diseño está basado en el de una instalación de demostración de 11 MW realizada conjuntamente por Estados Unidos y Japón.

Los problemas ambientales que causa el uso de los combustibles fósiles y principalmente el de la producción de CO₂ y su posible repercusión en un cambio climático global, se han presentado por la industria nuclear como un argumento para promover la generación nucleoelectrica; sin embargo no parece probable que la virtual moratoria nuclear que existe actualmente en muchos países pueda desaparecer mientras no se resuelvan dos problemas tecnológicos fundamentales: el de la seguridad, mediante el desarrollo de una nueva generación de reactores intrínsecamente seguros y el de la disposición final de los desechos radiactivos de alto nivel y muy larga vida.

Tabla No. 1

POTENCIAL HIDROELECTRICO DE MEXICO
1992

Nivel de desarrollo	No. de proyectos	Potencia instalada MW	Generación media anual GWh
Identificación	416	28,788	81,362
Evaluación	51	5,786	15,191
Prefactibilidad	19	3,882	10,929
Factibilidad	13	3,941	10,728
Diseño	7	1,814	4,628
Construcción	4	1,608	4,006
Operación	42	7,850	25,747
Operación Suspendida	3	69	269
TOTAL	565	53,738	152,860

DISTRIBUCION DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO

Región	No de proyectos	Generación media anual GWh	% de la generación total
Norte	13	1196	0.8
Pacífico Norte	159	38103	24.9
Pacífico Sur	142	35623	23.3
Golfo	147	31148	20.4
Sureste	104	46790	30.6
TOTAL	565	152860	100.0

Analizaremos ahora la posible influencia en el futuro desarrollo de los sistemas de generación y transmisión de la conservación de energía, o sea del uso eficaz y racional de la energía y de los recursos energéticos.

Es un hecho plenamente demostrado en numerosos países que es posible mantener un desarrollo económico con un consumo de energía considerablemente menor por unidad de producto producido que en el pasado, cuando los bajos precios de los energéticos no incitaban a un uso más eficiente de estos.

Por lo que hace a la industria eléctrica, actualmente es una práctica extendida de planeación, denominada planeación para el costo mínimo, el analizar si resulta más conveniente aumentar la capacidad de generación o, por el contrario, el invertir para impulsar la implantación de medidas de uso eficiente y ahorro de energía eléctrica.

Existen nuevas tecnologías, tanto en iluminación como en diseño de motores y de aparatos eléctricos, o de sistemas que utilizan energía eléctrica, que permiten obtener los resultados deseados con consumos de energía considerablemente menores a los tradicionales. Por ejemplo las lámparas fluorescentes compactas consumen 80% menos energía eléctrica que las incandescentes, para el mismo nivel de iluminación y no requieren ningún dispositivo especial para su instalación. Un aumento de la eficiencia de los motores eléctricos, que consumen más de la mitad de la energía eléctrica generada, puede significar ahorros de energía eléctrica muy importantes con inversiones adicionales relativamente bajas que se amortizan en periodos de tiempo muy cortos. Igualmente el perfeccionamiento del diseño de aparatos eléctricos domésticos, como refrigeradores, lavadoras, etc., puede reducir sus consumos de energía eléctrica a menos de la mitad.

Por otra parte pueden lograrse ahorros importantes de energía mediante la producción combinada de energía eléctrica y calor, lo que se conoce con el nombre de cogeneración. Frecuentemente esas dos funciones de generar electricidad y producir calor para procesos industriales o para calefacción se hacen por separado; si se combinan en un sistema de cogeneración puede lograrse una eficiencia considerablemente más alta que con los procesos separados.

Resulta evidente que el uso eficaz y racional de la energía tiene un efecto favorable sobre el medio ambiente, ya que permite obtener los bienes y servicios necesarios con un menor consumo de energía y en consecuencia con un menor impacto ambiental.

La importancia primordial que han alcanzado los dos factores antes mencionados: la protección del medio ambiente y la conservación de los recursos energéticos, tendrán una repercusión decisiva en el desarrollo futuro de los sistemas de generación y transmisión y de las propias empresas eléctricas. Los principales aspectos en que esto empieza a manifestarse son los siguientes:

- Colaboración de las empresas eléctricas con los consumidores de electricidad para implantar medidas de conservación de energía e introducir tecnologías más eficientes para el uso final de la energía eléctrica.

Fomento de la cogeneración en colaboración con los consumidores industriales.

Implantación de procedimientos para facilitar la introducción de nuevas tecnologías para generar electricidad.

Estos nuevos enfoques de las actividades de las empresas eléctricas tendrán consecuencias en su organización y funcionamiento. Las empresas no se dedicarán únicamente a suministrar energía eléctrica con la calidad adecuada y al menor costo posible, sino que deberán convertirse también en empresas de servicio que fomenten y apoyen el uso eficiente de la energía eléctrica y la preservación del medio ambiente.

México. D.F., mayo de 2001.

Ing. Jacinto Viqueira Landa.

ANEXO

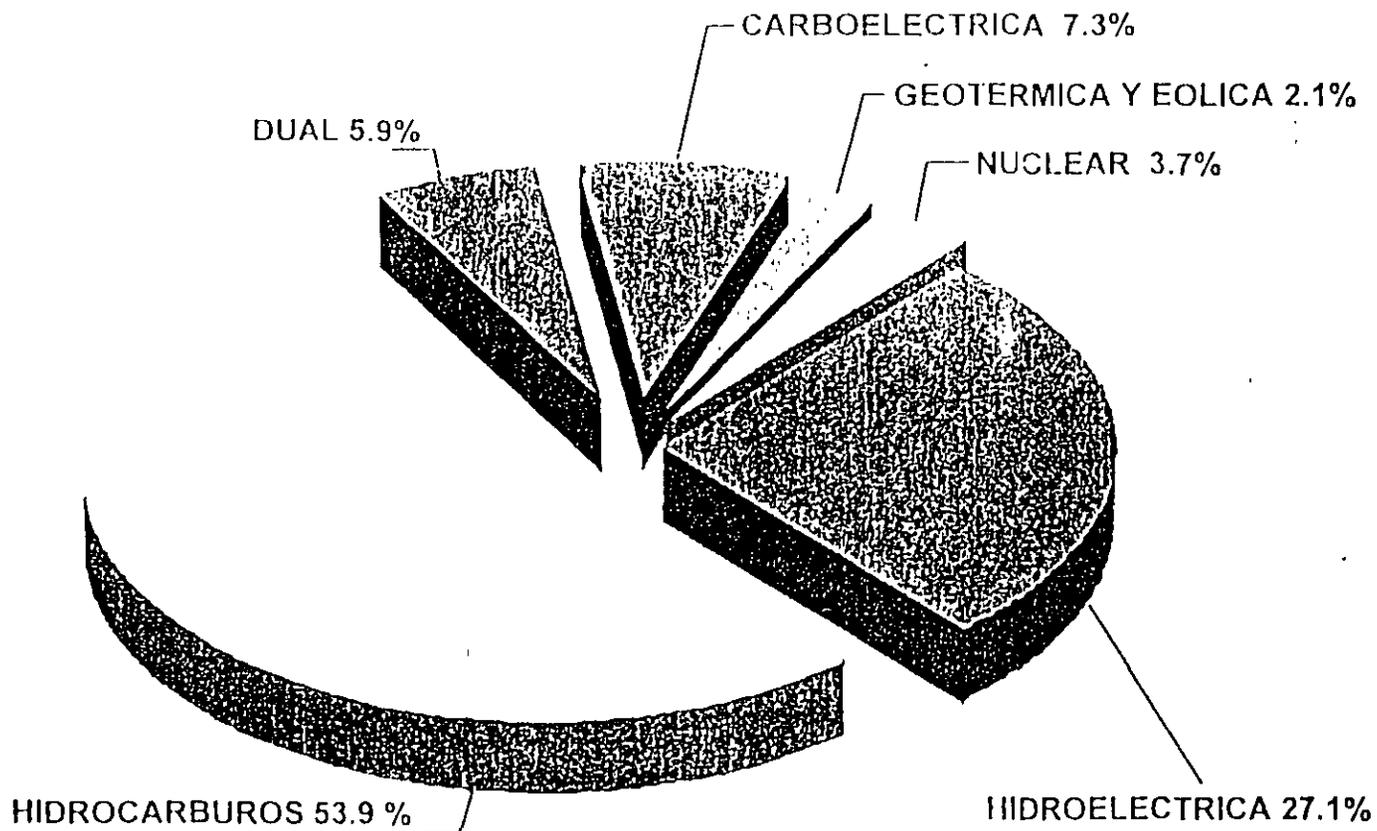
ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO
DE MEXICO

1. Capacidad efectiva de generación al 31-XII-1999
2. Principales centrales generadoras de México
3. Red principal de transmisión
4. Historia y estimación del consumo futuro de energía eléctrica
5. Ubicación de centrales en proceso de construcción
6. Ubicación de centrales en proceso de licitación
7. Requerimiento de capacidad adicional de generación hasta el año 2008
8. Unidades generadoras en proceso
9. Red actual de gasoductos
10. Consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica en 1998 y 2008.

CAPACIDAD EFECTIVA, SECTOR ELECTRICO MEXICANO

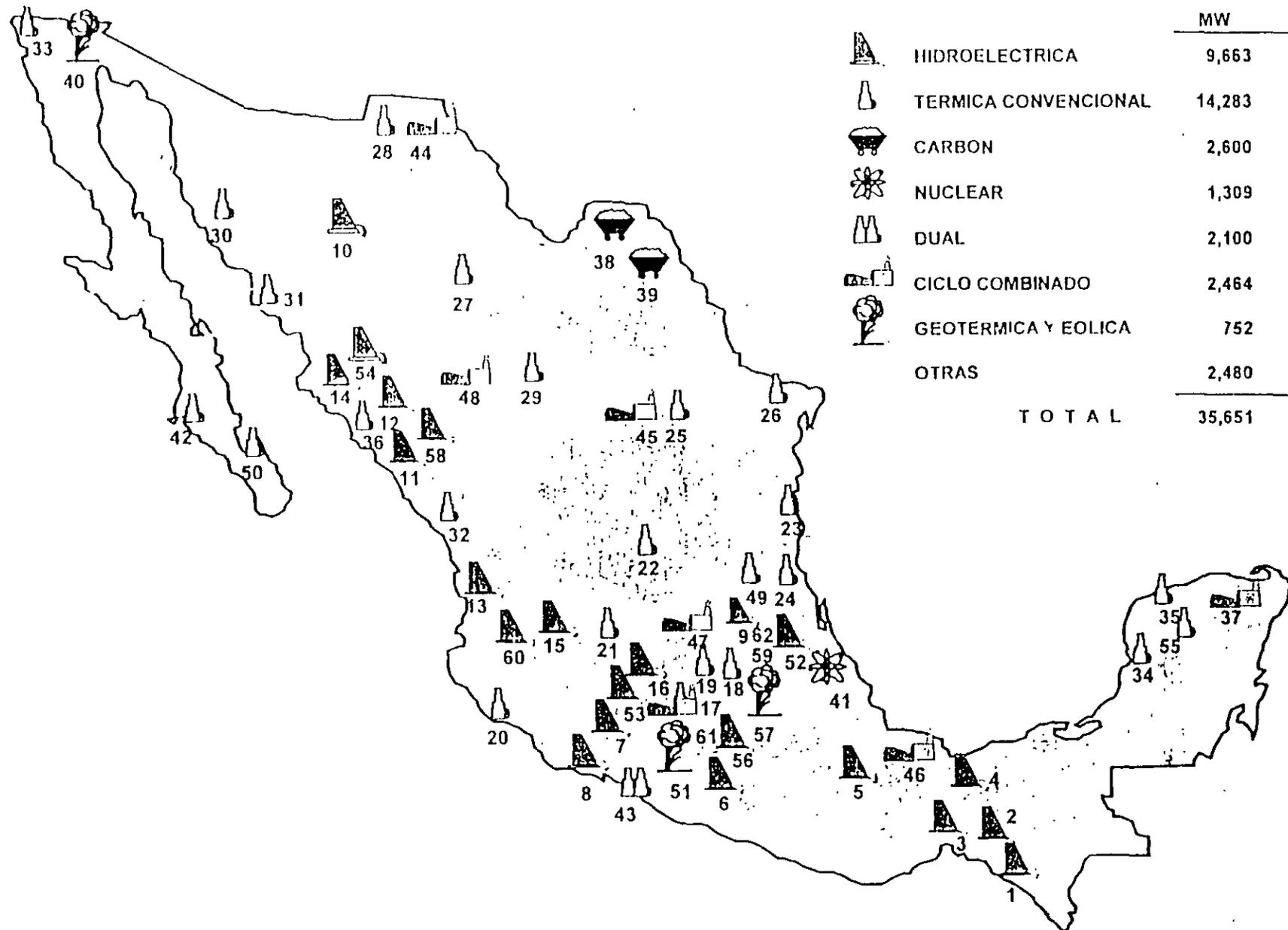
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1999

35,651 MW *



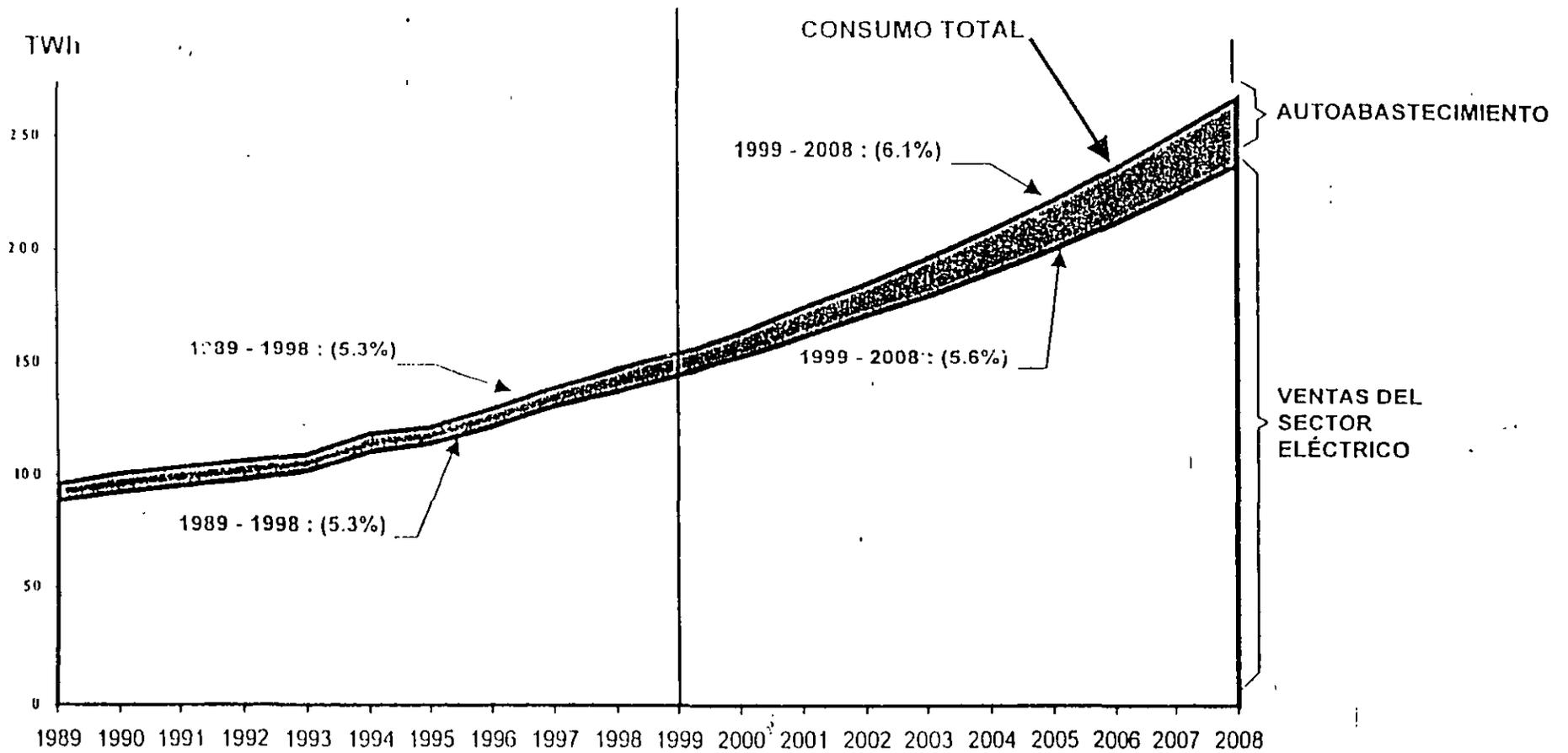
* Incluye 871 MW de Luz y Fuerza del Centro

PRINCIPALES CENTRALES GENERADORAS DE MÉXICO



	CAPACIDAD	
	MW	%
HIDROELECTRICA	9,663	27.1
TERMICA CONVENCIONAL	14,283	40.1
CARBON	2,600	7.3
NUCLEAR	1,309	3.7
DUAL	2,100	5.9
CICLO COMBINADO	2,464	6.9
GEOTERMICA Y EOLICA	752	2.1
OTRAS	2,480	7.0
TOTAL	35,651	100.0

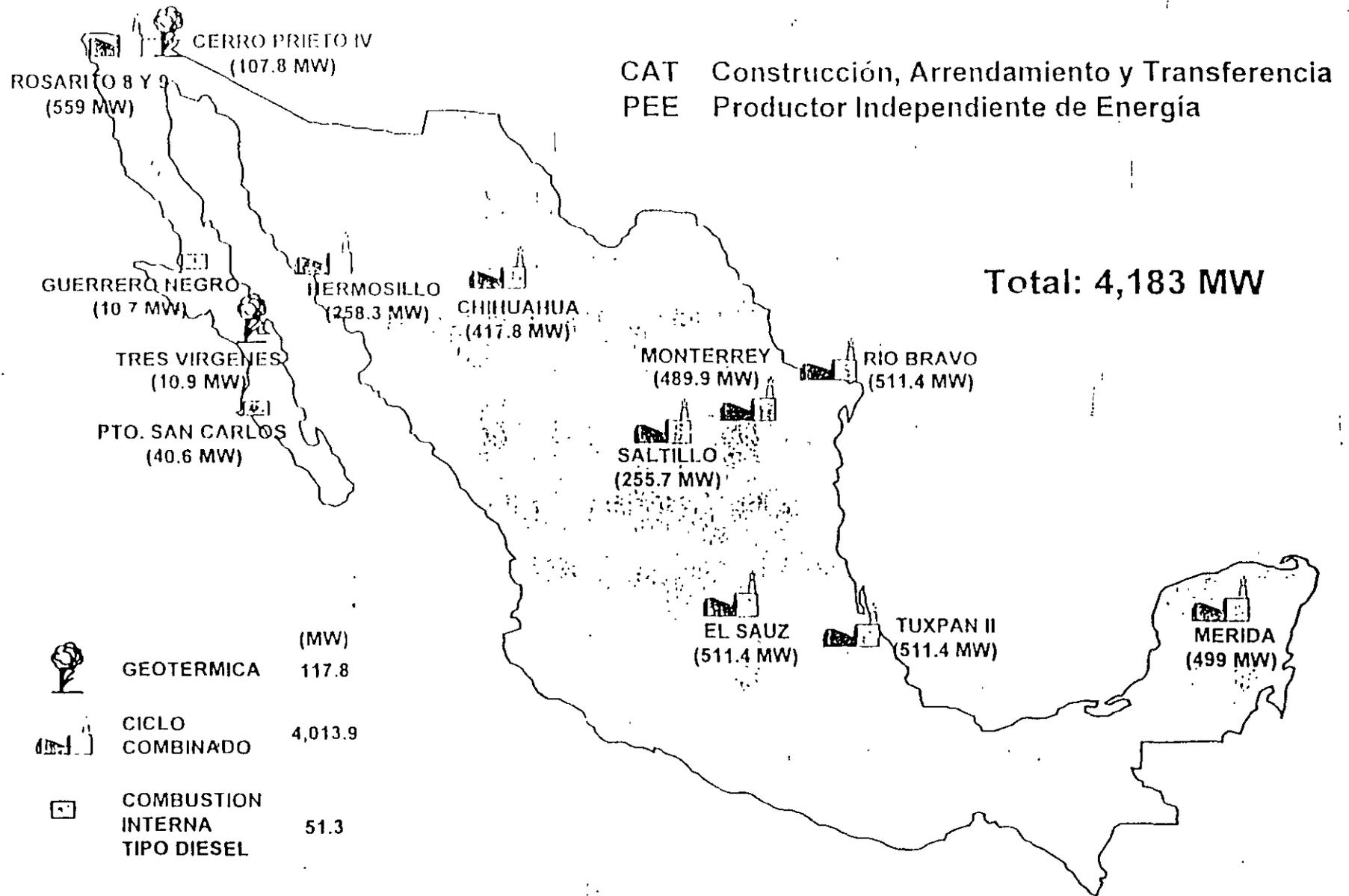
HISTORIA Y ESTIMACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA



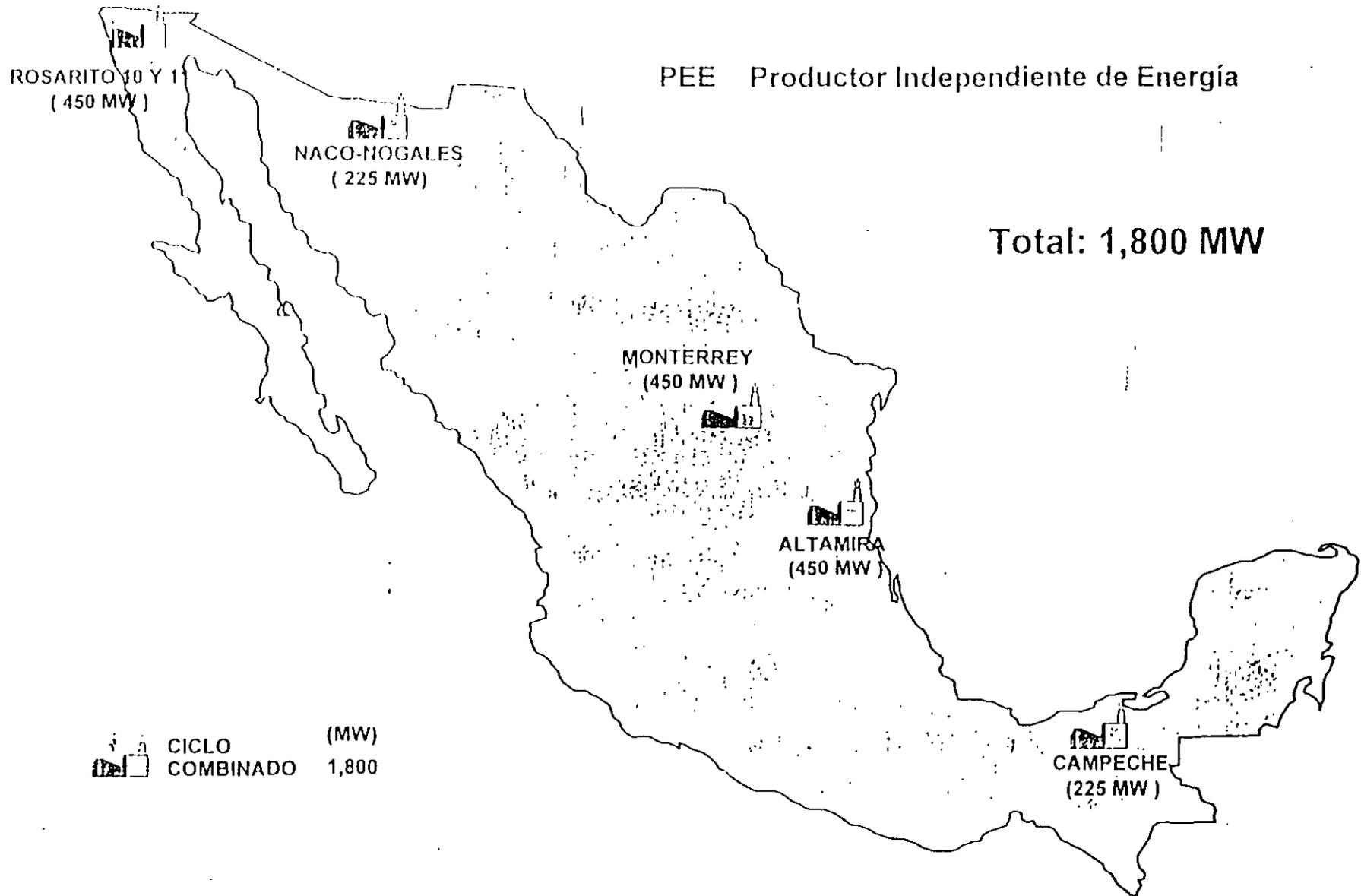
(Crecimiento anual promedio)

* No incluye exportación

UBICACIÓN DE CENTRALES EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN O ASIGNACIÓN



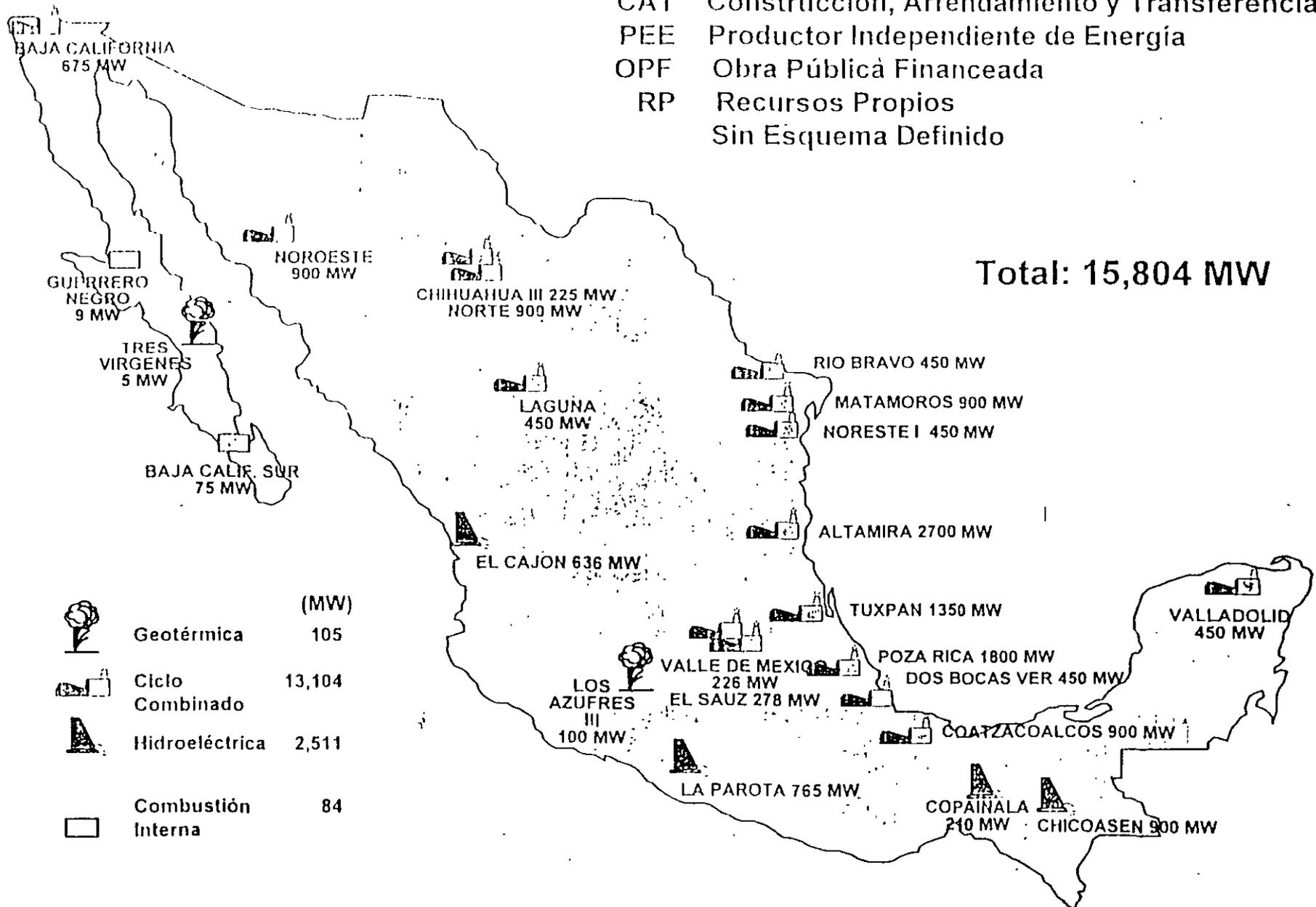
UBICACIÓN DE CENTRALES EN PROCESO DE LICITACIÓN



REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD ADICIONAL

- CAT Construcción, Arrendamiento y Transferencia
- PEE Productor Independiente de Energía
- OPF Obra Pública Financada
- RP Recursos Propios
- Sin Esquema Definido

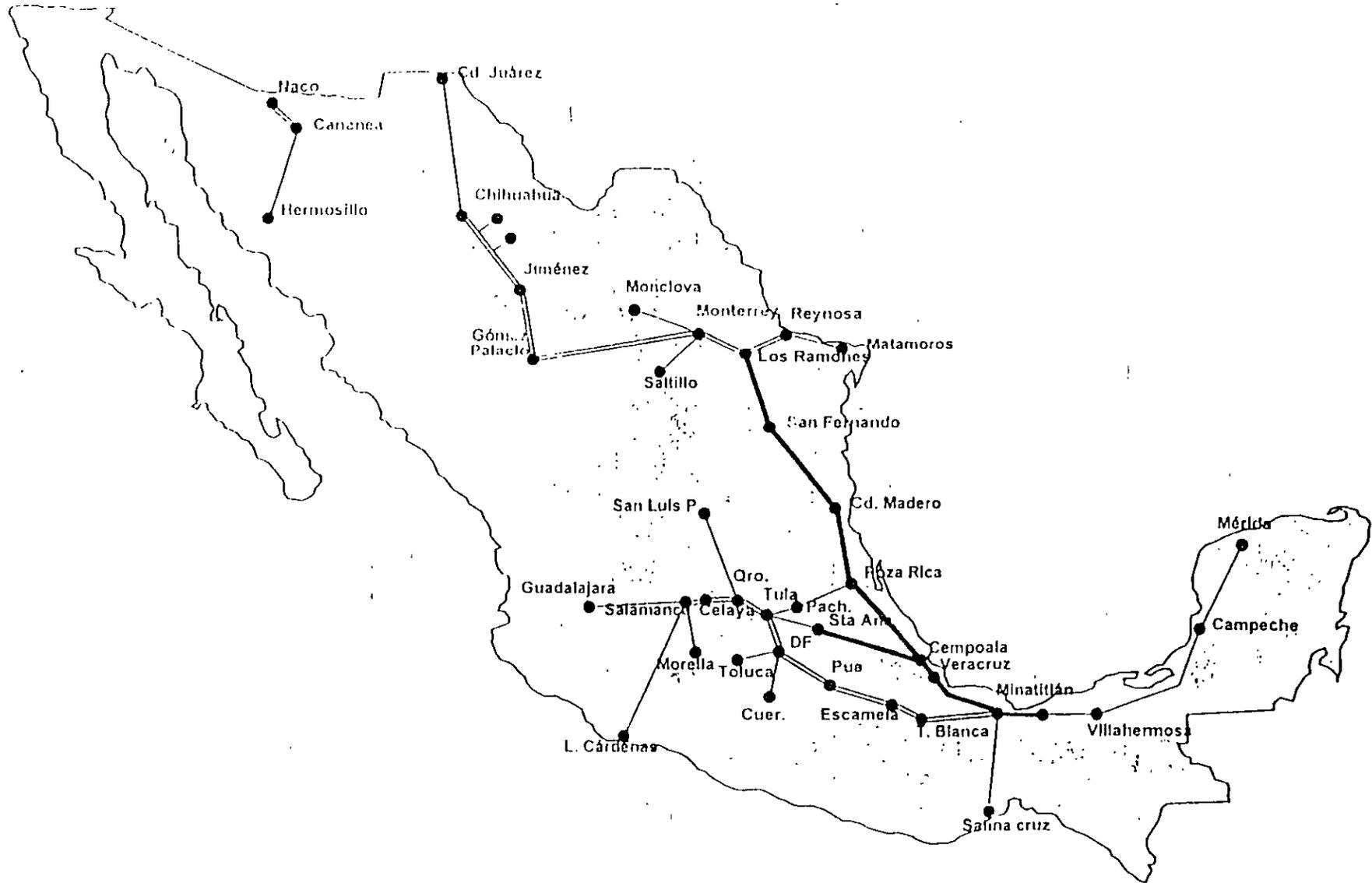
Total: 15,804 MW



UNIDADES GENERADORAS EN PROCESO

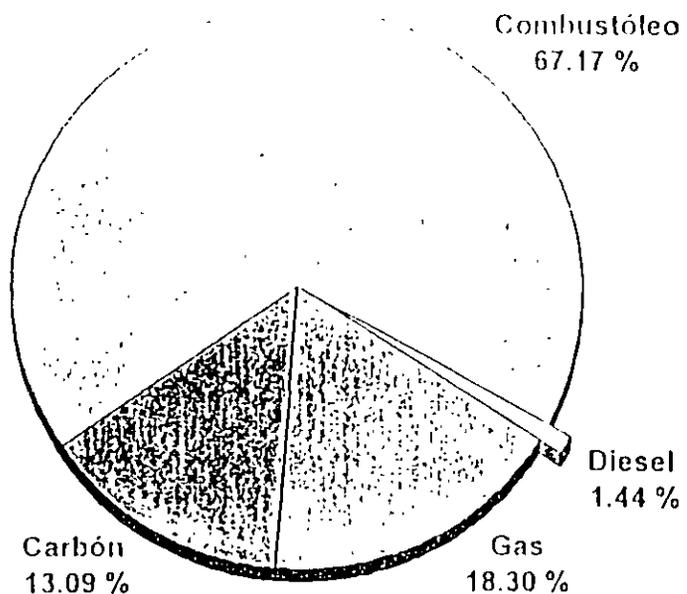
	EN PROCESO DE CONSTRUCCION Ó ASIGNACION	EN PROCESO DE LICITACION	CAPACIDAD ADICIONAL	TOTAL
CICLO COMBINADO	4,014	1,800	13,104	18,918
HIDROELÉCTRICA	0	0	2,511	2,511
GEOTÉRMICA	118	0	105	223
COMBUSTIÓN INTERNA	51	0	84	135
T O T A L	4,183	1,800	15,804	21,787

RED ACTUAL DE GASODUCTOS

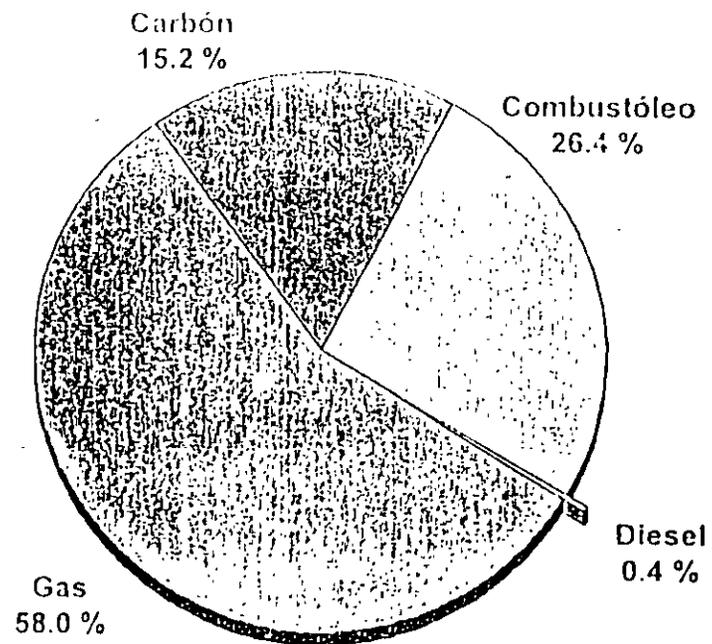


CONSUMO DE COMBUSTIBLES FOSILES PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Total en 1998 :
3,686 TJ por día



Total en 2008 :
5,865 TJ por día





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

LA RED ELÉCTRICA

**EXP. ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

LA RED ELECTRICA

Desarrollo, características y funcionamiento

Ing. Jacinto Viqueira Landa

Introducción

Los sistemas eléctricos, que durante años han funcionado como sistemas integrados, abarcando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica y constituyendo en cada territorio un monopolio natural, público o privado, enfrentan actualmente cambios estructurales radicales, que pretenden introducir la competencia y las fuerzas del mercado en algunas de sus actividades, con el propósito de hacerlas más eficientes.

Sin embargo, a diferencia de lo que ha ocurrido en los sistemas de comunicaciones, donde se ha producido una revolución tecnológica que ha propiciado su desregulación, o sea la desaparición de los monopolios regulados, en los sistemas para el suministro de energía eléctrica asistimos solamente a cambios graduales de la tecnología y dichos sistemas siguen caracterizados por la existencia de una red eléctrica que interconecta a las plantas generadoras con los sistemas de distribución y las cargas eléctricas.

La pregunta que se plantea y se trata de contestar es si los intentos de introducir la competencia en algunas de las actividades para el suministro de energía eléctrica pueden tener éxito o por el contrario contribuirán a deteriorar el servicio al ignorar las restricciones que imponen las características técnicas de los sistemas eléctricos.

Los primeros sistemas eléctricos de corriente continua

Se considera generalmente que los sistemas de energía eléctrica se inician en 1882 con las instalaciones de Edison en Nueva York. Existían ya algunos servicios de alumbrado exterior con lámparas de arco eléctrico que funcionaban alimentados con corriente continua, suministrada por generadores derivados del generador con colector desarrollado en 1870 por Gramme.

Edison se planteó el problema de diseñar un sistema de iluminación que fuera superior al existente, que utilizaba gas, tanto en seguridad y comodidad como en precio. No es sorprendente, por ello, que el sistema se concibiese con una estructura similar al del gas en muchos aspectos, tales como la estación central para la producción de la energía y la red de distribución para hacer llegar la energía hasta las lámparas.

En los sistemas de corriente continua la distancia a que se puede transmitir la energía eléctrica con una regulación de voltaje y unas pérdidas aceptables, está limitada por el costo de los conductores del sistema de distribución. El peso de los conductores es inversamente proporcional al cuadrado del voltaje de transmisión, para una regulación de voltaje y unas pérdidas por efecto Joule dadas, por lo cual conviene aumentar el voltaje de transmisión, pero en los sistemas de corriente continua esto no puede lograrse de forma sencilla y económica. La consecuencia práctica es que estos sistemas no pueden abarcar más que un área reducida, con las unidades generadoras colocadas en la localización central (de aquí la expresión de central generadora) y una red de distribución de bajo voltaje que alimenta las cargas eléctricas.

Los sistemas eléctricos de corriente alterna desplazan a los de corriente continua

El invento del transformador industrial por Gaulard y Gibbs en 1883, basado en el descubrimiento por Faraday de la inducción electromagnética, hizo posible la elevación eficiente y económica del voltaje utilizando corriente alterna, ya que se requiere una corriente y un voltaje variables para que se produzca el efecto de inducción electromagnética.

Los sistemas de corriente alterna para la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica permitieron ahorros muy importantes en el costo de los conductores al facilitar la transformación de los voltajes, haciendo posible la transmisión a grandes distancias usando altos voltajes y la utilización de plantas generadoras alejadas de los centros de consumo, como suele ser el caso de las plantas hidroeléctricas.

Además los generadores eléctricos de corriente alterna son más sencillos que los de corriente continua, ya que no requieren colector y la interrupción de la corriente alterna resultó más fácil que la interrupción de la corriente continua, aprovechando el paso por cero de la magnitud de la corriente alterna dos veces en cada ciclo.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos, pero en 1883 Tesla inventó los sistemas polifásicos, en 1886 desarrolló un motor polifásico de inducción, lo que amplió enormemente las aplicaciones de la corriente alterna y en 1887 patentó en Estados Unidos un sistema trifásico de transmisión de energía eléctrica.

Los sistemas de corriente alterna desplazaron a los de corriente continua después de unos pocos años de competencia, la cual dió lugar a una polémica feroz, conocida como la guerra de las dos corrientes. Los partidarios de la corriente continua y los intereses ligados a su desarrollo, alegaron el peligro de la utilización de altos voltajes y lograron que la primera ejecución en la silla

eléctrica, que tuvo lugar en Nueva York el 6 de agosto de 1890, se realizara utilizando corriente alterna. Sin embargo la elevación del precio del cobre a partir de 1887, además de las otras ventajas de los sistemas de corriente alterna y el hecho de que en 1892 se comercializara el motor de inducción y por las mismas fechas se decidiera realizar empleando la corriente alterna el proyecto hidroeléctrico de las cataratas del Niagara y su línea de transmisión de 32 km. a Buffalo, marcó el triunfo de esa opción en los Estados Unidos.

Las características de los sistemas de corriente alterna propiciaron que los diferentes sistemas eléctricos se fueran interconectando y, frecuentemente, integrando en forma vertical, abarcando la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Un ejemplo de este proceso es el desarrollo inicial de la Commowearth Edison Company de Chicago; bajo la dirección de Samuel Insull, quien había sido secretario de Thomas Edison, la empresa se integró interconectando pequeñas compañías eléctricas mediante una red de líneas de transmisión. Insull presentó los resultados en una conferencia en el Instituto Franklin en 1913: el factor de carga anual aumentó del 14.6% al 28.9% con la interconexión, lo que permitió una mejor utilización de las plantas generadoras y, a pesar de la inversión adicional en líneas de transmisión y transformadores, el costo de kilowatt-hora, que era de 0.0708 centavos de dólar con los sistemas separados se redujo a 0.0285 centavos de dólar después de la interconexión.

Características técnicas de los sistemas eléctricos de corriente alterna

La energía eléctrica producida en los sistemas de corriente alterna no puede almacenarse económicamente en cantidades significativas, por lo que la potencia eléctrica generada debe ser igual en cada instante a la potencia demandada por los consumidores más las pérdidas del sistema. Esa demanda está modulada por las actividades humanas en el territorio servido y presenta variaciones muy amplias, siguiendo los ritmos de las actividades diarias, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales.

Además la energía eléctrica debe suministrarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que la utilizan funcionen correctamente. La calidad del suministro queda definida por los siguientes aspectos: continuidad prácticamente total del servicio, regulación del voltaje dentro de límites aceptados y control de la frecuencia eléctrica a su valor nominal.

Para mejorar la continuidad del servicio y el funcionamiento de los sistemas eléctricos se ha recurrido a la interconexión de las plantas generadoras de electricidad mediante la extensión del sistema de transmisión y la formación de una red eléctrica de alta tensión. Esta interconexión permitió, además, obtener economías de escala al utilizar unidades generadoras más grandes y compartir la reserva de generación para casos de emergencia, reduciendo así las inversiones necesarias en capacidad de generación.

La interconexión tiene una serie de consecuencias sobre la operación de los sistemas eléctricos.

En primer lugar hay que concebir y operar el sistema de manera que las corrientes que circulan por los elementos de la red no los sobrecarguen. En caso de falla de uno de esos elementos (un generador, una línea de transmisión o un transformador), la nueva distribución de las corrientes no debe provocar una desconexión en cascada de otros elementos por sobrecarga, que podría conducir a un colapso del sistema.

En segundo lugar en los sistemas eléctricos de corriente alterna todos los generadores deben funcionar en sincronismo, o sea girar a la velocidad angular de rotación nominal, proporcional a la frecuencia eléctrica del sistema y al número de polos magnéticos de los generadores y deben mantener ese sincronismo tanto en operación normal, con cambios graduales de la carga, como en condiciones anormales, cuando pueden producirse cambios bruscos debidos a fallas de aislamiento en algún punto u otras causas.

La preservación del equipo y de las instalaciones en caso de falla hace necesario disponer de un sistema de protección automático, que desconecte rápidamente la sección del sistema eléctrico afectada por la falla, para limitar los daños y para conservar el funcionamiento en sincronismo de los generadores y evitar así la desarticulación del sistema. Este sistema de protección es actuado generalmente por señales de corriente y de voltaje locales y actúa a su vez, también localmente, sobre dispositivos de interrupción.

Considérese ahora otro de los factores que contribuyen a la calidad del servicio: el control de la frecuencia eléctrica del sistema. Una variación de la frecuencia con respecto a su valor nominal (60 ciclos por segundo en México) refleja un desequilibrio entre la potencia eléctrica real que están generando las unidades generadoras y la potencia real que están demandando las cargas eléctricas más las pérdidas reales del sistema. Este desequilibrio se manifiesta en cada unidad generadora por una variación de su velocidad de rotación. Los reguladores de velocidad o gobernadores de cada turbina u otro primomotor que impulse al generador, registran esta variación de velocidad y actúan sobre las válvulas de admisión de fluido al primomotor, llegando a un nuevo estado de equilibrio; sin embargo esto se logra a una frecuencia ligeramente distinta de la nominal, debido a las características de operación de los reguladores de velocidad, necesarias para lograr que la operación de varias unidades generadoras en paralelo sea estable. Para restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal se requiere un control adicional centralizado, que establece el error de frecuencia del sistema y actúa sobre las unidades generadoras para anularlo. Este control centralizado se puede regionalizar si al error de frecuencia se le añade el error de intercambio de potencia entre subsistemas.

Por último considérese al tercer factor que contribuye a la calidad del servicio: la regulación del voltaje.

Los aparatos conectados a los sistemas eléctricos están diseñados para operar a un valor determinado del voltaje, característica que ya se cumplía en el sistema de voltaje constante con cargas conectadas en paralelo concebido por Edison. El funcionamiento de esos aparatos será satisfactorio siempre que el voltaje aplicado no varíe más allá de ciertos límites; una variación de 5% en los puntos de utilización, con respecto al voltaje nominal, se considera generalmente adecuada.

Si un sistema tuviese una carga fija y un régimen de generación fijo, sería posible mantener un voltaje determinado en cualquier punto del sistema mediante la elección adecuada de la relación de transformación de los transformadores. Sin embargo la carga de un sistema eléctrico varía considerablemente durante el transcurso de cada día. En los sistemas de corriente alterna esa carga está constituida por la potencia real o activa que requieren los aparatos que utilizan la energía eléctrica (entre los que los motores representan una proporción elevada) y también por la potencia reactiva, que es el resultado de la oscilación de potencia entre las inductancias y las capacitancias del sistema debido al cambio de polaridad de la corriente, que ocurre 120 veces en cada segundo en un sistema con frecuencia de 60 Hz.

La variación de la carga obliga a variar la generación para adaptarla en cada instante a la demanda de los consumidores, todo lo cual modifica la potencia real y reactiva que circula por las líneas de transmisión y los transformadores, lo que causa una modificación de las caídas de voltaje en los distintos elementos del sistema eléctrico. En efecto la variación de voltaje en cualquier punto del sistema es función de la variación de la potencia real y de la potencia reactiva en ese punto.

La potencia real se produce en los generadores eléctricos y se transmite a las cargas a través de los sistemas de transmisión y de distribución. En cambio la potencia reactiva puede suministrarse, además de hacerlo con los generadores, mediante capacitores (condensadores industriales) y motores síncronos.

En consecuencia la potencia reactiva puede y debe suministrarse lo más cerca posible de las cargas que van a absorberla, adaptando ese suministro a las necesidades de la carga, que varían a lo largo del día, disminuyendo así las variaciones de voltaje en el sistema y las pérdidas de potencia real, que serían mayores si toda la potencia reactiva se suministrara con los generadores.

Hay que tener en cuenta que los elementos capacitivos del sistema, principalmente los asociados con las líneas de transmisión aéreas y los cables subterráneos, producen potencia reactiva. Además los distintos elementos inductivos del sistema absorberán más o menos potencia reactiva, según sea la magnitud de la corriente que circule por esas inductancias. Como esta corriente varía al variar la carga y el régimen de generación, hay que prever los medios de compensación de potencia reactiva adecuados para mantener los voltajes dentro de límites tolerables en los distintos puntos del sistema.

La regulación del voltaje da lugar a un control descentralizado, actuado por señales locales de voltaje y corriente.

Las características de los sistemas eléctricos que se acaban de describir indican que estos sistemas deben concebirse y operarse como un conjunto donde todos los elementos y funciones, desde las plantas generadoras a las cargas, están estrechamente relacionados. Estas características han determinado la estructura actual de los sistemas eléctricos y condicionarán cualquier cambio que se pretenda hacer a esa estructura.

La economía del suministro de energía eléctrica y las limitaciones físicas de espacio han conducido a que en cada territorio servido exista una sola red de transmisión. lo que ha restringido las posibilidades de competencia y ha configurado en el pasado una situación de monopolio natural, obligando a establecer algún tipo de regulación de la industria eléctrica.

Integración vertical y horizontal de los sistemas eléctricos.

Como ya se dijo los sistemas eléctricos han tendido a integrarse verticalmente, abarcando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Además esos sistemas se han extendido, abarcando territorios cada vez más amplios, mediante un proceso de integración horizontal.

Por ejemplo desde el punto de vista del funcionamiento, existen en Estados Unidos tres sistemas eléctricos interconectados: el sistema del Este, el sistema del Oeste y el sistema de Tejas. Estos sistemas están controlados por unas 140 áreas de control que son operadas por empresas eléctricas integradas verticalmente o por asociaciones de varias empresas eléctricas que tienen la responsabilidad del funcionamiento de las porciones de los sistemas eléctricos que les pertenecen. Además existe un gran número de empresas municipales y cooperativas que tienen a su cargo la distribución eléctrica en algunas zonas y que son alimentadas por las empresas eléctricas.

Para armonizar el funcionamiento de instalaciones interconectadas que pertenecen a diferentes empresas, se han desarrollado en Estados Unidos procedimientos de operación, controlados por el Consejo Nacional de Confiabilidad Eléctrica (National Electric Reliability Council, NERC), nueve Consejos Regionales de Confiabilidad y numerosas organizaciones de confiabilidad sub-regionales. Sin embargo estos organismos no tienen autoridad para imponer soluciones en una industria que se pretende que debe guiarse por las señales del mercado.

Para hacer frente al deterioro de la calidad del servicio eléctrico propiciado por la desintegración de los sistemas eléctricos, actualmente la "Federal Energy Regulatory Commission" propone la creación o el fortalecimiento de organizaciones regionales de transmisión, tomando como modelo la que coordina la operación de las redes de transmisión interconectadas en Pennsylvania, New Jersey Maryland, Delaware, Virginia y el Distrito de Colombia, y que se conoce por las iniciales PJM.

Está por verse si estas medidas podrán resolverse los numerosos problemas a los que se enfrenta actualmente el sector eléctrico en Estados Unidos, debidos a los intentos de desregulación de esa industria.

En cuanto al funcionamiento de los sistemas eléctricos, hay en Europa Occidental varias áreas de operación síncrona. La principal comprende los sistemas de España, Portugal, Italia, Francia, Suiza, Bélgica, Holanda, Alemania, Austria, Polonia, Chequia, Eslovaquia, Hungría y parte de la antigua Yugoslavia. Otra área importante es la de los países nórdicos: Suecia, Noruega y Finlandia, conectada por líneas de corriente continua al área anterior. Gran Bretaña constituye otra área síncrona conectada por cables submarinos de corriente continua a Francia.

En México existían en 1960, cuando se nacionalizó la industria eléctrica, seis sistemas eléctricos regionales y algunos sistemas locales como los de las ciudades de Mérida y Tampico.

La integración de una red eléctrica que abarca todo el país, con la excepción de la península de Baja California, es un logro indiscutible de la nacionalización eléctrica. Para ello fue necesario unificar la frecuencia eléctrica en el país, cambiando de 50 a 60 ciclos por segundo la frecuencia del Sistema Central y emprender una normalización de los voltajes de transmisión y distribución, labor que no habían realizado las empresas privadas.

Problemas técnicos causados por la desintegración de los sistemas eléctricos.

La llamada desregulación de los sistemas eléctricos pretende introducir la competencia en la generación y en la comercialización de la energía eléctrica, pero como el suministro tiene que hacerse a través de la red de transmisión y del sistema de distribución, hay que establecer el acceso a la red de los distintos generadores que compiten por el mercado eléctrico.

Al disociar la generación de la red de transmisión se crean graves problemas de operación. Los flujos de potencia real y reactiva por la red eléctrica se rigen por las leyes de Kirchhoff, y no es posible fijarle un camino fijo al suministro de una potencia eléctrica de un generador determinado a un consumidor; por el contrario ese suministro va afectar las corrientes y los voltajes en otros puntos de la red.

Por otra parte el diseño, el funcionamiento y la planeación del sistema de generación y de la red de transmisión están íntimamente ligados.

La estrecha relación entre todas las funciones de los sistemas eléctricos interconectados por la red eléctrica hace necesario tener una visión global para lograr un funcionamiento que permita suministrar la energía eléctrica con la continuidad y calidad requeridas y para planear su desarrollo futuro haciendo frente al crecimiento de la demanda. Las experiencias recientes muestran que el mercado eléctrico, allí donde se ha tratado de implantar, ha sido incapaz de dar las señales para hacer las ampliaciones oportunas, especialmente de la red eléctrica.

Se han desarrollado técnicas para optimizar la planeación y la operación de los sistemas interconectados integrados verticalmente, que no podrán aplicarse si se desintegran los sistemas eléctricos y que no serán substituidos por las señales del mercado eléctrico, que tiene únicamente una visión de corto plazo.

Entre esas técnicas pueden destacarse la que optimiza el desarrollo de la generación y de la red de alta tensión asociada y la que permite optimizar desde un punto de vista económico el funcionamiento del sistema eléctrico

Por lo que hace a la expansión de la generación se trata de minimizar los costos de producción mediante la selección de un parque de generación diversificado, que se adapte a la demanda eléctrica, que presenta variaciones muy amplias siguiendo los ritmos de las actividades diarias, semanales y anuales y la influencia de los cambios estacionales. Se requieren, por lo tanto, unidades generadoras que suministren energía para la base de la curva de carga y en consecuencia que operen a plena carga en forma casi continua, por lo que se justifica un costo unitario de inversión mayor para obtener unidades muy eficientes; por otra parte se requieren unidades que suministren la energía eléctrica para los picos de la demanda y que operarán muy pocas horas al día,

por lo que el costo unitario de la inversión debe ser lo menor posible ya que en este caso puede aceptarse una eficiencia menor; por último deberán seleccionarse unidades generadoras para la parte intermedia de la curva de carga, que tendrán características intermedias entre los dos tipos antes mencionados.

Esta composición del parque de generación y los costos de producción resultantes se reflejan en las tarifas eléctricas basadas en los costos marginales, que reconocen el hecho de que el costo de la energía eléctrica varía según la hora del día en que se produce, siendo mayor en las horas de demanda máxima.

Por lo que hace a la operación económica de los sistemas eléctricos, se han desarrollado técnicas para minimizar el costo de operación del parque de generación existente, tomando en cuenta además de la característica de cada unidad generadora, su localización con respecto a las cargas eléctricas, lo que se refleja en las pérdidas de transmisión.

El funcionamiento del mercado eléctrico, allí donde se ha implantado, no ha podido sustituir a estas técnicas de planeación y operación.

Conclusiones

El fracaso de la desregulación eléctrica en el estado de California, en Estados Unidos, que ha sido el proyecto más radical en el sentido de desintegrar los sistemas eléctricos e introducir la competencia a todos los niveles del consumo, y el funcionamiento imperfecto del mercado eléctrico en otros países donde se ha implantado en forma más restringida, demuestra lo justificado de las objeciones formuladas a este tipo de reformas, basadas en las características técnicas de los sistemas eléctricos y especialmente de la existencia de la red eléctrica.

En resumen, pueden establecerse las siguientes conclusiones:

1º La inconveniencia de romper la integración vertical de las empresas eléctricas. La energía eléctrica, en la forma en la que la utilización, no puede almacenarse en cantidades significativas y la generación de energía eléctrica tiene que ajustarse instantánea y permanentemente a la demanda, lo que hace que las funciones de generación, transmisión y distribución estén íntimamente relacionadas y que debe haber una organización responsable de asegurar el equilibrio permanente entre oferta y demanda, programando y realizando oportunamente las ampliaciones a los sistemas para hacer frente al crecimiento de la demanda.

2°. La inconveniencia de la llamada desregulación, que elimina la obligación y responsabilidad del servicio eléctrico por parte de la empresa eléctrica a la que se concede ese servicio público y lo deja al arbitrio del mercado.

3°. La ineficacia del mercado eléctrico, que da lugar a la manipulación de las ofertas, causando la elevación de los precios. En casi todos los países en los que se ha realizado la reforma eléctrica, incluyendo a Inglaterra que la inició y a Argentina que imitó la reforma inglesa, la mayoría de las transacciones no se hacen a través del mercado eléctrico sino con contratos a plazos, lo que estabiliza los precios y hace que la función del mercado sea marginal.

4°. La existencia de la red eléctrica, que constituye un monopolio natural inevitable y el carácter de servicio público del suministro de energía eléctrica son características que no pueden ignorarse al tratar de modificar la organización de los sistemas eléctricos.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

EQUIPO PRINCIPAL, AUXILIAR, ESPECIFICACIÓN Y NORMAS

**EXPOSITOR. ING. PABLO SANDOVAL GONZALEZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

**EQUIPO PRINCIPAL
Y AUXILIAR**

ING. PABLO SANDOVAL GONZÁLEZ

EQUIPO PRINCIPAL DE UNA **SUBESTACIÓN**

1.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.- BANCOS DE TIERRA

3.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

4.- DISPOSITIVOS DE POTENCIAL
TRAMPAS DE ONDA

5.- CAPACITORES

6.- APARTARRAYOS

7.- INTERRUPTORES

8.- CUCHILLAS

9.- FUSIBLES

10.- REACTORES

11.- BATERIAS

12.- CARGADORES DE BATERIAS

SISTEMA AUXILIAR DE UNA **SUBESTACIÓN**

1.- SERVICIO DE ESTACIÓN

TRANSFORMADORES

TABLEROS

BATERIAS

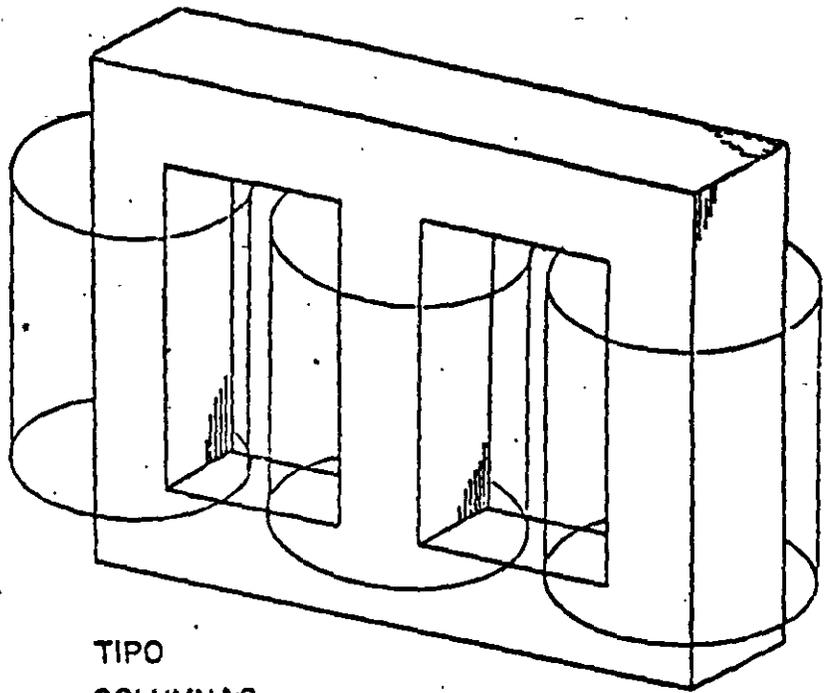
CARGADORES

PLANTA DE EMERGENCIA

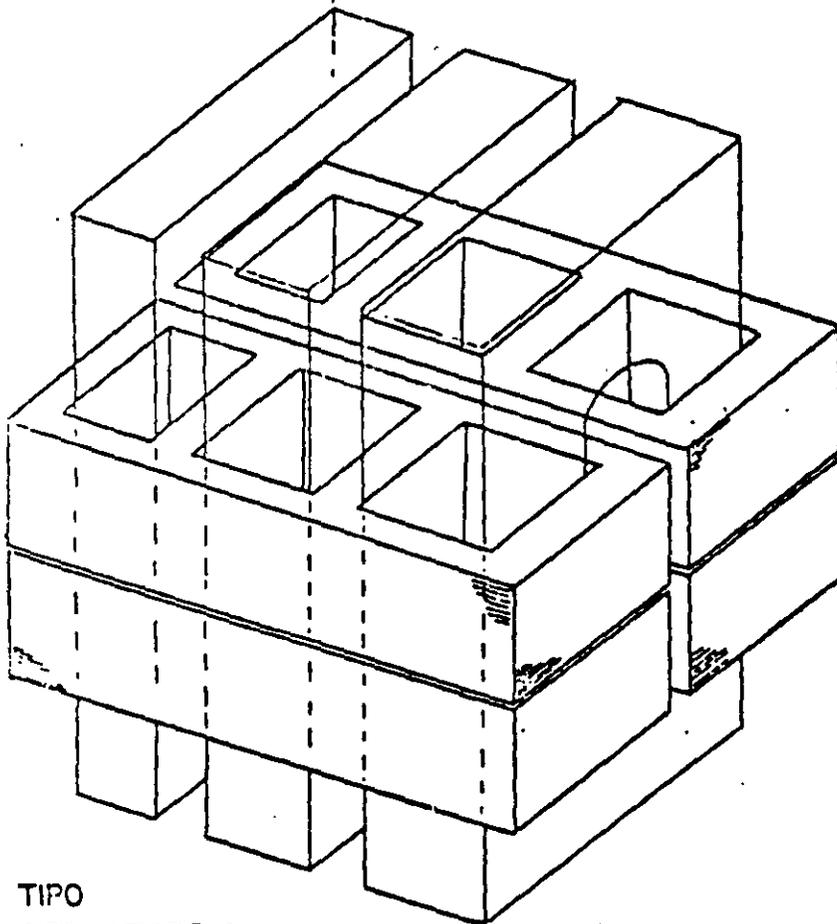
2.- ALUMBRADO

3.- SISTEMA CONTRA INCENDIO

4.- AIRE ACONDICIONADO



TIPO
COLUMNAS



TIPO
ACORAZADO

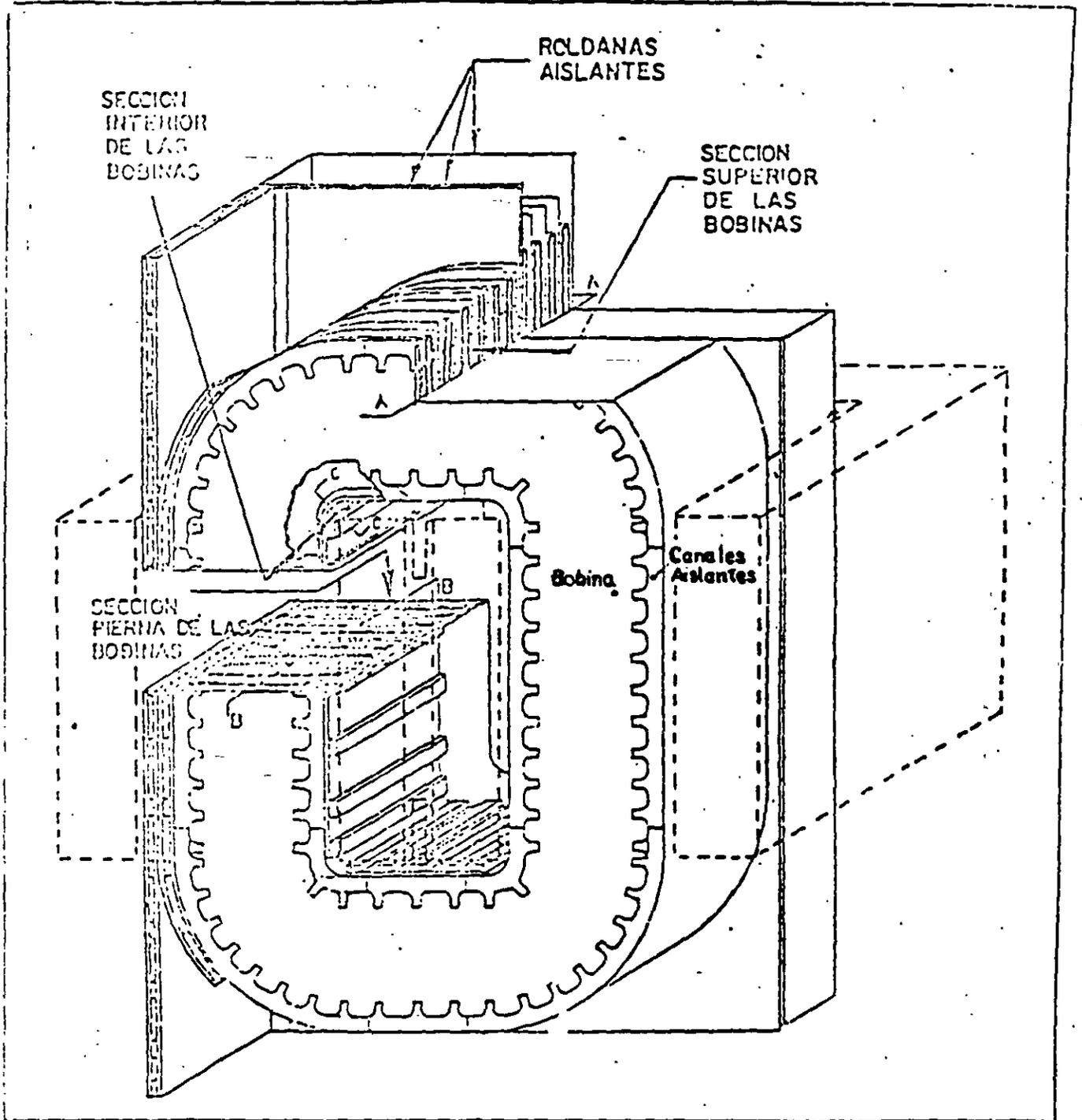


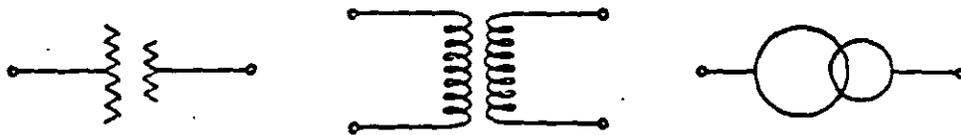
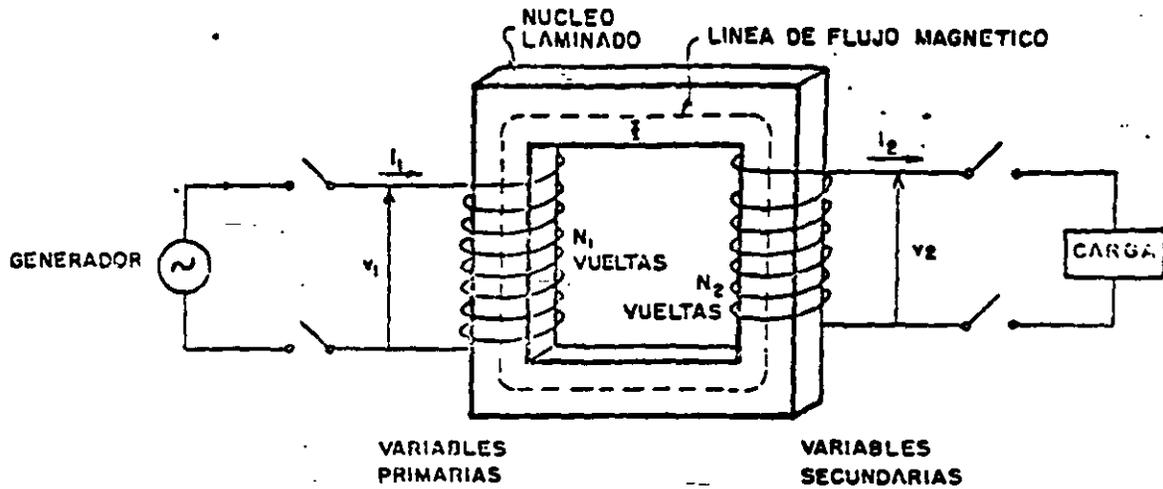
FIGURA 10 FASE TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

7.4 Extracción de Agua

La utilización de un medio de transporte de

calor con menor presión de vapor que el agua, asegura una continua extracción de agua desde el calentamiento inicial hasta completar el ciclo de secado.

EL TRANSFORMADOR IDEAL



SIMBOLOS

1) TRANSFORMADOR SIN CARGA

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$\frac{v_1}{v_2} = a$$

2) TRANSFORMADOR BAJO CARGA

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = \mathcal{R} \cdot \phi$$

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = 0$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$v_1 i_1 = v_2 i_2$$

3) CIRCUITO MAGNETICO

$$\phi = B \cdot A$$

FUERZA MAGNETOMOTRIZ

$$\dots \mathcal{F} = NI$$

FUERZA MAGNETIZANTE

H amp-vuelta/cm

PERMEABILIDAD

$$\mu = \frac{B}{H}$$

$$V_{PT} = \frac{v_1}{N_1} = 4.44 f \Delta \phi_{max}$$

RELUCTANCIA

$$\mathcal{R} = \frac{\mathcal{F}}{\phi}$$

$$\mathcal{R} = \frac{HL}{BA} = \frac{l}{\mu A}$$

IMPEDANCIA

$$V = Z I$$

$$Z = \frac{V}{I}$$

$$Z = R + jX$$

CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES

CAPACIDAD: 300 MVA.

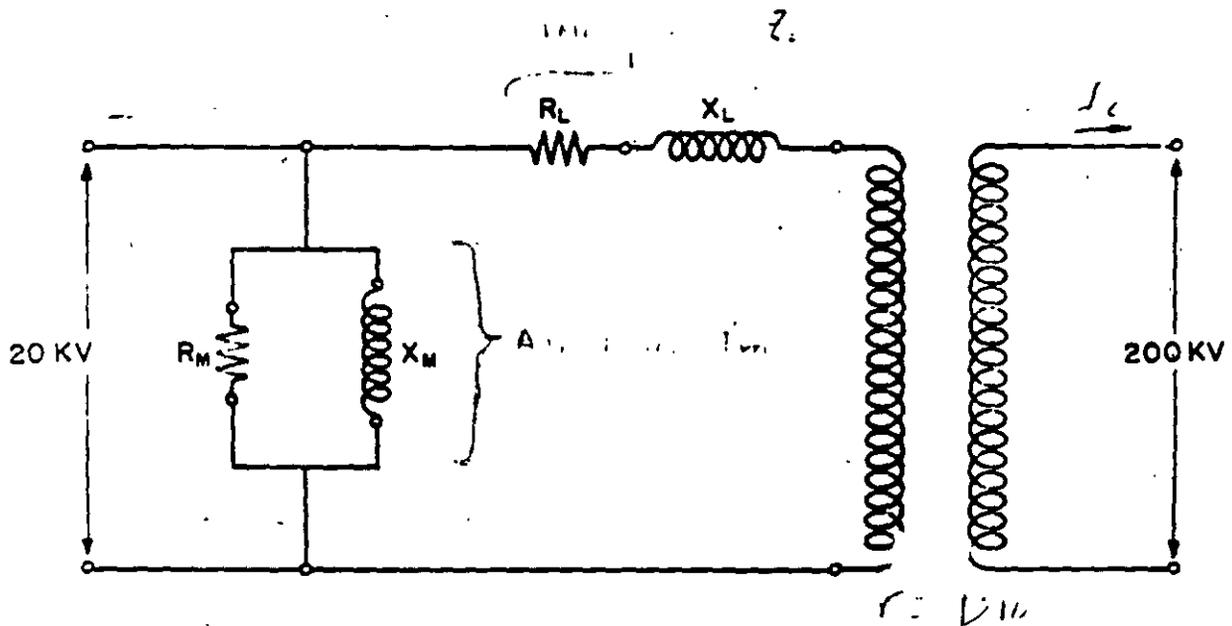
TENSIONES: 345 000/20 000 VOLTS.

IMPEDANCIA: 10 %

N B I: 900/150 KV.

REGULACION: $\pm 5\%$

CONEXIONES: ESTRELLA-DELTA.



RAMA EN DERIVACION (R_M, X_M)

ASOCIADA CON EL NUCLEO

PERDIDAS

CORRIENTE DE EXCITACION

RUIDO

RAMA EN SERIE (R_L, X_L)

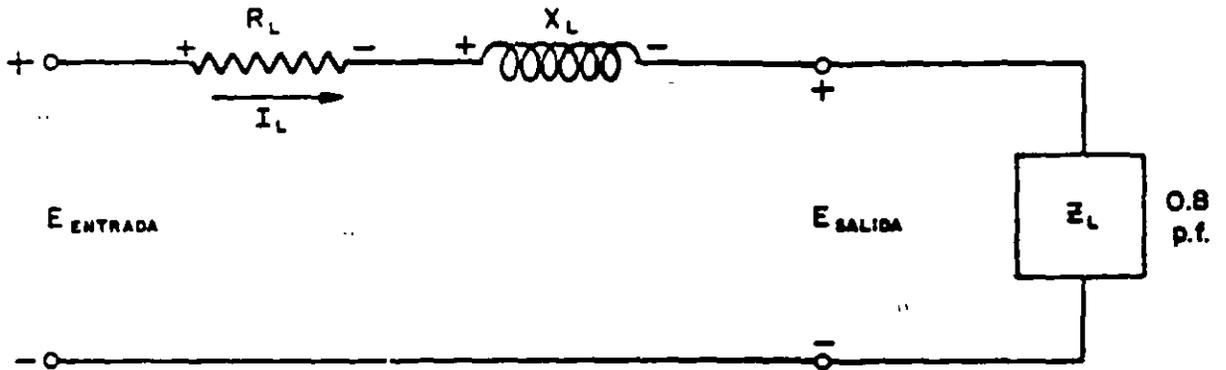
ASOCIADA CON LOS DEVANADOS

PERDIDAS

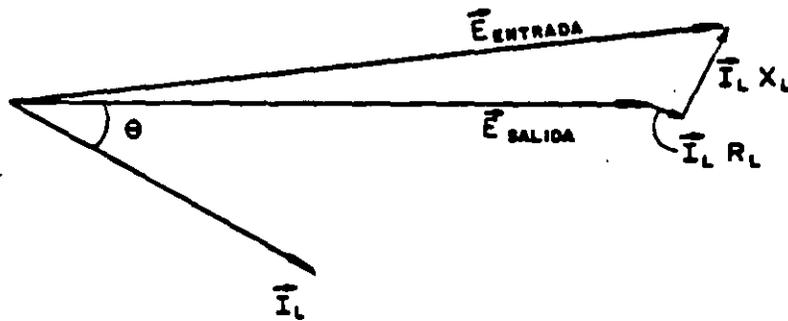
IMPEDANCIA

REGULACION

REGULACION

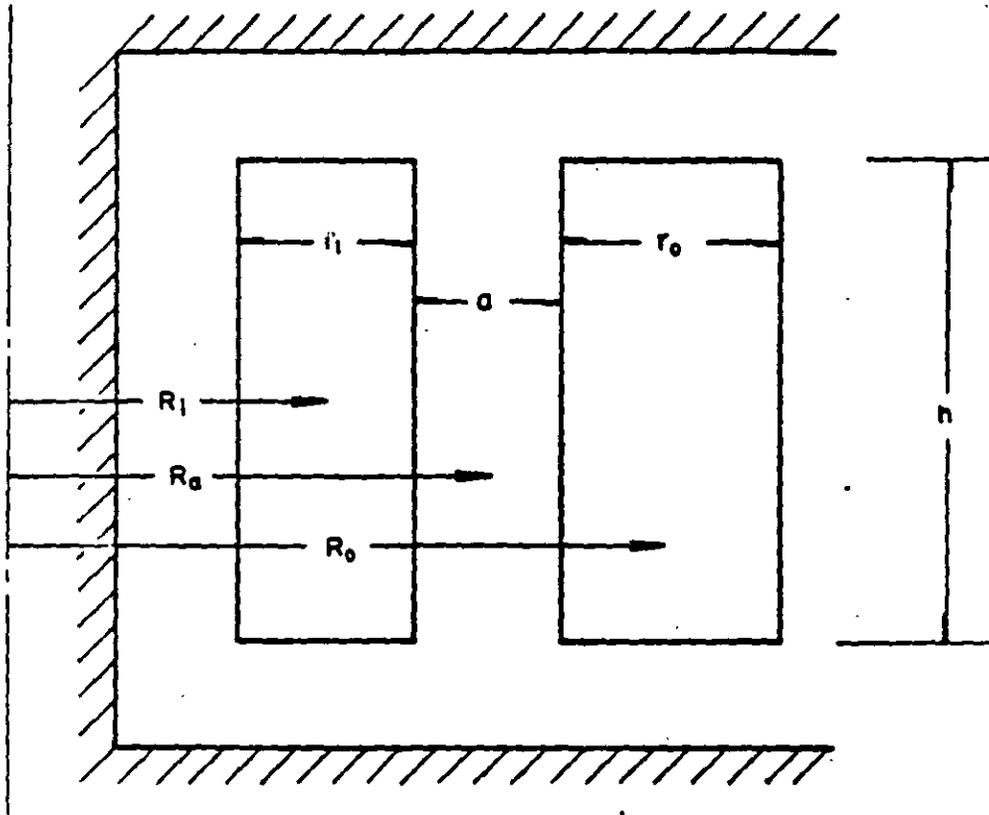


$$\bar{E}_{ENTRADA} = \bar{E}_{SALIDA} + \bar{I}_L R_L + \bar{I}_L X_L$$



$$\% \text{ REGULACION} = 100 \left[\frac{E_{ENTRADA} - E_{SALIDA}}{E_{SALIDA}} \right]$$

REACTANCIA EN LOS TRANSFORMADORES



AREA EFECTIVA DE FLUJO

$$\%X = 0.126 \frac{f \cdot \text{kVA/pierna}}{e^2 \cdot h} \left[\frac{r_1 R_1}{3} + a R_a + \frac{r_2 R_2}{3} \right]$$

$$e = \text{Volts por vuelta} = \frac{E}{N}$$

$$\frac{E}{N} = K f \phi = K f B A$$

E = Voltaje del devanado

N = Número de vueltas

ϕ = Flujo magnetizante total

B = Densidad de flujo

A = Area del núcleo

EFICIENCIA

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}}$$

EJEMPLO: $P_{SALIDA} = 300 \text{ MW}$
 $R_M = 100,000 \% = 1000 \text{ pu}$
 $R_L = 0.5 \% = .005 \text{ pu}$

$$PERDIDAS \text{ EN VACIO} = \frac{E^2}{R_M} = \frac{1^2}{1000} = .001 \text{ pu}$$

(300 KW)

$$PERDIDAS \text{ CON CARGA} = I_L^2 R_L = 1^2 \times .005 = .005 \text{ pu}$$

(1500 KW)

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}} = \frac{1.0}{1.006} = .9940$$

(99.40%)

$$E F I C . = \frac{300,000 \text{ KW}}{301,800 \text{ KW}} = .9940$$

(99.40%)

EFFECTO DE REDUCIR LAS PERDIDAS TOTALES.

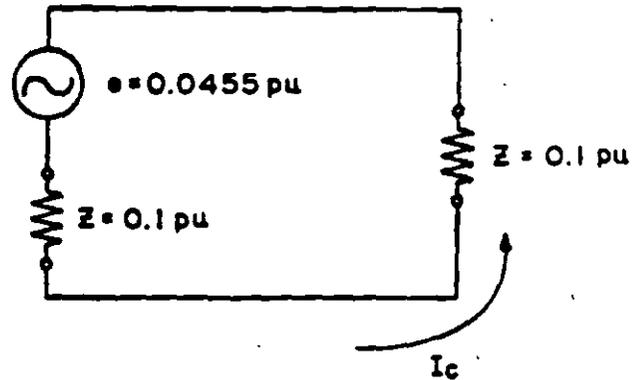
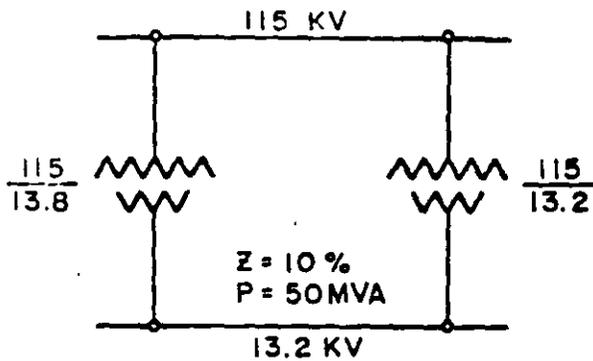
- SE LOGRA : - Incrementando la sección transversal del conductor.
- EFFECTO DIRECTO : - Se incrementa el peso del conductor.
- Disminuyen las pérdidas con carga.
- EFFECTO INDIRECTO : - Se incrementa el peso del núcleo
- Se incrementan las pérdidas en vacío.

FACTORES DE CAPITALIZACION DE PERDIDAS
TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

CONCEPTO	MILES DE PESOS		DOLARES
	CLFC	C F E	E U A
PERDIDAS EN EL FIERRO	6 470/ KW	5 800/ KW	1500-2000/KW
PERDIDAS TOTALES	2 690/ KW	1 750/ KW	1000-1500/KW
CONSUMO DE AUXILIARES	50/ KW	—	—
CORRIENTE DE EXCITACION	40/ KVA	40/ KVA	—

OPERACION DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

CASO A: DIFERENTE RELACION

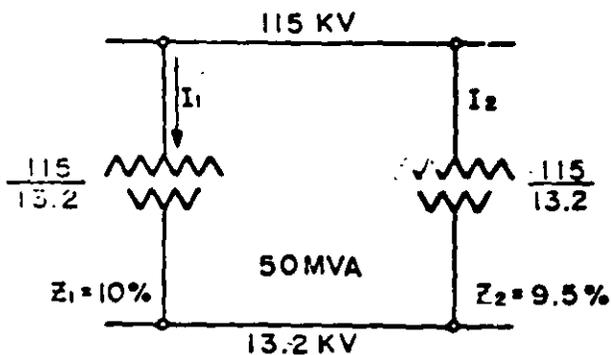


$$I_c = \frac{0.0455}{0.2} = 0.2275 \text{ pu}$$

$$= 22.75 \%$$

(50 MVA Base)

CASO B: DIFERENTE IMPEDANCIA



$$I_1 Z_1 = I_2 Z_2$$

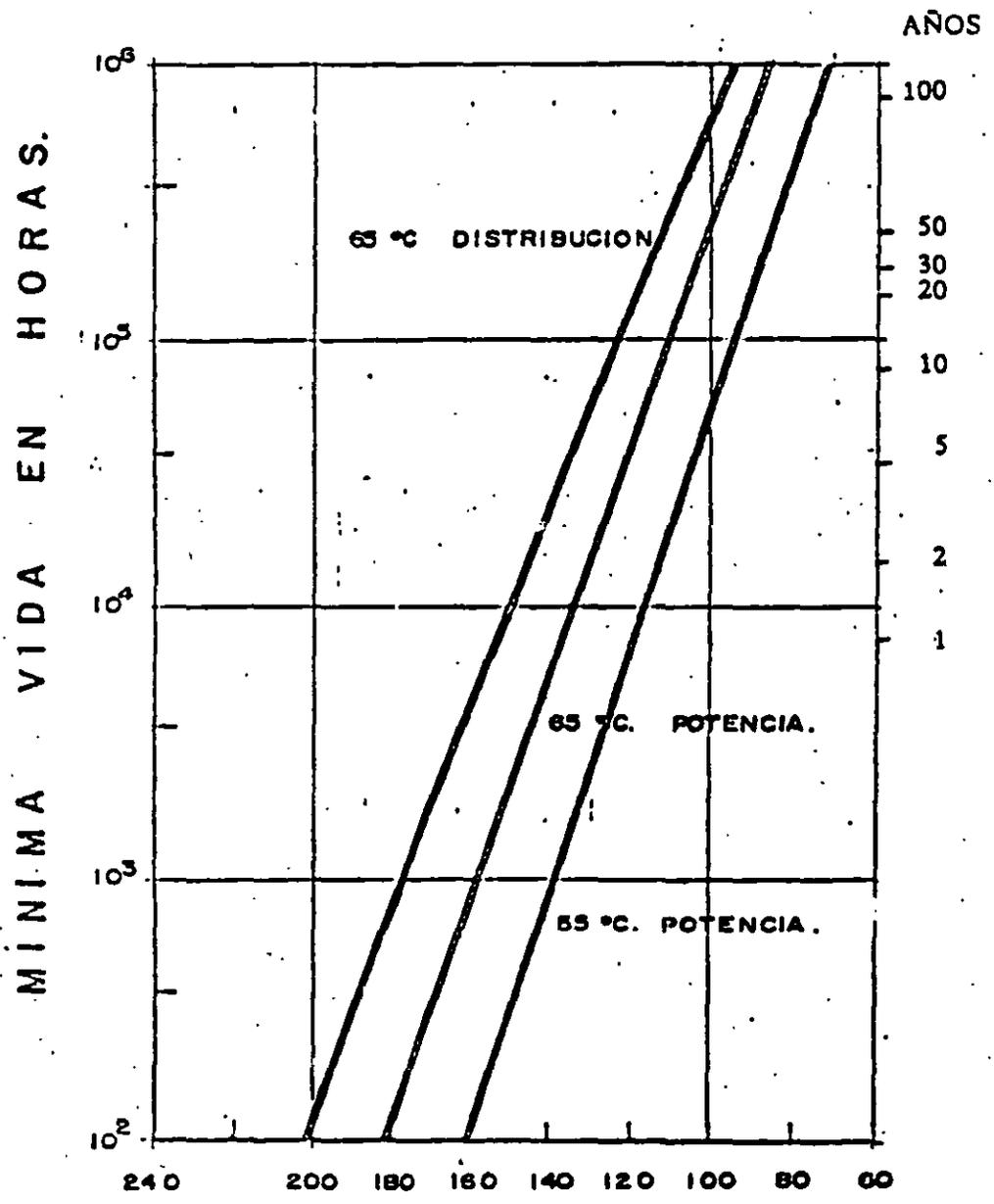
$$0.1 I_1 = 0.095 I_2$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{0.1}{0.095} = \underline{\underline{1.05}}$$

5% DE DESBALANCE EN LA
CORRIENTE A CUALQUIER NI-
VEL DE CARGA.

VIDA DEL AISLAMIENTO = VIDA DEL TRANSFORMADOR

VIDA ESPERADA.



PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO - °C.

TABLA COMPARATIVA DE COSTOS DE BANCOS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS Y TRIFASICOS.

1).- PARA BANCOS DE 30 o 60 MVA, 85/23 o 230/ 23 KV.

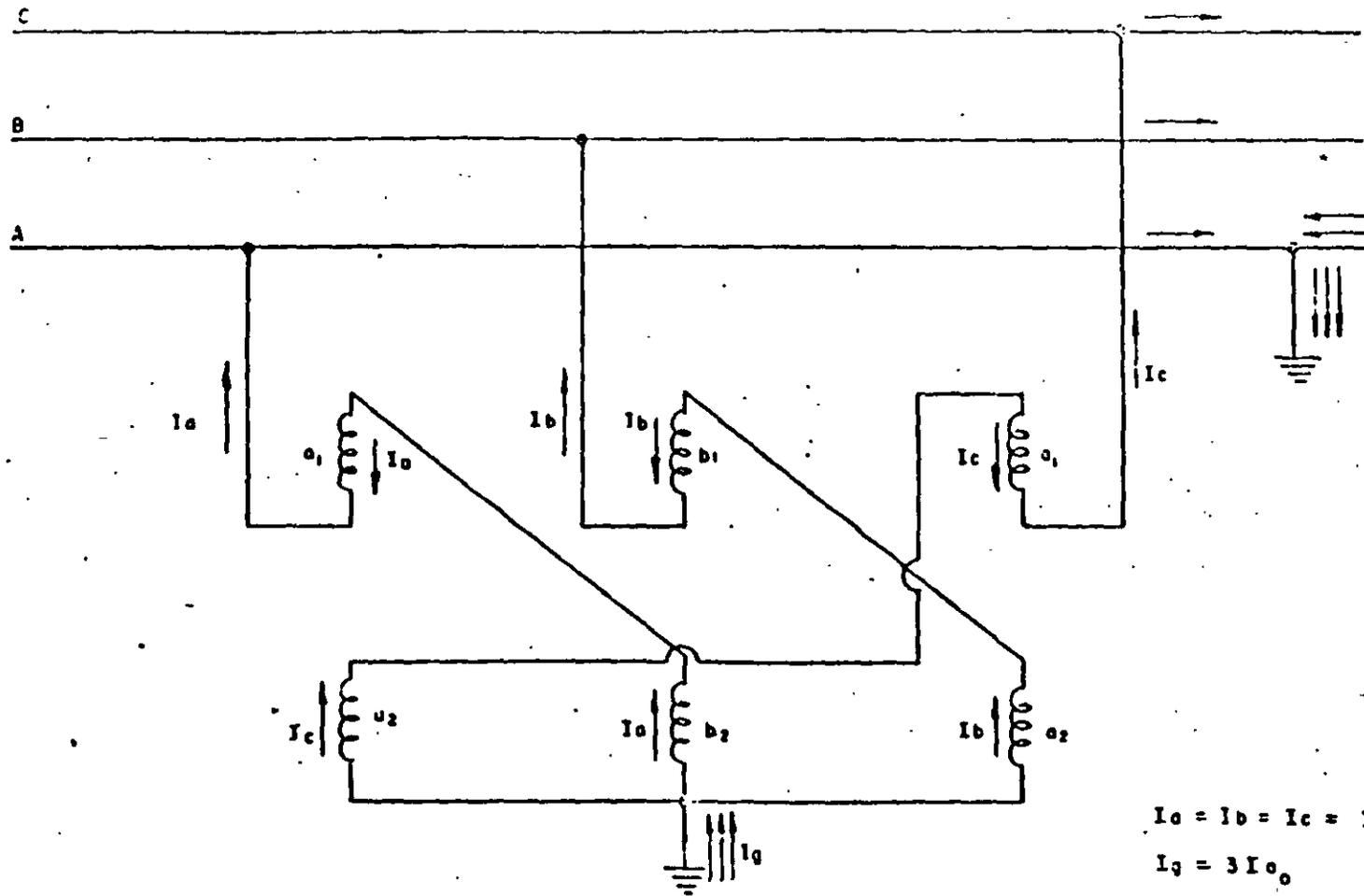
TRANSFORMADORES UTILIZADOS	CAPACIDAD MVA		COSTO DE BANCOS EN %	COSTO /MVA INSTALADO EN %	COSTO /MVA FIRME EN %
	INSTALADA	FIRME			
4 x 1 f + 1 Regulador	40	30	100	100	100
2 x 3 f	60	36	110	73	91
7 x 1 f + 2 Reguladores	70	60	100	100	100
3 x 3 f de 30 MVA	90	72	92	71	76
2 x 3 f de 60 MVA	120	72	105	61	88
10 x 1 f + 3 Reguladores	100	90	100	100	100
4 x 3 f de 30 MVA	120	96	84	70	79
3 x 3 f de 60 MVA	180	144	109	61	68

2).- PARA BANCOS DE 100 MVA, 230/85 KV.

4 x 1 f	133	100	100	100	100
2 x 3 f	200	100	118	79	118
7 x 1 f	233	200	100	100	100
3 x 3 f	300	200	101	79	101
10 x 1 f	353	300	100	100	100
4 x 3 f	400	300	94	79	94
17 x 1 f	433	400	100	100	100
5 x 3 f	500	400	111	79	111

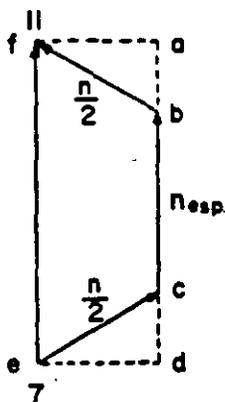
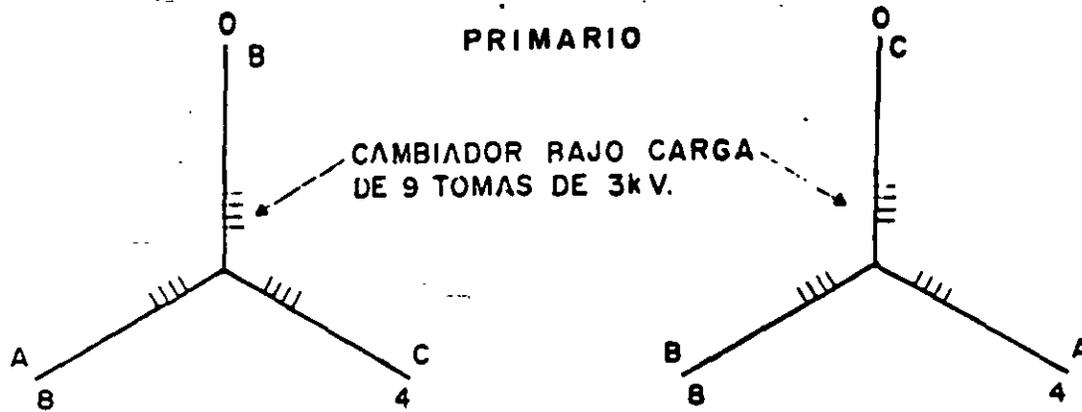
CONCURSO NACIONAL MAYOR POR TRANSFORMADORES DE POTENCIA TRIFASICA DE 60 MVA, 230/23 KV.

PARTIDA NO. 1 (3 PZAS)					
DESCRIPCION.	FABRICANTE	A	B	C	COMENTARIOS.
PRECIO LAB. FABRICA UNITARIO (MILES DE PESOS)		2,598.000	2,380.000	2,700.000	
COSTO POR PERDIDAS :					
AUXILIARES (MILES DE PESOS)		1,250	700	900	
PIERRO "		436,804	451,866	338,889	
TOTALES "		643.197	439,653	667.623	
CORRIENTE DE EXCITACION "		8,832	7,480	6.221	
TOTAL DE PERDIDAS Y CORRIENTE DE EXCITACION (MILES DE PESOS)		1,090.083	899,699	1,013,643	
PRUEBAS POR UNIDAD (MILES DE PESOS)		12.452	12,452	12,452	
		18,536	32,843	37,000	
COSTO TOTAL UNITARIO POR 1 PIEZA SIN ACEITE Y SIN PRUEBAS (MILES DE PESOS)		3,688,083	3,279,699	3,713,643	
LOTES DE REFACCIONES (MILES DE PESOS)		134,100	98,782	139,100	
CANTIDAD DE ACEITE AISLANTE POR PIEZA LITROS (MILES DE PESOS)		45,000	32,585	56,946	
		92,700	67,125.8	117,308.7	
COSTO TOTAL POR 3 PIEZAS MAS UN LOTE DE REFACCIONES + PRUEBAS NO INCLUIDAS + ACEITE AISLANTE (MILES DE PESOS)		11,525,973	10,250,237	11,755,407	
DIFERENCIA COSTO COMPARATIVO CON OFERTA MAS BAJA.					
	MILES DE PESOS	1,275,736	0	1,505,170	
	PORCENTAJE (%)	12.44	0	14.68	
PESO NETO UNITARIO POR TRANSFORMADOR (TONELADAS)		140	119,614	117	
TIEMPO DE ENTREGA (DIAS)		300-100%	300-100%	300-100%	
OBSERVACIONES					

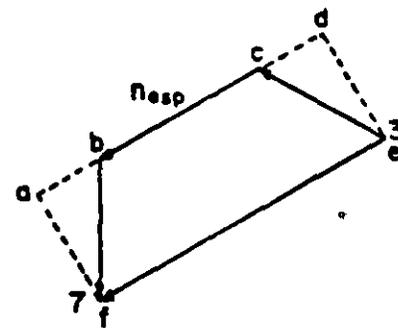


DISTRIBUCION DE LAS CORRIENTES EN UN TRANSFORMADOR ZIG-ZAG PARA CONEXION A TIERRA EN EL CASO DE UNA FALLA ENTRE FASE Y TIERRA EN UN SISTEMA TRIFASICO.

TRANSFORMADOR TRI-MONOFASICO

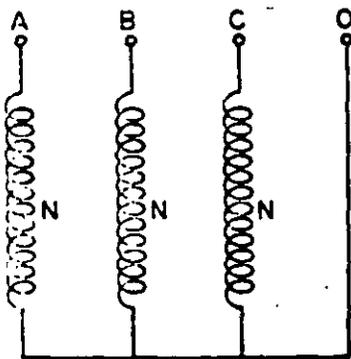


S. E. LA BRICHE



S. E. AVRON

235/27.5 k V. DE 40 MVA.



$$ab = cd = \frac{bc}{4} \quad da = 27500 \text{ Volts.}$$

$$bc = \frac{27500}{3} \times 2 = 18320 \text{ Volts.}$$

$$P_{bc} = \frac{40}{3} \times 2 = 26.66 \text{ MVA.} \quad I = \frac{26.66}{18320} = 1453 \text{ Amp.}$$

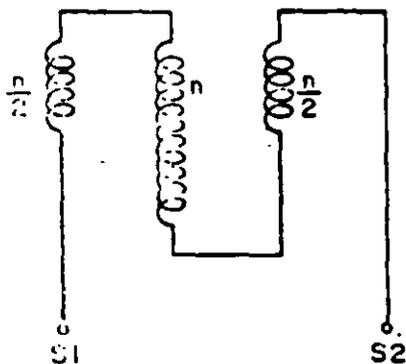
$$P_{ca} = \frac{40 - 26.6}{2} = 6.66 \text{ MVA.} \quad V = \frac{18320}{2} = 9160 \text{ Volts.}$$

$$ab = cd = \frac{9160}{2} = 4580 \text{ Volts.}$$

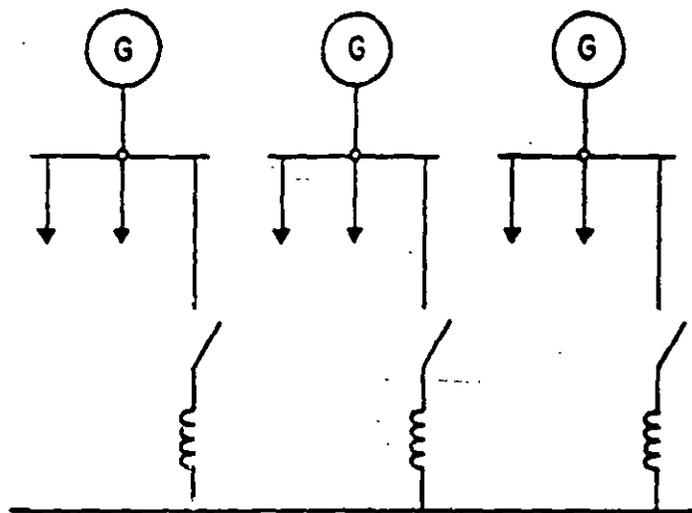
$$P = 9160 \times 1453 = 13.33 \text{ MVA.}$$

$$P_{transf.} = 26.66 + 2 \times 13.33 = 53.32 \text{ MVA.}$$

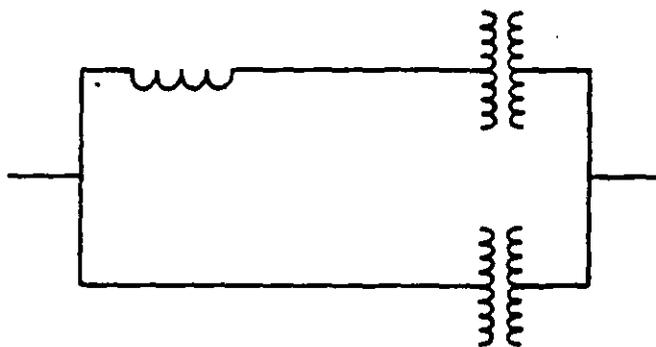
33 % SUPERIOR DE LA P_{efec}



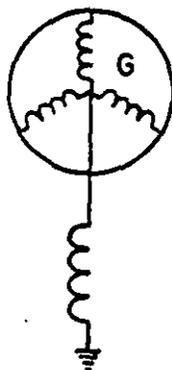
5.-REACTORES DE SINCRONIZACION DE GENERADOR



6.-REACTOR DE PARALELO



7.-REACTOR PARA CONECTAR NEUTRO A TIERRA



R E A C T O R E S

$$X_L = \frac{KV^2}{MVA}$$

X_L = Reactancia en Ohms

KV = Voltaje entre fases (circuito trifásico)

MVA = Potencia de falla trifásica.

Ejemplo : Calcular la reactancia adicional en un sistema para reducir la potencia de falla.

$$KV = 13.8$$

$$\begin{aligned} \text{Pot. de falla actual} &= 100 \text{ MVA} \\ \text{Reducirla a} &= 50 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$X_L \text{ Requerida} = \frac{(13.8)^2}{50} = 3.809 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ actual} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.904 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ adicional} = \underline{\underline{1.905 \text{ ohms}}}$$

Calculo de millihenry a ohms.

$$X \text{ ohms} = 2\pi f L = 0.377 \text{ x mH (a 60 Hz.)}$$

Corriente simetrica de corto circuito (Valor eficaz)

Ejemplo : $P = 320 \text{ KVA}$, monofásico, $I = 800 \text{ amp}$

$$X_L = 0.50 \text{ ohms,}$$

$$V = 14\,400 \text{ volts (sistema)}$$

$$V_{\text{caida}} = 800 \times 0.50 = 400 \text{ volts caída reactiva (V=IX}_L)$$

$$V_{\text{reactor}} = \frac{14\,400}{\sqrt{3}} = 8314 \text{ volts. } X_L = \frac{V_C}{V_L} = \frac{400}{8314} = 0.0481 \text{ p.u.} = 4.81\%$$

$$\text{Veces de corriente nominal} = \frac{100}{4.81} = 20.8$$

$$\text{Corriente simetrica} = 800 \times 20.8 = 16\,640 \text{ amp.}$$

ALGUNOS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA SELECCION

DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los transformadores de las subestaciones de alta tensión, de acuerdo a la función que desempeñan se clasifican como:

Elevadores.- De la tensión de generación a la de transmisión.

De enlace.- Inteconectan partes del sistema de transmisión.

Reductores.- Reducen la tensión de transmisión a tensiones de subtransmisión o de distribución.

a) Tipos.

a.1) Transformadores monofásicos y trifásicos.

La selección entre transformadores trifásicos y bancos de unidades monofásicas depende de estudios técnico-económicos que deben considerar entre otros los siguientes factores:

- Costo de la inversión.
- Costo de la energía no suministrada.
- Confiabilidad o necesidad de unidades de reserva.
- Limitaciones de transporte (peso y altura máxima).
- Limitaciones de capacidad de fabricación.

b) Transformadores o autotransformadores.

La elección de estos elementos obedece a factores como:

- La relación de transformación (mayor de 2 a 1 es por lo general transformador).
- La impedancia y su relación con la regulación de voltaje y el corto circuito.

De aquí, por lo general en las centrales eléctricas se usan transformadores elevadores con dos devanados, el primario en delta y el secundario en estrella aterrizada. En la red para tensión de 400/230 kV ó 230/115 kV se pueden usar autotransformadores con conexión estrella aterrizada.

c) Devanado terciario.

Los autotransformadores generalmente tienen un devanado terciario en conexión delta, ya sea para conexión a la compensación reactiva y/o para la alimentación de los servicios auxiliares, con 1/3 de la potencia de los otros devanados. Cuando el terciario no fuera usado para las funciones anteriores, su exclusión es función de los estudios de presencia de terceras armónicas, de los estudios de energización y de la necesidad de pruebas.

d) Especificación de características eléctricas.

En la especificación de transformadores se deben considerar los siguientes aspectos:

- Niveles de tensión de transformación.
- Potencia a ser transferida.
- Rangos de variación de las tensiones.
- Rangos aceptables de impedancia.
- Existencia de compensación reactiva en el terciario (en su caso).
- Protección por apartarrayos.
- Valores estimados ó calculados para las distintas sobretensiones.
- Niveles de corrientes de corto circuito para las condiciones actuales y futuras.
- Aspectos relevantes del sistema al que se conectará el transformador.
- Aspectos ambientales y meteorológicos.

Los resultados de esta información constituyen la base para cubrir las características normalizadas de los equipos.

SELECCION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es conveniente establecer la diferencia entre los transformadores de corriente para medición o para protección, así como la clase de precisión. Las características eléctricas básicas a considerar son:

- Corrientes nominales (primarias y secundarias) y relaciones nominales.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia nominal.
- Cargas nominales (burden).
- Curva de excitación.
- Número de núcleos para medición y protección.
- Factor térmico nominal.
- Corriente térmica.
- Corriente dinámica.
- Tipo de aplicación (interior, exterior, etc).
- Pruebas eléctricas a considerar.

Adicionalmente se deben considerar los siguientes aspectos:

- Si los transformadores de corriente se instalan junto a bancos de capacitores.
- El caso de apertura de circuito secundario.
- Las sobretensiones en los secundarios de los transformadores de corriente saturados.

2.9.- INTERRUPTORES.-

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacio o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra.

Los valores nominales de un interruptor deben considerar las condiciones de operación posibles mencionadas anteriormente, o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y soportar los esfuerzos eléctricos transitorios debidos a las corrientes de cortocircuito. Las normas internacionales recomiendan que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

- 1.- Tensión nominal y condiciones de operación.
- 2.- Frecuencia nominal.
- 3.- Capacidades de interrupción.
- 4.- Capacidad de cierre e interrupción.
- 5.- Máxima duración de la corriente nominal de tiempo corto.
- 6.- Ciclo de operación normal.

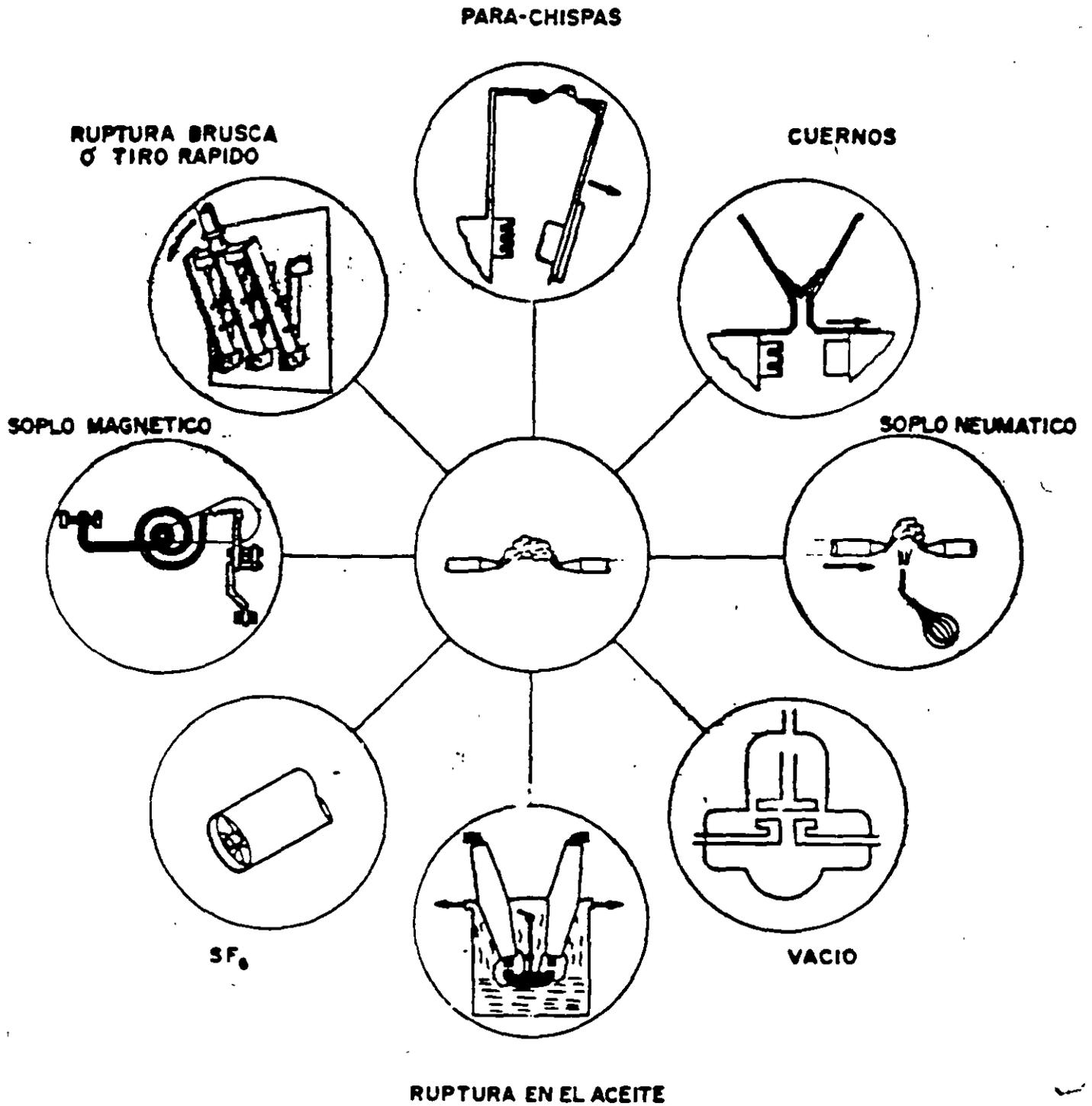
1.- TENSION NOMINAL.-

Durante las condiciones de operación la tensión no es constante, por lo que se debe garantizar la correcta operación del interruptor, por lo que el ingeniero de diseño, por lo que el ingeniero de operación.

La tensión máxima admisible es el valor de tensión para el cual el interruptor representa el límite superior de operación.

En la siguiente tabla se muestran los valores nominales del sistema de diseño.

DIFERENTES DISPOSITIVOS EMPLEADOS PARA LA EXTINCION DEL ARC



Desventajas:

1. Peligro de explosión o incendio por la presencia del aceite.
2. Debido al poco volumen del aceite, es necesario un mantenimiento preventivo mas frecuente.
3. Después de cada operación de apertura de un cortocircuito - requieren un mantenimiento inmediato, que puede requerir - desde el acondicionamiento solamente, hasta el cambio total - de los contactos.
4. No son muy robustos desde el punto de vista mecánico.
5. No son recomendables en lugares donde tengan que operar frecuentemente.

C. INTERRUPTORES NEUMATICOS

Ventajas:

1. Gran robustez mecánica.
2. Rapidez de operación.
3. Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión - del aire.
4. Requieren poco mantenimiento.
5. No hay riesgo de incendio por ausencia del aceite.
6. Fácil inspección de sus contactos.
7. No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas:

1. Menor rigidez dieléctrica que el SF₆
2. Mayor presión.
3. La constante térmica es de unas 100 veces la del SF₆ a la misma presión.
4. Aún a presiones cinco veces superiores que el SF₆, el aire -- tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
5. En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
6. Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
7. Los niveles de ruido al operar son muy altos.
8. El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

E. INTERRUPTORES DE VACIO

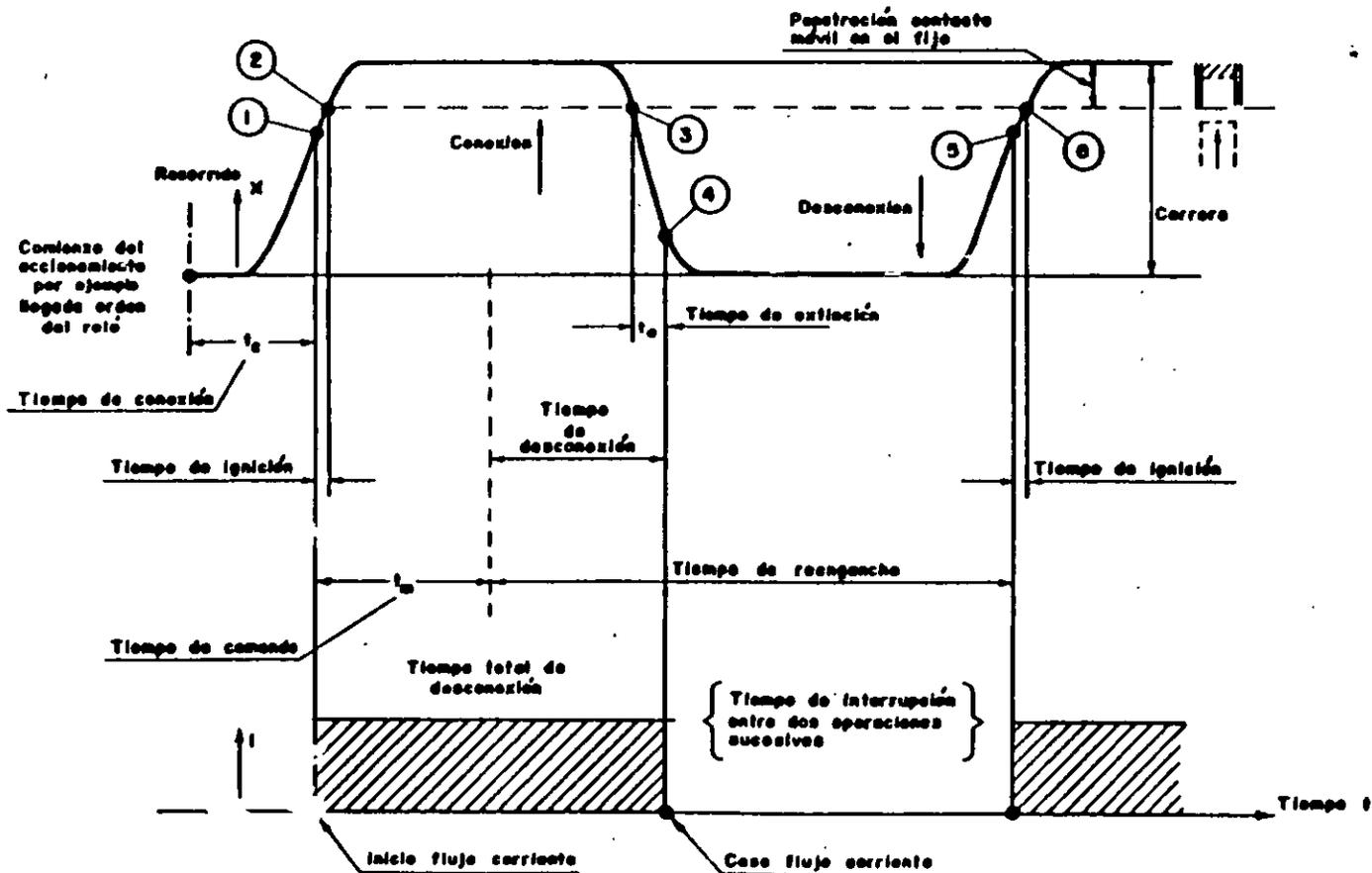
Ventajas

1. Es un interruptor muy compacto.
2. Prácticamente no necesita mantenimiento.

Desventajas

1. Es difícil de mantener un buen vacío debido al arqueo y desgaseificación de los electrodos metálicos.
2. Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.
3. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

CONEXION Y DESCONEXION DE UN INTERRUPTOR

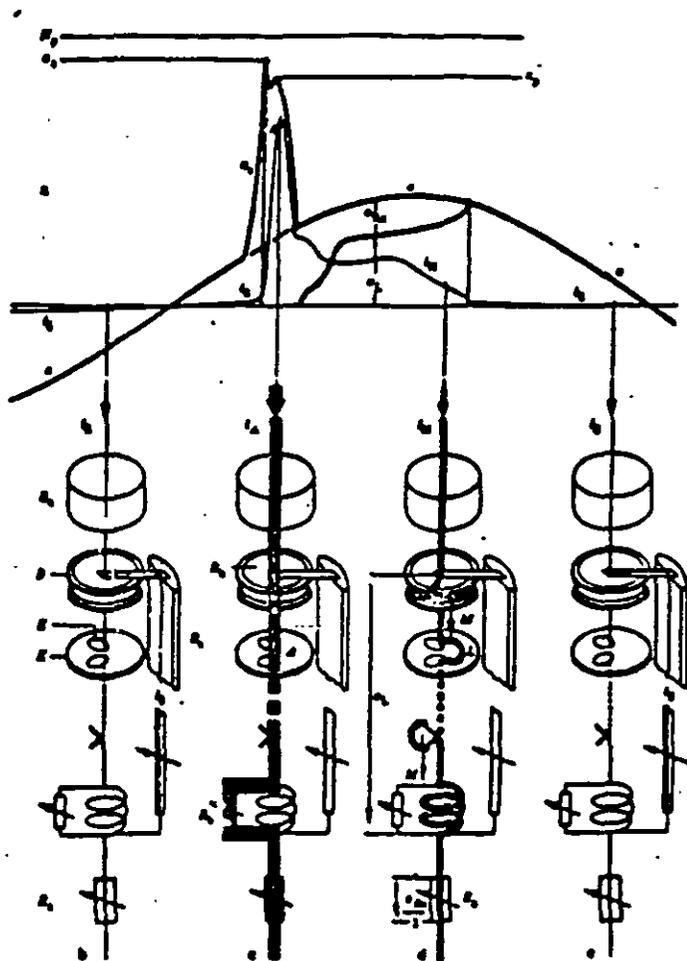


1 y 5 = salto de la chispa o inicio de la conducción plasmática
 2 y 6 = unión de los contactos o inicio de la conducción galvánica

} Conexión

3 = separación de los contactos (fijo y móvil)
 4 = cese de la conducción plasmática

} Desconexión



- | | | |
|------------------------------|--|---|
| A = Sparkover point with arc | F = Guaranteed protection level | u_s = Sparkover voltage |
| B = Blow-out coil | F_p = Nonlinear Resorbite resistor | u_{a1} = Arc voltage during quenching |
| E = Spark-gap electrode | R_b = Bypass resistor | u_r = Residual voltage during diversion |
| i_A = Surge current | R_g = Grading resistor | u_{Rb} = Voltage drop across Resorbite resistors during quenching |
| i_F = Follow current | U = Service voltage at arrester assembly | u_s = Surge voltage |
| i_C = Control current | | |
| K = Quenching chamber wall | | |
| L = Arc during quenching | | |
| M = Lines of magnetic flux | | |
- a) Curves of electrical quantities during sparkover and quenching
b) Arrester assembly in normal operating condition
c) Arrester assembly during passage of surge current
d) Arrester assembly during passage of follow current
e) Arrester assembly in normal operating condition

OPERACION DE UN APARTARRAYOS CON SPARK GAPS DE SOPLADO MAGNETICO.

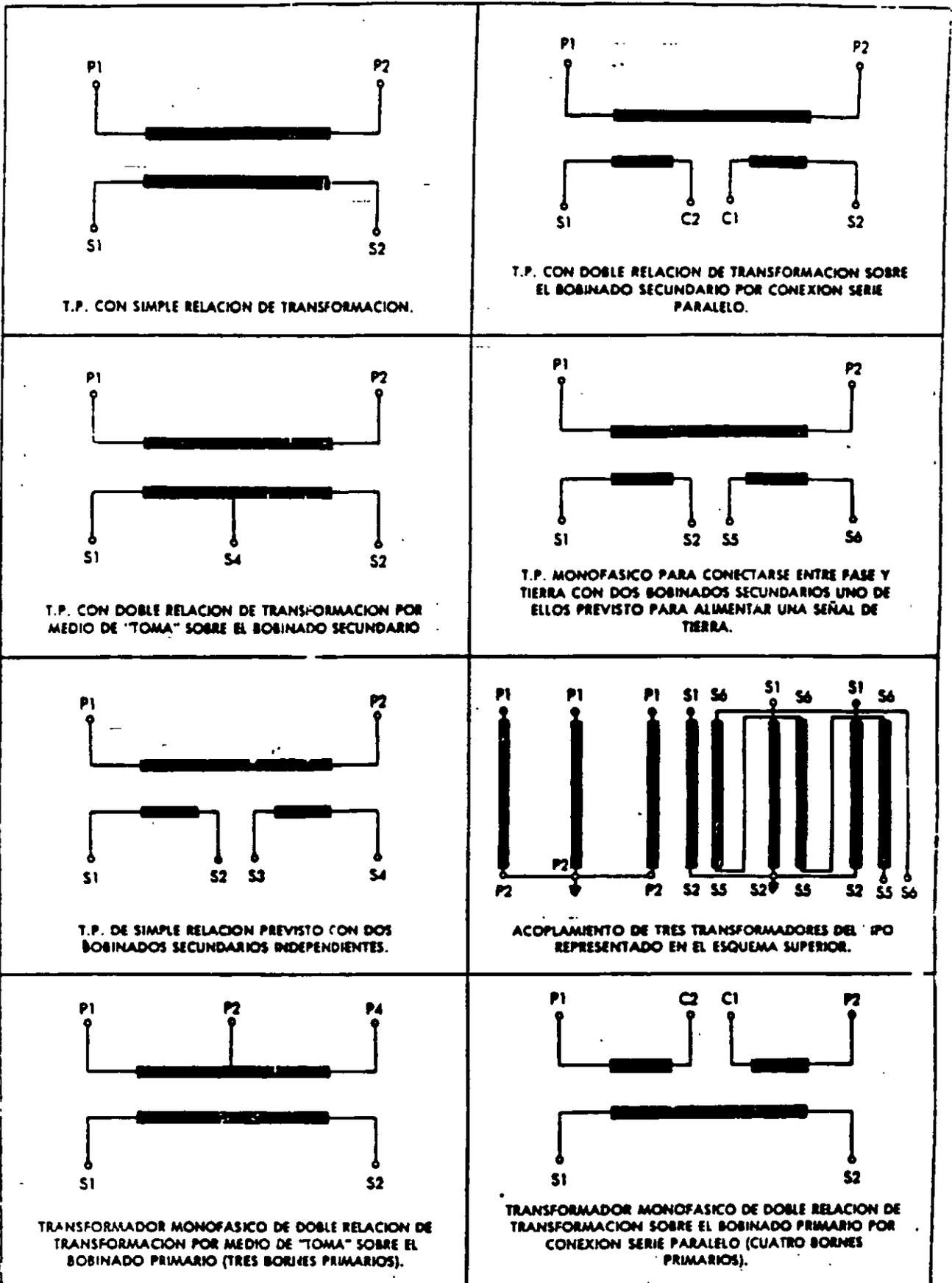


FIGURA 2
ESQUEMAS CLASICOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para transformadores de corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores definidos de factores de sobrecarga

a) Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen por finalidad, llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Conectados en serie con las líneas de alimentación, están sujetos a las mismas sobretensiones y sobreintensidades que ellas. Estas solicitudes, que son provocadas generalmente por un cortocircuito, no son solamente función de la potencia tomada por el circuito de alimentación, sino que dependen de la potencia del sistema y de la impedancia de los circuitos afectados. Hace falta, entonces, tener en cuenta la capacidad de cortocircuito del sistema y el lugar en donde se conectará el transformador de corriente.

Instalación

Suponiendo que se ha elegido el tipo de instalación (interior o exterior), conviene examinar todavía que tipo de transformador de corriente será posible utilizar en la misma. En efecto, la elección de un modelo puede estar influida por elementos particulares, como pueden ser: posición, altura, mantenimiento previsto, etc.

Tensión nominal de aislamiento

La tensión nominal de aislamiento de un transformador de corriente, debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice.

La elección de la tensión nominal de aislamiento depende igualmente de las condiciones especiales de la instalación elegida. En climas salinosos, tropicales, con neblina o en instalaciones a altitudes superiores de 1.000 metros, se deberá prever un nivel de aislamiento superior.

Realización

Los transformadores de corriente pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización.

Los transformadores son provistos con un solo circuito magnético, cuando alimentan un solo aparato, teniendo una función bien definida, por ejemplo medición o protección, o cuando las exigencias de la explotación permitan conectar, sobre el mismo circuito magnético, aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas de ellas no tengan consecuencias, por ejemplo: un ampermetro indicador y un relevador de sobrecorriente.

Cuando son previstos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un transformador que tenga tres circuitos magnéticos separados, puede alimentar:

- el primero, la medición de precisión (facturación).
- el segundo, una protección diferencial, y
- el tercero, mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un aparato construido con 2 ó 3 circuitos magnéticos separados, se comporta, técnicamente, como si se tratase de 2 ó 3 aparatos completamente diferentes, ya que sólo el bobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los bobinados secundarios están completamente independientes y separados.

Los transformadores de corriente destinados a ser instalados en subestaciones de alta tensión (intemperie) y subestaciones interiores, con gran capacidad en el sistema de alimentación, son comúnmente contruidos con varios núcleos separados.

Corrientes nominales normalizadas para Transformadores de Corriente

La corriente nominal de los bobinados primarios y secundarios de un transformador de corriente, son los valores para los cuales los bobinados están diseñados.

Las diferentes normas (ANSI, VDE, CEB, CEI, etc.), han normalizado los valores de las corrientes primarias y secundarias de los aparatos.

Corriente nominal primaria

Se seleccionará generalmente el valor normalizado superior a la corriente nominal de la instalación.

CARACTERISTICAS					
Designación de la carga	Resistencia ohms	Inductancia (m H)	Impedancia ohms	Volt Amperes -- a 5 AMPS	Factor de Potencia
CARGAS DE MEDICIÓN					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45.0	0.9
CARGAS DE PROTECCION					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Potencia nominal

La potencia nominal de los transformadores de corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas a los límites de errores. Está indicada, generalmente, en la placa de características y se expresa en voltamperes, aunque también puede expresarse en ohms.

Para escoger la potencia nominal de un transformador de corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la

pérdida por efecto de joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida Tabla 1 (para normas ANSI, para otras normas, ver el artículo de pruebas a transformadores de medición.)

Alimentación de aparatos

Según las condiciones particulares de cada instalación, diferentes aparatos deberán estar alimentados por los transformadores de corriente.

Como se ha expresado anteriormente, los transformadores de corriente pueden ser

Aparatos	Modelo	Consumo en VA para la intensidad nominal
Frecuencia 60 cps		
Wattímetros		0.5 a 1.5
Wattímetros de tablero	A inducción	1.5 a 3
	Electrodinámico	4 a 5
Wattímetros registradores	A inducción	1.5 a 2
	Electrodinámico	6 a 8
Wattímetros portátiles	Electrodinámico	1 a 4
Wattímetros de laboratorio		1.5 a 3
Medidores de desfase		6 a 16
Fosómetros		10 a 18
Relevadores	De corriente máxima con otras independiente	3 a 10
	Relevadores especiales de corriente máxima, con otras independiente	15 a 25
	De máxima instantáneo	1 a 10
	Direccional	1.5 a 10
Relevadores	Diferencial compensado	1.6 a 10
	Diferencial	3 a 12
	A mínima de impedancia	0.5 a 2
	De distancia	6 a 20
Reguladores	Según modelo	10 a 150

Estas sobrecorrientes, provocadas generalmente por cortocircuitos, no son solamente función de la potencia tomada por un alimentador, sino que dependen de la potencia de la central o del sistema y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla.

El incremento considerable de las potencias de las centrales eléctricas, ha dado como resultado efectos de cortocircuito de una importancia capital, que es absolutamente indispensable tenerla en cuenta para la selección de los aparatos, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

La resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos, está determinada por las corrientes límites térmica y dinámica, definidas por ANSI, como:

- a) La corriente límite térmica es el valor eficaz de la corriente primaria más grande que el transformador de corriente pueda soportar por efecto joule, durante 1 segundo, sin sufrir deterioros y teniéndose el circuito secundario en cortocircuito. Esta corriente límite térmica se expresa en kiloamperes eficaces, o en n veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el transformador es de 150°C, para la clase A de aislamiento y dicha elevación se obtiene en un segundo, con una densidad de corriente de 143 amp/mm².

- b) La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efectos mecánicos, sin sufrir deterioros, teniendo su circuito secundario en cortocircuito.

Su amplitud se expresa en kiloamperes (cresta).

Como se recordará, los bobinados primarios y secundarios de los transformadores de corriente, están sujetos a las leyes de Ampere:

- 1a. Dos corrientes paralelas y de la misma dirección se atraen.
- 2a. Dos corrientes paralelas y de dirección contraria se repelen.
- 3a. Dos corrientes angulares tienden a colocarse paralelamente y en la misma dirección.

En la práctica, el cálculo se efectúa siguiendo las dos fórmulas

$$I_{\text{term. ef. (KA)}} = \frac{\text{Potencia de cortocircuito (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{din. cresta}} = 1.8 \sqrt{2} I_{\text{term.}} = 2.54 I_{\text{term.}}$$

Por otro lado, hace falta tener en cuenta que no es siempre posible fabricar transformadores de corriente con características de cortocircuito muy elevadas, debido a limitaciones de espacio en las subestaciones, sobre todo, cuando las potencias y clases de precisión son importantes.

En efecto, para construir estos transformadores, es necesario tener grandes secciones de cobre en los bobinados, con lo que se reduce el número de espiras primarias admisibles.

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado de un número de ampere-vueltas primarios, para un circuito magnético dado, la precisión de los transformadores hechos para resistir grandes valores de corrientes de cortocircuito, disminuye considerablemente.

Por lo anterior, se ve que es necesario limitar la potencia de precisión al mínimo para los transformadores con características de cortocircuito muy elevadas.

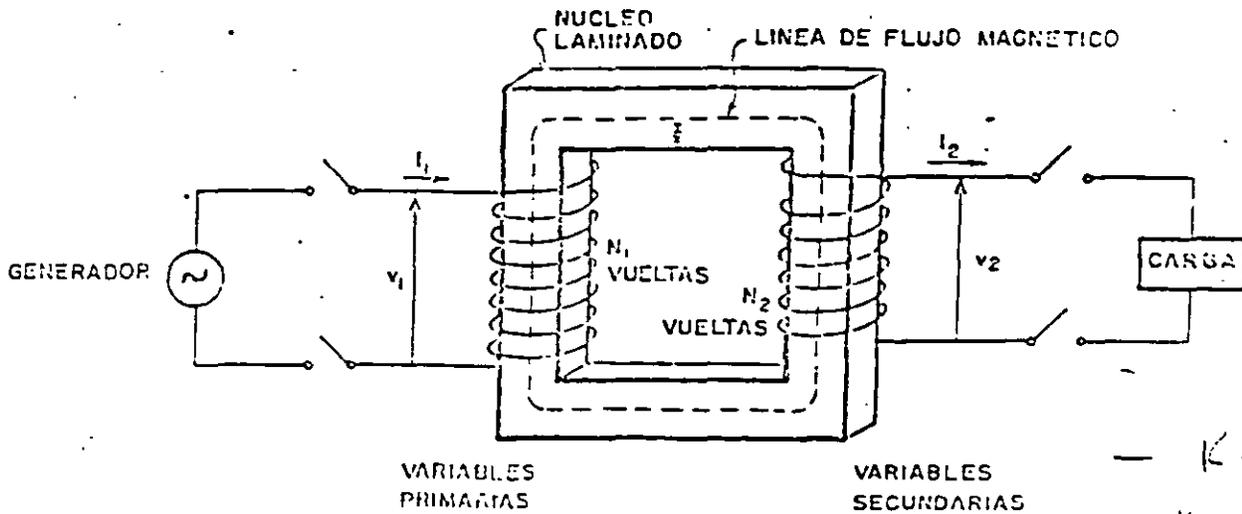
b) Transformadores de potencial

Conexión

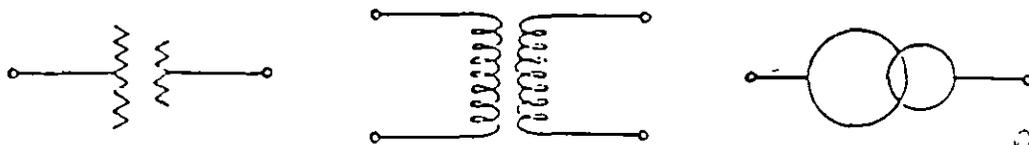
Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de 3 transformadores monofásicos conectados en estrella:

- 1o. Cuando se trata de subestaciones con tensión de 45 KV o superior.
- 2o. Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- 3o. Para alimentar algún indicador de tierra.
- 4o. Cuando el número de VA, suministrado por 2 transformadores de potencial es insuficiente.



$K = 0$
 - *permeabilidad*
 - *de todo el*
 - *material*
 - *Resistencia*



SIMBOLOS

1) TRANSFORMADOR
BAJO CARGA

$$V_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$V_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$\frac{V_1}{V_2} = a$$

IMPEDANCIA

$$V = Z I$$

$$Z = \frac{V}{I}$$

$$Z = R + jX$$

2) TRANSFORMADOR
BAJO CARGA

$$I_1 N_1 - I_2 N_2 = \mathcal{R} \cdot \phi$$

$$I_1 N_1 - I_2 N_2 = 0$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

$$P_1 = V_1 I_1$$

$$P_2 = V_2 I_2$$

$$V_1 I_1 = V_2 I_2$$

3) CIRCUITO
MAGNETICO

$$\phi = B \cdot A$$

FUERZA MAGNETOMOTRIZ

$$\mathcal{F} = NI$$

FUERZA MAGNETIZANTE

H amp-vuelta/cm

PERMEABILIDAD

$$\mu = \frac{B}{H}$$

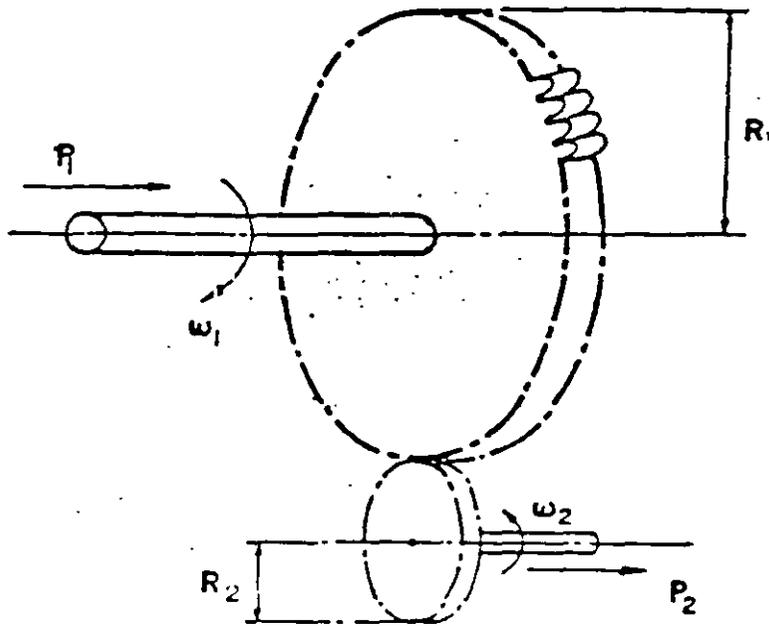
$$VPT = \frac{V_1}{N_1} = 4.44 f A B_m$$

RELUCTANCIA

$$\mathcal{R} = \frac{\mathcal{F}}{\phi} =$$

$$\mathcal{R} = \frac{Hl}{BA} = \frac{l}{\mu A}$$

ANALOGIA MECANICA DEL TRANSFORMADOR.



$$a = \frac{R_1}{R_2}$$

$$a = \frac{v_1}{v_2}$$

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{R_2}{R_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{R_1}{R_2} = a$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$P_1 = \omega_1 T_1$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = \omega_2 T_2$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$P_2 = a \omega_1 \left(\frac{T_1}{a} \right) = \omega_1 T_1 = P_1$$

$$P_1 = P_2$$

X.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

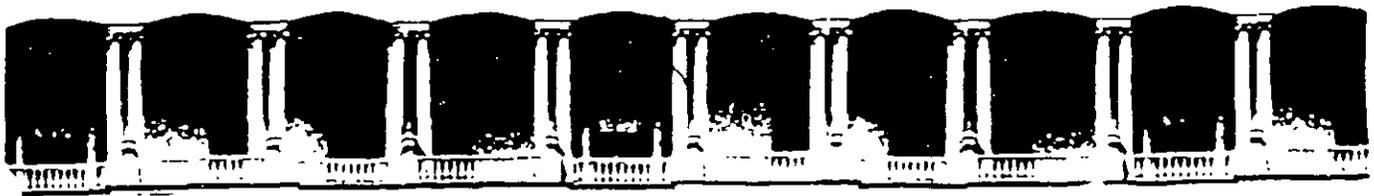
DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA MODULO I

**EXPOSITOR ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS DE

ENERGIA

DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
JUNIO 2000**

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

MODULO 1
FUNDAMENTO DE PROBABILIDAD Y CONFIABILIDAD

Duración: 35 horas.
Fecha: 10 al 14 de mayo de 1999.
Horario: 8:00 a 16:00 horas.

APERTURA OFICIAL DEL CURSO.

1 INTRODUCCION (FMC) (45 min.).

2 PROBABILIDAD.

- 2.1 *Espacio muestral (JRDM) (2 horas hasta el punto 2.3).*
 - 2.2 *Eventos y diagramas de Venn (JRDM).*
 - 2.3 *Análisis combinatorio. Principio fundamental del conteo. Permutaciones y combinaciones (JRDM).*
 - 2.4 *Definiciones de probabilidad (AER) (1 hora, 30 min. hasta el punto 2.6).*
 - 2.5 *Conceptos prácticos de ingeniería (AER).*
 - 2.6 *Teoremas elementales (AER).*
- SESION DE EJERCICIOS (AER).**

- 2.7 *Probabilidad condicional (FMC) (2 horas, 30 min. hasta el punto 2.9).*
- 2.8 *Teorema de Bayes (FMC).*
- 2.9 *Eventos independientes (FMC).*

3 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.

- 3.1 *Variables aleatorias (AFTC) (3 horas hasta el punto 3.4).*
 - 3.2 *Distribuciones de probabilidad de variables discretas (AFTC).*
 - 3.3 *La distribución binomial (AFTC).*
 - 3.4 *La media y la variancia de una distribución de probabilidad discreta (AFTC).*
- SESION DE EJERCICIOS (AFTC).**

4 FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD.

- 4.1 *Variables aleatorias continuas (AFTC) (30 min).*
 - 4.2 *La distribución normal (AER) (2 horas, 30 min. hasta el punto 4.3).*
 - 4.3 *La aproximación Normal de la distribución Binomial (AER).*
 - 4.4 *La distribución exponencial (FMC) (1 hora 30 min.)*
 - 4.5 *La distribución de Weibull (FMC) (1 hora)*
- SESION DE EJERCICIOS (FMC).**

5 DEFINICIONES BASICAS (AGG) (2 horas).

- 5.1 *Definición (es) de confiabilidad.*
- 5.2 *Desempeño, Costo y Confiabilidad.*
- 5.3 *Calidad, Confiabilidad y Seguridad.*
- 5.4 *Definiciones complementarias (dependabilidad).*

6 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS SIMPLES (MAFR) (3 horas, 30 min).

- 6.1 *Modelado.*
 - 6.2 *Sistemas serie.*
 - 6.3 *Sistemas paralelo.*
 - 6.4 *Sistemas serie-paralelo.*
 - 6.5 *Sistemas parcialmente redundantes (configuración r fuera de n).*
 - 6.6 *Sistemas redundantes en "standby".*
- SESION DE EJERCICIOS (MAFR).**

7 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS COMPLEJOS (PTR) (2 horas hasta el punto 7.5).

- 7.1 *Conceptos de modelado y diagramas lógicos.*
- 7.2 *Método de la probabilidad condicional*
- 7.3 *Método de cortes mínimos.*
- 7.4 *Aplicación y comparación de técnicas.*
- 7.5 *Método de conexiones minimas.*
- 7.6 *Método del árbol de eventos (FMC) (2 horas, 30 minutos hasta el punto 7.8).*
- 7.7 *Arboles de falla.*
- 7.8 *Modo multifallas.*

SESION DE EJERCICIOS (PTR).

EVALUACION DEL MODULO

MODULO 2
TOPICOS AVANZADOS DE LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD

Duración: 35 horas.
Fecha: 7 al 12 de junio de 1998.
Horario: 8:00 a 16:00 horas.

Repaso del módulo 1 (FMC) (1 hora)

1 LA FUNCION DE CONFIABILIDAD (PTR) (3 hrs , 30 min).

- 1.1 Tasa de fallas o de riesgo.
 - 1.2 Maduración, vida útil y envejecimiento.
 - 1.3 Tasa de fallas en los periodos de maduración y envejecimiento evaluada mediante la distribución de Weibull.
 - 1.4 Tipos de componentes.
 - 1.5 Ciclo de operación-falla-reparación-operación
- SESION DE EJERCICIOS (PTR).**

2 PROCESOS DE MARKOV (FMC) (5 horas).

- 2.1 Repaso sobre matrices y vectores.
 - 2.2 Conceptos básicos sobre los procesos de Markov.
 - 2.3 Procesos discretos de Markov.
 - 2.4 Procesos continuos de Markov.
- SESION DE EJERCICIOS (FMC).**

3 TECNICAS DE FRECUENCIA Y DURACION (TTS) (4 horas).

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Conceptos de frecuencia y duración.
- 3.3 Aplicación a problemas multi-estados.
- 3.4 Método del balance de la frecuencia.
- 3.5 Reparación en dos etapas y el proceso de instalación.
- 3.6 Conclusiones.

4 EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD (AER) (3 horas, 40 minutos)

- 4.1 Sistemas serie.
 - 4.2 Sistema paralelo.
- SESION DE EJERCICIOS (TTS)**

- 4.3 *Técnicas de reducción de redes.*
- 4.4 *Método de cortes y conexiones mínimos.*
- 4.5 *Inclusión del mantenimiento programado.*
- 4.6 *Fallas con causa común.*

5 METODOS PRELIMINARES PARA LA EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES (FMC) (3 horas).

- 5.1 *El problema básico de la confiabilidad.*
- 5.2 *Evaluación global de la confiabilidad del sistema.*
- 5.3 *Confiabilidad nodal.*
- 5.4 *Aspectos generales y métodos disponibles.*
- 5.5 *Comparación de arquitecturas.*
- 5.6 *Indisponibilidad y energía no suministrada en cada arreglo.*
- 5.7 *Efecto de la tecnología seleccionada.*

SESIÓN DE SIMULACIÓN (AER/FMC).

SESIÓN DE EJERCICIOS (AER).

6 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION (PFV) (3 horas).

- 6.1 *Indices de confiabilidad.*
- 6.2 *Predicción del comportamiento futuro. Metodología.*
- 6.3 *Casos de aplicación.*
- 6.4 *Fallas debidas a salidas sostenidas traslapadas con salidas por mantenimiento.*
- 6.5 *Efecto de las condiciones meteorológicas adversas.*
- 6.6 *Fallas en transformadores de distribución.*

7 ESTADISTICAS E INDICES TIPICOS DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA ELECTRICO (MAFR) (1 hora, 30 min.).

- 7.1 *Interruptores.*
- 7.2 *Líneas de Transmisión y Cables de Potencia.*
- 7.3 *Transformadores.*
- 7.4 *Alimentadores de distribución aéreos y subterráneos.*

SESION DE EJERCICIOS (MAFR).

EVALUACIÓN DEL MODULO

**·MODULO 3
APLICACIONES**

Duración: 35 horas.
Fecha: 7 al 11 de julio.
Horario: 8:00 a 16:00 horas.

Repaso del módulo 2 (FMC) (1 hora).

1 CONFIABILIDAD DE INTERRUPTORES (MVO) (2horas).

- 1.1 *Localización.*
- 1.2 *Disparo integral.*
- 1.3 *Modos de falla.*
- 1.4 *Causa inicial de la falla.*
- 1.5 *Causa que contribuye a la falla.*
- 1.6 *Responsabilidad de la falla.*
- 1.7 *Falla descubierta durante la operación normal.*
- 1.8 *Fallas contra meses desde el último mantenimiento.*
- 1.9 *Método de reparación de la falla.*
- 1.10 *Reparación de urgencia.*
- 1.11 *Población de interruptores contra calidad de mantenimiento y ciclo normal de mantenimiento.*
- 1.12 *Operaciones por año de datos de todos los interruptores..*

2 CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES (MVO) (2 horas, 30 min.).

- 2.1 *Conceptos generales.*
 - 2.2 *Modos de falla*
 - 2.3 *Conceptos de investigación de operaciones.*
 - 2.4 *Descripción del módulo.*
 - 2.5 *Aplicaciones del programa digital ALCON.*
- SESION DE EJERCICIOS (MVO).**

**3 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION (MVO)
(3 horas).**

- 3.1 *Indices típicos.*
- 3.2 *Método para analizar la confiabilidad de redes.*
- 3.3 *Aplicación del programa CONTRA.*

- 4 CASO DE APLICACIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LFC (MVO)**
(2 horas, 30 min.).
- 4.1 *Aplicación del método con el programa CONTRA.*
 - 4.2 *Modelado de la red.*
 - 4.3 *Captura de datos.*
 - 4.4 *Análisis de resultados.*
- SESION DE EJERCICIOS (MVO).**
- 5 SINTESIS DE INGENIERIA ECONOMICA (MAVC) (5 horas, 30 min.).**
- 5.1 *El valor del dinero en el tiempo. Diagramas de flujo de efectivo.*
 - 5.2 *Valor presente, valor futuro y anualidades.*
 - 5.3 *Selección de proyectos en base a la valor presente.*
 - 5.4 *Selección de proyectos en base a anualidades o precios unitarios.*
 - 5.5 *Selección de proyectos en base a la tasa atractiva de retorno.*
- SESION DE EJERCICIOS (PTR).**
- 6 REPERCUSIONES ECONOMICAS DE LA INTERRUPCIONES DEL SERVICIO**
(PTR) (2 horas, 30 min.).
- 6.1 *Definiciones de salidas (outages) e interrupciones.*
 - 6.2 *Características de las interrupciones en los sistemas de potencia.*
 - 6.3 *Costos de interrupciones en E.U.A y Canadá.*
 - 6.4 *Costos de interrupciones en Brasil.*
 - 6.5 *Estimación de los costos de interrupción.*
- 7 SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE CONFIABILIDAD**
(FMC) (2 horas).
- 7.1 *Costo de inversión de interrupciones de O & M y global.*
 - 7.2 *Costo de la inconfiabilidad (valor presente).*
 - 7.3 *Costo óptimo.*
 - 7.4 *Selección de alternativas.*
- PRESENTACION PRELIMINAR DE PROYECTOS.**
SESION DE EJERCICIOS (FMC).
- 9 CONCLUSIONES (PFV) (2 horas, 30 min.).**
- 9.1 *Pasado, presente y futuro de la confiabilidad.*
 - 9.2 *Disminución de la vida útil de transformadores por sobrecarga.*
 - 9.3 *Automatización y confiabilidad.*
 - 9.4 *Confiabilidad y tarifas.*



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
Gerencia de Proyectos



LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS

■ Módulo I. Teoría básica de la probabilidad y conceptos básicos de confiabilidad.

Expositores:

Ing. Adolfo García Garcú
Subdirección de Servicios Técnicos
Ing. Felipe Martínez Cruz
Subdirección de Construcción
Ing. Alberto Esquivel Reyes
Subdirección de Construcción
Ing. Pedro Téllez Rodríguez
Subdirección de Construcción
Ing. Miguel Angel Flores Rangel
Subdirección de Construcción
Ing. J. Rafael Duarte Mata
Subdirección de Construcción
Ing. Telésforo Trujillo Sotelo
Subdirección de Distribución y Comercialización
Ing. Fernando Aristides Trinidad Cruz
Subdirección de Distribución y Comercialización

Tipografía:

Patricia Vázquez Calderón
Alma Leticia Reyes Sosa
Elizabeth Avila Lechuga
Adrián Suárez Quiñones

Mayo de 1999

1. INTRODUCCION.

Felipe Martínez Cruz

Mayo de 1999.

9.5 *Amortización de los equipo.***EVALUACION DEL MODULO.
PRESENTACION DE PROYECTOS DE APLICACIÓN.
CLAUSURA****EXPOSITORES:**

- (AGG) *Ing. Adolfo García García*
Subdirección de Servicio Técnicos
- (PFV) *Ing. Pelayo Ferrández Villalobos..*
Subdirección de Distribución y Comercialización
- (MVO) *Ing. Miguel Vega Ortiz*
Instituto de Investigaciones Eléctricas
- (FMC) *Ing. Felipe Martínez Cruz*
Subdirección de Construcción
- (AER) *Ing. Alberto Esquivel Reyes.*
Subdirección de Construcción.
- (PTR) *Ing. Pedro Téllez Rodríguez*
Subdirección de Construcción
- (TTS) *Ing. Telésforo Trujillo Sotelo.*
Subdirección de Distribución y Comercialización.
- (MAVC) *Ing. Miguel Angel Villaseñor Cardoza*
Subdirección de Recursos Humanos.
- (MAFR) *Ing. Miguel Angel Flores Rangel*
Subdirección de Construcción
- (JRDM) *Ing. José Rafael Duarte Mata*
Subdirección de Construcción.
- (AFTC) *Ing. Aristides Fernando Trinidad Cruz*
Subdirección de Distribución y Comercialización.

1.1 BREVE HISTORIA DE LA TEORÍA DE LAS PROBABILIDADES.

Los primeros brotes:

En el año 510 BOETHIUS encontró una regla para calcular las combinaciones de n objetos, tomados dos a la vez, resultando $\frac{1}{2} (n) (n-1)$.

Primera etapa: Teoría de los juegos de azar (siglos 16,17).

GIROLAMO CARDANO (Ars Magna, Nurnberg, 1545).

CHRISTIAAN HUYGENS (1629-1695).

BLAISE PASCAL (1623 - 1662)

PIERRE DE FERMAT (1608-1665)

Segunda etapa:

JACQUES BERNOULLI (1654 - 1705)

"Ars Conjectandi", Basel, 1713 (obra póstuma)

Tercera etapa:

ABRAHAM DE MOIVRE .

"Doctrine of Chances", Londres, 1718.

PIERRE SIMON LAPLACE (1749 - 1827).

"Théorie analytique des probabilités", Paris, 1812.

"Essai philosophique sur les probabilités", Paris, 1814.

JOHANN CARL FRIEDRICH GAUSS (1777 - 1855).

SIMEON DENIS POISSON (1781 - 1840).

Cuarta etapa:

CHEBYSHEV (1821 - 1894).

MARKOV (1856 - 1922).

LIAPUNOV (1857 - 1918).

Quinta etapa:

A. KOLMOGOROV (1933).

La teoría de la probabilidad, es un área del conocimiento todavía muy joven.

1.2 LA INGENIERIA Y LA TEORIA DE LAS PROBABILIDADES.

La teoría de las probabilidades se aplica siempre que el resultado de una observación, experimento o fenómeno no tenga un resultado predecible.

- *Se vive en un mundo donde coexisten el determinismo y el azar.*
 - *Fenómenos deterministas: caída libre.*
 - *Fenómenos aleatorios: descargas atmosféricas (sitio, tiempo, intensidad).*
 - *suerte o destino?*

- *La teoría de la probabilidad se aplica en todos los ámbitos de la actividad humana:*
 - *Ciencias sociales: Economía, Administración, Política, etc.*
 - *Ciencias biológicas: Medicina, Farmacobiología, etc.*
 - *Ingeniería: Eléctrica, Mecánica, Civil, etc.*
 - *Otros campos: Negocios (seguros de vida, control de calidad, investigación de operaciones, etc.), Industria Aeroespacial, etc.*

- *Aplicaciones en el campo de la Ingeniería Eléctrica:*
 - *Teoría de la confiabilidad (probabilidades de falla)*
 - *Coordinación de aislamiento: los esfuerzos y la "resistencia" de los materiales son de carácter aleatorio.*

1.3 DESARROLLO DE LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD.

■ **Consideraciones básicas de diseño.**

Toda instalación eléctrica debe proyectarse atendiendo nueve criterios básicos:

Seguridad, Flexibilidad, Regulación de voltaje, CONFIABILIDAD, Simplicidad de la operación, Facilidades de mantenimiento, Eficiencia, Ecología y Costo (inicial y global).

■ **Objetivo de la teoría.**

Desde hace mucho tiempo se ha comprendido que la confiabilidad está vinculada con el exceso o reserva. Por ello en cálculos de ingeniería se utilizan ampliamente los factores de seguridad, que con cierta frecuencia llegan a convertirse en factores de inseguridad.

El objetivo de la teoría de la confiabilidad es tener bases cuantitativas para predecir el comportamiento de la pieza, ensamble, equipo o sistema, para determinar el grado óptimo de reserva sin caer en el exceso o en el defecto.

■ **Nacimiento y desarrollo.**

La teoría de la confiabilidad nació en los años 50's en la industria aeroespacial y en las últimas décadas, varios autores han aportado desarrollos muy importantes en el campo de los sistemas eléctricos, destacando el Sr. Roy Billington.

■ **Razones de su desarrollo.**

- *Recursos económicos limitados.*
- *Aumento de la complejidad de los sistemas.*

Los aviones en 1945 tenían promedio 2,000 componentes, en 1965 tenían 150,000.

- *Sobreintensidad de los regímenes de trabajo.*

Altas temperaturas, altas presiones, altos voltajes, etc.

- *Exigencias a la calidad de trabajo del sistema.*

Centros de cómputo, salas de control aéreo, etc.

- *Aumento del valor técnico y económico de las fallas.*

La falla de un elemento con valor de cinco dólares motivó en EUA el fracaso del lanzamiento de un satélite con valor de ocho millones de dólares.

La falla de un relevador, de un apartarrayos o de un interruptor, puede ser causa típica de interrupciones del servicio de energía eléctrica, en grandes extensiones geográficas.

- *La automatización parcial o total de los procesos, excluyendo la participación directa del ser humano, lo que implica la desaparición de la supervisión del sistema.*

1.4 LA PROBABILIDAD Y LA VIDA COTIDIANA.

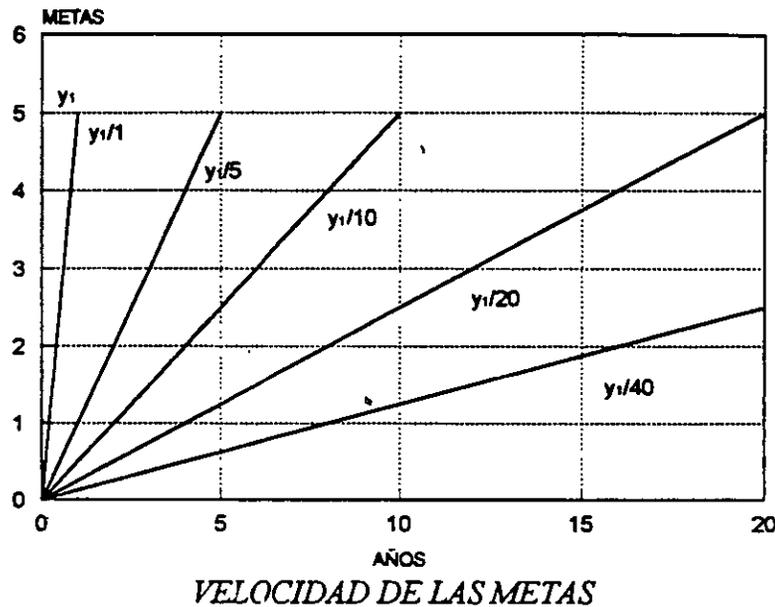
- *Las teorías de la probabilidad y de la confiabilidad también se aplican en la vida cotidiana.*
- *La estadística y la probabilidad son herramientas útiles para predecir:*

“Quieres saber el futuro, revisa el pasado”

“Las actuaciones anteriores de un individuo son una buena base para predecir sus futuros desempeños” (Curso de Administración).

- *La observación y/o la experimentación nos ayudan a predecir (ejemplo).*
- *Afortunadamente el ser humano puede hacer fallar las leyes de la probabilidad, ya que cuando se lo propone, puede lograr lo imposible.*

El punto clave está en intentar controlar las circunstancias y no ellas a nosotros.



$$m = \text{desarrollo} = \text{escalones} / \text{tiempo.}$$

Desarrollo = (meta, plan, acciones o esfuerzo, preparación, etc.)

■ **Confiabilidad.**

- De un equipo: 5 fallas en 20 años.
- De una persona: La persona X realiza su trabajo con oportunidad y calidad 10 de cada 10 veces.

■ **Credibilidad.**

- La persona X cumple lo que dice, siempre
- A la persona X se le cree todo lo que afirma.

■ **A todos nos llevan muestra estadística: Imagen.**

■ **Algunas razones de comentar lo anterior:**

- *Tratar de convencer de que se puede pasar del contexto del azar al del determinismo, del de la suerte al del futuro construido,*
- *LFC y México requieren de personas confiables y con credibilidad, es decir: honestas, competentes, visionarias y comprometidas y este curso es una oportunidad para que intentemos ser una de ellas.*

1.5 OBJETIVOS DEL CURSO.

La parte 1 tiene por objeto la revisión, y en su caso, el aprendizaje de los conceptos básicos de la teoría de la probabilidad.

Las partes 2 y 3 tienen la finalidad de dotar a los ingenieros dedicados a estudios, diseño, proyectos, operación, montaje, etc. de instalaciones eléctricas de potencia, de las herramientas de cálculo necesarias para definir, o en su caso, evaluar el grado de redundancia de dichas instalaciones.

La aplicación de la teoría de la confiabilidad en nuestros ámbitos permitirá resolver problemas como los siguientes:

- *Selección del arreglo más adecuado para una subestación.*
- *Establecimiento de estrategias para incrementar la confiabilidad.*
- *Definición del grado de reserva en transformadores de una subestación.*
- *Selección de la capacidad o tamaño de las subestaciones.*
- *Influencia en la confiabilidad del tipo de tecnología: SF6 o convencional, instalaciones aéreas o subterráneas.*

Se considera conveniente aclarar que el presente curso es solo el paso inicial y que se requieren esfuerzos importantes en acciones complementarias, como:

- *Conformación de estadísticas del comportamiento de los componentes del sistema: líneas de transmisión, transformadores, alimentadores aéreos y subterráneos, restauradores, barras de la subestación, interruptores, cuchillas, etc.*
- *Cuantificación del costo global de las interrupciones del servicio de energía eléctrica en el ámbito de LFC, que incluya las repercusiones al usuario, ya que este parámetro juega un papel determinante en el establecimiento del grado de confiabilidad óptimo*

2 PROBABILIDAD

2.1 ESPACIO MUESTRAL

2.2 EVNTOS Y DIAGRAMAS DE VENN

Ma. Luisa Apantenco López

José Rafael Duarte Mata

Mayo de 1999

2.1 ESPACIO MUESTRAL.

Un experimento o fenómeno aleatorio (no determinístico, fortuito o al azar) es un fenómeno empírico que se caracteriza por la propiedad de que, al observarlo bajo determinado conjunto de condiciones, no siempre se obtiene el mismo resultado (de manera que no existe regularidad determinista) sino que los diferentes resultados ocurren con regularidad estadística.

La totalidad de los resultados posibles de un experimento aleatorio recibe el nombre de Espacio de muestras o Espacio muestral del experimento y se denota por la letra "S".

Cuando estudiamos los resultados de un experimento aleatorio, identificamos las distintas posibilidades con números, puntos o alguna otra clase de símbolos.

Por ejemplo: si cuatro contratistas participan en el concurso de la construcción de alguna autopista y asignamos al Sr. Ortiz, la Sra. Pérez, el Sr. Cruz y la Srita. Paz las letras a, b, c y d respectivamente, entonces el espacio muestral para el experimento es el conjunto $S = \{a, b, c, d\}$.

Otro caso, sería si suponemos que asistimos a las pruebas de control de calidad que se llevan a cabo en un almacén, para adquirir uno de 600 transformadores de distribución, 400 buenos y 200 que están defectuosos. Los resultados posibles de las evaluaciones

pueden denotarse con B y D , según sean buenos o defectuosos respectivamente. En símbolos tenemos, pues, $S = \{B, D\}$.

Clasificación de espacios muestrales

Espacio muestral finito.

Contiene un número finito de puntos

Espacio muestral infinito contable o numerable.

Contiene tantos puntos como números naturales

Espacio muestral infinito no contable o no numerable.

Puntos continuos o no discretos.

Ejemplos:

<u>Experimento</u>	<u>Espacio Muestral</u>	<u>Clasificación</u>
Lanzamiento de un dado	$S = \{1, 2, 3, \dots, 6\}$	Muestral finito
Tamaño de la población de artículos producidos hasta obtener 10 defectuosos	$S = \{X / 10 \leq X < \infty\}$	Infinito contable
Vida útil de una lámpara	$S = \{t / 0 \leq t < t \text{ máx}\}$	Infinito no contable.

El conjunto de los continentes del mundo. $S = \{1, 2, 3, \dots, 7\}$ *Muestral finito*

El conjunto de los enteros pares. $S = \{2, 4, 6, \dots\}$ *Infinito contable*

Un intervalo de la recta real, como 0 a 1 (contiene una infinidad no numerable de elementos). $S = \{X \mid 0 < X < 1\}$ *Infinito no contable*

2.2 EVENTOS Y DIAGRAMAS DE VENN.

Un evento o suceso, es un resultado individual o un conjunto de resultados de un experimento. También se puede definir como un subconjunto del espacio muestral.

En particular, el espacio muestral "S" es subconjunto de sí mismo, por lo que también constituye un evento, al que llamaremos evento o suceso seguro, puesto que la manera de formularlo asegura que siempre ocurrirá. Cuando el evento consta de un sólo resultado se le denomina evento elemental.

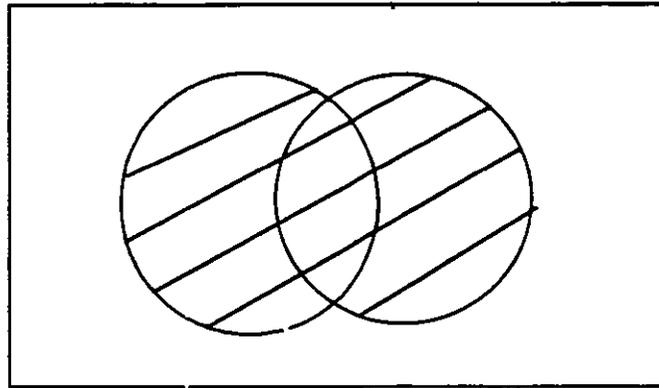
Retomando el ejemplo del dado:

$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

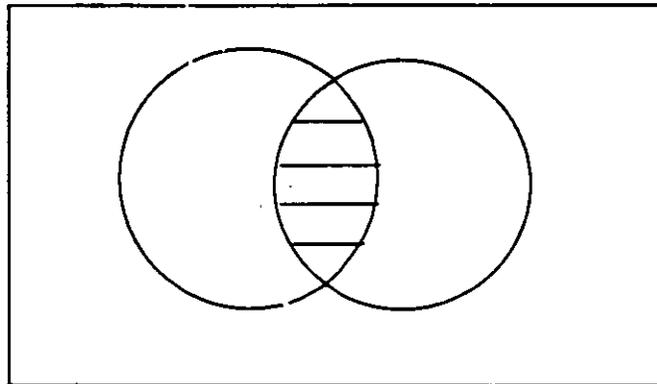
A partir de este ejemplo pueden definirse los eventos : "cae un número par", "cae un número menor a 4", etc..

- **Diagramas de Venn**

Los eventos y espacios muestrales, y en particular las relaciones entre los eventos, son a menudo representados por medio de diagramas de Venn, en donde el espacio muestral es representado por un rectángulo, mientras que los eventos aparecen como regiones dentro del rectángulo, en forma de círculos, porciones de éstos, o cualquier figura cerrada.



$$A \cup B$$



$$A \cap B$$

Ejemplo: Supóngase que $U = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10\}$;

$$A = \{1, 2, 3, 4, \};$$

$$B = \{3, 4, 5, 6, \}$$

$$\text{Hallamos que } A' = \{5, 6, 7, 8, 9, 10\}$$

$$A \cup B = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

$$\text{y } A \cap B = \{3, 4, \}.$$

Nótese que al describir un conjunto (tal como $A \cup B$) anotamos cada elemento exactamente una vez.

Un conjunto es una colección de objetos (ya sean objetos concretos, como libros, ciudades o gente, o bien objetos abstractos, como números, letras o palabras). Un conjunto que pueda considerarse en cierto sentido completo, de manera que sólo haya que considerar los objetos de ése conjunto, se llama conjunto universal.

Ahora consideremos la idea importante de combinar conjuntos dados, con el fin de formar un nuevo conjunto. Supongamos que A y B son dos conjuntos. Definamos C como la unión de A y B de la manera siguiente:

$$C = \{x/x \in A \text{ o } x \in B \text{ (o ambos) }\}.$$

Escribimos $C = A \cup B$. Así C está formado por elementos que están en A , o en B , o en ambos.

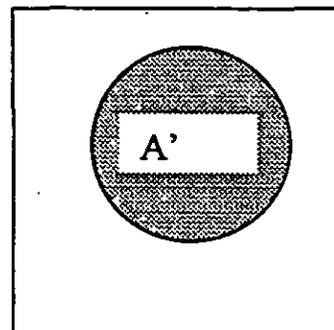
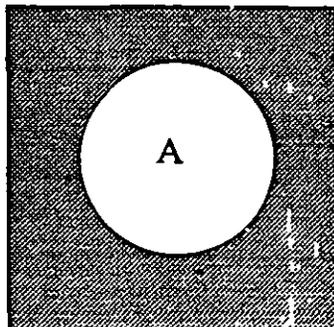
Definimos D como la intersección de A y B como sigue:

$$D = \{x/x \in A \text{ y } x \in B \}.$$

Escribamos ésto como $D = A \cap B$. Es así como D posee todos los elementos que están en A y en B , simultáneamente.

Finalmente presentamos la idea del complemento de un conjunto A como sigue: el complemento de A es el conjunto designado por A' , formado por todos los elementos que no están en A , pero sí en el conjunto universal U .

Esto es, $A' = \{x | x \notin A\}$.



- 2.4. DEFINICIONES DE PROBABILIDAD**
- 2.5. CONCEPTOS PRACTICOS DE INGENIERIA**
- 2.6. ALGUNOS TEOREMAS ELEMENTALES**

Alberto Esquivel Reyes
Mayo 1999.

2.4. DEFINICIONES DE PROBABILIDAD

2.4.1. DEFINICION CLASICA DE LAPLACE

- *Lanzamiento de un dado.*
- *Debe aparecer hacia arriba uno de los 6 números.*

1, 2, 3, 4, 5 ó 6

- *ahora, sí:*
 - *los eventos son mutuamente excluyentes.*
 - *el dado no esta cargado.*

entonces:

$$P(A) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de casos en que ocurre } A}{\text{N}^\circ \text{ de resultados posibles}} = \frac{n(A)}{n(S)}$$

Ejemplo 1

Se arroian 3 dados legales, calcular la probabilidad de que la suma de los números que aparecen hacia arriba sea igual a 17 o 18.

Ejemplo 2.

Una tachuela es lanzada al aire y deseamos conocer la probabilidad de caiga de punta.

2.4.2. DEFINICION DE PROBABILIDAD FRECUENCIAL O EXPERIMENTAL

Frecuencia Relativa

$$f(A) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de veces que ocurre el evento } A}{\text{N}^\circ \text{ de ejecuciones del experimento}}$$

Probabilidad Frecuencial:

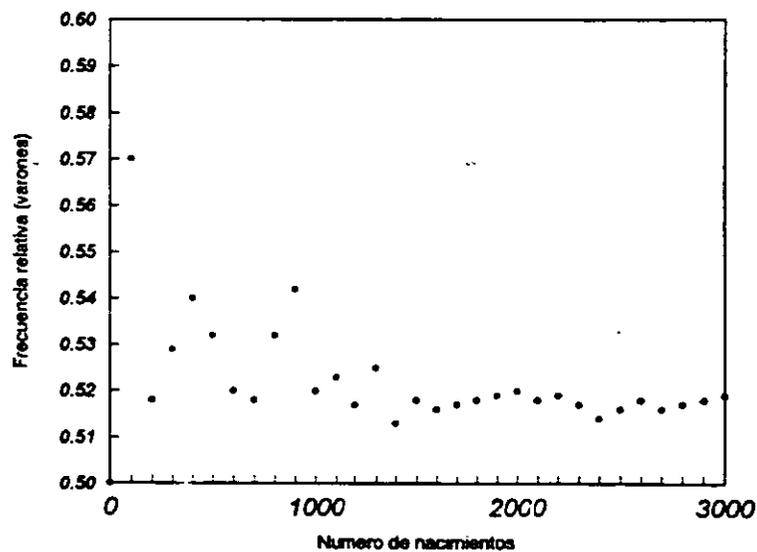
Sea un número $P(A)$ que llamaremos probabilidad de ocurrencia del evento "A", cuando el número de repeticiones del experimento aumenta, tenemos:

$$f(A) \approx P(A)$$

$$P(A) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{\text{N}^\circ \text{ de veces que ocurre el evento } A}{\text{N}^\circ \text{ de ejecuciones del experimento}}$$

Lanzamientos de monedas

Experimentos hechos por:	Número de lanzamientos	Número de caras	Frecuencias relativas de caras
BUFFON	4,040	2,048	0.5069
K.PEARSON	12,000	6,019	0.5016
K. PEARSON	24,000	12,012	0.5005



2.4.3. PROBABILIDAD AXIOMÁTICA O MATEMÁTICA

AXIOMA 1. Si "E" es un evento cualquiera en un espacio muestral "S"

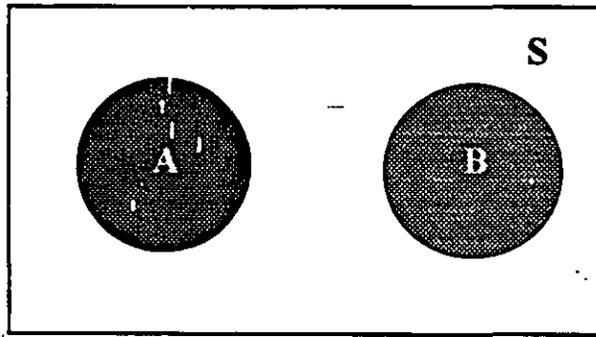
$$0 \leq P(E) \leq 1$$

AXIOMA 2. Al espacio muestral "S" completo le corresponde:

$$P(S) = 1$$

AXIOMA 3. Si A y B son eventos mutuamente excluyentes, entonces se cumple:

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B)$$



y más general, tenemos:

$$P\left(\bigcup_{i=1}^n E_i\right) = \sum_{i=1}^n P(E_i)$$

Ejemplo 3.

Para los voluntarios que acuden a un centro de donación de sangre, 1 de cada 3 tienen sangre O^+ , 1 de cada 15 O^- , 1 de cada 3 tiene A^+ , y 1 de cada 16 tiene A^- . ¿cual es la probabilidad de que el siguiente voluntario que llegue done sangre:

- a) tipo O^+ b) tipo O^- c) tipo A d) ya sea tipo A^+ u O^+

2.5 CONCEPTOS PRACTICOS DE INGENIERIA.

En las secciones y ejemplos previos, fue posible determinar la probabilidad de un resultado (éxito o fracaso de un evento) a través del conocimiento simple de la geometría o diseño del objeto, (la forma de la moneda o del dado), o de especificación matemática del problema (el número de libros que se pueden seleccionar). Esto permite poder definir y evaluar un valor preciso de probabilidad sin más experimentación.

En la mayoría de las aplicaciones de ingeniería, la deducción de las probabilidades de éxito y fracaso no se pueden deducir del simple conocimiento de la geometría, diseño o especificación matemática. En estos casos es necesario obtener una evidencia experimental para determinar las probabilidades. En algunos casos, por ejemplo, en pequeños elementos como los componentes electrónicos, esta información se obtiene a partir de probar repetidamente un gran número de estos componentes bajo condiciones apropiadas para una operación normal. Con dispositivos grandes y costosos como una planta generadora de electricidad, sistemas de telecomunicaciones, plantas químicas y otros, no es posible ni práctico probar estos dispositivos para destruirlos. En estos casos se usan otros métodos generalmente aplicados en combinación, siendo estos los siguientes:

- a) *El dispositivo o sistema se subdivide en uno más niveles jerárquicos tal que, los datos de probabilidad del nivel jerárquico más bajo se obtiene más fácilmente. La probabilidad de falla del dispositivo o sistema completo se deduce entonces usando las técnicas de evaluación de la confiabilidad.*
- b) *Los datos requeridos no se establecen a partir de procedimientos especiales de prueba, sino de la experiencia de operación actual.*

Es preferible, y en muchos casos esencial, establecer un sistema de retroalimentación desde el usuario hasta el diseñador o fabricante, de modo que se puedan obtener cálculos continuos de la confiabilidad de los componentes, dispositivo o sistema para que se puedan realizar futuras mejoras. Uno de los sistemas de retroalimentación más desarrollado se encuentra en la industria de la aviación, particularmente en lo relacionado con las máquinas aéreas; todos los fabricantes de estas máquinas, monitorean continuamente el desempeño y comportamiento de cada máquina en servicio.

Para aplicar los conceptos discutidos anteriormente, es necesario establecer un vínculo entre el concepto puramente matemático de probabilidad y el concepto empírico de evidencia del comportamiento habitual en experimentos repetidos continuamente. Este vínculo se establece a través de la frecuencia relativa de interpretación de la probabilidad. Usando los datos obtenidos de los métodos experimentales, pre-operacionales y operativos, obtenemos:

$$P(\text{de que un evento particular ocurra}) = \lim_{n \rightarrow \infty} \left(\frac{f}{n} \right)$$

donde :

n = número de veces que el experimento se repite.

f = número de ocurrencias de un resultado en particular

La ecuación anterior es similar a las ecuaciones:

$$P(\text{éxito}) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de éxitos}}{\text{N}^\circ \text{ de resultados posibles}}$$

$$P(\text{fracaso}) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de fracasos}}{\text{N}^\circ \text{ de resultados posibles}}$$

Es evidente que la verdadera probabilidad se mide solamente después de un número infinito de intentos, consecuentemente el tamaño de la muestra debe ser muy grande antes de que se obtenga un valor de probabilidad realista y razonablemente exacto.

La correspondencia entre probabilidad estadística y empírica, también existe para todos los casos en que las probabilidades del evento son conocidas a partir de la geometría del sistema. Esta aproximación frecuencial o empírica es de mucha utilidad en el análisis de los sistemas físicos que tienen una regularidad estadística, tales como ciertos tipos de fallas de equipos, equipos con esperanza de vida, defectos en productos manufacturados y otros. Si no hay evidencia o regularidad estadística, entonces la teoría de la probabilidad no se puede aplicar.

Un ejemplo de particular importancia, en todas las ramas de la ingeniería, es el cálculo de la probabilidad de una pieza especial de un equipo que ha tenido éxitos o ha fallado. Si, el equipo ha pasado por su periodo inicial de uso (a veces llamado como periodo de maduración) y no ha llegado al periodo de fatiga o desgaste, puede considerarse que existe lo que generalmente es conocido como el periodo de vida útil. En este periodo las fallas del equipo ocurren al azar y por lo tanto, con una regularidad estadística. La mejor estimación de la probabilidad de conocer si la pieza de un equipo estará fuera de servicio o fallada en un futuro próximo, es generalmente conocida como su indisponibilidad :

$$\text{Indisponibilidad} = \frac{\text{tiempo fuera o en falla}}{\text{tiempo fuera} + \text{tiempo operando}}$$

2.6 ALGUNOS TEOREMAS ELEMENTALES.

TEOREMA 1.

(Regla de adición para eventos mutuamente excluyentes). Si E_1, \dots, E_m son eventos mutuamente excluyentes, entonces,

$$P(E_1 \cup E_2 \cup \dots \cup E_m) = P(E_1) + P(E_2) + \dots + P(E_m)$$

Ejemplo 1.

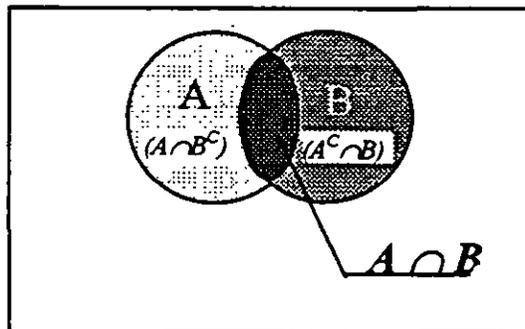
Se arroja una vez un dado legal. calcular:

- la probabilidad que aparezca hacia arriba un número par.
- la probabilidad que aparezca hacia arriba un número mayor de 4.

TEOREMA 2.

(Regla de adición para eventos arbitrarios). si A y B son eventos cualesquiera contenidos en un espacio muestral " S ", entonces

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B)$$



Ejemplo 2.

Un dado legal se arroja 2 veces. ¿cual es la probabilidad de obtener al menos un "seis"?

TEOREMA 3.

(Regla de complementación) las probabilidades de un evento E y su complemento E^c en un espacio muestral " S ", están relacionados según la expresión:

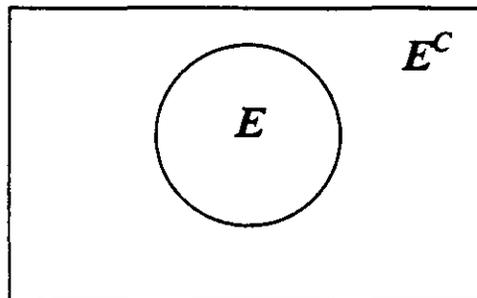
$$P(E) = 1 - P(E^c)$$

Para deducir lo anterior, tomamos cualquier evento e en un experimento aleatorio y su complemento E^c .

E y E^c son mutuamente excluyentes, y

$E \cup E^c = S$, que es el espacio muestral del experimento usando el axioma 3 tenemos:

$$P(E \cup E^c) = P(E) + P(E^c)$$



y de acuerdo con el axioma 2, se tiene:

$$P(E \cup E^c) = P(E) + P(E^c) = 1$$

despejando $P(E)$, resulta la expresión original:

$$P(E) = 1 - P(E^c)$$

esta expresión se usa si el cálculo de $P(E^c)$ es más simple que el de $P(E)$.

Ejemplo 3.

Se arrojan simultáneamente 5 monedas. encontrar la probabilidad del evento A : cae al menos una cara hacia arriba.

TEOREMAS ADICIONALES**TEOREMA 4.**

Si ϕ es el conjunto vacío, entonces:

$$P(\phi) = 0$$

Demostración:

Para cualquier suceso A :

$$A = A \cup \phi$$

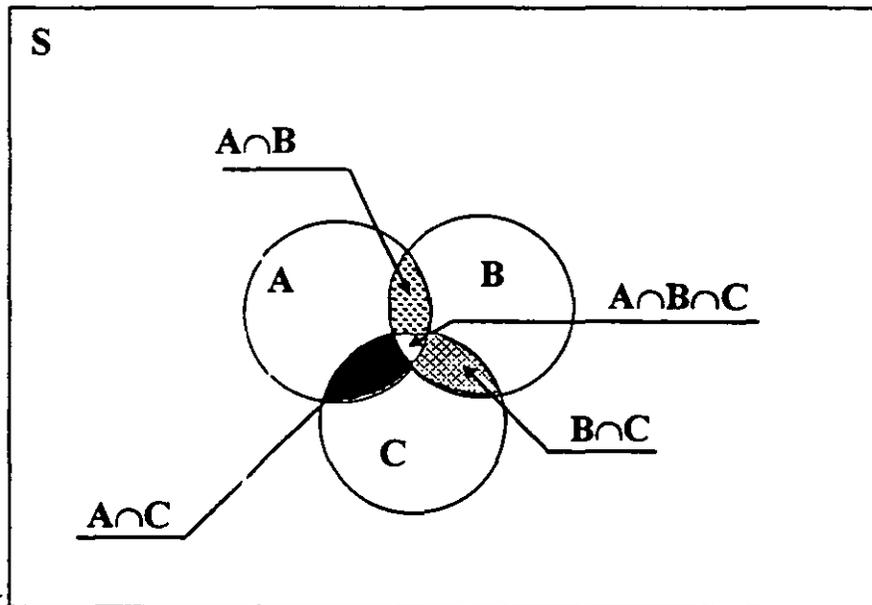
Puesto que A y ϕ son mutuamente excluyentes se deduce del axioma 3 que:

$$P(A) = P(A \cup \phi) = P(A) + P(\phi)$$

TEOREMA 5.

Si A , B , y C son 3 sucesos cualesquiera entonces:

$$P(A \cup B \cup C) = P(A) + P(B) + P(C) - P(A \cap B) - P(A \cap C) - P(B \cap C) + P(A \cap B \cap C)$$



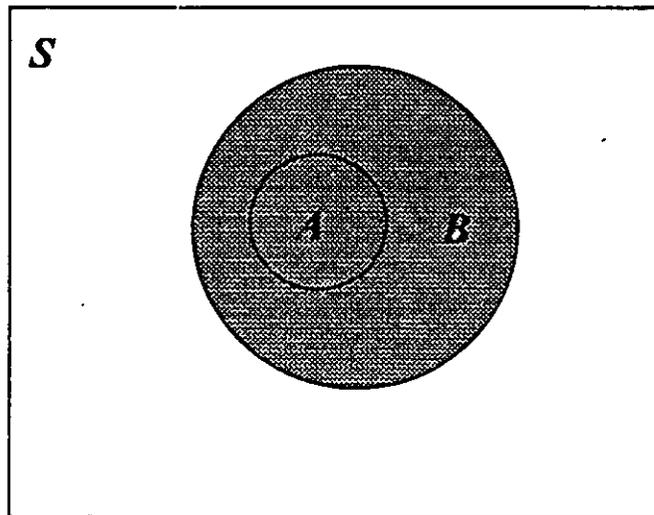
**6 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD
DE SISTEMAS SIMPLES.**

*Miguel Angel Flores Rangel
Mayo 1999.*

TEOREMA 6.

Si $A \subset B$ entonces:

$$P(A) \leq P(B)$$



B Sombreado

6. EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS SIMPLES

6.1 MODELADO

En la práctica un sistema se representa normalmente como una red en la cual los componentes del sistema están conectados en serie, paralelo, malla o combinación de éstos. En esta sección solamente consideraremos redes en serie y paralelo.

Es muy importante modelar correctamente al sistema, para ello hay que entender a fondo su comportamiento y esto último deberá ser tomado en cuenta antes de evaluar la confiabilidad del sistema por medio de cualquier técnica.

Otra consideración que debe ser visualizarse, es que la estructura topológica del sistema real y la red de confiabilidad empleada para modelar al sistema no necesariamente serán las mismas.

A continuación se muestra la figura No. 6.1 que describe el arreglo de dos transformadores en paralelo.

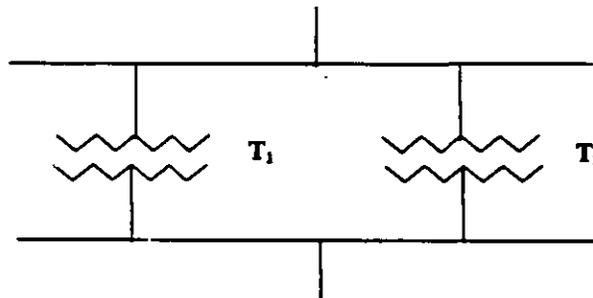


Fig. No. 6.1

En este caso la estructura topológica de confiabilidad asociada a este sistema es representado en la figura No. 6.2.

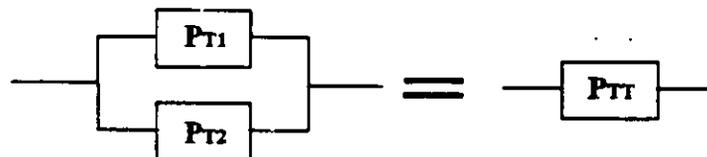


Fig. No. 6.2

La estructura topológica del sistema es la misma que la de la red de confiabilidad.

Considérese ahora un segundo caso, el cual está representado en la figura No. 6.3, que corresponde al caso de un sistema de distribución consistente de un interruptor que alimenta a cuatro ramales. Entonces se considera que si alguna de las líneas falla el sistema falla.

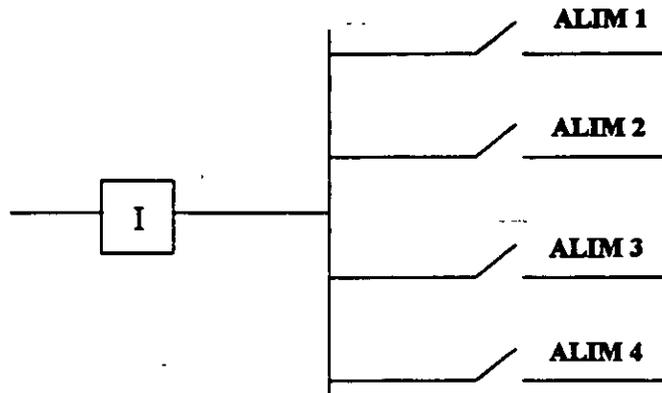


Fig. No. 6.3

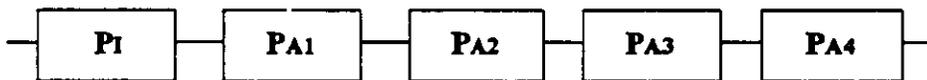


Fig. No. 6.4

Siendo la red que representa la confiabilidad asociada a este sistema la que mostrada en la figura No. 6.4. Como puede apreciarse la topología de la red real es un circuito en paralelo mientras que la topología de confiabilidad es un circuito serie.

Por lo tanto no coinciden la topología del sistema con la topología de la red de confiabilidad asociada.

Para poder evaluar un sistema simple podemos representar a éste como la interconexión de un conjunto de subsistemas en serie y paralelo. Entonces la confiabilidad de cualquier sistema dependerá fundamentalmente de dos aspectos:

- *La estructura topológica de sus componentes*
- *El valor asociado de confiabilidad de cada uno de sus componentes*

Al evaluar la confiabilidad de un sistema se persigue de cierta forma predecir el comportamiento de un sistema y en muchos casos modificar el sistema actual, de forma tal que por medio de esta modificación se alcance el valor de confiabilidad deseado.

Se dice que un conjunto de componentes está en serie desde el punto de vista de confiabilidad si todos ellos trabajan para que el sistema funcione bien o simplemente, con que uno de los componentes falle, el sistema falla.

En cambio un sistema está en paralelo, desde el punto de vista de confiabilidad si solamente un componente necesita trabajar para que el sistema funcione.

Un sistema en serie representa un sistema no redundante, mientras que un sistema paralelo constituye un sistema completamente redundante.

6.2 SISTEMAS SERIE

Considérese un sistema en serie que consiste de dos independientes componentes A y B conectados en serie, desde un punto de vista de confiabilidad como se muestra en la figura No. 6.5. Este arreglo implica que ambos componentes deberán trabajar para asegurar que el sistema funcione.



Fig. No. 6.5

Sean R_A, R_B las probabilidades de éxito en la operación de los componentes A y B respectivamente y Q_A, Q_B la probabilidad de falla de los componentes A y B respectivamente.

Debido a que la operación y falla son mutuamente exclusivos y complementarios

$$R_A + Q_A = 1 \quad \text{y} \quad R_B + Q_B = 1 \quad (6.1)$$

El requerimiento básico para que el sistema funcione es que los componentes A y B deberán estar trabajando. De la probabilidad condicional

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (6.2)$$

Si los eventos A y B son independientes

$$P(A/B) = P(A) \quad (6.3)$$

y por lo tanto

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (6.4)$$

lo cual implica que la confiabilidad de un sistema formado por los componentes A y B es igual al producto de sus confiabilidades, es decir

$$R_s = R_A \cdot R_B \quad (6.5)$$

La ecuación (6.5) puede ser generalizada, de forma tal que

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (6.6)$$

En algunas aplicaciones puede ser más ventajoso evaluar la inconfiabilidad o probabilidad de que el sistema falle, por lo que la inconfiabilidad de un sistema en serie será

$$Q_s = 1 - R_A R_B = Q_A + Q_B - Q_A Q_B \quad (6.7)$$

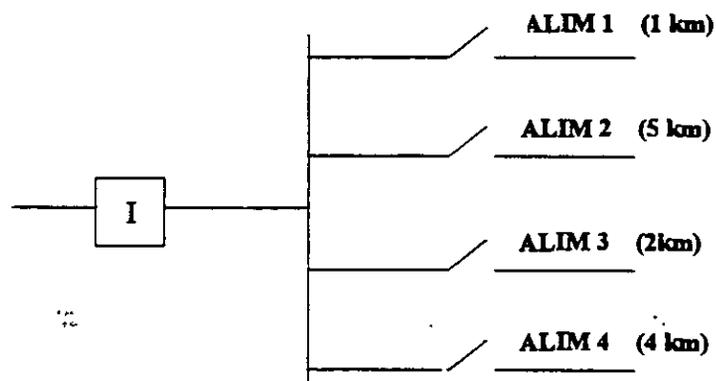
para n componentes

$$Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (6.8)$$

La confiabilidad decrece al incrementar el número de componentes en serie y ésta crece al reducir el número de estos componentes.

Ejemplo 6.1

Considere el siguiente sistema de distribución, el cual es mostrado en la figura 6.6. Como puede apreciarse consta de cuatro alimentadores que tiene diferentes longitudes. El interruptor falla en promedio de 0.4 horas al año, mientras que un alimentador, en la zona considerada, falla al año un promedio de 0.7 horas / km. Calcule la confiabilidad del sistema en su conjunto, considerando que el sistema falla si al menos un alimentador falla.

*Fig. No. 6.6*

6.3 SISTEMAS PARALELO

Considérese un sistema de dos componentes independientes A y B, conectados en paralelo como se observa en la figura No. 6.7

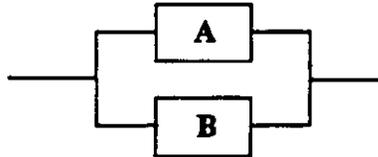


Fig. No. 6.7

En este caso el sistema requiere solamente que un componente este trabajando para que el sistema se considere que trabaja exitosamente. Para este caso la probabilidad de éxito se evalúa del complemento de la inconfiabilidad del sistema

$$R_p = 1 - Q_A Q_B = R_A + R_B - R_A R_B \quad (6.9)$$

para n componentes del sistema se tiene que

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (6.10)$$

También se puede definir la inconfiabilidad Q_p del sistema como

$$Q_p = Q_A Q_B \quad (6.11)$$

y en forma generalizada como

$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (6.12)$$

La confiabilidad del sistema crece al incrementar el número de componentes en paralelo y esto implica que se incremente el costo inicial, el peso y volumen del sistema; por lo tanto aumenta el mantenimiento, debiéndose analizar todo esto cuidadosamente.

Ejemplo 6.2

Dos líneas de transmisión de 230 kV y 50 km de longitud cada una de ellas, alimentan a una subestación de potencia, cada línea tiene la capacidad para suministrar energía al total de la carga. El tiempo de falla promedio al año de cada línea es de 0.05 h / año km.

Calcule:

- a) El valor de la confiabilidad del sistema.*
- b) El tiempo de falla promedio al año.*

Ejemplo 6.3

Un sistema de un componente tiene una confiabilidad de 0.8. Evalúe el efecto sobre la confiabilidad de todo el sistema, al incrementar en seis el número de componentes idénticos al original en paralelo.

Solución

Usando la ecuación 6.12, el valor de la confiabilidad del sistema es mostrado en la tabla 6.1 para sistemas que tengan de uno a seis componentes en paralelo, mostrándose también el incremento de la confiabilidad al adicionar cada componente al sistema original, conociéndose esto como la confiabilidad incremental. Se presenta también el porcentaje de confiabilidad comparativa definida como el cambio en la confiabilidad sobre un simple componente, expresado en por ciento. La figura No. 6.7 muestra los beneficios que se obtienen al incrementar la confiabilidad al aumentar el número de componentes en paralelo.

TABLA No.6.1

NUMERO DE COMPONENTES	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	CONFIABILIDAD INCREMENTAL	INCREMENTO COMPARATIVO DE CONFIABILIDAD %
1	0.800000		
2	0.960000	0.160000	20
3	0.992000	0.032000	4
4	0.998400	0.006400	0.80
5	0.999680	0.001280	0.16
6	0.999936	0.000256	0.03

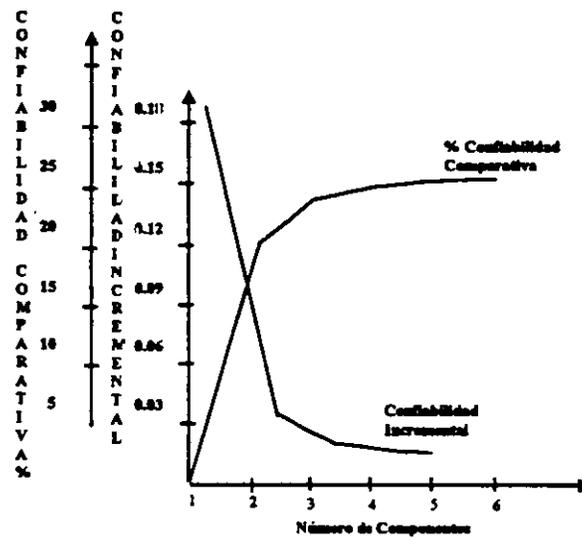


Fig. 6.8

6.4 SISTEMAS SERIE-PARALELO

En este caso se trata de obtener la confiabilidad o inconfiabilidad a partir de la reducción de subsistemas en serie y paralelo, por ejemplo considérese el siguiente sistema

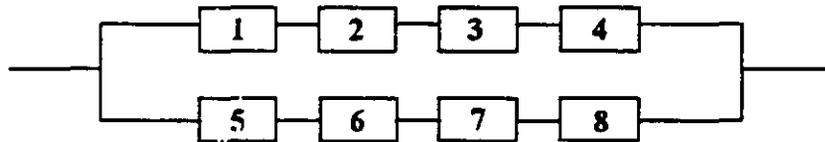


Fig. 6.9

Entonces se puede reducir este sistema a dos componentes equivalentes 9 y 10, como se puede apreciar en la figura No. 6.10.

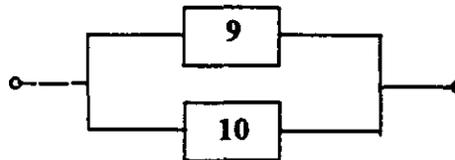


Fig. 6.10

A su vez los componentes 9 y 10 pueden ser reducidos al componente 11 a través de una evaluación de la confiabilidad o inconfiabilidad de dos componentes en paralelo (figura No. 6.11).

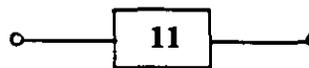


Fig. 6.11.

Ejemplo 6.4

Considérese el sistema de la figura No. 6.12, consistente de dos líneas de transmisión que unen a las barras A y B; cada línea tiene una longitud de 50 km y el tiempo de falla promedio es de 0.05 h/año km. En los extremos de ambas líneas existen interruptores cuyo tiempo de falla promedio al año de cada uno de ellos es de 1.09 h/año. Calcule el valor de confiabilidad del sistema y el tiempo de falla o interrupción al año del sistema global.

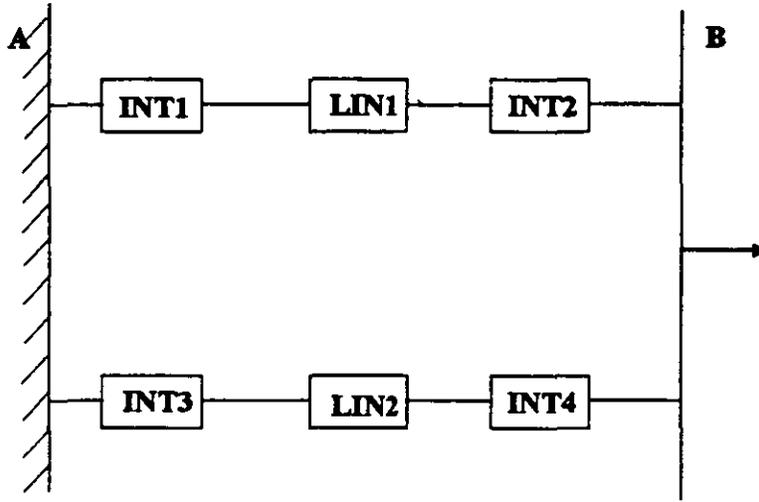


FIG. No. 6.12

7 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS COMPLEJOS

7.1 CONCEPTOS DE MODELADO Y DIAGRAMAS LÓGICOS

7.2 MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL

7.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS

7.4 APLICACIÓN Y COMPARACIÓN DE TÉCNICAS

7.5 MÉTODO DE CONEXIONES MÍNIMAS

***Pedro Téllez Rodríguez
Mayo de 1999***

7.1 CONCEPTOS DE MODELADO Y DIAGRAMAS LÓGICOS

7.1.1 MODELADO

Las técnicas descritas en el capítulo anterior están limitadas en su aplicación a sistemas y redes que tienen una estructura tipo serie y paralelo. Sin embargo, muchos sistemas o no tienen ese tipo de estructura simple o tienen una lógica operacional compleja, por lo que es necesario emplear un modelado adicional y técnicas de evaluación para determinar su confiabilidad. Un sistema típico que no presenta una estructura serie/paralelo es la red tipo puente mostrada en la figura 7.1, la que ocurre frecuentemente en diversas aplicaciones de ingeniería.

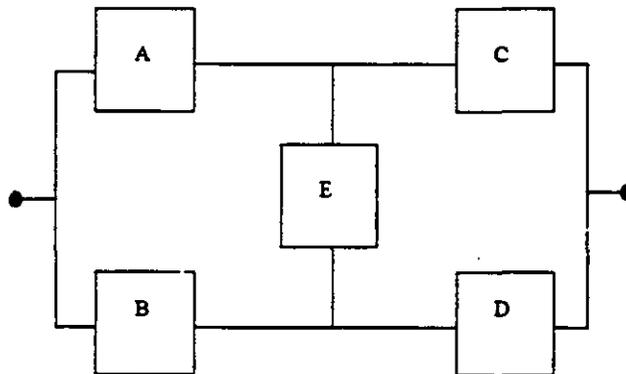


FIG. 7.1 Sistema o red tipo puente

Una inspección visual de la red mostrada en la figura 7.1 indica que ninguno de los componentes está conectado en un arreglo simple serie/paralelo. Existen técnicas para resolver este tipo de redes como el método de la probabilidad condicional, el de cortes y conexiones mínimas, diagramas de árbol, diagramas lógicos y el método de la matriz de conexiones.

La mayoría de estas técnicas son métodos formalizados para transformar la operación lógica del sistema, o la topología del sistema, en una estructura formada únicamente con componentes en serie y paralelo, trayectorias o ramas. Los diversos métodos son similares en concepto la principal diferencia entre ellos radica en la presentación formal o lógica del método. Cuando se efectúan cálculos manuales, el método de solución deberá ser tan simple y directo como sea posible. Cuando se utilizan computadoras digitales, puede ser ventajoso utilizar la misma programación básica y la misma técnica para ambos, sean sistemas simples o complejos.

7.1.2 DIAGRAMAS LÓGICOS

La confiabilidad de muchos sistemas puede ser evaluada con la ayuda de diagramas lógicos (llamados también diagramas de bloques de confiabilidad). De manera opuesta a los diagramas físicos, los cuales únicamente describen las conexiones físicas actuales entre los componentes, los diagramas lógicos están arreglados para indicar que combinaciones de componentes producen la falla del sistema total.

Los diagramas lógicos están por lo tanto, basados en un análisis de los efectos de falla de los elementos. Los bloques en estos diagramas representan componentes de trabajo, y la falla de un componente es indicada por la remoción del bloque correspondiente. Si en un diagrama son removidos los bloques suficientes para interrumpir la conexión entre los puntos de entrada y salida, el sistema ha fallado.

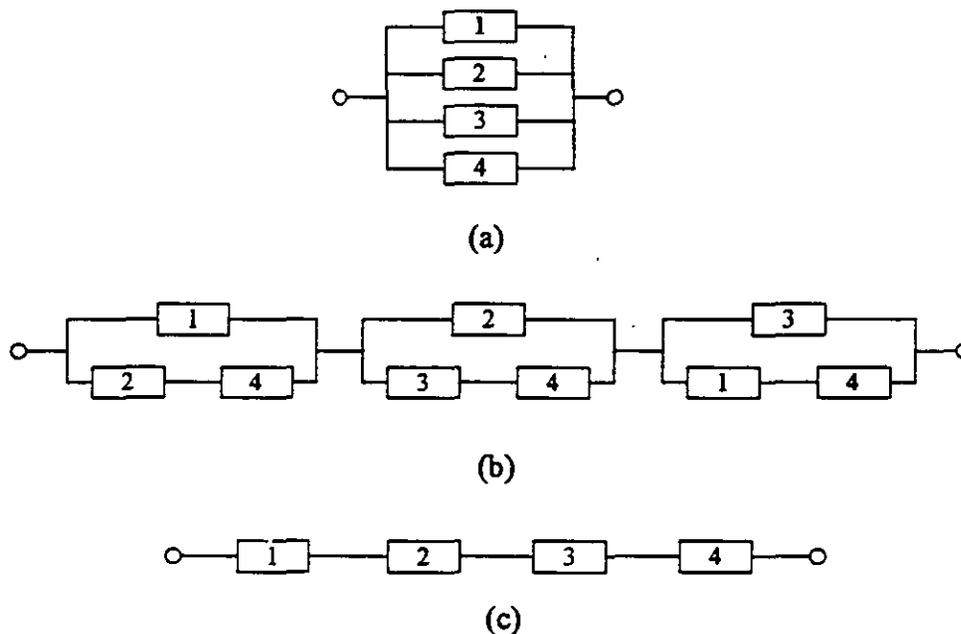


FIG. 7.1.1 Diagramas físico y lógicos para cuatro líneas de transmisión entre dos S.E.'s.

- (a) Diagrama físico y diagrama lógico (para capacidades individuales de línea al menos iguales a la carga del sistema).
- (b) Diagrama lógico, si al menos 3 de las 4 líneas deben estar en servicio para prevenir sobrecarga.
- (c) Diagrama lógico, si las líneas no tienen margen de capacidad para soportar más carga.

EJEMPLO 7.1.1

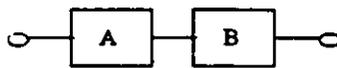
DIAGRAMA FÍSICO



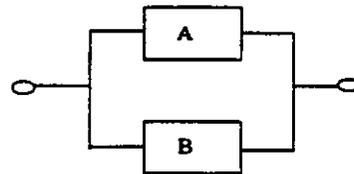
DIAGRAMAS LÓGICOS

Modo de falla principal: FALSA OPERACIÓN

Contactos normalmente cerrados

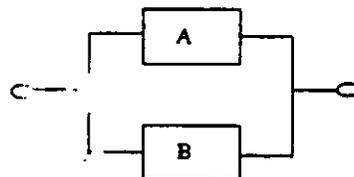


Contactos normalmente abiertos



Modo de falla principal: RECHAZO DE OPERACIÓN

Contactos normalmente cerrados.



Contactos normalmente abiertos



7.2 MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL

Una técnica que puede ser utilizada para evaluar la confiabilidad de un sistema complejo consiste en reducir secuencialmente el sistema en subsistemas que tengan estructuras conectadas en serie/paralelo y entonces recombinar estos subsistemas usando el método de la probabilidad condicional.

Esta técnica emplea la ecuación de la probabilidad condicional.

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A / B_i) \cdot P(B_i)$$

$$P(\text{éxito o falla del sistema}) = P(\text{éxito o falla del sistema si el componente } X \text{ está bien}) \cdot P(X \text{ esté bien}) + P(\text{éxito o falla del sistema si el componente } X \text{ está mal}) \cdot P(X \text{ esté mal}) \quad (7.1)$$

La aplicación de esta técnica se ilustra mediante los siguientes ejemplos:

EJEMPLO 7.1

Considere el sistema mostrado en la figura 7.1 en la cual el éxito requiere que al menos una de las trayectorias, AC, BD, AED, BEC esté bien. Evaluar una expresión general para el éxito del sistema y la confiabilidad del mismo si cada componente tiene una confiabilidad de 0.99.

Para aplicar el método de la probabilidad condicional es necesario primeramente escoger el componente X el cual será considerado "bien" o considerado "mal". Pueden escogerse cualquiera de los componentes desde A hasta E sin embargo, la "correcta" selección del componente puede simplificar enormemente la solución. El mejor componente para escoger como X es E en el presente ejemplo.

El sistema de la figura 7.1 se subdivide en dos subsistemas, uno con E considerada bien, que significa que no puede fallar, y el otro con E considerada mal, que significa que siempre está fallado. Esta subdivisión se muestra en la figura 7.2. El sistema original ha sido descompuesto en dos subsistemas cada uno de estos con estructuras simples serie/paralelo. Con E considerada bien, A y B están en paralelo, C y D están en paralelo y las dos ramas paralelas están en serie. Con E considerada mal, A y C están en serie, B y D están en serie y las dos ramas serie están en paralelo. Estos dos subsistemas son mutuamente exclusivos ya que ninguno puede existir simultáneamente y por tanto ellos pueden ser recombinados usando el principio de la probabilidad condicional.

En algunos sistemas de ingeniería, uno o más de los subsistemas pueden necesitar subdivisiones subsecuentes antes de obtener una estructura serie/paralelo. Después de crear un grupo de subsistemas en los cuales todos los componentes están conectados en serie y paralelo, éstos pueden ser evaluados usando los principios de sistemas serie/paralelo y la confiabilidad total utilizando la probabilidad condicional.

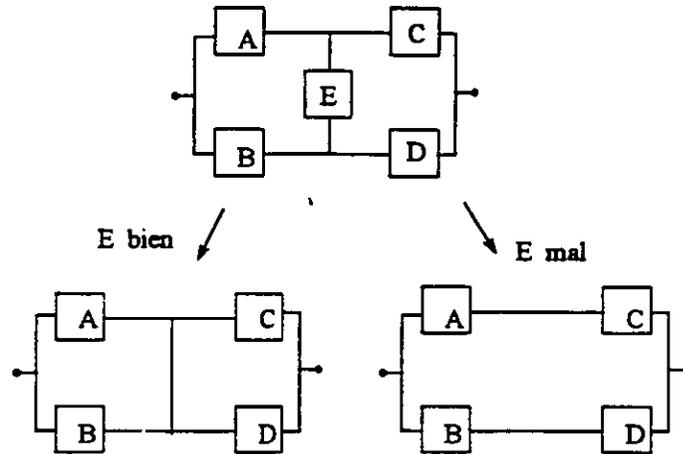


FIG: 7.2 Subdivisión del ejemplo 7.1

En el presente ejemplo, la confiabilidad total del sistema será

$$R_s = R_s(\text{si } E \text{ está bien})R_E + R_s(\text{si } E \text{ está mal})Q_E$$

(a) condición: DADO QUE E está bien

$$R_s = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)$$

(b) condición: DADO QUE E está mal

$$R_s = 1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D)$$

Por lo tanto la confiabilidad del sistema es

$$\begin{aligned}
 R_s &= (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)R_E + (1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D))Q_E \\
 &= R_A R_C + R_B R_D + R_A R_D R_E + R_B R_C R_E - R_A R_B R_C R_D \\
 &\quad - R_A R_C R_D R_E - R_A R_B R_C R_E - R_B R_C R_D R_E - R_A R_B R_D R_E + 2R_A R_B R_C R_D R_E
 \end{aligned} \tag{7.2}$$

el cual, si $R_A = R_B = R_C = R_D = R_E = R$, da

$$R_s = 2R^2 + 2R^3 - 5R^4 + 2R^5 \tag{7.3}$$

y, si $R = 0.99$, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 R_s &= 0.99979805 \\
 &= 0.999798 \text{ (hasta seis cifras decimales)}
 \end{aligned}$$

El método de probabilidad condicional es una herramienta útil para la evaluación de la confiabilidad y es utilizada en diversas aplicaciones. Sin embargo, éste puede presentar dificultades para programarse en una computadora digital en la solución de redes generales debido a la inherente dificultad de generalizar la descomposición.

7.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS

7.3.1 CONCEPTO DE CORTES

El método de cortes mínimos es una poderosa herramienta para evaluar la confiabilidad de un sistema por dos razones principales:

- (i) *Este puede ser fácilmente programado en una computadora digital proporcionando una solución eficiente y rápida de cualquier red.*
- (ii) *Los cortes están directamente relacionados con los modos de falla del sistema y por tanto se identifican las distintas formas en las que un sistema puede fallar.*

Los cortes son un conjunto de componentes que, cuando fallan, provocan la falla del sistema. En términos de una red de confiabilidad conocido igualmente como diagrama de bloques o diagrama lógico, la anterior definición puede ser interpretada como un grupo de componentes que deben fallar para interrumpir todas las trayectorias entre la entrada y la salida.

El mínimo subgrupo de cualquier grupo de componentes que causan la falla del sistema es conocido como los cortes mínimos (minimal cut set). Los cortes mínimos son un conjunto de componentes del sistema que, cuando fallan, causan la falla del sistema pero cuando cualquier componente del grupo no ha fallado, no causan la falla del sistema. Esta definición significa que todos los componentes de un corte mínimo deben estar en el estado de falla para causar la falla del sistema.

Utilizando esta definición, los cortes mínimos del sistema mostrado en la figura 7.1 se muestran en la tabla 7.1.

TABLA 7.1 Cortes mínimos de la figura 7.1

<i>Número de cortes mínimos</i>	<i>Componentes de los cortes</i>
1	AB
2	CD
3	AED
4	BEC

7.3.2 APLICACIÓN DE LOS CORTES

Con el objeto de evaluar la confiabilidad del sistema (o la no confiabilidad), se deben identificar los cortes que se presenten en el diagrama lógico. De la definición de cortes mínimos es evidente que todos los componentes de cada corte deben fallar para provocar la falla del sistema. Consecuentemente, los componentes de los cortes están efectivamente conectados en paralelo y la probabilidad de falla de éstos puede ser combinada usando el principio de sistemas paralelos. Adicionalmente, el sistema falla si cualquiera de los grupos de corte falla y consecuentemente cada corte está efectivamente en serie con todos los otros cortes.

Con el uso de estos principios se obtiene el diagrama lógico ilustrado en la figura 7.3 para el sistema de la figura 7.1 y los cortes mínimos mostrados en la tabla 7.1. Aunque estos cortes están en serie, el concepto de sistemas serie no puede ser usado porque el mismo componente puede aparecer en dos o más cortes, vg, el componente A aparece en los cortes C₁ y C₃ de la figura 7.3. El concepto de unión se aplica sin embargo y si el iésimo corte se designa como C_i y su probabilidad de ocurrencia como P(C_i), entonces la inconfiabilidad del sistema está dada por:

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup \dots \cup C_i \cup \dots \cup C_n) \tag{7.4}$$

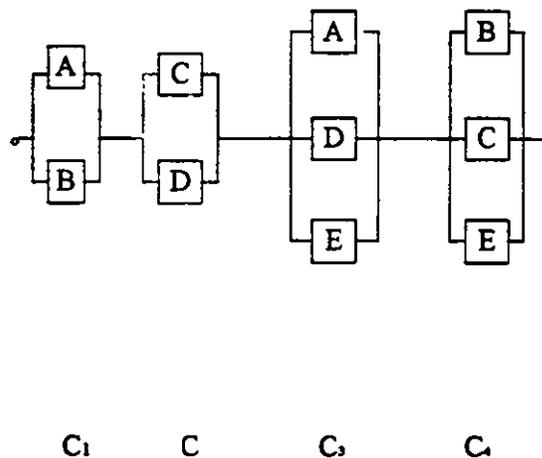


Fig. 7.3 Cortes mínimos del ejemplo 7.2

EJEMPLO 7.2

Reconsidere el ejemplo 7.1 y evalúe la confiabilidad del sistema.

De la ecuación 7.4 y del diagrama lógico de la figura 7.3 se tiene:

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4)$$

$$Q_s = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) - P(C_1 \cap C_4) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

Donde

$$P(C_1) = Q_A Q_B$$

$$P(C_2) = Q_C Q_D$$

$$P(C_3) = Q_A Q_D Q_E$$

$$P(C_4) = Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2) = P(C_1)P(C_2) = Q_A Q_B Q_C Q_D$$

$$P(C_1 \cap C_3) = P(C_1)P(C_3) = Q_A Q_B Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_4) = P(C_1)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_3) = P(C_2)P(C_3) = Q_A Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_4) = P(C_2)P(C_4) = Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_3 \cap C_4) = P(C_3)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = P(C_1 \cap C_2 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

Por lo tanto

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_D - Q_A Q_B Q_D Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_E + 2Q_A Q_C Q_C Q_D Q_E \quad (7.5)$$

La cual puede ser comparada en la forma con la ecuación 7.2. Si $Q_A = Q_B = Q_C = Q_D = Q_E = Q$, entonces

$$Q_s = 2Q^2 + 2Q^3 - 5Q^4 + 2Q^5 \quad (7.6)$$

La cual puede ser comparada en la forma con la ecuación 7.3. Si $R = 0.99$ como en el ejemplo 7.1, $Q = 1 - 0.99 = 0.01$, y $Q_s = 0.00020195$ y $R_s = 1 - 0.00020195 = 0.99979805$ (como anteriormente).

7.3.3 EVALUACIÓN APROXIMADA

Existen dos aproximaciones básicas, la primera supone que la ecuación 7.4 puede ser reducida a la suma de inconfiabilidades.

$$\begin{aligned} Q_s &= P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_1) + \dots + P(C_n) \\ &= \sum_{i=1}^n P(C_i) \end{aligned} \quad (7.7)$$

Reconsiderando el ejemplo 7.2, la inconfiabilidad del sistema es ahora:

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \quad (7.8)$$

la cual si $Q_A = Q_B = Q_C = Q_D = Q_E = Q$ da

$$Q_s = 2Q^2 + 2Q^3$$

y si $Q=0.01$: $Q_s=0.000202$ y $R_s=0.999798$

La segunda aproximación es despreciar los cortes de orden mayor. Esta aproximación supone que éstos son mucho menos probables que los de orden menor.

Otra vez reconsiderando el ejemplo 7.2 y despreciando los cortes de tercer orden, la inconfiabilidad del sistema está dada ahora por:

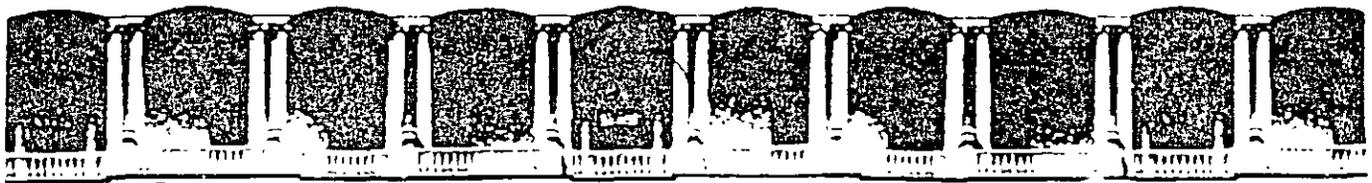
$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D \quad (7.9)$$

la cual si $Q_A = Q_B = Q_C = Q_D = Q$ se vuelve

$$Q_s = 2Q^2 \quad (7.10)$$

y si $Q=0.01$ $Q_s=0.000200$ y $R_s=0.999800$

En este caso el error introducido en R_s y Q_s es $+2 \times 10^{-4}\%$ y -1% respectivamente.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

“Tres décadas de orgullosa excelencia” 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

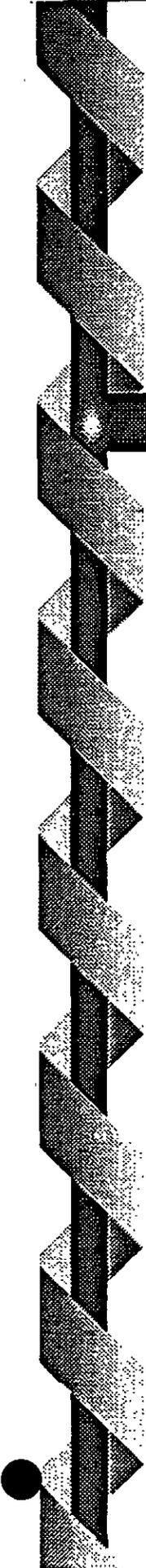
DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA MODULO II

**EXPOSITOR ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**



**LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
Gerencia de Proyectos**

**LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD
APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS**

■ **Módulo II. Tópicos avanzados de la teoría de la confiabilidad.**

Expositores:

*Ing. Pelayo Fernández Villalobos
Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Felipe Martínez Cruz
Subdirección de Construcción*

*Ing. Alberto Esquivel Reyes
Subdirección de Construcción*

*Ing. Pedro Téllez Rodríguez
Subdirección de Construcción*

*Ing. Telésforo Trujillo Sotelo
Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Miguel Angel Flores Rangel
Subdirección de Construcción*

Tipografía:

*Patricia Vázquez Calderón
Alma Leticia Reyes Sosa
Elizabeth Avila Lechuga
Adrian Suárez Quiñonez*

Junio de 1999

1 LA FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD

- 1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO.**
- 1.2 MADURACIÓN VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO.**
- 1.3 TASA DE FALLAS EN LOS PERIODOS DE
MADURACIÓN Y ENVEJECIMIENTO EVALUADA
MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.**
- 1.4 TIPO DE COMPONENTES.**
- 1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA - REPARACIÓN -
OPERACIÓN**

*Pedro Téllez Rodríguez
Alberto Esquivel Reyes
Junio de 1999*

1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO

Los parámetros que están asociados con el cálculo de confiabilidad se describen mediante distribuciones de probabilidad.

- *¿Como determinar la distribución de probabilidad adecuada?*
 - *Pruebas de muestreo.*
 - *Comportamiento estadístico (base de datos).*
 - *Experiencia en el conocimiento del componente o sistema.*

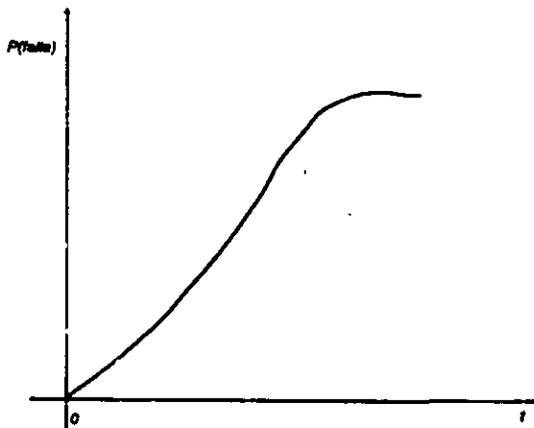
- *¿Como evaluar la confiabilidad de un componente o sistema?*
 - *mediante las distribuciones de probabilidad.*
 - *propiedades de las funciones de probabilidad.*
 - *funciones de densidad de probabilidad.*
 - *funciones de probabilidad acumulada.*
 - *valor medio o esperado.*
 - *varianza y desviación estándar.*

- *En Confiabilidad la variable aleatoria es generalmente el tiempo.*

Si $t = 0 \Rightarrow$ Sistema operando $\Rightarrow P(\text{falla}) = 0$

Si $t > 0 \Rightarrow P(\text{falla}) \rightarrow 1 \Rightarrow$ Sistema fallará

Esta característica es equivalente a la función de probabilidad acumulada y es una medida de la probabilidad de falla como una función del tiempo (o de otra variable aleatoria que se considere).



En términos de Confiabilidad, esta función se conoce como la "Distribución acumulada de falla" o "Probabilidad de falla" o "Función de inconfiabilidad", y se designa por $Q(t)$.

La función complementaria de $Q(t)$ es la "Función de Supervivencia" o la "Función de Confiabilidad" o la "Probabilidad de supervivencia", y se designa por $R(t)$:

$$R(t) = 1 - Q(t) \dots \dots \dots (1)$$

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = - \frac{dR(t)}{dt} \dots \dots \dots (2)$$

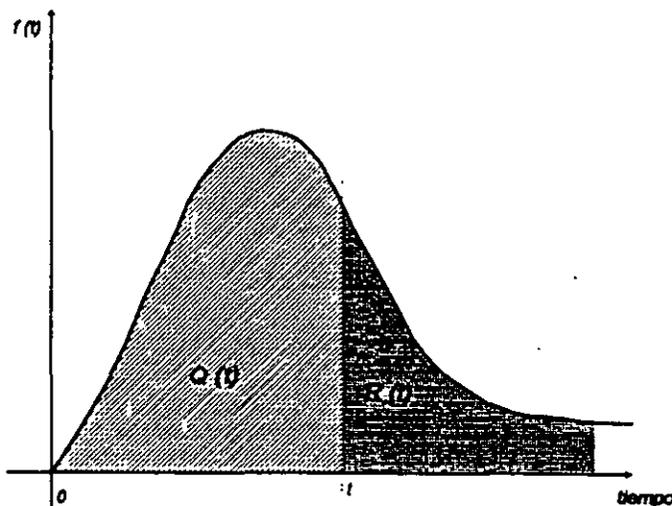
$$Q(t) = \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (3)$$

donde $f(t)$ = función de densidad de falla

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (4)$$

El área total bajo la curva de densidad de falla, debe ser la unidad y entonces la ecuación (4) puede escribirse como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \dots \dots \dots (5)$$



Una función adicional, de las más usadas en confiabilidad, es la que se conoce como: "tasa o función de riesgo" (hazard rate); "tasa o función de falla"; "tasa o función de reparación"; "fuerza de mortalidad"; etc.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la frecuencia con que ocurren las fallas.

El número de fallas depende del tamaño de la población considerada, es decir: Para un mismo periodo de tiempo:

$$A : 1000 \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} = X$$

$$B : 100 \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} < X$$

si $A \equiv B$; la tasa de riesgo debe ser la misma

Similarmente: para un mismo periodo de tiempo

$$\left. \begin{array}{l} A : 1000 \\ B : 100 \end{array} \right\} \Rightarrow N^{\circ} \text{ de fallas} = X$$

Podemos afirmar que:

$$A \neq B$$

y por lo tanto:

*B es más propenso a fallar que A
y consecuentemente:
la tasa de riesgo de A < tasa de riesgo de B*

Por lo anterior, deducimos que:

La tasa de riesgo depende de:

- *Nº de fallas en cierto periodo*
- *Nº de componentes expuestos a la falla.*

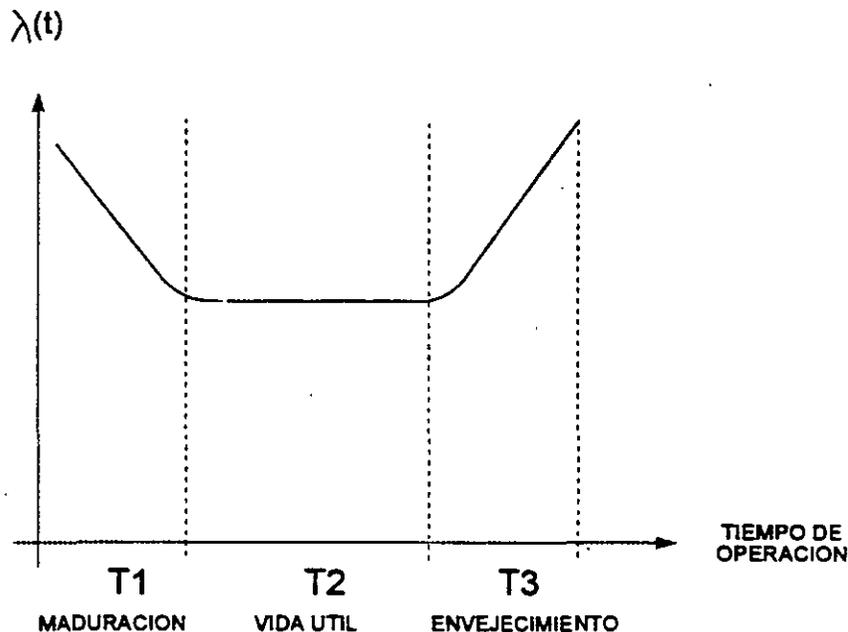
Por lo tanto:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Numero de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Numero de componentes expuestos a fallar}} \dots\dots\dots(6)$$

1.2 MADURACIÓN, VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO

TIEMPO DE VIDA

La curva de la tasa de riesgo tiene una forma que es característica de diversos componentes físicos. Esta forma puede ser dividida en 3 regiones distintas.



Para componentes no reparables si T_i es la variable aleatoria que describe los tiempos de vida al término del i -ésimo tipo de distribución utilizada ($i=1,2,3$), el tiempo de vida resultante T del dispositivo en cuestión es una variable aleatoria definida por $T=\min(T_1, T_2, T_3)$.

Región I.- Nombres: Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

Característica: La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

Tipos de fallas típicos: errores en el diseño, falta de cuidado en la fabricación

Modo de evaluación: Distribución exponencial.

Región II.- Nombres: *Periodo de vida útil*
Fase de operación normal.

Característica: La tasa de riesgo permanece constante.

Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.

Modos de evaluación: Distribución exponencial.

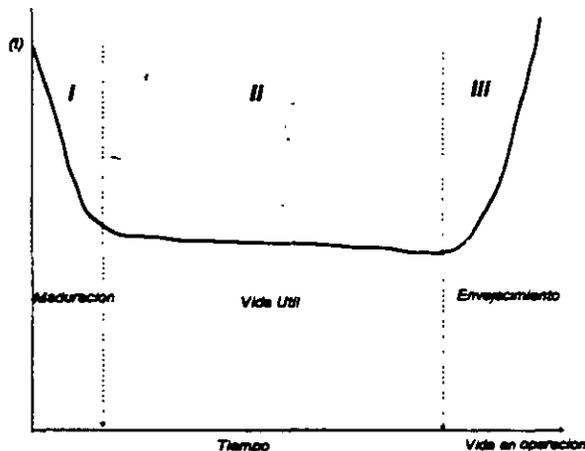
Región III.- Nombres: *Fase de desgaste*
Fase de fatiga.
Periodo de envejecimiento.

Característica: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.

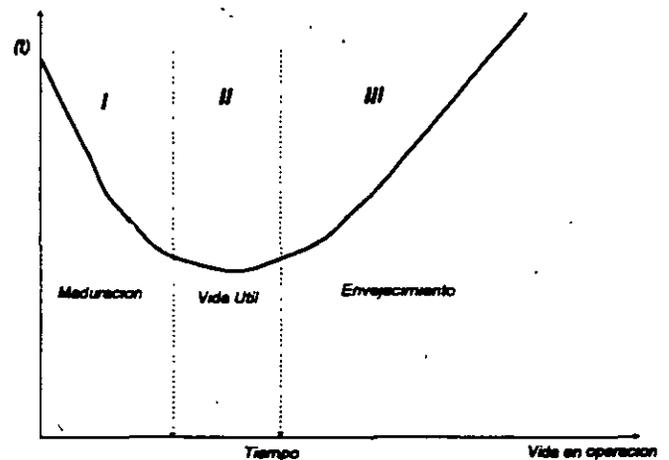
Tipo de fallas típicas: Fallas por envejecimiento.

Modo de evaluación: Distribución de Weibull o Distribución Normal.

EJEMPLOS:



Curva típica de tasa de riesgo para componentes electrónicos



Curva típica de tasa de riesgo para componentes mecánicos.

En estos dos ejemplos se cubren los casos extremos en cuanto al periodo de vida útil de los componentes. En el caso de los electrónicos, se asocian usualmente con una vida útil relativamente larga y los componentes mecánicos con una vida útil muy breve.

Muchos componentes y sistemas, incluyendo los componentes de sistemas de potencia y dispositivos mecánicos, pueden mantenerse dentro de su vida útil, mediante un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo. De esta manera se les impide entrar a la etapa de envejecimiento antes de que sean sustituidos.

1.4 TIPOS DE COMPONENTES.

Se pueden clasificar en 3 grupos generales:

1. **COMPONENTES NO REPARABLES.**- *Son los que son observados solo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.*
2. **COMPONENTES REPARABLES.**- *Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.*
3. **COMPONENTES IDEALES O CON TIEMPO DE REPARACIÓN CERO.**- *Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el de operación, es prácticamente despreciable.*

1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA - REPARACIÓN - OPERACIÓN

- *Análisis de modelos simples basados en Componentes Reparables.*
- *Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.*
- *Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:*

Tipo 1.- Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.

Tipo 2.- Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.

Tipo 3.- Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.

Tipo 4.- Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.

Tipo 5.- Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde algunos dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.

- *Proceso de Renovación.- Se aplica unicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.*

*Tipo de operación continua
(Sistema de Servicio Público
de Energía)*

- *Mantenimiento preventivo*
- *Tasa de falla baja*
- *Reparaciones rápidas*
- *Respaldos o redundancia.*

Para analizar la "Confiabilidad" de un sistema con Operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo "Operación - Falla - Operación".

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren N ciclos de fallas y de reparaciones, definimos lo siguiente:

$m_1 =$ tiempo a la falla para el primer ciclo.

Y

$r_1 =$ tiempo de reparación para la primera falla.

Similarmente:

m_i y r_i son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el i ésimo ciclo, respectivamente.

Entonces:

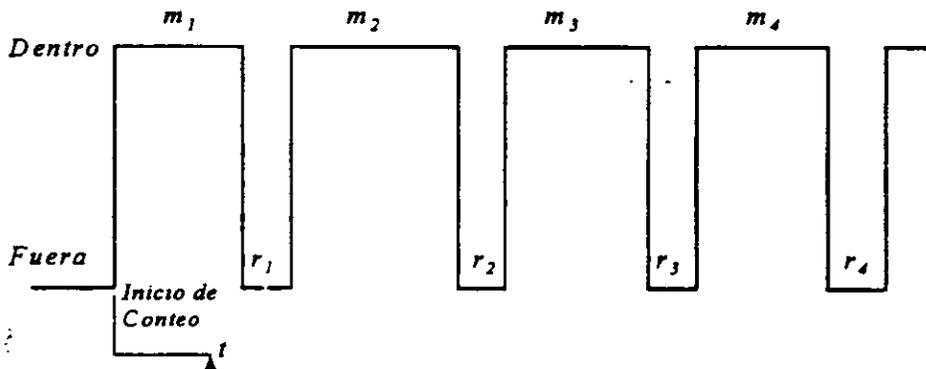
$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i \quad (\text{Tiempo promedio a la falla MTTF})$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i \quad (\text{Tiempo promedio de reparación MTTR})$$

El ciclo promedio del proceso Operación - Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

Debe notarse que $MTBF \neq MTTF$. La diferencia numérica dependerá del tiempo promedio de reparación MTTR.



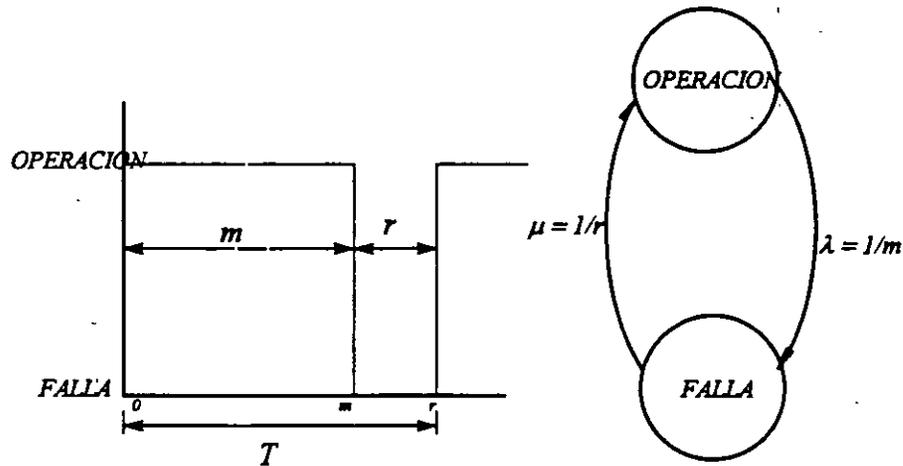
El recíproco de \bar{m} se designa usualmente como la Tasa de falla "λ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{E(x)} = \frac{1}{MTTF}$$

Similarmente, el recíproco de \bar{r} se designa como la Tasa de reparación "μ":

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{E(y)} = \frac{1}{MTTR}$$

De lo anterior resulta el "Modelo de dos estados" que se ilustra de la siguiente forma:



Del estudio de la distribución exponencial, sabemos que la probabilidad de falla esta dada por la siguiente expresión:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Expandiendo la expresión de Q(t), mediante la serie de Taylor¹:

$$Q(t) = 1 - \left[1 - \lambda t + \frac{(-\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right]$$

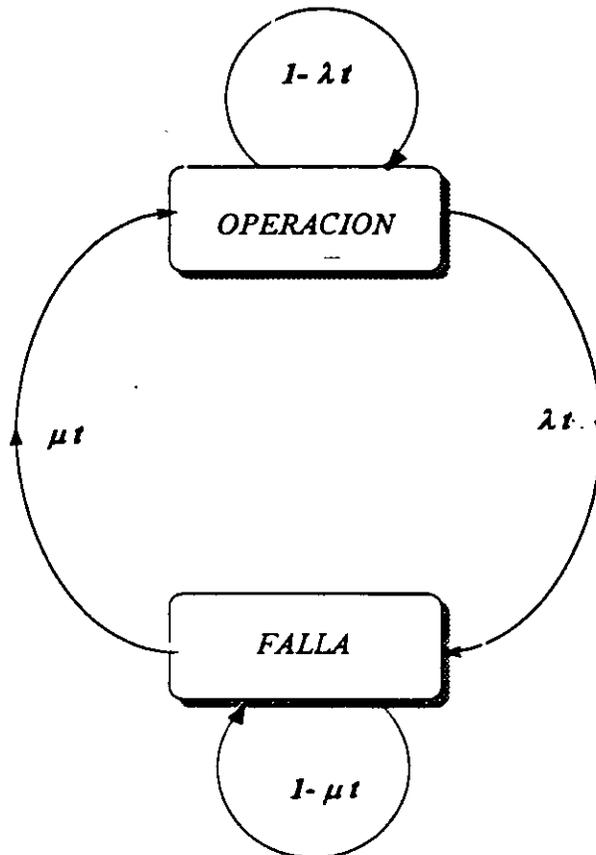
$$Q(t) = \lambda t - \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(\lambda t)^3}{3!} - \dots$$

Si $\lambda t \ll 1$, entonces:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad y$$

$$R(t) \cong 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda:



donde:

$$\lambda t = Q(t) = \text{Probabilidad de falla}$$

$$1 - \lambda t = R(t) = \text{Probabilidad de sobrevivencia.}$$

$$\mu = \text{Probabilidad de reparación}$$

$$1 - \mu t = \text{Probabilidad de que no se repare.}$$

4 EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD

4.1 Sistemas Serie.

4.2 Sistemas Paralelo.

4.3 Técnicas de Reducción de Redes.

4.4 Método de cortes y conexiones mínimos

4.5 Inclusión de mantenimiento programado

4.6 Fallas con causu común.

***Ing. Alberto Esquivel Reyes
Junio de 1999***

EJEMPLO.- Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo dado, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km. Al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas.

Calcule:

- El MTF.
- La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- La probabilidad de que se repare en 8 horas una falla.

SOLUCIÓN:

Datos: $l = 2\text{ km}$
 $\lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año}$
 $r = 12 \text{ hr.}$

$$a) \lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio a la falla (MTTF) esta dado por:

$$m = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años / falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de $Q(t)$:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si } t = 2\text{hr} = 2.283 \times 10^{-4}$$

$$Q(t) \cong 0.2 \times 2.283 \times 10^{-4} = 4.56 \times 10^{-5}$$

Por el método exacto:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.566 \times 10^{-5}$$

c) Primero calculamos la tasa de reparación " μ ":

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

es: entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 hrs.

$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \quad (16.68\%)$$

4. EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD.

Introducción.

Como se ha discutido en capítulos anteriores, la técnica de Markov y la aproximación de frecuencia y duración hacen un modelo preciso y seguro en los métodos de evaluación de la confiabilidad. Sin embargo, estas técnicas son menos amigables para cálculos a mano y aún en soluciones por medios digitales para sistemas muy grandes, resultan muy complejas.

En tales casos, se cuenta con métodos alternativos que se basan en la aproximación de Markov y en las que se usa un conjunto de ecuaciones aproximadas. La esencia de esta técnica de aproximación es deducir un conjunto de ecuaciones apropiadas. Para un sistema serie en el cual todos los componentes deben operar para que todo el sistema funcione y para un sistema paralelo en donde solo se necesita que un componente opere para que todo el sistema funcione satisfactoriamente.

Estas ecuaciones pueden usarse con las técnicas de modelado de redes vistas en otro capítulo de este curso, de tal modo que se puedan obtener resultados suficientemente exactos para un amplio rango de sistemas.

En este capítulo las ecuaciones básicas inicialmente se deducen para posteriormente usarse en algunos ejemplos.

4.1 Sistemas series

Consideremos el caso de dos componentes conectados en serie, el diagrama de estado para este sistema se muestra en la figura 1, asumiendo que pueden existir todos los estados:

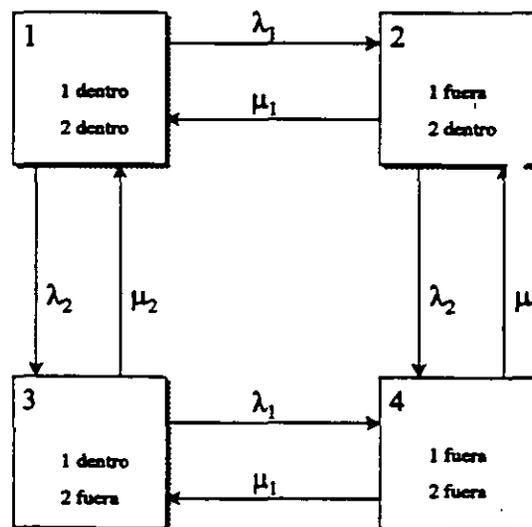


Figura 1

La probabilidad de tener los 2 componentes dentro, esta dada por la ecuación:

$$P_{(dentro)} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (1)$$

donde λ_1, λ_2 y μ_1, μ_2 son las tasas de falla y de reparación de los 2 componentes, respectivamente.

Es necesario encontrar las tasas de falla y reparación λ_s y μ_s de un solo componente que sea equivalente a los 2 componentes en serie. Esto se muestra en la fig. 2. La probabilidad de que los 2 componentes estén dentro o que el sistema completo este dentro es:

$$P_{(dentro)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2)$$

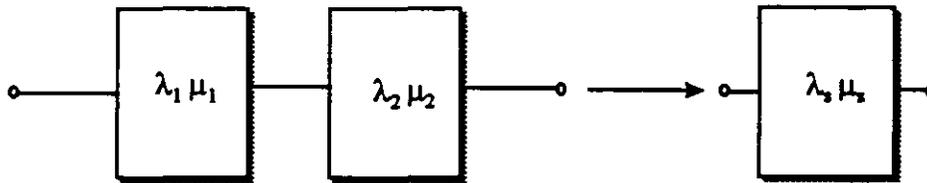


Figura 2.

Para que un solo componente sea equivalente a los 2 componentes en serie, las ecuaciones (1) y (2) deben ser idénticas;

$$\frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3)$$

También, ya que la tasa de falla para el sistema en estado "dentro", para un solo componente equivalente, es λ_s , y para los 2 componentes del sistema serie, es $(\lambda_1 + \lambda_2)$, entonces:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4)$$

Substituyendo la ecuación (4) en la (3) y reemplazando las tasas de reparación, μ_i , por el recíproco del tiempo promedio de reparación r_i , nos queda :

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (5)$$

En muchos sistemas el producto $(\lambda_i r_i)$ es muy pequeño y por lo tanto $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$ y $\lambda_2 r_2$. En tales casos la ecuación (5) se reduce a:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (6)$$

Debe hacerse notar que, aunque la ec.(6) es una aproximación para 2 componentes en un sistema serie en el que los 4 estados de la figura 1 existen, es una expresión exacta para la situación en la que el estado 4 de la figura 1 no existe, es decir, cuando un componente ha fallado, el segundo componente no puede fallar. Esto ocurre en la práctica cuando, después de la falla del primer componente, las tasas de falla para los componentes que quedan operativos, pero trabajando, decrecen a cero o se convierten en despreciables.

Usando la lógica de las expresiones 4 y 5, la tasa de falla y la duración promedio de la salida de un sistema serie general de "n" componentes puede deducirse como:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (7)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (8)$$

La probabilidad del sistema estando en el estado "fuera", es decir, la indisponibilidad U_s , puede relacionarse con r_s y la frecuencia de encontrar el estado "fuera" f_s , usando los conceptos de frecuencia y duración establecidos con anterioridad.

$$U_s = f_s r_s \quad (9)$$

Como se ha discutido anteriormente, $MTTF \left(\frac{1}{\lambda} \right)$ y $MTBF \left(\frac{1}{f} \right)$ son conceptualmente diferentes, aunque para muchos sistemas prácticos son numéricamente casi idénticos. En todos los casos, la ecuación (9) puede aproximarse a:

$$U_s = \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (10)$$

Si las unidades de tiempo para λ_i y r_i son las mismas, el valor de U_s es estrictamente una probabilidad. Si las unidades son diferentes, es decir, λ_i esta expresada en fallas por año y r_i esta expresada en horas, el valor de U_s tiene unidades dimensionales asociadas con ello, es decir, horas por año. (Esta forma dimensional, es una forma útil de representar el tiempo de salidas esperado).

En suma, las ecuaciones usadas para un sistema serie son:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s}, \quad U_s = \lambda_s r_s$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (11)$$

Deben hacerse notar los tres puntos siguientes:

- a) Antes de usar estas ecuaciones es necesario establecer si son válidas para el sistema que se está analizando, por ejemplo, checar si el modelo en el que se está basando es el apropiado.
- b) Las ecuaciones únicamente dan el valor promedio o esperado de los parámetros evaluados. Además hay una distribución asociada con estos valores que no es exponencial aún si los índices del componente fueran distribuidos exponencialmente.
- c) Aunque las ecuaciones fueron deducidas a partir del conocimiento de los procesos de Markov y la acepción fundamental de la distribución exponencial, son igualmente apropiadas para evaluar valores promedio a largo plazo de otras distribuciones.

Ejemplo 1

Las tasas de falla para 3 componentes son 0.05 f/año, 0.01 f/año y 0.02 f/año respectivamente y sus tiempos promedio de reparación son de 20 hr, 15 hr y 25 hr respectivamente. Determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema si todos los componentes deben de operar para que el sistema funcione adecuadamente.

4.2 SISTEMAS PARALELO.

4.2.1 Sistema de dos componentes.

Inicialmente se considerará el caso de un sistema de dos componentes del cual el diagrama de estados se muestra en la figura 1. La probabilidad de que el sistema este fuera esta dado por la ecuación:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (12)$$

En este caso se requiere que la tasa de falla λ_p y la tasa de reparación μ_p de un solo componente, sea equivalente a los dos componentes en paralelo. Esto se ilustra en la figura 3.

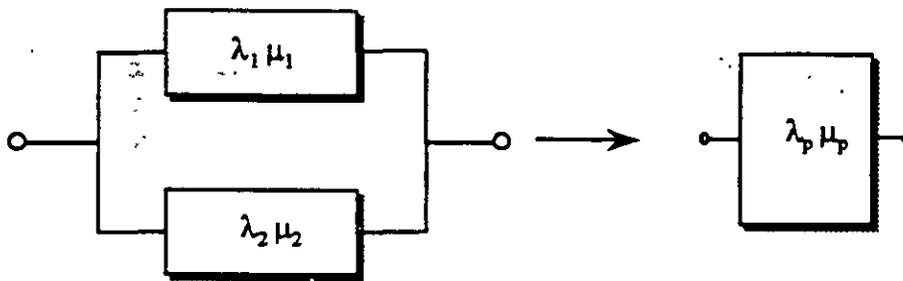


Figura 3.

La Probabilidad de que un solo componente este en el estado "fuera" es:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (13)$$

Puesto que las ecuaciones (12) y (13) deben ser idénticas:

$$\frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (14)$$

La tasa de transición del estado "fuera" del sistema de dos componentes es μ_p y este debe ser equivalente a $\mu_1 + \mu_2$, es decir,

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (15 a)$$

o bien,

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (15 b)$$

resultando:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (15c)$$

Este valor de r_p representa el periodo de tiempo promedio en que ambos componentes coinciden en estar fuera de servicio, es decir, representa el periodo durante el cual las dos fallas se traslapan. Por esta razón r_p es conocida generalmente como de reparación traslapada o tiempo fuera de los componentes 1 y 2. El evento de falla causado por la falla de los componentes 1 y 2 se conoce generalmente evento de falla traslapada.

Sustituyendo la ecuación (15) en la (14):

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (16)$$

Si, como es frecuente en la práctica, $(\lambda_1 r_1)$ y $(\lambda_2 r_2)$ son mucho menores que la unidad, entonces:

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (17)$$

Finalmente:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (18)$$

Ejemplo 2. Un sistema que consiste de 2 componentes, uno de los cuales debe operar para que el sistema funcione. Si las tasas de falla son, 0.05 f/año y 0.02 f/año respectivamente y los tiempos promedio de reparación son 20 hr y 25 hr respectivamente, determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema.

4.3 Técnicas de reducción de redes.

La mayoría de los sistemas no solo consisten en configuraciones de cadenas en serie o en paralelo sino más frecuentemente en una combinación de ambos. Un método para resolver este tipo de redes es reducir secuencialmente la red usando las ecuaciones apropiadas para combinaciones serie y paralelo hasta que la red se reduzca a un solo componente equivalente. Este método conocido como reducción de redes ya ha sido descrito anteriormente y los parámetros de confiabilidad del componente equivalente son los parámetros del sistema completo.

El siguiente ejemplo ilustra la aplicación de las ecuaciones serie y paralelo en la técnica de reducción de redes.

Ejemplo 3.

Considere el sistema de la figura 4 y evalúe la tasa de falla del sistema, el tiempo de reparación promedio y la indisponibilidad si todos los componentes son idénticos y tienen una tasa de falla de 0.05 f/año y un tiempo de reparación promedio de 20 horas.

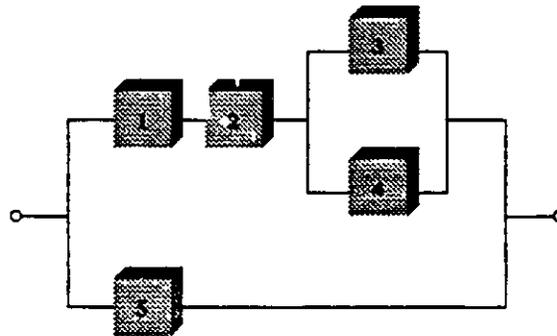
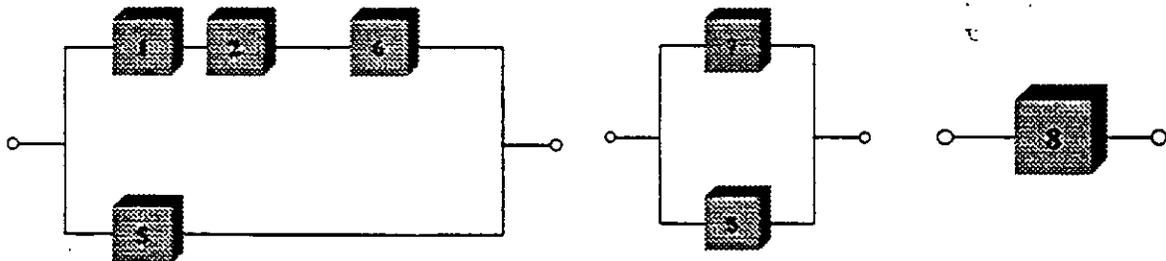


Figura 4



La primera reducción requiere que los componentes 3 y 4 se combinen en paralelo para dar el componente equivalente 6. Usando las ecuaciones (15) y (18):

$$\lambda_p = \frac{0.05 \times 0.05 (20 + 20)}{8760} = 1.14 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

$$r_6 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

La segunda reducción requiere combinar en serie los componentes 1, 2 y 6 para obtener el componente equivalente 7, usando la ecuación (11):

$$\lambda_7 = 0.05 + 0.05 + 1.14 \times 10^{-3} = 0.1 \text{ fallas / año}$$

$$r_7 = \frac{0.05 \times 20 + 0.05 \times 20 + 1.14 \times 10^{-3} \times 10}{0.1} = 20 \text{ horas}$$

La reducción final requiere combinar en paralelo los componentes 5 y 7 para obtener el componente equivalente 8 que representa el índice del sistema.

$$\lambda_8 = \frac{0.05 \times 0.1(20 + 20)}{8760} = 2.28 \times 10^{-3} \text{ fallas / año}$$

$$r_8 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

$$U_8 = 2.28 \times 10^{-4} \text{ horas / año}$$

El ejemplo anterior muestra como un sistema serie-paralelo puede evaluarse aplicando secuencialmente las ecuaciones serie y paralelo. Sin embargo, este método no se puede usar directamente si el sistema es más complejo, es decir, una configuración no-serie/paralelo tal como una red puente. Algunos autores sugieren que este tipo de redes pueden transformarse en una conteniendo solo ramas series/paralelo usando el método conocido como transformación estrella-delta. Este método puede resultar un tanto tedioso y la técnica de cortes mínimos es preferible. Las ventajas de la aproximación por cortes mínimos son que elimina la necesidad de transformaciones complicadas e indica directamente la falla predominante en el sistema. La importancia de conservar una apreciación física del sistema y sus tipos de falla es un requerimiento fundamental en la evaluación total de la confiabilidad del sistema.

4.4 Método de Cortes y Conexiones Mínimos.

El método de cortes y conexiones mínimos ya ha sido descrito en detalle anteriormente y no se discutirá mucho en este capítulo. Sin embargo, debe recordarse que este método permite deducir la confiabilidad de una red, expresada en términos de cortes mínimos, a partir del diagrama lógico operacional del sistema. Esta confiabilidad consiste de un número de cortes mínimos conectados en serie y cada corte consiste de un número de componentes conectados en paralelo. Por lo anterior, resulta que las ecuaciones serie/paralelo deducidas en las secciones anteriores, pueden aplicarse directamente a los diagramas de cortes mínimos. El procedimiento es aplicar las ecuaciones para sistemas en paralelo en cada corte para evaluar los índices equivalentes en cada corte y entonces combinar estos índices usando las ecuaciones para sistemas serie y así obtener los índices de confiabilidad de todo el sistema.

Para ilustrar la aplicación de estas ecuaciones en el método de cortes y conexiones mínimos, reconsidere el ejemplo 3 anterior.

Una inspección visual de la figura 4 de ese ejemplo permite identificar dos cortes de segundo orden y uno de tercer orden. Ellos son (1 y 5), (2 y 5), (3 y 4 y 5). Las ecuaciones (15) a (18) pueden aplicarse a los primeros dos cortes y las ecuaciones (20) a (22) al tercer corte. De esta manera se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 1.

Después de evaluar los índices de confiabilidad para cada corte, la ecuación (11) puede usarse para evaluar los índices del sistema. Esto se complementa sumando los valores de λ para obtener λ_s , sumando los valores de U para obtener U_s y entonces evaluar r_s dividiendo el valor de U_s entre λ_s . Estos índices del sistema se muestran también en la tabla 1 y puede compararse con los obtenidos previamente en el ejemplo 1, usando la técnica de reducción de redes.

Tabla 1. Análisis de cortes mínimos del Ejemplo 1

Corte	λ (/año)	r (hr)	U (hr/año)
1 y 5	1.14×10^{-5}	10	1.14×10^{-4}
2 y 5	1.14×10^{-5}	10	1.14×10^{-4}
3 y 4 y 5	1.95×10^{-9}	6.67	1.3×10^{-8}
Total	2.28×10^{-5}	10	2.28×10^{-4}
	$= \lambda_s$	$= r_s$	$= U_s$
	$= \Sigma \lambda$	$= U_s / \lambda_s$	$= \Sigma U$

De los resultados obtenidos y el análisis usado para conseguirlos se pueden hacer los siguientes comentarios:

- a) Los índices del sistema son dominados generalmente por cortes de bajo orden que, en el caso del ejemplo anterior, son dos cortes de segundo orden. Por lo tanto se consigue generalmente suficiente precisión ignorando los cortes que

son más de uno o dos ordenes superiores al corte de orden más bajo que exista. Debe recalcar que esta acepción puede no ser tan válida si los componentes que forman los cortes de más bajo orden son muy confiables y los componentes que forman los cortes de más alto orden son muy inconfiables.

- b) *Los cortes mínimos del sistema definen directamente los tipos de falla del sistema. El sistema del ejemplo anterior fallará si los componentes 1 y 5 fallan o si 2 y 5 fallan o si 3 y 4 y 5 fallan. Además, el método cuantifica el impacto de cada falla en el sistema en términos de λ , r y U . Por lo tanto, es posible determinar de este análisis no solamente los índices de confiabilidad del sistema, sino también las contribuciones hechas a los índices del sistema por los diferentes tipos de fallas. Esta información es muy importante en cualquier evaluación de confiabilidad debidamente estructurada, ya que identifica áreas críticas en sistemas débiles y sugiere donde reforzarlos y donde se debe hacer una inversión. Nada de esta información se obtiene del método de reducción de redes.*
- c) *De una evaluación de este tipo, puede decidirse si se debiesen hacer reforzamientos o inversiones para mejorar la confiabilidad. Esta inversión podría ser en la calidad de los componentes o la redundancia en el sistema, reduciendo de esta manera la tasa de falla, o en la disponibilidad de los repuestos y facilidades para la reparación, disminuyendo así el tiempo promedio de reparación. Hay muchas posibles alternativas y cada una puede estudiarse para identificar su efecto en el comportamiento del sistema. La evaluación de λ , r y U en los tipos de falla y el análisis de efecto, sin embargo, es de un beneficio enorme poder decidir que componentes y que área necesita las consideraciones debidas, y que alternativas pueden dar el mejor resultado.*



OBJETIVO ETAPA II

EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y COSTO GLOBAL DE DIFERENTES ARREGLOS Y TECNOLOGIAS EN LAS TRES PARTES DE QUE SE COMPONE UNA SUBESTACION (ALTA TENSION, TRANSFORMACION Y MEDIA TENSION).

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION POR EL METODO DE CORTES MINIMOS

Método de cortes Mínimos.

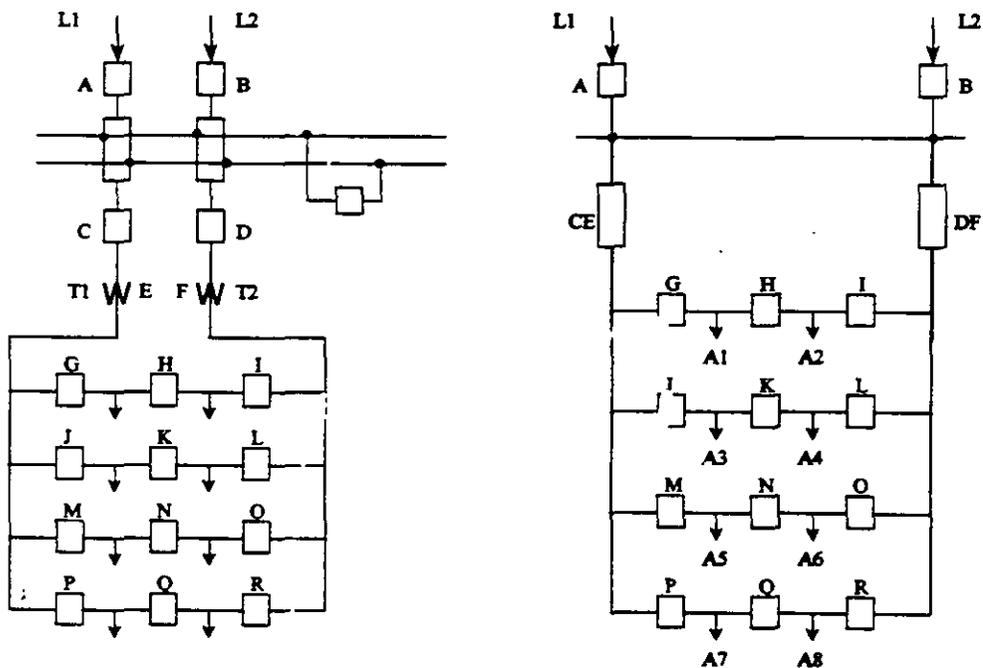
Un corte mínimo es un subconjunto de componentes tales que, cuando fallan, causan la falla del sistema, pero cuando cualquiera de esos componentes no ha fallado, el sistema está en funcionamiento normal.

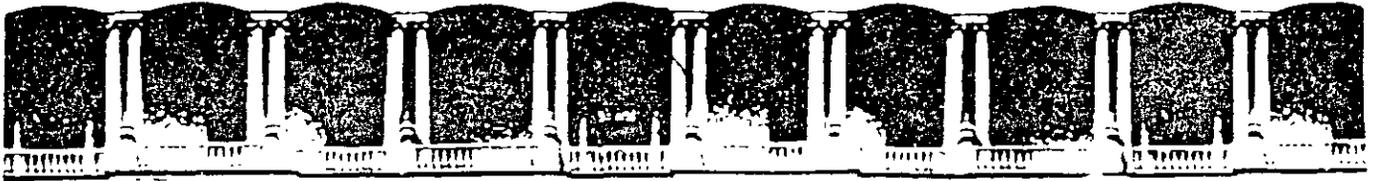
El método consiste en determinar, para el estado de falla que se defina en el sistema, el (los) subconjunto(s) mínimo(s) de componentes, que al fallar, provocan o conducen al estado de falla definido.

Consideraciones:

- Se desprecian las intersecciones entre cortes.
- Se omiten los cortes de orden 3 y mayores.

Arquitectura de la Subestación.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA MODULO III

**EXPOSITOR ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

**CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE
POTENCIA
MODULO III**

**EXP. ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

OFICIO:FING/DEC/CA077/2001

En este marco lo invito a sumarse al conjunto de profesores que ya han iniciado su viaje hacia la calidad total.

El responsable de la coordinación de los cursos abiertos, es el Ing. Hilario González Cruz, a quien he girado instrucciones para que esté en permanente comunicación con usted, con el objeto de apoyarlo a lograr con éxito la realización de su evento.

Sin más por el momento, reciba cordiales saludos.

ATENTAMENTE

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

México, D.F. a 20 de Febrero de 2001

EL JEFE DE LA DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA

M. I. ALBERTO MORENO BONETT

bonett@servidor.unam.mx

c.c.p. Ing. Hilario González Cruz.- Jefe del Departamento de Cursos Abiertos

INDICADORES DE CONFIABILIDAD:

Consideraciones:

- Potencia nominal de cada transf. = 60 MVA
- Capacidad de sobrecarga de c/transf. 20%
- Capacidad nominal de cada alimentador = 12 MVA
- Factor de potencia = 0.9
- Precio medio de la energía = 0.5\$/kWh
- Paridad cambiaria : 10 pesos = 1 US dólar.
- Factor de impacto al usuario $k = 20$

Energía Interrumpida:

$$EI(E) = t(E) \times POT(E) \times 1000 \quad [kWh]$$

donde: $t(E) = P(E) \times 8760 \quad [hr]$

$$POT(E) = \text{Potencia de la carga interrumpida} \quad [MW]$$

Costo de la Energía Interrumpida:

$$CEI(E) = \frac{EI(E) \times 0.5 \times K_f}{10} \quad [USD/año]$$

Aportación al Tiempo de Interrupción al Usuario (ATIU).

$$ATIU = \frac{60EI}{P_{SE}} \quad [minutos]$$

donde: $P_{SE} = 8 \times 12 \times 0.9 = 86.4 \quad [MW]$

RESULTADOS DE CONFIABILIDAD.

Estado	P(E)	t(E) (horas)	t(E) (min.)	EI (kWh/año)	CEI (USD/año)
Cero alim. En falla (NORMAL)	0.9958830	8,723.93	523,435.8	0.0	0
Un alimentador en falla	0.0000054	0.05	2.84	511.3	511.3
Dos alimentadores en falla	0.0041070	35.98	2,158.62	777110.1	777110.1
Tres a siete alim. En falla	0.0000000	0	0	0.0	0
Ocho alimentadores en falla	0.0000047	0.04	2.45	3525.7	3525.7
TOTAL	1.0000060	8,760	525600	781,147.1	781,147.1

Aportación al TIU = 542.5 min.

6 REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE LAS INTERRUPCIONES

**6.1 DEFINICIONES DE SALIDAS (OUTAGES) E
INTERRUPCIONES.**

**6.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INTERRUPCIONES EN LOS
SISTEMAS DE POTENCIA.**

6.3 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN U.S.A. Y CANADA.

6.4 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN BRASIL.

6.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN.

***Pedro Téllez Rodríguez
Julio de 1999***

Parámetros de Confiabilidad de los componentes.

Equipo	Tecnología	Tasa de Falla (λ)	Tiempo prom. de reparación (r)	Prob. de falla (Q)
Interruptor 230 kV	SF ₆	0.061	96	0.0006685
Transformador	-	0.039	311	0.0013846
Interruptor de 23 kV	Vacío	0.1	72	0.0008219

$$Q_i = \frac{\lambda_i \times r_i}{8760}$$

Q_1 = Probabilidad de falla del Interruptor de A.T.

Q_2 = Probabilidad de falla del Transformador de potencia.

Q_3 = Probabilidad de falla del Interruptor de M.T.

Equivalente de componentes conectados en serie.

Interruptor de A.T. con el transformador correspondiente.

La confiabilidad equivalente es :

$$R = R_1 R_2 = (1 - Q_1)(1 - Q_2) = (1 - 0.0006685)(1 - 0.0013846)$$

$$R = 0.9979478$$

La probabilidad de falla equivalente es:

$$Q = 1 - R = 0.0020522$$

Estados de falla de la Subestación y Cortes Mínimos.

ESTADO (ALIMENTADORES EN FALLA)	CORTES MÍNIMOS	CANTIDAD CORTES
1		8
2		6
3-7	—	—
8 (FALLA TOTAL)		2

Probabilidad de los Estados de Falla.

Un alimentador fuera:

$$P(1) = 8(Q_3)^2 = 8(0.0008219)^2$$

$$= 0.0000054$$

Dos alimentadores fuera:

$$P(2) = 4(Q_3)^2 + 2Q$$

$$= 4(0.0008219)^2 + 2(0.0020522)$$

$$= 0.0041070$$

Ocho alimentadores en falla:

$$P(3) = (Q_1)^2 + Q^2$$

$$= (0.0006685)^2 + (0.0020522)^2$$

$$= 0.0000047$$

La determinación de un nivel apropiado de confiabilidad requiere de consideraciones tanto técnicas como económicas. Este tema analiza los costos que originan las interrupciones del servicio de energía eléctrica al consumidor.

El tema inicia introduciendo al lector con las definiciones de salidas e interrupciones. La siguiente sección resume las características y causas de las interrupciones en los sistemas de potencia. En la tercera y cuarta sección se examinan los costos de las interrupciones en los servicios industriales, comerciales y residenciales en U.S.A., Canada y Brasil. Finalmente, en la quinta sección se proporciona un método para la evaluación del impacto económico de una interrupción.

6.1 DEFINICIONES DE SALIDAS E INTERRUPCIONES.

Los sistemas de potencia son reparables, esto es, están constituidos por componentes reparables. En sistemas reparables, la duración y los efectos de las fallas de los componentes son de interés particular. A continuación se presentan diversas definiciones de los tipos de fallas en un sistema de potencia basadas en el IEEE Committee Report.¹

A. SALIDAS E INTERRUPCIONES.

Una salida describe el estado de un componente cuando no está disponible para su función debido a algún evento directamente asociado con ese componente.

Una interrupción es la pérdida del servicio a uno o más usuarios, y es el resultado de la salida de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.

B. SALIDA CLASIFICADA POR EFECTO.

Una salida parcial describe el estado de un componente cuando la capacidad para su función se reduce pero no se elimina completamente.

Una salida total es una salida donde el componente es completamente incapaz de desarrollar su función.

C. SALIDA CLASIFICADA POR CAUSA.

Una salida forzada es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente, obligando a que éste salga de servicio inmediatamente, ya sea automáticamente o mediante maniobra, o una salida causada por operación impropia del equipo o error humano.

Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente retirado de servicio durante un tiempo previsto, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación.

La clave para determinar si una salida debe clasificarse como forzada o programada es como sigue: si es posible retrasar la salida cuando tal retraso es deseable, la salida es programada, de otra forma la salida es forzada. Diferir una salida puede ser deseable por ejemplo para prevenir sobrecarga de los equipos o una interrupción de servicio a consumidores.

D. CLASIFICACIÓN DE SALIDAS FORZADAS POR DURACIÓN.

Una salida forzada transitoria es la salida de un componente cuya causa es inmediatamente autolibrada de tal forma que el componente afectado pueda ser restaurado al servicio ya sea automáticamente o tan pronto recierre un interruptor o sea reemplazado un fusible. Un ejemplo de salida forzada transitoria es una descarga atmosférica que no imposibilite permanentemente al componente.

Una salida forzada persistente es la salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autolibrada, pero debe ser corregida eliminando el riesgo reparando o reemplazando el componente afectado antes de que pueda regresarse al servicio. Un ejemplo de salida forzada persistente es una descarga atmosférica que dañe un aislador, por tanto se imposibilita el componente hasta que se efectúa la reparación o el reemplazo.

E. CLASIFICACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN POR LA CAUSA.

Una interrupción forzada es una interrupción causada por una salida forzada.

Una interrupción programada es una interrupción causada por una salida programada.

F. CLASIFICACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN POR LA DURACIÓN.

Una interrupción momentánea tiene una duración limitada al periodo requerido para restaurar el servicio automáticamente con operación de switcheo supervisado-controlado, o por switcheo manual en lugares donde se disponga de un operador. Tales operaciones se completan típicamente en pocos minutos.

Una interrupción temporal tiene una duración limitada al periodo requerido para restaurar el servicio, mediante switcheo manual en lugares donde no se disponga de un operador inmediatamente. Tales operaciones se completan típicamente en 1 ó 2 horas.

Una interrupción sostenida es una interrupción no clasificada como momentánea o temporal y ésta puede deberse a cortes de energía requeridos para mantener el balance entre generación y carga durante escasez de energía primaria.

6.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INTERRUPCIONES EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.

La tabla 6.1 muestra las mayores interrupciones que se presentaron en U.S.A. durante el periodo de 1974 a 1979, ordenadas éstas por los megawatts perdidos por cliente y por hora, igualmente el número de clientes afectados y la duración de la interrupción.

FECHA	COMPAÑÍA O SISTEMA	MW PERDIDOS	N° CLIENTES	DURACION	INDICADOR	CAUSA
13-Jul-77	CONSOLIDATED EDISON	5,750	2,700,000	25.0 h	388	TORMENTA
16-May-77	FLORIDA POWER	3,227	1,300,000	4.5 h	18.9	DISPARO LINEA
13-Ene-78	LONG ISLAND COMPANY	700	340,000	72 h	17.1	TORMENTA
3-Ene-76	WISCONSIN POWER	790	270,000	1 a 9 d	15.2	TORMENTA
21-Mar-75	WESTERN SYSTEMS	1,665	1,300,000	4.5 h	9.74	FALLA EQUIPO
8-Abr-79	DETROIT EDISON	500	230,000	50 h	5.75	TORMENTA
10-Sep-76	LOS ANGELES DEPT.	3,632	1,769,505	0.75 h	4.82	DISPARO EQUIPO
27-Jun-78	POTOMIC ELECTRIC	1,000	100,000	35 h	3.5	DESCARGA ATM
24-Mar-79	ILLINOIS POWER	323	200,000	24 h	1.55	TORMENTA
31-Dic-78	DALLAS POWER	237	86,000	48 h	0.98	TORMENTA
8-Mar-78	SAN DIEGO ELECTRIC	856	318,000	3.5 h	0.95	ERROR
3-Jul-78	MONTANA POWER	600	207,000	7.5 h	0.93	FALLA SISTEMA

INDICADOR: (MW-CLIENTE-HR x 10⁻⁹)

TABLA 6.1 Las 12 peores interrupciones del sistema en U.S.A. de 1974 a 1979.

Un número de observaciones de interés pueden hacerse con respecto a estas 12 interrupciones.

- Las interrupciones no ocurrieron predominantemente en alguna parte del país. Ocho de las nueve regiones del NERC (National Electric Reliability Council) estuvieron involucrados en al menos una de ellas.
- Los eventos que iniciaron la interrupción fueron: siete debidas a condiciones climatológicas extremas, cuatro a fallas en los componentes del sistema eléctrico, y una debida a operación impropia del sistema eléctrico.
- La localización origen de estos eventos fueron: seis en el sistema de transmisión, y seis en el sistema de distribución.

El promedio nacional (en U.S.A.) del tiempo de interrupción por usuario es mayor a 100 minutos por cliente por año, pero únicamente 10 minutos de este tiempo es debido a fallas en el sistema de potencia (disturbios) que provoquen interrupciones de gran magnitud.

Las características de estas interrupciones, utilizando los datos de ocho compañías suministradoras cuestionadas, se resume a continuación :

- La duración promedio del tiempo de interrupción de las empresas cuestionadas fue de 130 minutos por cliente en 1974 y 170 minutos por cliente en 1978.
- En el lapso de 1974 a 1979 un promedio de 10.8 millones de clientes por año fueron afectados.
- El estudio indicó que el 85 % del total de las interrupciones fueron debidas a las fallas en los sistemas de distribución. Ver figura 6.1.

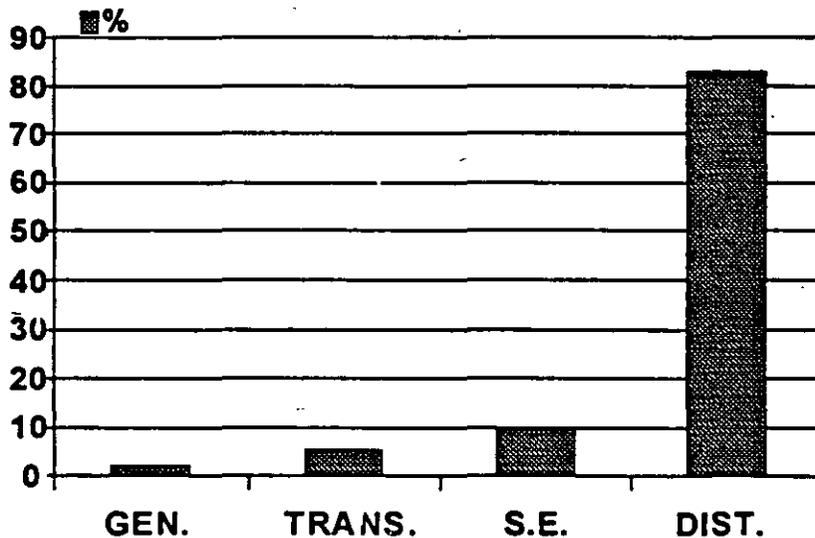
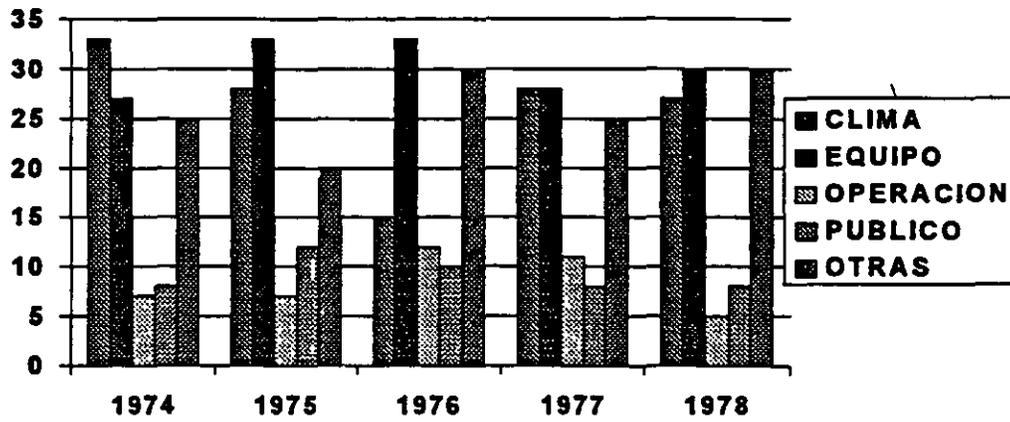


Fig. 6.1 Porcentaje de horas-cliente-afectadas por fallas en los subsistemas (basado en una empresa eléctrica de U.S.A. de 1974 a 1978).

En la figura 6.2 se resumen las causas de interrupción de ocho empresas (de 3000 existentes en U.S.A.) en los niveles de transmisión y subtransmisión así como en el de distribución. Se observa que en los niveles de transmisión y subtransmisión las interrupciones ocasionadas por fallas en la operación oscilan alrededor del 10%, y en el nivel de distribución es menor del 2%. Por otra parte, la causa origen "otras" en el sistema de distribución es la que ocupa mayor del 30% de las interrupciones investigadas. Así mismo existe poca consistencia de datos entre empresas por lo que es muy difícil obtener una indicación precisa del comportamiento de los sistemas de distribución.

TRANSMISION Y SUBTRANSMISION



DISTRIBUCION

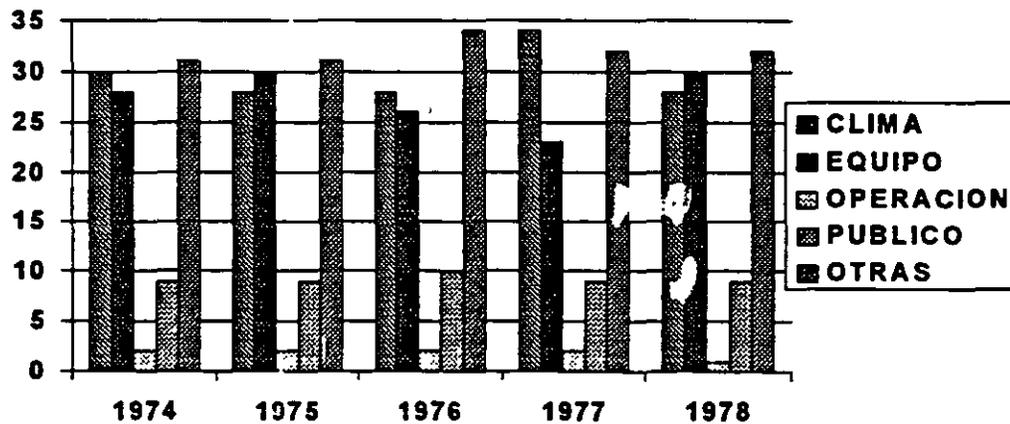


Fig. 6.2 Causas que originan interrupciones.

6.3 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN U.S.A. Y CANADA.

Los costos de una interrupción son significativos en los sectores industrial y comercial electrificados a gran escala, esta información puede utilizarse como un factor en la planeación del sistema de potencia que permita decidir la adición de equipo para generación, transmisión, y/o distribución.

El costo de una interrupción tiene una componente en \$/interrupción así como otra que está en función de la duración. El costo originado por la interrupción no es necesariamente una función lineal de la duración.

Las repercusiones económicas a clientes industriales lo constituyen las pérdidas de producción (desperdicios y salarios), pérdidas en inventarios, y reparación de equipo dañado. Un resumen de los costos se presenta en la tabla. De acuerdo a esta, el costo de interrupción tiene una distribución muy amplia, con un promedio de U.S. \$5.7/kWh interrumpido.

FUENTE	AÑO	\$/kWh (1987)
MODERN MANUFACTURING	1969	3.0
GANNON (IEEE)	1971	17.1
TELSON	1973	3.5
IEEE	1974	8.2
KAUFMAN	1975	2.0
TELSON (NEW YORK)	1975	2.8
ENVIRONMENTAL ANALYSIS	1975	2.2
MEYERS/SRI	1976	2.8
ONTARIO HYDRO	1976	7.4
YABROFF/SRI	1980	13.2
PROMEDIO		5.7

Tabla 6.2 Costos de interrupción en los servicios industriales.

Los costos de las interrupciones a clientes comerciales presentan un amplio rango similar a los industriales. Los edificios de oficinas típicamente presentan altas pérdidas por parar computadoras, y máquinas de escritorio durante una interrupción, que se asocian con mayores salarios de personal de oficina. En la tabla 6.3 se muestran cuatro estudios, los cuales indican un costo promedio de U.S. \$5.8/kWh interrumpido.

Los costos que se presentan en el sector residencial tienen un valor mucho menor, estos varían de 0.2 \$/kWh (Ontario Hydro) a 4 \$/kWh (Stephenson and Walters, 1987).

FUENTE	AÑO	\$/kWh (1987)
GANNON (IEEE)	1975	18.7
MEYERS/SRI	1976	1.6
ONTARIO HYDRO	1979	2.0
YABROFF/SRI	1980	1.0
PROMEDIO		5.8

Tabla 6.3 Costos de interrupción en los servicios comerciales.

Los costos compuestos de una interrupción del servicio pueden variar en un amplio margen. El apagón de 1977 en Nueva York involucró una pérdida de 5750 MW durante 25 horas teniendo un impacto económico de \$345 millones (en U.S. \$ de 1977). Expresado en dólares de 1987 y asumiendo un factor de carga del 70%, el costo de interrupción fue de 6.8 \$/kWh.

Se puede concluir que el costo de una interrupción es de aproximadamente 100 veces el precio promedio de electricidad (6 \$/kWh el costo de interrupción contra 0.06 \$/kWh el costo de energía eléctrica). Este dato puede ser aplicado a un amplio rango de análisis beneficio-costos en el diseño de sistemas de generación, transmisión, y distribución.

6.4 COSTOS DE INTERRUPCIÓN EN BRASIL.

Esta sección presenta un resumen de los principales resultados obtenidos en la primera encuesta efectuada en Brasil, relacionada con los costos que originan las interrupciones. Hasta recientemente, los costos de interrupción eran desconocidos. Los siguientes valores típicos por tipo de cliente en U.S. \$/kWh se tenían adoptados: residencial =1.87, comercial=2.61, e industrial=5.35.

Ya que los anteriores costos no reflejaban la situación en Brasil, se justificó una encuesta a nivel nacional que inicio en 1987 y tomó cuatro años para completarse.

Los resultados obtenidos representan valores promedio y no deberán utilizarse para evaluar los costos de interrupción de clientes específicos o pequeñas áreas geográficas. Un resumen de los principales resultados logrados se proporcionan en las tablas 6.4, 6.5, y 6.6.

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.81	0.78
8-18 h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78
18-24h	2.80	1.14	1.06	0.83	0.75	0.78

Tabla 6.4 Costos de interrupción industriales (U.S. \$/kWh de diciembre de 1990).

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69
8-18 h	1.83	3.16	4.25	4.36	4.76	3.76
18-24h	1.81	3.03	3.92	3.77	4.10	3.14

Tabla 6.5. Costos de interrupción comerciales (U.S. \$/kWh de diciembre de 1990).

REGION	NORTE	NORESTE	SURESTE	SUR	M-OESTE	BRASIL
U.S. \$/kwh (1989)	1.13	1.01	1.09	1.33	1.20	1.11

Tabla 6.6. Costos de interrupción residenciales (U.S. \$/kWh de mayo de 1989).

La figura 6.3 muestra el comportamiento de los costos de interrupción dependiendo del horario en que ésta ocurra. Se asume la siguiente notación:

- Costo industrial: CIA de 0 a 8 hrs., CIB de 8 a 18 hrs., CIC de 18 a 24 hrs.

Costo comercial: CCA de 0 a 8 hrs., CCB de 8 a 18 hrs., CCC de 18 a 24 hrs.

Todos los valores están normalizados por el total de energía eléctrica no suministrada (kWh). Para los costos industriales y comerciales la ecuación de regresión está dada por la expresión:

$$C = at^b$$

donde C es el costo de interrupción en US\$/kWh, t es el tiempo de interrupción en minutos, y a , b son parámetros de forma dados en la tabla 6.7.

USUARIO	HORA	a	b
INDUSTRIAL	0-8	3.2589	-0.2932
	8-18	3.1982	-0.2785
	18-24	3.1178	-0.2933
COMERCIAL	0-8	0.9457	0.2212
	8-18	1.8068	0.1859
	18-24	18.953	0.1444

Tabla 6.7 Parámetros de forma a y b .

En las tablas 6.4 y 6.5 los costos de una determinada interrupción están representados por el valor que corresponde a su intervalo de duración, esto es no se considera el efecto "cascada". Los valores representan el costo asociado con el final de cada intervalo de interrupción. Los valores intermedios pueden obtenerse utilizando la expresión: $C = at^b$.

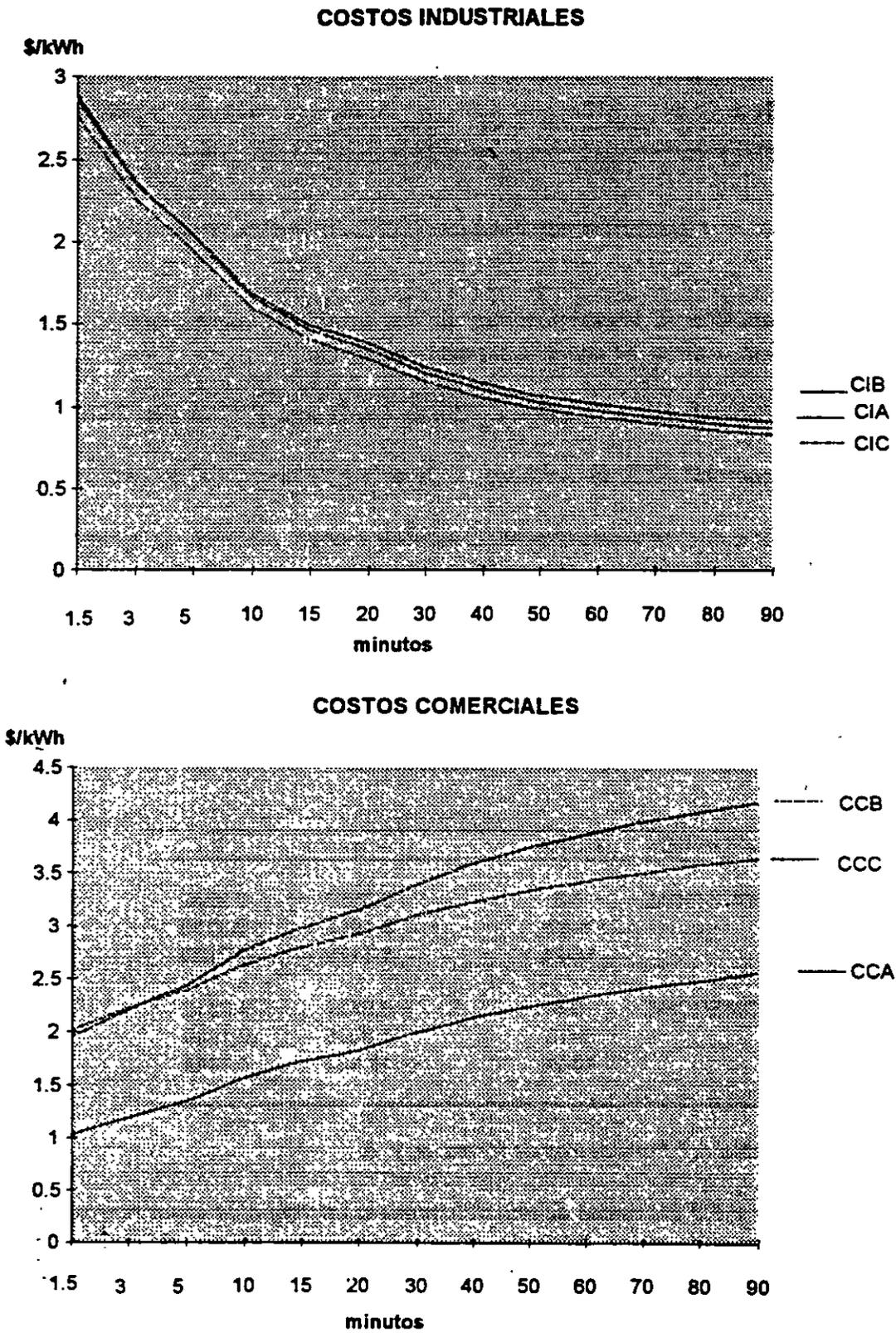


Fig. 6.3. Costos de interrupción industriales y comerciales en Brasil.

6.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN.

Para ilustrar el uso práctico de los resultados obtenidos en Brasil, se va a evaluar el costo promedio de dos interrupciones hipotéticas una de 29 minutos y otra de 60 minutos en la región sureste de Brasil en cualquier día de la semana. Así mismo se supondrá que la interrupción ocurre a una carga de 8000 MW teniendo la siguiente composición por tipo de carga: industrial 59%, comercial 20%, y residencial 21%.

De acuerdo a las tablas 6.4, 6.5, 6.6, y ecuación $C = at^b$ se obtienen los siguientes costos unitarios promedio:

industrial (29 min.):	1.16 US\$/kWh (de ecuación $C = at^b$)
industrial (60 min.):	0.83 US\$/kWh (de tabla 7.4)
comercial (29 min.):	3.08 US\$/kWh (de ecuación $C = at^b$)
comercial (60 min.):	3.77 US\$/kWh (de tabla 7.5)
residencial :	1.09 US\$/kWh (de tabla 7.6)

Por tanto los costos globales unitarios promedio o las funciones de daño compuesto al cliente (FDCC) para una interrupción de 29 minutos y otra de 60 minutos son:

$$FDCC(29) = (1.16 \times 0.59) + (3.08 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = 1.53 \text{ US\$/kWh}$$

$$FDCC(60) = (0.83 \times 0.59) + (3.77 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = 1.47 \text{ US\$/kWh}$$

Los costos absolutos (CA) resultan:

$$CA(29) = 1.53 \times (29/60) \times 8 \times 10^6 = 5.9 \times 10^6 \text{ US\$}$$

$$CA(60) = 1.47 \times 1 \times 8 \times 10^6 = 11.8 \times 10^6 \text{ US\$}$$

Es interesante notar que aún cuando el valor del FDCC para 29 minutos (1.53 US\$/kWh) es mayor que el correspondiente para 60 minutos, el costo absoluto de interrupción para una hora es mayor (11.8 x 10⁶ US\$).

Estos valores dan una idea de las pérdidas debidas a apagones que ocurran durante las horas pico en grandes ciudades brasileñas como Sao Paulo. Sin embargo debe observarse que en este ejemplo el costo indirecto debido a actos vandálicos y acciones de hooligans probablemente excedan el costo directo de la interrupción misma.

BIBLIOGRAFÍA.

*The National Electric Reliability Study-Final Report, U.S. Department of Energy
DOE/EP-0004, 1981.*

Endrenyi, J., Reliability Models in Electric Power Systems, Wiley New York, 1978

*A.G. Massaud, M. Th. Shilling, J.P. Hernández., "Electricity restriction cost" IEEE Proc.-
Gener. Trans. Distrib., Vol. 141, N° 4, July 1994.*

**Curso:
“TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADA
A LOS SISTEMAS ELECTRICOS”**

MODULO 3 - TEMA 7

“SELECCIÓN OPTIMA DEL GRADO DE CONFIABILIDAD”

Felipe Martínez Cruz

Julio de 1999

8.1 COSTO GLOBAL DE UNA ALTERNATIVA O PROYECTO

- * Inversión (equipos, materiales, terreno, labor de instalación, permisos, intereses durante la construcción, etc.)
- * Operación (combustibles, lubricantes)
- * Mantenimiento (refacciones y labor)
- * Eficiencia de la instalación (pérdidas)
- * Inconfiabilidad (impacto socioeconómico de las fallas e interrupciones)

8.2 COSTOS ASOCIADOS A LA INCONFIABILIDAD

USUARIO

- * Daño en equipos y maquinaria
- * Descomposición de materias primas y/o productos
- * Pérdidas en producción y/o ventas
- * Pérdidas de información
- * Impacto social por falta de transporte eléctrico
- * Alteración del tráfico vial
- * Etc.

SUMINISTRADOR

- * Reparaciones
- * Mantenimiento preventivo
- * Energía no vendida

**SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE
CONFIABILIDAD**

**8.3 FACTOR DE IMPACTO SOCIO-ECONOMICO
DE LAS INTERRUPCIONES DE E.E. (Ki)**

$$0 \leq Ki \leq 100$$

$$Ki (1993) = \frac{\text{Producto Interno Bruto}}{\text{Ventas de Energía Eléctrica}} = \frac{1\ 122\ 928 \text{ Millones de pesos}}{23\ 417 \text{ Millones de pesos}} = 48$$

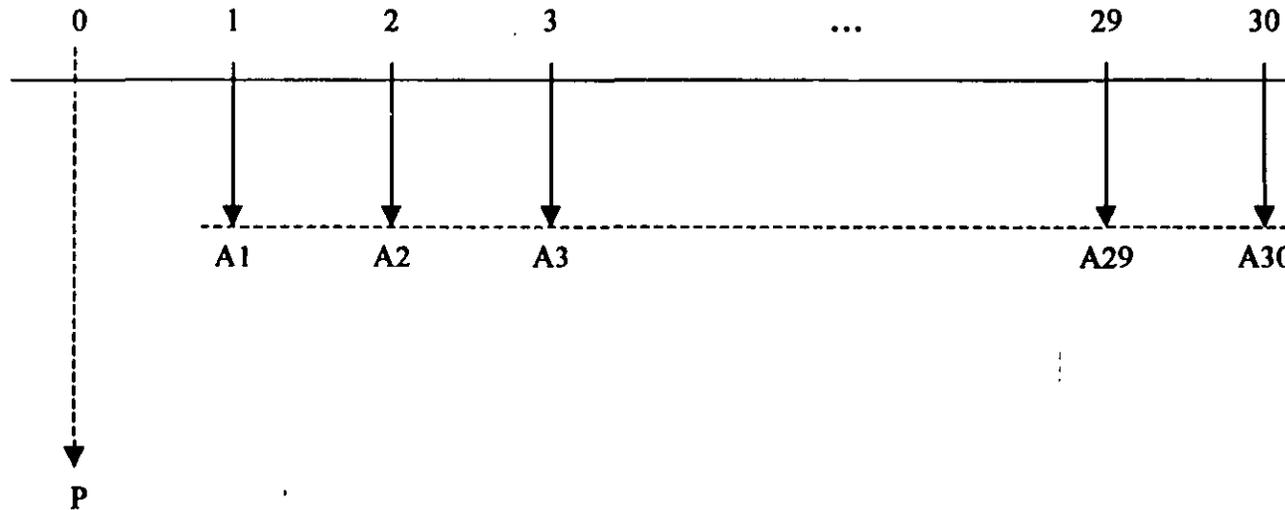
$$Ki (\text{Industria Cementera}) = \frac{\text{Ventas}}{\text{Costo de la E.E.}} = \frac{1.3 \text{ Costos}}{0.07 \text{ Costos}} = 18.5$$

8.4 COSTO ANUAL DE LAS INTERRUPCIONES

$$A = U (\text{hrs/año}) \times P (\text{kW}) \times \text{Costo Medio E.E. } (\$/\text{kWh}) \times Ki$$

SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE
CONFIABILIDAD

8.5 VALOR PRESENTE DE LA INCONFIABILIDAD

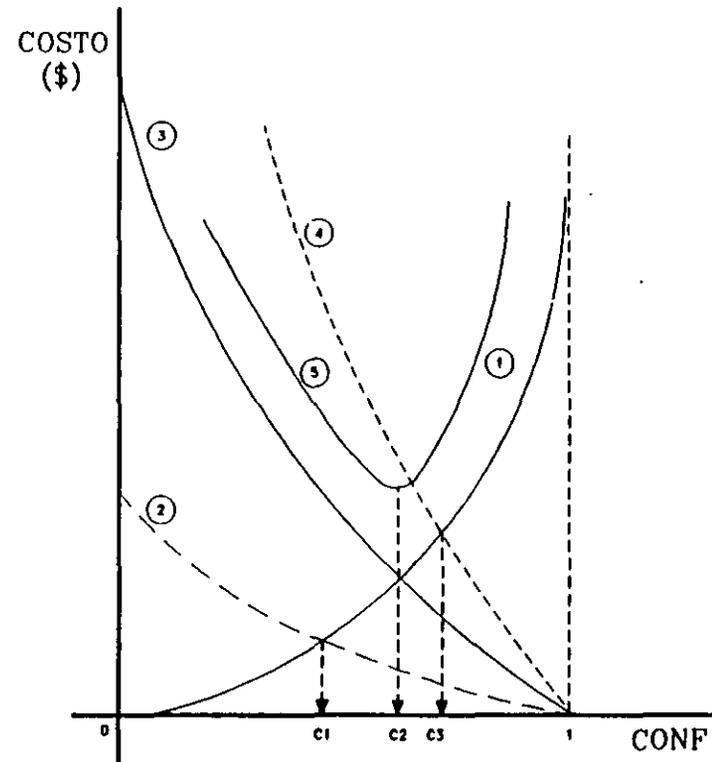


$$P = f(A, i, n) = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$P = f(A, 10\%, 30) = 9.43(A)$$

SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE
CONFIABILIDAD

8.6 SELECCION DEL GRADO OPTIMO DE CONFIABILIDAD



- 1.- COSTO DE LA CONFIABILIDAD
- 2.- COSTO TOTAL DE LASINTERRUPCIONES (CARGA RURAL)
- 3.- IDEM (VALOR MEDIO)
- 4.- IDEM (VALOR INDUSTRIAL)
- 5.- COSTO GLOBAL

8.7 METODOS DE SELECCION DE ALTERNATIVAS

SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA OPTIMA

Consiste en elegir la alternativa que tiene el costo global mínimo.

COMPARACION ABSOLUTA

Consiste en tomar la alternativa con costo de inversión mínimo, pero que cumple con el estándar de confiabilidad pre-establecido.

COMPARACION ECONOMICA PRIMARIA

En este caso se elige aquella opción que ofrezca la mayor reducción en el tiempo de interrupción por cada unidad monetaria invertida.

EVALUACION BENEFICIO - COSTO (B/C)

Consiste en calcular la relación B/C para evaluar si el proyecto se justifica ó no.
Esta relación debe ser mayor a la unidad.

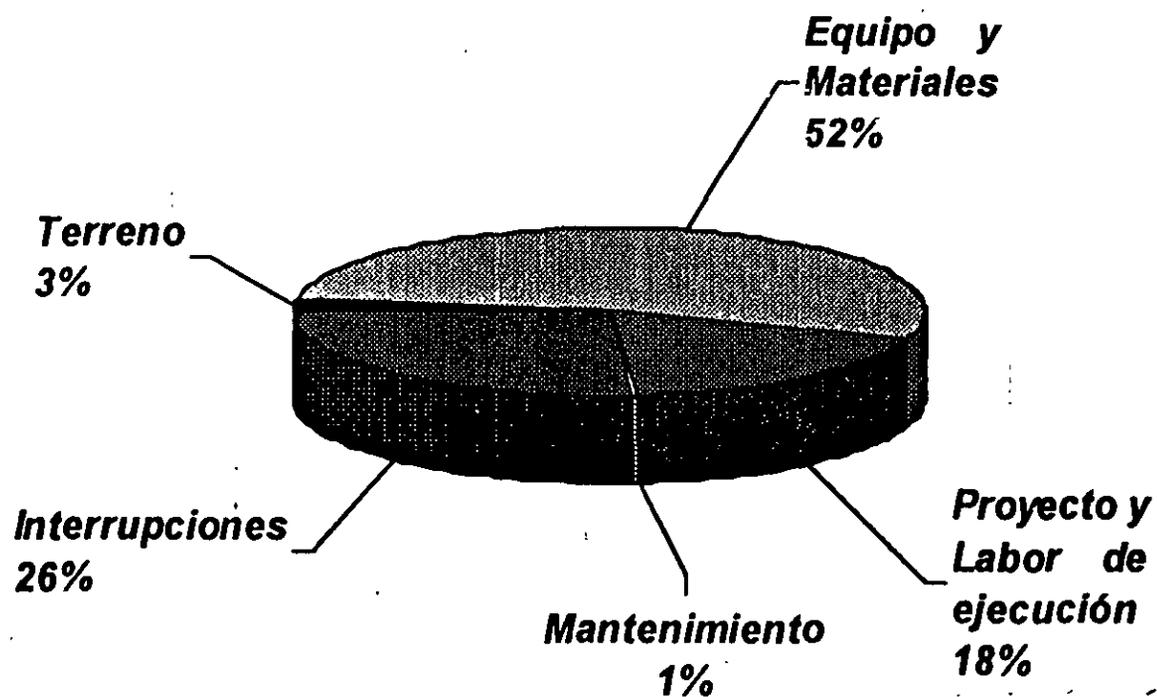


LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

COMPOSICION DEL COSTO GLOBAL DE UNA SUBESTACION





LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

TABLA No.1
ARREGLOS Y TECNOLOGÍAS DE LAS SUBESTACIONES POR EVALUAR

Arreglo Subestación	Alta Tensión		No. de Transformadores	Media Tensión	
	Arreglo	Tecnología		Arreglo	Tecnología
1	Anillo	Int's. En SF6	2	Barra Sencilla	Int's en Vacío
2	Anillo	Int's. En SF6	2	Barra Senc.c/enlace	Int's en Vacío
3A	Anillo	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
3B	Anillo	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
4A	Int. y medio	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
4B	Int. y medio	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
5A	Doble Barra	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
5B	Doble Barra	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
6A	Doble Barra	Int's. En SF6	2	Doble Barra	Int's en Vacío
6B	Doble Barra	Encapsulada	2	Doble Barra	Encapsulada
7A	Doble Barra	Int's. En SF6	3	Doble Barra	Int's en Vacío
7B	Doble Barra	Encapsulada	3	Doble Barra	Encapsulada



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

TABLA No. 2B
COMPARACION DE ARREGLOS
 NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES = 60%
 NIVEL DE RESPALDO LOCAL = 100%

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			1	2	3A	3B	4A	4B
1	Energía Intermumpida	MWh / año	1,725	473	1.0	0.8	2.1	1.9
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	1,198	438	0.9	0.7	2.0	1.7
3	Costo de Equipo	Miles \$	38,222	38,364	39,102	82,546	40,261	111,091
4	Costo de Labor	Miles \$	19,111	19,182	19,551	24,087	20,130	29,255
5	Costo de Terreno	Miles \$	600	600	750	7,500	1,000	8,750
6	Sub total	Miles \$	57,933	58,146	59,403	114,133	61,391	149,096
7	Costo de Manto.*	Miles \$	382	382	413	261	497	270
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	162,670	44,631	98	72	20	175
9	Costo Global	Miles \$	220,984	103,159	59,911	114,467	61,908	149,541

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			5A	5B	6A	6B	7A	7B
1	Energía Intermumpida	MWh / año	3.1	1.9	474	42	469	28
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	3.1	1.8	439	27	434	26
3	Costo de Equipo	Miles \$	40,405	93,519	39,658	110,577	50,911	121,830
4	Costo de Labor	Miles \$	20,202	26,062	19,829	27,105	25,456	32,732
5	Costo de Terreno	Miles \$	650	8,750	650	7,500	750	400
6	Sub total	Miles \$	61,257	128,331	60,137	145,182	77,117	154,962
7	Costo de Manto.*	Miles \$	413	261	397	97	397	97
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	319	182	44,713	2,716	44,250	2,598
9	Costo Global	Miles \$	61,988	128,774	105,247	147,994	121,765	157,656



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

TABLA No. 2A
COMPARACION DE ARREGLOS
NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES = 80%
NIVEL DE RESPALDO LOCAL = 75%

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			1	2	3A	3B	4A	4B
1	Energía Interrumpida	MWh / año	2,296	1,462	528	527	528	527
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	1,594	1,015	366	366	366	366
3	Costo de Equipo	Miles \$	38,222	38,364	39,102	82,546	40,261	111,091
4	Costo de Labor	Miles \$	19,111	19,182	19,551	24,087	20,130	29,255
5	Costo de Terreno	Miles \$	600	600	750	7,500	1,000	8,750
6	Sub total	Miles \$	57,933	58,146	59,403	114,133	61,391	149,096
7	Costo de Manto.*	Miles \$	382	382	413	261	497	270
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	216,473	137,885	49,820	49,654	49,690	49,644
9	Costo Global	Miles \$	274,787	196,413	109,636	164,048	111,578	199,010

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			5A	5B	6A	6B	7A	7B
1	Energía Interrumpida	MWh / año	777	545	1,712	599	631	38
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	540	378	1,169	416	438	26
3	Costo de Equipo	Miles \$	40,405	93,519	39,658	110,577	50,911	121,830
4	Costo de Labor	Miles \$	20,202	26,062	19,829	27,105	25,456	32,732
5	Costo de Terreno	Miles \$	650	8,750	650	7,500	750	400
6	Sub total	Miles \$	61,257	128,331	60,137	145,182	77,117	154,962
7	Costo de Manto.*	Miles \$	413	261	397	97	397	97
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	73,301	51,386	161,823	5,357	59,472	3,582
9	Costo Global	Miles \$	134,971	179,977	222,358	150,635	136,986	158,640



CONCLUSIONES

- USO DE METODOLOGIA, EVALUACION DE:***
 - ATIU.***
 - COSTOS DE INVERSION.***
 - COSTOS GLOBALES.***
 - CONFIABILIDAD DE ARREGLOS VARIANDO EL NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES.***



**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y ENERGÍA

**EXPOSITOR. ING. ARTURO CAMARGO RAYON
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

Gestión de Información y Energía ABB

apoyo al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en México

Allen R. Skopp, Srinivas Varadan

ABB Network Management, una división de ABB Automation Inc, fue elegida por la compañías eléctricas nacional y de Ciudad de México para implantar un vasto sistema de gestión de la información y de la energía destinado al control y administración de la totalidad de la red eléctrica del país. El proyecto de ABB es el sistema de control de redes eléctricas de múltiples niveles, totalmente integrado, mas grande del mundo, el sistema cubre un área de cerca de dos millones de kilometros cuadrados donde habitan aproximadamente 100 millones de personas y que consta de casi 70.000 km de líneas de transmisión y distribución. Este gran proyecto de sistema de control e información en tiempo real, denominado con la abreviación SITRACEN (Sistema de información en tiempo real para la administración y control de la red), se basa en el sistema de gestión de energía RANGER[®], de ABB. El sistema jerárquico comprende un juego completo de aplicaciones de control de redes y de sistemas de generación, así como un sistema de información histórica y de búsqueda de datos. El proyecto de ABB ofrece una red compatible de alcance nacional, una base de datos, tecnología de gestión de visualización y de servidor; todos los sistemas y otros elementos distribuidos están interconectados en una red privada de datos basada en el protocolo internacional normalizado ATM y en el protocolo estándar ICCP (Inter Control Center Protocol).



Courtesy CFE

Con el fin de responder al rápido crecimiento de la demanda de energía que se está produciendo actualmente en México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) decidió modernizar el sistema de control de toda su red eléctrica. El proyecto se realizó en colaboración con Luz y Fuerza del Centro (LyFC), la compañía eléctrica de Ciudad de México. Debido a las grandes

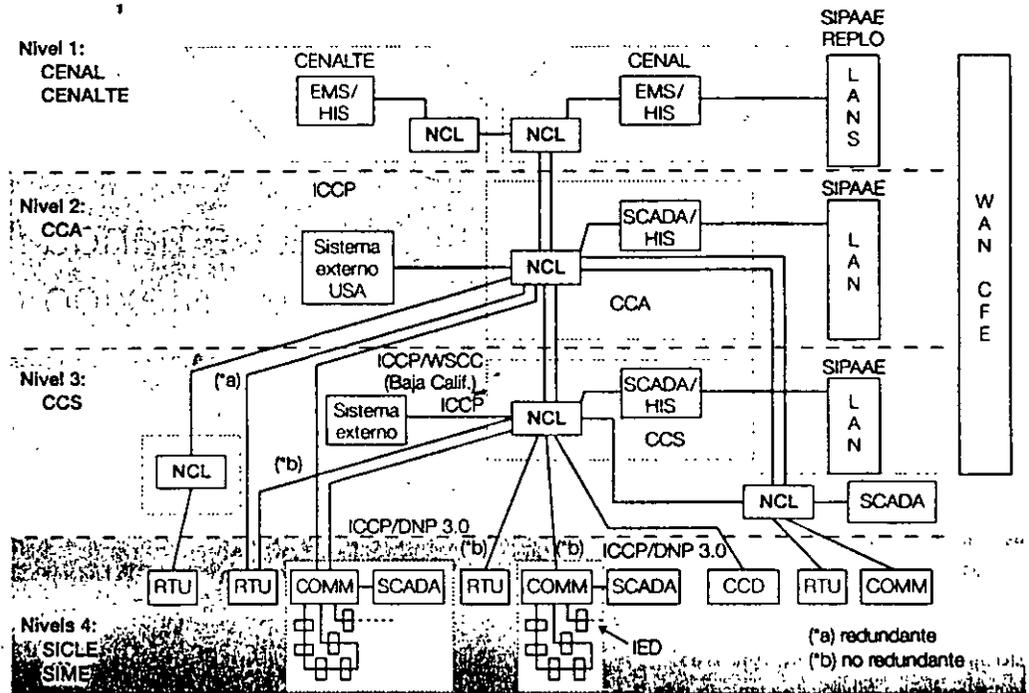
dimensiones del país, las muchas zonas en las que está organizado y los múltiples niveles de tensión, se decidió implantar un sistema de control de niveles múltiples.

La solución de ABB funciona como componente plenamente integrado en el sistema de empresas de todo el país y proporciona información en tiempo real de las operaciones eléctricas que tienen lugar en la gigantesca red. La organiza-

ción jerárquica del sistema aparece representada en la figura 1.

El Nivel 1 está formado por el Centro de Control Nacional (CENAL) y por el Centro Alternativo de Control Nacional (CENALTE), que dispone de la misma funcionalidad que el CENAL. La finalidad principal del sistema CENALTE, situado a distancia, es servir como sistema de reserva en caso de emergencia. En otros momentos, el sistema alter-

Industrial IT



1 Configuración general del proyecto SITRACEN

EMS Sistema de gestión de la energía HIS Sistema de información histórica

IED Dispositivo electrónico inteligente

nativo CENALTE funciona como centro de formación del personal de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

El Nivel 2 está formado por ocho centros de control de zona (CCA), inclusive el de Ciudad de México, distribuidos por todo el país. Un aspecto de interés es que el centro de control de zona que sirve a Baja California está situado en Mexicali, en el sur de la frontera con Estados Unidos y, aunque forma parte de la red de comunicaciones del sistema SITRACEN, está aislado eléctricamente del resto del sistema. Esta área forma parte del Consejo Coordinador de Estados Occidentales (WSCC), que incluye Canadá Occidental, el oeste de Estados Unidos y el Oeste de México.

El Nivel 3 lo constituyen los centros de control de subzona (CCS). Estos centros son básicamente sistemas SCADA que trabajan en asociación con el centro de control de zona correspondiente.

El Nivel 4 consiste en los elementos siguientes, todos ellos conectados a centros de zona o subzona por medio de los nodos concentradores locales (NCL) correspondientes:

- Sistemas locales de control de subestaciones para la automatización de las subestaciones
- Sistemas integrados de Medida de Energía (SIME) para la concentración de datos
- Centros de control de distribución para automatizar la distribución
- Unidades terminales remotas (RTU)

El sistema SITRACEN se interconecta también con el sistema SIPAAE de información para administración, análisis y estudios y con la red de planificación de operaciones (REPLO), que operan en México. Ambos sistemas se benefician de la información en tiempo real que reciben del sistema primario SITRACEN.

El sistema integrado de información y control en tiempo real enlaza las subesta-

ciones principales en diferentes niveles operativos jerárquicos a través de los servidores de adquisición/comunicación de datos que forman la extensa red de SITRACEN. Las redes de área local de cada uno de los niveles jerárquicos aplican conceptos de 'sistema abierto' para facilitar las futuras mejoras de la funcionalidad y de los equipos.

La Tabla 1 muestra la funcionalidad disponible en cada uno de los centros de control de energía para cada uno de los niveles jerárquicos. Puede observarse que los datos procedentes del SITRACEN se encuentran disponibles en otras redes existentes de la Comisión Federal de Electricidad CFE, tales como el sistema de información SIPAAE y la red de planificación de operaciones REPLO, como también lo están los resultados procedentes del estimador de estado SE y del sistema de información histórica HIS. Igualmente importante es que el sistema EMS de gestión de la energía pueda inter-

conectarse con la terminales remotas existentes, que utilizan diferentes protocolos de información.

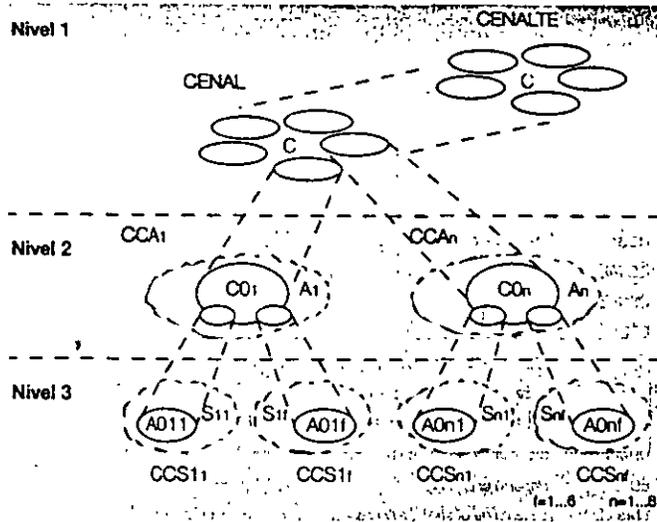
Gestión jerárquica segura de bases de datos

El sistema SITRACEN de gestión de bases de datos ha sido el componente más retardador del proyecto. Este componente era especialmente crítico por la naturaleza jerárquica de la operación, el tamaño de las bases de datos y los requisitos exclusivos impuestos por la entrada de datos en una sola vez. También era crítica la cuestión de la integridad y consistencia de los datos a través de los distintos niveles jerárquicos. Dado que los centros nacional, de zonas y de subzonas constituyen una estructura de control jerárquica y distribuida, se han definido los siguientes grupos de datos.

- Datos que pertenecen a un solo nivel jerárquico
- Datos compartidos por dos o más niveles

Para asegurar el buen funcionamiento del sistema jerárquico de bases de datos, los datos de cada uno de los niveles han sido organizados en grupos basados en la funcionalidad, como se muestra en la figura 2. En el nivel más bajo los datos se han agrupado en dos conjuntos, uno para uso local y el otro para observación y uso por el nivel 2. En el nivel 2, los datos están agrupados en tres conjuntos, el primero es para uso local, el segundo es compartido con el nivel inferior, y el tercero es para observación y uso por el nivel superior. En el nivel 1, el nivel más alto de la jerarquía, los datos están organizados en dos conjuntos, el primero está formado por datos propios del centro nacional y el segundo por datos compartidos, suministrados por el nivel inferior 2.

La actualización y mantenimiento de los datos que van a ser utilizados exclusivamente de forma local es responsabilidad del administrador de bases de datos de este nivel. Para realizar cambios en las tablas comunes del nivel 3, que



2 Organización jerárquica de la base de datos

Table 1 SITRACEN: Funcionalidad disponible en los centros de control de la energía en cada uno de los niveles jerárquicos

Funciones principales	CENAL & CENALTE	CCA	CCS
SCADA	X	X	X
AGC	X	X	
Análisis de redes en modo de estudio y en tiempo real	X	X	Acceso mediante consola
Aplicaciones de pre y posreparto	X		
HIS	X	X	X
Sistema de ingeniería de datos	X	X	X
Simulador de formación	X	X	
Subsistema de comunicaciones con otros niveles de control jerárquico por NCL	X	X	X
Comunicación con las redes de la CFE (SIPAE, redes de área local de oficinas, etc.)	X	X	X
Comunicaciones con compañías externas	Función futura	X	X

Industrial IT

Abreviaturas utilizadas en este artículo

ACE	<i>Error de control de zona</i>
AGC	<i>Control automático de generación</i>
CCA	<i>Centro de control de zona</i>
CCD	<i>Centro de control de distribución</i>
CCS	<i>Centro de control de subzona</i>
CENAL	<i>Centro de control nacional</i>
CENALTE	<i>Centro alternativo de control nacional</i>
CFE	<i>Comisión federal de electricidad</i> <i>(Compañía Eléctrica Nacional Mexicana)</i>
CHT	<i>Coordinación hidráulica-térmica</i>
DBA	<i>Administrador de bases de datos</i>
DBMS	<i>Sistema de gestión de bases de datos</i>
ED	<i>Reparto económico</i>
EMS	<i>Sistema de gestión de la energía</i>
EPF	<i>Factor económico de participación</i>
ESA	<i>Contabilidad y programación de la energía</i>
HC	<i>Coordinación hidráulica</i>
HIS	<i>Sistema de información histórica</i>
ICCP	<i>Protocolo intercentros de control</i>
IDB	<i>Base de datos integrada</i>
IED	<i>Dispositivo electrónico inteligente</i>
LAN	<i>Red de área local</i>
LyFC	<i>Luz y Fuerza del Centro (compañía eléctrica municipal de Ciudad de México)</i>
NCL	<i>Nodo concentrador local</i>
OPF	<i>Flujo óptimo de energía</i>
PO	<i>Punto base óptimo</i>
REPLO	<i>Red de planificación de operaciones</i>
RS	<i>Programación de recursos</i>
RTDB	<i>Base de datos en tiempo real</i>
RTU	<i>Unidad terminal remota</i>
SE	<i>Estimador de estado</i>
SICLE	<i>Sistema de control local de subestaciones</i>
SIME	<i>Sistema integrado de medida de la energía</i>
SIPAAE	<i>Sistema de información para administración, análisis y estudios</i>
SITRACEN	<i>Sistema de información en tiempo real para administración y control de la energía</i>
SSP	<i>Procesador de estado del sistema</i>
WAN	<i>Red de área extensa</i>
WSCC	<i>Consejo coordinador de los Estados Occidentales</i>

esencialmente están en forma de operaciones de 'insertar' y 'modificar', se mantiene una pista de auditoría que es enviada al nivel 2 cuando se produce un cambio hacia la nueva base de datos estable.

Cuando el nivel 2 recibe el mensaje de alarma, el administrador de dicho nivel puede revisar, aceptar o rechazar los cambios según lo considere apropiado para este nivel. Toda modificación de la base

de datos del nivel 2 es guardada en la memoria como parte de la pista de auditoría que va a ser visible para el nivel 1. El administrador del nivel 1, por su parte, puede revisar, aceptar o rechazar los cambios del nivel inferior que llegan a su base de datos.

La transferencia de registros de datos se inicia automáticamente por medio del protocolo ICCP. Cuando el administrador del nivel 1 ha concluido todos los cambios deseados en su base de datos y los ha activado, como confirmación envía un mensaje de alarma a todos los administradores del nivel 2.

Como ha solicitado el cliente, no existe comunicación entre las diferentes entidades que se encuentran en un mismo nivel (por ejemplo, CCS1 y CCS2 no se comunican directamente entre sí). Es responsabilidad del nivel inmediatamente superior, en este caso el CCA, transferir las informaciones entre estas entidades siempre que así se lo pidan. Para fines de mantenimiento se dispone de las siguientes capacidades:

- Actualización total de la base de datos, efectuada en tiempo real
- Actualización incremental, mixida allí donde solo se han efectuado cambios seleccionados en la base de datos en tiempo real

Además, un operario puede iniciar cambios en línea directamente en la base de datos en tiempo real (RTDB), por ejemplo cambios de los límites operativos. Cuando la base de datos se actualiza en más de un nivel, y uno o más canales de comunicación no se encuentran conectados (ante de la comunicación), el gestor de la base de datos asegurará que las actualizaciones en dichos puntos permanezcan pendientes. Una vez restablecidas las comunicaciones, las actualizaciones se distribuyen automáticamente. El sistema DBMS de gestión de bases de datos dispone de los medios de integridad, seguridad y recuperación necesarios para garantizar la disponibilidad del sistema especificado.

Sistema de Información Histórica

El sistema HIS, de información histórica, de RANGER® aplica una avanzada tecnología de almacenaje de datos en función del tiempo y con alta capacidad de compresión; está respaldado, para conseguir la máxima seguridad, e integrado sin solución de continuidad con el sistema SCADA/EMS. El sistema histórico HIS permite archivar la información, a la velocidad de escaneado, de prácticamente todos los puntos del sistema. Facilita un análisis post-mortem guardando todos los datos pertinentes, también a la velocidad de escaneado, incluyendo datos en milisegundos. La persona que realiza el análisis puede determinar fácilmente el disparo correcto después de un hecho, en lugar de intentar predeterminar cuáles son las áreas que hay que establecer para los análisis post-mortem y luego adivinar cuál es el disparo correcto para todos los sucesos previstos.

En el sistema SITRACEN, los datos permanecerán guardados durante un periodo de tiempo de 10-15 años, sin pérdida de resolución y sin necesidad de memoria adicional. En la memoria se guardan los siguientes tipos de datos:

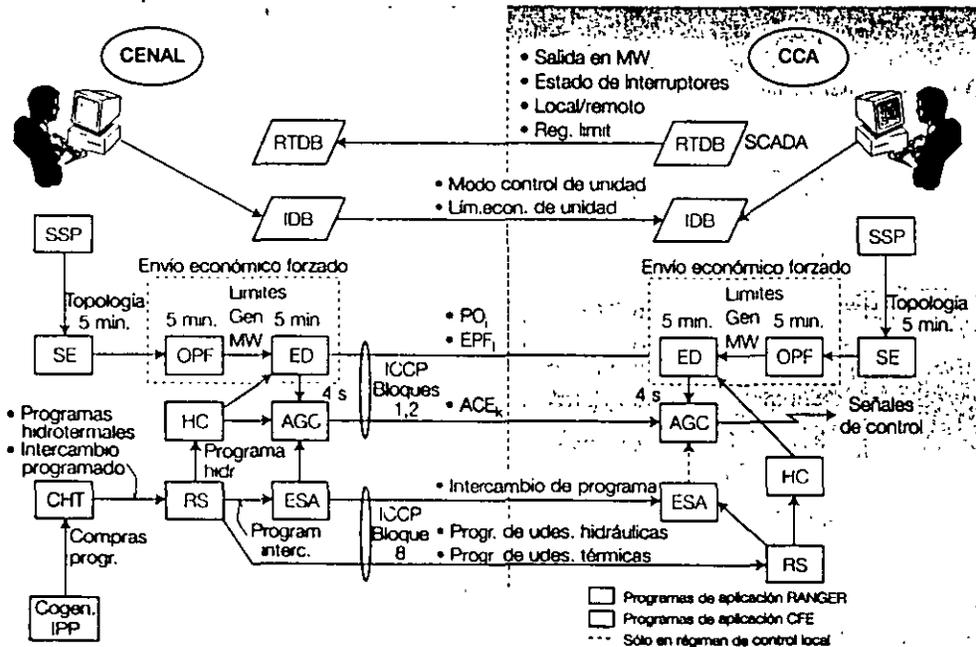
- Estado e indicadores de calidad correspondientes, para cada punto de estado en la base de datos en tiempo real
- Secuencia de cambio de estado de los sucesos, con información temporizada inferior a un segundo
- Valor en unidades técnicas e indicadores de calidad correspondientes, para cada uno de los puntos analógicos de la base de datos en tiempo real
- Valor de puntos acumuladores e indicadores de calidad correspondientes, para cada uno de los puntos acumulaciones de la base de datos en tiempo real
- Cambios de valores en unidades técnicas de los datos calculados, previstos

para mantenimiento por los programas de aplicación

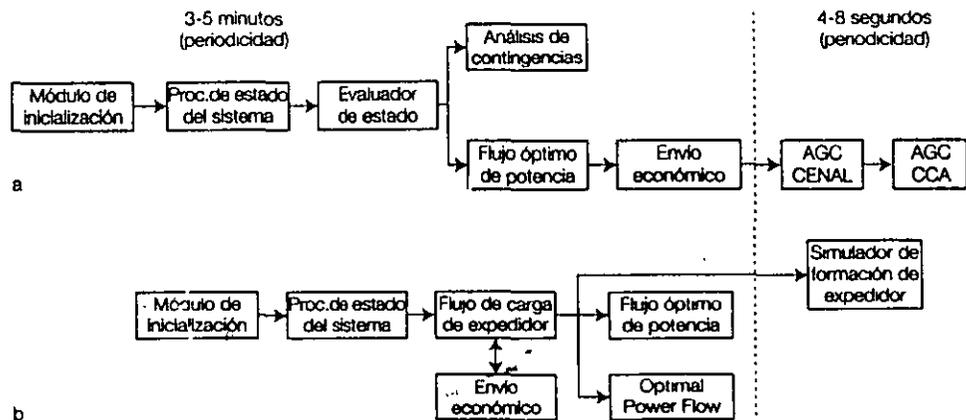
Además, los datos históricos del sistema RANGER® se establecen según una configuración cliente/servidor, pudiendo accederse a ellos fácilmente (a través de SQL o ODBC) mediante diferentes aplicaciones de terceros, de muy fácil uso, con el fin de establecer tendencias, realizar informes definidos por el usuario (Word o PowerPoint) y aplicaciones de hoja de cálculo (EXCEL) para hacer presentaciones y análisis adicionales. Los datos históricos también se encuentran a disposición de los sistemas, determinados por la Comisión Federal de Electricidad, destinados a fines empresariales o a otras funciones ejecutivas. Además, es posible utilizar los datos para ejecutar aplicaciones de administración de la energía, por ejemplo el Estimador de estado en modo de estudio y el Simulador de formación en repartidores.

El sistema de ABB también incluye una librería de interfaces específicas para la

3 Sistema AGC jerárquico y de reparto económico constraído utilizado en CENAL y CCA



Industrial IT



2 Secuencia en tiempo real de aplicaciones periódicas (a), aplicaciones en modo de estudio (b)

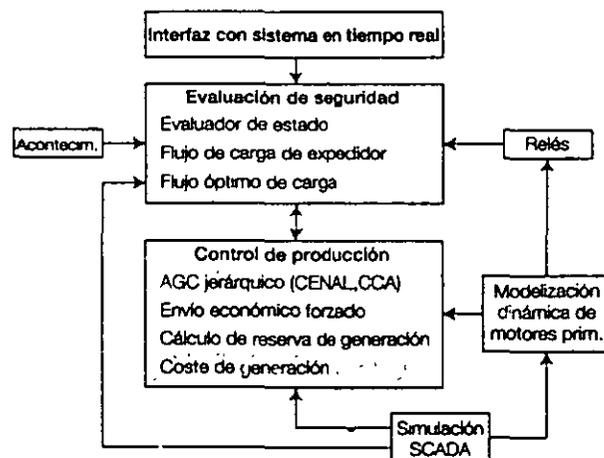
programación de aplicaciones, que permiten interconectar el hardware de diferentes suministradores con el servidor de datos históricos y con los clientes. Estas interfaces convierten el sistema RANGER en parte integrante de la red de gestión estratégica de la empresa.

Aplicaciones avanzadas, entrada de datos

Los programas de aplicaciones desarrollados y suministrados por ABB Network Management tienen como finalidad satisfacer las necesidades funcionales en los campos de la Gestión y control de la energía, Análisis de redes y Simulación de formación en repartidores. Aunque estas

aplicaciones soportan plenamente el funcionamiento jerárquico del sistema de la Comisión Federal de Electricidad, todos los datos fuente se encuentran almacenados en una base de datos común y los datos comunes a una o más aplicaciones se introduce una sola vez. Además, las aplicaciones de ABB han sido diseñadas para responder a las necesidades, tanto de los operarios que supervisan y controlan el sistema de energía como de los ingenieros/analistas que realizan análisis y planifican diariamente las operaciones. En el caso de estos últimos, se pueden utilizar ejemplos típicos basados en datos en tiempo real y realizar estimaciones del estado usando datos históricos del sistema de ABB.

3 Diagrama del simulador de formación en repartidores



Las funciones de aplicaciones avanzadas establecidas para el sistema SITRACEN pertenecen a uno de los siguientes tipos:

- Base de datos para aplicaciones
- Funciones de control de la producción
- Funciones de evaluación de seguridades
- Funciones para mejorar las operaciones

Cada una de estas aplicaciones avanzadas soporta varias funciones individuales, como puede verse en la Tabla 2. Todas

estas funciones se utilizan exclusivamente en los niveles 1 y 2, muchas de ellas se ejecutan en tiempo real, en modo de estudio o de ambas maneras.

Mientras que los programas de aplicaciones de seguridad de redes establecen una interconexión con otros sistemas de la Comisión Federal de electricidad, los sistemas de planificación de producción pueden utilizar como entrada los resultados de una aplicación para la coordinación hidráulica-térmica ya existente en la CFE. Este requisito, conjuntamente con el carácter jerárquico del sistema AGC de control de la generación, hace que la planificación de la producción sea una función más compleja que en un sistema no jerárquico.

Este sistema jerárquico es tal que, en modo de 'sondeo', el error de control de zona (AGE) es enviado al centro de control de área y este, a su vez, envía las órdenes a las unidades locales para minimizar el error. Estas correcciones se hacen de acuerdo con los resultados del reparto económico restringido, de la Coordinación hidráulica-térmica y de la Programación de recursos en el Centro de Control Nacional. En el caso de una interrupción de la comunicación, el centro local AGC de control de la generación pasa al modo de 'frecuencia constante' y controla el error en el área, para lo cual utiliza los resultados de su propia función de reparto económico restringido, como se ve en la figura 2.

Las aplicaciones de seguridad de redes tienen como complemento un conjunto habitual de aplicaciones, como Estimador de estado, Flujo de cargas en repartidores, Análisis de contingencias y Flujo óptimo de energía. En la figura 3 se muestra la secuencia normal, en tiempo real y en modo de estudio, suministrada por ABB para el sistema SITRACEN.

En 4 se presenta el sistema de Formación para repartidores, que está disponible tanto a nivel nacional como de zona y simula el funcionamiento jerárquico del sistema de energía de la CFE a partir de sucesos definidos por el operario.

Tabla 2
Funciones individuales soportadas por las aplicaciones avanzadas

Categoría	Funciones
Base de datos para aplicaciones	Procesador de estado del sistema, Estimador de estado
Funciones de control de la producción	AGC Jerárquico, Reparto económico restringido, Programación de recursos, Contabilidad y programación de la energía
Funciones de evaluación de la seguridad	Flujo de cargas en repartidores, Análisis de contingencias, Análisis de márgenes de estabilidad
Funciones para mejorar las operaciones	Flujo óptimo de energía, Programación de recursos, Previsión de cargas en redes neurales, Simulador de formación en repartidores, Cálculo de fallos EMS

Soporte para el crecimiento y migración del sistema

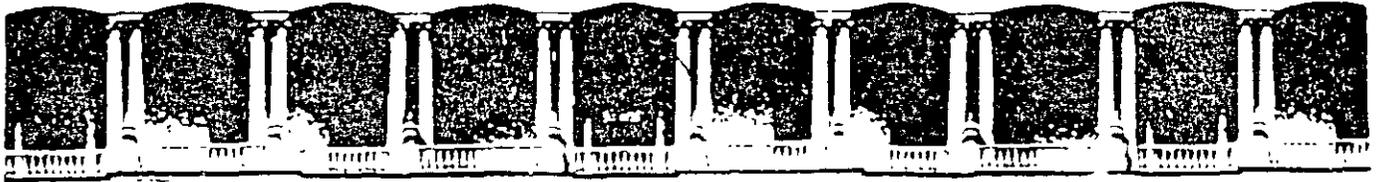
Como ya se ha dicho, SITRACEN es el sistema jerárquico de control de redes eléctricas de múltiples niveles, totalmente integrado, más grande del mundo, además se trata de una de las mayores aplicaciones del protocolo estándar ICCP en todo el mundo. Todas las entregas de ABB se realizaron del modo previsto y todos los sistemas funcionaron sin incidente alguno durante el paso al año 2000.

El sistema SITRACEN ha sido diseñado para responder al crecimiento previsto de la demanda de energía en México y para facilitar la migración de hardware y software, asegurando así la posibilidad de actualizar permanentemente el sistema.

La flexibilidad y la naturaleza abierta del diseño del sistema RANGER asegura a la Comisión Federal de Electricidad y a Luz y Fuerza del Centro que sus sistemas responderán a todas las necesidades futuras, hayan sido previstas o no. ■

Autores

- Allen R. Skopp
- Dr. Srinivas Varadan
- ABB Network Management
- ABB Automation Inc., Utilities
- 1601 Industrial Blvd
- Sugar Land, Texas
- USA 77478
- E-mail:
- allen.skopp@us.abb.com
- sri.varadan@us.abb.com



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

APLICACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL CON COMPUTADORAS EN EL AREA ELÉCTRICA CENTRAL

**EXPOSITOR ING. ARTURO CAMARGO RAYON
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

APLICACION DE SISTEMAS DE CONTROL CON COMPUTADORAS
EN EL AREA ELECTRICA CENTRAL

Armando Frausto S., Arturo Camarço R.
Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S. A.
Departamento de Automatización y Control
México, D. F.

1. CONCEPTOS BASICOS

1.1 Teoría de la Información

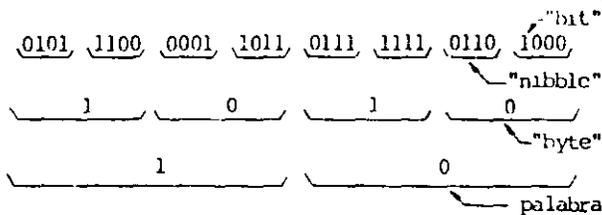
Existen dos tipos básicos de información empleada para la comunicación en sus diversas aplicaciones: (1) discreta y (2) continua. El lenguaje caracteriza al primer tipo y las mediciones físicas de cantidades al segundo. Las formas continuas de información pueden representarse por variables analógicas: corriente eléctrica, deflexión de una aguja, etc.

De los sistemas numéricos, el binario es el más elemental; utiliza los dígitos 1 y 0 para representar dos estados complementarios diferentes (cierto-falso, alto-bajo, etc.) El agrupamiento de dígitos permite distinguir diversas condiciones; formándose palabras y mensajes, base del proceso de comunicación digital de las máquinas. Dependiendo de la cantidad de dígitos que se agrupen se puede representar un número mayor o menor de condiciones. Por ejemplo, si relacionamos el sistema binario con el sistema decimal veremos que con cuatro dígitos binarios es posible representar las siguientes cantidades:

BINARIO	DECIMAL
0000	0
0001	1
0010	2
0011	3
1111	15

En general, el número de combinaciones diferentes que pueden enumerarse con el sistema binario es 2^n , siendo n el número de dígitos que se agrupan. En el ejemplo anterior en realidad lo que se hace es enumerar consecutivamente las 16 diferentes combinaciones posibles ($2^4=16$). Los dígitos binarios son conocidos como bits de "binary digits".

Como se mencionó, al agrupar dígitos se forman palabras y mensajes. A continuación se presenta como ejemplo un mensaje con dos palabras de 16 bits cada una, las que pueden subdividirse como se muestra:



La velocidad de transmisión de información se mide en bits/segundo o Bd (baud); empleándose comúnmente: 60, 110, 600, 1200 y 2400 Bd. Para ciertas aplicaciones especiales pueden requerirse velocidades superiores: 4800 y 9600 Bd o incluso mayores.

El mensaje representado antes puede graficarse según la figura 1. En ésta se ilustra que, los equipos que utilizan este sistema para comunicarse funcionan en base a niveles lógicos de decisión y por ejemplo 0 volts pueden corresponder al estado binario 0 y 5 volts al estado binario 1.

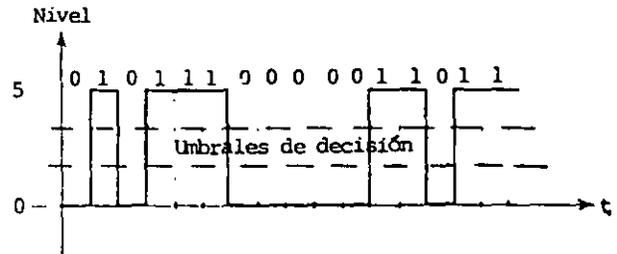


Figura 1

Existen otros sistemas numéricos con más de dos estados o dígitos, los más comunes son:

- Octal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
- Decimal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9
- Hexadecimal: 0, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, A, B, C, D, E, F

Para representar los caracteres alfanuméricos y gráficos existen códigos establecidos; por ejemplo el de la "American Standard Code for Information Interchange (ASCII)".

1.2 Computadoras y Programación

Como equipo, una computadora está formada de tres subsistemas principales: procesador, memoria y entrada/salida.

El procesador o unidad central de proceso es el "corazón" de la computadora; contiene los circuitos necesarios para obtener y ejecutar instrucciones, una unidad aritmética y lógica para manejar los datos y registros para almacenar los estados del procesador y una pequeña cantidad de datos. También tiene circuitos de interfaz para el control y comunicación con la memoria y subsistemas de E/S (ver figura 2).

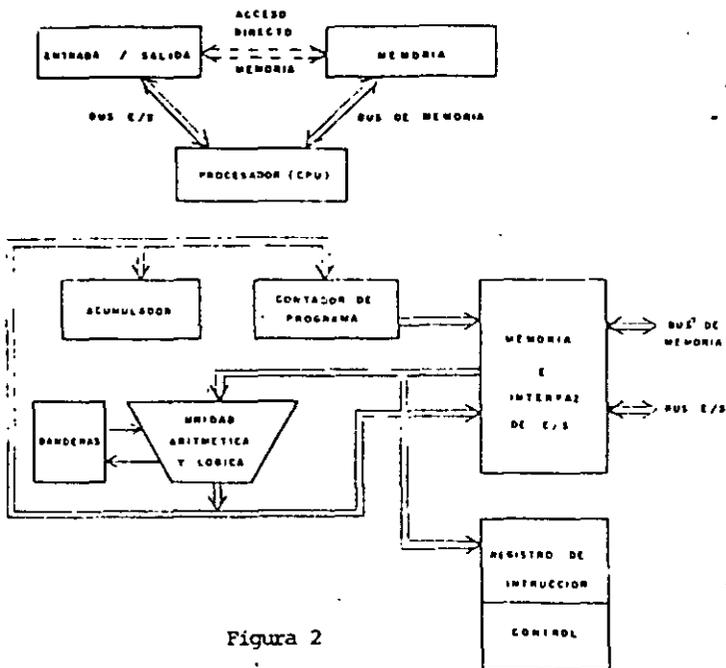


Figura 2

La memoria principal de una computadora tiene la capacidad de almacenar instrucciones y datos. Un bus es simplemente un conjunto de líneas o cualquier otro medio físico para transferir información. Una memoria de computadora tiene algún número de localidades, cada una de las cuales almacena una cantidad de b -bits. Asociado con cada localidad en la memoria, hay un número binario llamado dirección. Si hay n localidades el rango de dirección va desde 0 a $n-1$.

La distinción que se hace entre la memoria principal de otros tipos de memoria es el acceso aleatorio. El procesador tiene la misma velocidad de acceso para cualquier localidad en memoria. La cinta magnética, por ejemplo, es una memoria de acceso secuencial.

La figura 3 muestra cómo el procesador accesa la memoria principal en un sistema de cómputo pequeño.

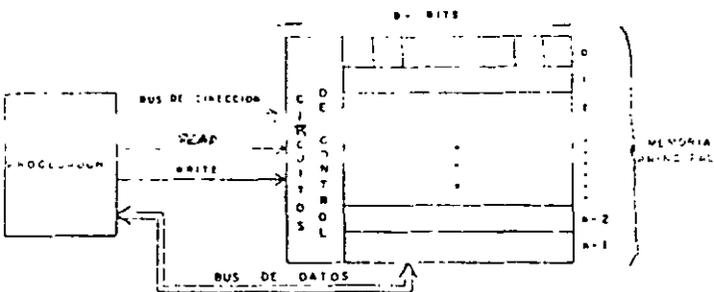


Figura 3

La memoria es un arreglo de n localidades de b -bits cada una. Para leer el dato almacenado en la dirección X , el procesador pone el número X en el bus de dirección y activa la señal READ, la memoria responde colocando el contenido de la dirección X en el bus de datos. Para escribir el valor V en la localidad X el procesador pone la dirección X en el bus de dirección y el dato V en el bus de datos y activa la señal WRITE; la memoria escribe el valor V en la localidad

especificada X .

El subsistema E/S contiene dispositivos periféricos para comunicarse, observar y controlar el mundo exterior de la computadora. Los periféricos incluyen terminales, impresores, dispositivos de comunicación y sensores mecánicos y actuadores. También se incluyen en el subsistema de E/S los dispositivos de almacenamiento masivo, tales como cintas magnéticas y discos. Estos dispositivos se requieren para almacenar información que no es de uso tan frecuente como para tenerla todo el tiempo en memoria principal. No todas las computadoras tienen dispositivos de almacenamiento masivo, sin embargo todas las computadoras requieren al menos de un periférico, puesto que por definición un periférico es el único medio de la computadora para comunicarse con el mundo exterior.

El procesador escribe y lee información a, y desde periféricos por medio de instrucciones de E/S y coloca comandos y datos en el bus de E/S.

En sistemas de cómputo simples, no hay un camino directo desde periféricos a memoria principal; la única forma de transferir datos entre un periférico y memoria es a través del procesador para leerlos del periférico y almacenarlos en memoria o viceversa. Sin embargo, en sistemas que requieren alta velocidad se tiene acceso directo a memoria (DMA) a través de un controlador que permite que un periférico lea y escriba en memoria, requiriéndose la intervención del procesador solo en el inicio del proceso.

El Sistema de Programación de una computadora consiste de instrucciones y datos. Una secuencia particular de instrucciones se llama programa. Los datos manejados por los programas se llaman bases de datos, archivos o simplemente datos, dependiendo de su naturaleza y cantidad.

Las instrucciones más primitivas que se pueden dar a una computadora son las que se interpretan directamente por "hardware" en lenguaje de máquina. Las instrucciones en lenguaje de máquina son codificadas en base de conjuntos de bits; usualmente una instrucción por localidad de memoria. El procesador trae u obtiene (fetches) las instrucciones de máquina de la memoria y las ejecuta una por una. Las instrucciones de máquina efectúan operaciones primitivas tales como "sumar al contenido del registro A", "almacenar el contenido del registro A en la localidad de memoria 15", "sumar el contenido de la localidad de memoria 35 al registro B" o "salta a la instrucción de la localidad 207 si el registro B es cero"

Puesto que es difícil para el humano leer y reconocer información presentada en forma de bits, los programas se escriben en diversos lenguajes, e.g., ENSAMBLADOR, FORTRAN, PASCAL, etc.

La programación de muchas computadoras está escrita en lenguaje ensamblador. Este lenguaje se usa con frecuencia en computadoras pequeñas o en módulos que se usan con bastante frecuencia. Sin embargo, se requiere para realizar alguna función un gran número de instrucciones en ensamblador, lo que puede ser establecido en una línea usando otro lenguaje, como "SET W EQUAL W PLUS X MINUS Y DIVIDED BY Z" o "REPEAT THE NEXT SEQUENCE OF INSTRUCTIONS UNTIL X IS LESS THAN OR Y EQUALS Z".

Estudios realizados demuestran que los tiempos requeridos para escribir, depurar un programa, la dificultad de entenderlo y mantenerlo son proporcionales al número de instrucciones, con una pequeña dependencia de la complejidad de cada instrucción. Por lo tanto, la mayoría de programas son escritos en lenguajes de alto nivel que permiten operaciones comunes como son la evaluación de expresiones, repeticiones, asignaciones y acciones condicionadas, que pueden realizarse mediante una sola proposición.

Además, lenguajes de alto nivel estructurados (e.g., PASCAL), obligan a la utilización de una disciplina de programación que hacen que los programas sean más fáciles de diseñar, entender y mantener.

Hay algunos argumentos que recomiendan el lenguaje ensamblador para algunas aplicaciones. Puesto que el lenguaje ensamblador permite explícitamente el acceso al lenguaje de máquina, es teóricamente posible que un programa en ensamblador sea al menos tan compacto y eficiente como un programa en lenguaje de máquina obtenido de un programa de alto nivel. Dependiendo del compilador, la computadora y la aplicación, un programa de alto nivel podría ser entre 0% a 300% más grande y lento que un programa optimizado en lenguaje ensamblador, escrito por un programador de destreza promedio.

Los altos costos de desarrollo de los sistemas de programación y de su mantenimiento, obligan en muchos casos a la utilización de lenguajes de alto nivel, haciendo a un lado sus deficiencias. En muchos proyectos, el costo de más memoria para almacenar programas más grandes es menor que el costo de contratar más programadores.

La velocidad de ejecución para un programa de alto nivel usualmente no representa problema. Si se determina que un programa es muy lento, se mejora en la mayoría de los casos escribiendo alguna pequeña parte de él.

Puesto que las instrucciones en lenguaje de máquina están "codificadas", la acción de escribir instrucciones en cualquier lenguaje se conoce como "una línea de programación," donde la instrucción se conoce como código. Una línea de programación es justamente una pequeña parte de un programa, el cual engloba todos los aspectos del proceso: diseño, especificación, documentación, codificación y depuración.

1.3 El Control de Procesos

La utilización de computadoras digitales se ha venido generalizando en el control de procesos, principalmente en los que por la cantidad de variables que deben manejarse los sistemas analógicos resultan inadecuados. Además al usar una computadora se resuelven otros problemas del proceso; por ejemplo, reportes, archivo de datos, estudios de operación, etc. También con una computadora digital se consigue una mejor presentación de la información para el operador.

En todos los procesos, las variables pueden dividirse como se muestra en la figura 4.

- Variables de control u . Son las variables cuyos valores pueden ajustarse para llevar al proceso a un estado deseado.

- Disturbios w . Son variables cuyos valores afectan

la operación del sistema y constituyen generalmente una parte no controlable.

- Variables de estado x . Son variables usadas para describir el estado del proceso.

- Variables medidas z . Las variables de estado, en la mayoría de los casos, no son directamente accesibles y se requiere de un sistema de medición. El sistema de medición produce invariablemente el vector de errores v .

- Variables manipuladas. Son las salidas del sistema de control.

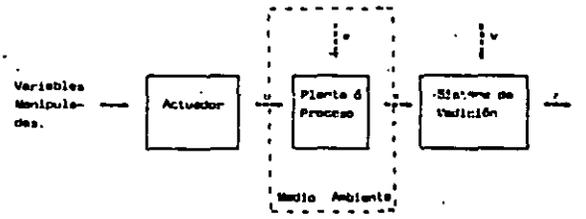


Figura 4 Variables de un Sistema

1.3.1 Control Convencional

En la figura 5 se muestra un sistema de control convencional o analógico y consta de un lazo con realimentación. El valor de la variable de estado x se detecta con un sensor, obteniendo la variable medida z . La variable medida se compara con un valor de referencia para generar un error. El controlador genera un cambio en la variable de control hasta que el error sea cero. La salida del controlador se aplica al sistema por medio de un actuador.

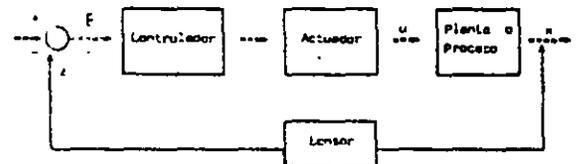


Figura 5 Control en lazo con realimentación

1.3.2 Control Digital Directo (CDD)

En el control digital directo la computadora calcula los valores de las variables manipuladas directamente de valores de referencia, variables de estado y otras mediciones del proceso. Las acciones de control de la computadora se aplican en línea al proceso como se muestra en la figura 6.

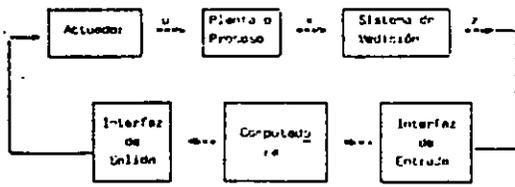


Figura 6 Control digital directo (CDD)

Debido a que las variables manipuladas son calculadas por medio de la computadora, la función del controlador es reemplazado por la utilización de un algoritmo de control.

1.3.3 Control Supervisorio

El control supervisorio es una de las aplicaciones que más comúnmente se encuentran en el control de procesos con computadora. En esta aplicación la computadora actúa bajo comandos de un operador y proporciona los valores de referencia a los controladores para la operación de la planta o proceso, un esquema de control supervisorio se muestra en la figura 7. En este tipo de control, al igual que en el CDD, es necesaria la obtención de valores de distintas variables del proceso. En base al procesamiento y presentación de la información y considerando las restricciones de operación del proceso, la computadora representa una ayuda para operar eficientemente el proceso.

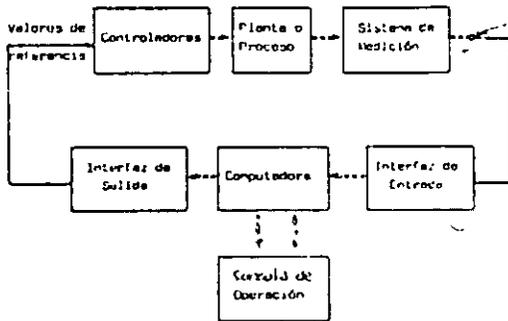


Figura 7 Sistema de control supervisorio

1.3.4 Variables del Sistema de Potencia

En relación con la figura 4, los vectores de variables del sistema de potencia son:

- Variables de estado x . El vector de estado en un sistema de potencia se define como el vector de voltajes complejos que incluye el

voltaje V_i de cada uno de los nodos de la red, V_i se representa en el plano complejo por:

$$V_i = e_i + jf_i \quad i=1, 2, \dots, N$$

Donde e_i es la parte real y f_i la parte imaginaria.

La expresión anterior puede representarse en coordenadas polares por la siguiente expresión:

$$V_i = U_i \angle \theta_i$$

Donde U_i es la magnitud del voltaje y θ_i la fase del mismo.

Por consideraciones físicas, el ángulo de fase en el K -ésimo nodo puede considerarse igual a cero (nodo de holgura). Entonces la dimensión n del vector x está dada por:

$$\dim [x] = 2N - 1 = n$$

Sin pérdida de generalidad, si hacemos $k=1$, las componentes del vector x está definida como:

$$x^t = [e_1, e_2, \dots, e_n, f_2, \dots, f_n] = [x_1, \dots, x_n]$$

Conociendo x y los parámetros de la red, es posible calcular todas las otras variables del sistema de potencia, i.e., corrientes, flujos en las líneas, etc.

- El vector de variables medidas z . Como se mencionó el vector de estado x no es directamente accesible y tiene que estimarse a partir del vector z , el cual es de dimensión $m \geq n$. La tabla 1 incluye cinco tipos diferentes de vectores z . En general, la función de relación entre los vectores z y x son funciones no-lineales dadas por:

$$z = h(x) + v$$

Donde el vector v es el vector de errores que produce el sistema de medición.

Tabla 1
Esquema de medición para un sistema con N buses y M líneas

Caso	Componentes	dim z
1	Potencias real y reactiva (P_i, Q_i) en todos los nodos, excepto (P_1, Q_1) para el de holgura (inyecciones)	$2N - 1$
2	Igual que el caso 1, más la magnitud del voltaje U para todos los nodos	$3N - 1$
3	Flujos activos y reactivos (P_{ik}, Q_{ik}) en ambos extremos de la línea	$4M$
4	Igual que el caso 3, más magnitudes de voltaje en todos los nodos	$4M + N$

5 Sistema de medición con redundancia total

$$z = \left[\dots (P_{i1}, Q_{i1}) \dots, (P_{iK}, Q_{iK}) \dots, U_1, \dots, \theta_1 \dots \right] \quad 4N-1+4M$$

$$\theta_i = \arctan f_i / e_i$$

El vector z del primer caso de la tabla 1 corresponde a un sistema de medición sin redundancia. En cambio, en el caso número 5 se trata de un sistema de medición totalmente redundante. Estos dos casos son pocos realistas ya que el primero sería totalmente inseguro y el quinto ilógico desde el punto de vista económico. La redundancia de los sistemas de medición es muy variable y depende de la configuración de la red, políticas de operación y de la programación de soporte para estimar el vector de estados.

- El vector de errores v. Un sistema de medición está siempre sujeto a errores aleatorios y a errores que siempre introducen los instrumentos empleados. Estos errores pueden clasificarse en:

1. Errores de instrumentos
 - . Precisión
 - . Instrumentación incompleta
 - . Puntos de datos malos
2. Modelo matemático
 - . Errores en el modelo matemático
 - . Imprecisión de los parámetros de la red
3. Incertidumbre
 - . Tiempo de respuesta del sistema de medición
 - . Cambios inesperados del sistema

Los errores del primer caso podrían reducirse mejorando el equipo de medición a expensas de costos altos por este concepto. En el segundo caso, el modelo matemático podría mejorarse con el sacrificio evidente de velocidad de cálculo y el aumento en capacidad de memoria para almacenar información. Adicionalmente a los errores enumerados se tienen los errores de incertidumbre imposibles de evitar.

En general, el vector de errores v constituye una parte importante que debe considerarse en la estimación del vector de estados x. Actualmente, muchos sistemas modernos de control con computadora cuentan con técnicas de estimación de estados para validar e identificar mediciones erróneas. Este punto es de vital importancia si consideramos que la información será usada para lograr la operación óptima y segura del sistema.

- El vector de disturbios w. El vector de disturbios w está constituido por las demandas P_{Di}, Q_{Di} las que están fuera de nuestro control ya que son directamente dependientes de las necesidades de los usuarios, entonces

$$w = [\dots, P_{Di}, Q_{Di}, \dots] \quad i = 1, \dots, l$$

La dimensión de w es:
 $\dim [w] = 2l$

1.4 Confiabilidad

La confiabilidad se puede definir como la probabilidad de que un componente cumpla sus funciones, durante un tiempo determinado cuando es colocado

en condiciones ambientales especificadas. El término componente denomina las partes que no se reparan durante su vida útil. Si un componente falla se retira de la población bajo consideración. Generalmente es sustituido por un componente nuevo, pero no se excluye la posibilidad de que algunos dañados se reparen, siempre y cuando se recuperen sus propiedades originales, en cuyo caso se le considera como un componente nuevo.

El término equipo o sistema, denomina un ensamble de componentes. El término "complejo" se le añade cuando el número de componentes es grande.

Se dice que un sistema está en estado de falla - - cuando se le termina su capacidad para desarrollar la función que tiene asignada.

Si la confiabilidad se define como la probabilidad de que un componente desarrolle una función especificada, bajo condiciones ambientales establecidas, por un período de tiempo dado, entonces la confiabilidad puede expresarse como un número real entre 0 y 1, donde 0 representa la ocurrencia segura de la falla y 1, la incurrancia de la falla. Si P es la probabilidad de que falle, se debe cumplir:

$$P + F = 1$$

La confianza que un usuario le tiene a un sistema en particular está directamente relacionada con su confiabilidad. Sin embargo calcular la confiabilidad de un sistema complejo puede ser muy difícil.

1.4.1 Sistemas con Redundancia

Dependiendo del nivel de confiabilidad que se requiera de un sistema, será necesario adicionar una determinada cantidad de elementos a la cantidad mínima con la que se puede ensamblar el sistema. A continuación se presentan con un enfoque de probabilidad los conceptos básicos de confiabilidad considerando los posibles arreglos redundantes.

Si se toman en cuenta dos sistemas S_1 y S_2 y asignamos las variables aleatorias x y y como sus tiempos de falla y si X (ζ) es el tiempo de operación para S_1 desde $t = 0$ hasta su falla y Y (ζ) para S_2 , la función de distribución $F_x(t)$ será la probabilidad de que S_1 falle antes del tiempo t (iniciando en $t = 0$) y $F_y(t)$ es la función de distribución de S_2 . La probabilidad que S_1 falle en el intervalo $(t, t + \Delta t)$ será igual a $f_x(t) \Delta t$, donde $f_x(X)$ es la función de densidad de x y simultáneamente para y. La función de distribución conjunta $F_{xy}(t_1, t_2)$ es igual a la probabilidad que S_1 falle antes de t_1 y S_2 falle antes de t_2 . Existen tres formas básicas de conectar estos dos sistemas para formar un nuevo sistema combinado como se ilustra en la figura 8 para los que se aplican las siguientes definiciones:

Conexión serie. Se dice que un sistema está conectado en serie si el sistema combinado S falla cuando al menos uno de ellos falla (esto no necesariamente implica una conexión física en serie). Si z, es una variable aleatoria que representa el tiempo de falla para el sistema combinado, su tiempo de operación z (ζ) de S será el mínimo de los dos números

ros $x(\zeta)$ y $y(\zeta)$, por lo tanto la variable aleatoria z relaciona x y y por:

$$z = \min(x, y)$$

Conexión paralelo. En este caso se tiene que un sistema combinado falla solamente, si ambos sistemas fallan, resultando obvio que:

$$z = \max(x, y)$$

Conexión con un elemento en espera. En este caso, S_1 se pone en operación al tiempo $t=0$, mientras S_2 está en espera. S_2 se pone en operación en el momento que S_1 falla. El sistema combinado falla cuando S_2 falla. Se ve claro que el tiempo de operación $z(\zeta)$ de S es igual a la suma de los tiempos $x(\zeta)$ y $y(\zeta)$ que como ya se indicó son los tiempos de funcionamiento de cada sistema; por lo tanto la nueva variable aleatoria z está relacionada con las otras dos por:

$$z = \text{suma}(x, y)$$

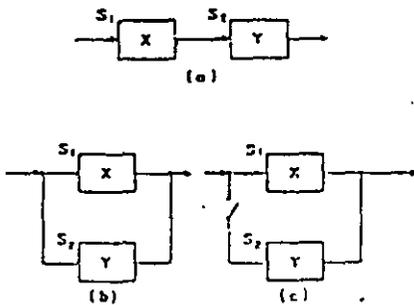


Figura 8 Arreglos Básicos de Redundancia: a) Serie b), Paralelo y c) con un Elemento de Espera

Un sistema combinado de orden n con redundancia serie (S_1, S_2, \dots, S_n) falla si cualquier S_i falla. Si las fallas son totalmente independientes y si P_1, P_2, \dots, P_n son las confiabilidades correspondientes, la confiabilidad del sistema combinado P está dado por:

$$P = P_1 P_2 \dots P_n$$

y para un sistema con redundancia en paralelo se tiene:

$$P = 1 - (1 - P_1)(1 - P_2) \dots (1 - P_n) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - P_i)$$

En la práctica no es posible utilizar la redundancia en forma irrestricta debido a limitaciones de: complejidad, costo, tamaño, etc. Además, en muchos casos el empleo de redundancia implica el uso de elementos adicionales, los que están sujetos también a posibles fallas.

Algunos sistemas usan redundancia sin que necesariamente se identifiquen claramente los elementos redundantes y/o su tipo (serie, paralelo, etc.). El concepto de redundancia no se aplica sólo para elementos físicos; se encuentra en la transmisión de información, código de un programa, etc. En ocasiones disminuye la posibilidad de que una falla en alguna compo-

ponente cause trastornos al usuario de un sistema. Por ejemplo el empleo de relevadores con redundancia serie baja el riesgo de daños por contacto pegado; e.g. considerar que un controlador toma diversas acciones, dependiendo del tiempo que dure cerrado un contacto que lo comanda.

1.4.2 Disponibilidad y Facilidad de Mantenimiento

Otros dos conceptos íntimamente relacionados con la confiabilidad de un sistema que impactan también la redundancia son: disponibilidad y facilidad de mantenimiento.

Disponibilidad de un sistema. La disponibilidad de un sistema se refiere al tiempo útil de operación con respecto a un período de interés y puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \times 100$$

donde:

A = disponibilidad
 $MTBF$ = tiempo medio entre fallas
 $MTTR$ = tiempo medio por reparación

Facilidades de mantenimiento. La disponibilidad de un sistema se incrementa a medida que se aumenta el factor $MTBF$ y se disminuye el factor $MTTR$. Para lograr esto es necesario aplicar adecuadamente los mantenimientos correctivos y preventivos.

1.4.3 Variación de la Confiabilidad con el Tiempo

Se distinguen tres tipos de mortandad: (1) mortandad infantil, (2) mortandad casual o aleatoria y (3) mortandad por fatiga. Estos tres tipos de mortandad se representan mediante la curva de tasa de falla de la figura 9 ("curva tina de baño"). De los tipos de mortandad el único dependiente directo del tiempo es el tercero ya que la tasa de falla aumenta con su paso.

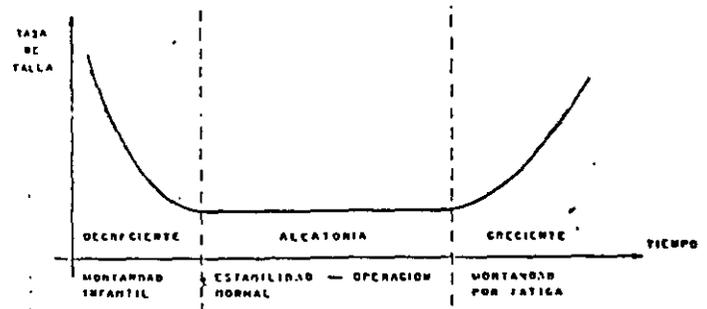


Figura 9 Variación de la Confiabilidad con el Tiempo

1.5 Control de Sistemas de Potencia

El diseño de sistemas de control hasta 1970 se efectuó considerando funciones de control locales y centralizadas, pero generalmente independientes, ejemplos de estas aplicaciones de control son: Control Automático de Generación y Control Supervisorio del Sistema de Transmisión y Generación. El funcionamiento de un Sistema de Potencia es muy complejo y su control requiere una coordinación estrecha de diversas funciones para lograr una confiabilidad de servicio adecuada y economía en la operación del sistema. Seguridad y economía son los factores más importantes que motivan la necesidad de tener un sistema de control integrado desde el punto de vista del sistema de potencia. El continuo estado cambiante de la demanda, generación y sistema de transmisión requiere una vigilancia continua e instantánea, mediante la cual se tiene un panorama real y en el momento preciso de las condiciones actuales del sistema de potencia, lo cual permite tomar las acciones de control adecuadas.

En los últimos años la filosofía en el diseño de sistemas de control ha cambiado y ahora se pretende crear sistemas de control integrados en tiempo real, donde la seguridad y la economía son la base fundamental en el diseño.

El término sistema de control se usa aquí en su sentido más amplio y en general implica un proceso de decisión.

Un sistema de control con seguridad, es el conjunto integrado de controles automáticos y manuales para la operación continua y eficiente del sistema eléctrico bajo todas las condiciones posibles.

El primer punto importante del concepto anterior es que se tiene un sistema integrado de controles lo cual requiere un enfoque global del sistema de potencia y donde el operador forma parte del sistema de control.

Otro aspecto importante es que las decisiones de control del sistema computadora-hombre deben efectuarse no sólo cuando el sistema de potencia funciona normalmente, sino también bajo condiciones anormales.

Desde el punto de vista de funcionamiento, en el sistema de potencia se pueden identificar cinco estados de operación: normal, alerta, emergencia, emergencia extrema y restaurativo. Desde el punto de vista de control estos estados se pueden agrupar en tres: normal, emergencia y restaurativo.

1.5.1 Jerarquía de Control

Ante un disturbio cada componente del sistema eléctrico reacciona con diferente rapidez, desde la respuesta casi instantánea del sistema de transmisión hasta la respuesta de la caldera en el orden de minutos. Esto sugiere la necesidad de tener acciones de control de acuerdo al tiempo disponible para su implantación.

La teoría de control en varios niveles jerárquicos reconoce las restricciones de tiempo, optimalidad y coordinación de las acciones de control mediante la estructuración de controles en los siguientes niveles:

- Directo
- Optimización
- Adaptivo

Funciones típicas de control directo para los estados de operación se muestran a continuación:

NORMAL Control automático de generación
Regulación de voltaje en generación
Cambio automático de taps en transformadores
Control de turbina mediante gobernador
Conexión y desconexión de elementos

EMERGENCIA Eliminación de fallas
Corte de carga
Desconexión de generadores
Partición del sistema

RESTAURATIVO Restauración automática de alimentadores
Transferencia automática de carga

Se puede observar que la mayoría de las funciones enumeradas requieren de la medición de una variable, comparación con una referencia y una decisión lógica la cual se puede realizar en forma rápida.

Funciones típicas de control optimizado en los diferentes estados de operación se muestran a continuación:

NORMAL Despacho económico de generación
Intercambio económico de generación

EMERGENCIA Control de demanda

RESTAURATIVO Procedimiento de restauración dinámico

La implantación de las acciones de control en este nivel se efectuará a través de órdenes dirigidas; a los subsistemas de control directo, al operador de sistema o directamente al sistema eléctrico.

Funciones de control adaptivo típicas en los diferentes estados de operación se presentan a continuación:

NORMAL: Análisis de seguridad del sistema
Estudio de flujos en línea
Pronóstico de demanda
Coordinación hidrotérmica a corto plazo
Control de voltaje en el sistema
Determinación de puntos de referencia en funciones de control directo

EMERGENCIA Determinación de límites de variables.
Identificación de variables restrictivas.
Simulación de lógica en niveles inferiores.

RESTAURATIVO

Determinación de límites de variables.
Simulación de lógica en niveles inferiores.
Identificación de variables restrictivas.

La implantación de estas funciones se hará a través del operador, que con los medios disponibles realizará acciones sobre; los subsistemas de control directo y sobre el sistema eléctrico directamente.

1.5.2 Procesamiento de Información

Como parte fundamental del control de un proceso se requiere tener información que describa el estado del sistema y en base a la cual se puedan tomar decisiones de control.

Con la tecnología actual para la adquisición de datos se puede tener información "en línea", donde en forma automática y sin intervención humana se colecta la información del sistema de potencia y se transmite hasta la computadora en cargada de almacenarla y realizar decisiones. La operación en línea trae consigo problemas importantes tales como: la validación de la información y la estructuración del modelo del sistema. Estos problemas son de solución trivial en las operaciones fuera de línea y plantean preguntas básicas a la filosofía del análisis de seguridad en línea del sistema. La problemática central es el valor de estudios de seguridad basados en posible información errónea, la cual no representa al sistema eléctrico real.

Lo anterior ha motivado en los últimos años el desarrollo de técnicas especiales para el procesamiento de información las cuales permiten detectar inconsistencia en la información y además identificar valores con alta probabilidad de poseer errores anómalos. Estos métodos han logrado la consistencia entre información y objetivo del análisis de seguridad, permitiendo acciones de control confiables.

Se reconoce y acepta que la medición de cualquier cantidad física involucra un cierto error, sin embargo los errores que se desean detectar e identificar no son estos (normales, aleatorios) sino los anómalos debidos a fallas de equipo que resultan en valores fuera del rango aleatorio.

Las ideas intuitivas para lograr la detección e identificación de errores se basan en el concepto de redundancia de información, lo cual da la posibilidad de comparar valores e identificar, basado en un nivel de probabilidad, los puntos sospechosos de error.

Las funciones de procesamiento de información necesarias en un centro de control son:

- . Configuración del sistema
- . Estimación de estado

El configurador de la red determina la conectividad eléctrica del sistema en base a la posición de interruptores y proporciona el modelo eléctrico a usar en estudios posteriores. El estimador de estado filtra la información y en su caso detecta e identifica datos erróneos con lo cual la información a usar en estudios de seguridad o de control adaptivo es validada.

1.5.3 Areas de Control

En sistemas interconectados generalmente se tienen áreas de control definidas por: límites de compañías, extensión territorial, centros de demanda importante, etc. Esta división descentraliza funciones de rutina de operación pero crea la necesidad de un centro coordinador de las funciones de seguridad y economía que necesariamente deben tener un enfoque global.

En cada área de control se puede aplicar las técnicas de control en varios niveles, pero dichas funciones estarán coordinadas por las funciones de optimización y adaptivas del centro coordinador. Esto aumenta la complejidad del problema de control ya que requiere de intercambio de información entre computadoras y disponibilidad de información. La tendencia actual es diseñar los sistemas de control con la redundancia adecuada en cada elemento, para ser consistentes con el objetivo del control.

1.6 EL SISTEMA DE CONTROL

La utilización de computadoras en la operación de un sistema eléctrico de potencia resuelve las funciones: (1) obtención y procesamiento de la información, (2) control, (3) análisis de seguridad, (4) estudios, (5) estadística y entrenamiento del personal operativo en base a simuladores.

Su estructura se resume en dos aspectos básicos.

- Implantación de la estructura adecuada para presentar en un centro de control, una imagen en línea de las condiciones de operación del sistema eléctrico. La actualización de la imagen en este centro, se hace de tal manera que los intervalos de tiempo entre adquisiciones de datos, sean suficientemente pequeños para reflejar las condiciones del sistema en una base denominada "tiempo real"
- Configuración del centro de control para permitir el aprovechamiento de la imagen de datos para la toma inteligente de decisiones y tener además los medios adecuados para aplicar estas decisiones a través de los comandos de control necesarios, los que pueden ser manuales y/o automáticos.

1.6.1 Criterios de diseño

Los criterios más importantes en el diseño se pueden resumir en:

- 1) Respuesta del sistema. Esta característica determina que tan rápido es un sis-

tema para satisfacer una función solicitada. Se puede medir considerando el tiempo que transcurre desde que se solicita la realización de una función hasta que ésta se satisface. El tiempo requerido para la realización de la función depende de su naturaleza e importancia, estando íntimamente determinado por la velocidad de respuesta del "hardware" y del "software".

- 2) Disponibilidad del sistema. La disponibilidad de un sistema se refiere al tiempo útil de operación con respecto a un período de tiempo de interés. Es recomendable clasificar las funciones dependiendo de su grado de importancia, exigiendo mayor disponibilidad las funciones más críticas. Por ejemplo, las funciones de la interfaz hombre-máquina se deben considerar de alta disponibilidad, ya que el operador podría realizar al menos las funciones mínimas de operación. Esta característica determina en parte las posibles redundancias en el sistema y la confiabilidad de los componentes.
- 3) Facilidades de mantenimiento. Para lograr una buena respuesta y una alta disponibilidad del sistema, es necesario tener un buen diseño, una buena implantación y buena operación; siendo un factor muy importante el mantenimiento de equipos y programación. Los tiempos de reparación de fallas dependerán de la capacitación del personal de los equipos y ayudas de diagnóstico con que se cuenta. Se deberá prever que el sistema permita usar la computadora como auxilio en el diagnóstico, depuración, correcciones, actualización, pruebas, mejoras y mantenimiento preventivo sin impacto en la operación normal del sistema.

1.6.2 Componentes del sistema

El sistema de control se puede considerar formado por los siguientes elementos: 1) Adquisición de datos y control, 2) Comunicaciones, 3) Computadoras, 4) Interfaz hombre-máquina, 5) Programación, 6) Sistema de alimentación no interrumpible. La configuración mínima se muestra en la figura 10.

1) Subsistema de adquisición de datos y control. Este subsistema consiste del equipo terminal remoto para enlazar los dispositivos sensores y/o controladores del sistema de potencia que envían o reciben la información al o del centro de control, interfaces con canales de comunicación y el equipo en el centro de control para acoplarse con el subsistema computadora.

2) Comunicaciones. Son los elementos que proporcionan el medio de transmisión y/o recepción de datos entre el centro de control y el equipo terminal remoto.

3) Subsistema computadora. Este subsistema requiere de computadoras diseñadas para operar en tiempo real, contando con un sistema operativo orientado para este fin, lo suficientemente eficiente y experimentado. Las características principales que se piden para este subsistema son: tiempos de acceso a memoria pequeños (del orden de nanosegundos), un número suficiente de líneas de interrupción externas, contar con memo-

rias auxiliares de almacenamiento masivo (discos) con tiempos de acceso pequeños, capacidad de memoria suficiente y expandible, canal de acceso directo a memoria (DMA) con posibilidad de manejo de varios periféricos compartiéndolo.

4) Subsistema interfaz hombre-máquina. Este subsistema proporciona el medio de enlace entre el sistema de control y el hombre, su configuración depende de las necesidades de operación del sistema de potencia y de la organización de los grupos operativos. Los elementos más comunes que integran a este subsistema son: tubos de rayos catódicos (TRC) incluyendo consolas de operación, tableros mímicos e impresores. Los TRC's proporcionan la ventana hacia el sistema de potencia y permiten a los operadores interactuar por este medio con su sistema. Los impresores son necesarios ya que se requiere de una huella permanente de las condiciones del sistema y permite la obtención de datos complementarios inherentes a la operación. Sobre los tableros mímicos se puede decir que no todos los sistemas consideran que sea indispensable su inclusión, siendo su función presentar en forma esquemática y muy general las condiciones de la red eléctrica.

5) Subsistema de programación. Este subsistema es de vital importancia ya que la eficiencia y rapidez del sistema de control dependen en gran parte de la programación. Puede hacerse la siguiente subdivisión:

- Programación estandar. Dentro de este conjunto se encuentran los programas escritos por el fabricante de cada computadora, y están diseñados teniendo en cuenta su arquitectura; para manejar adecuadamente su estructura de entrada/salida y periféricos asociados. Se pueden mencionar los siguientes programas: sistema operativo en tiempo real, ensambladores, compiladores, etc.

- Programación de aplicación. Los programas de aplicación se diseñan para realizar las funciones que se requieren efectuar mediante el sistema de control. Los paquetes principales que forman parte de este conjunto de programación son: control supervisorio y adquisición de datos, interfaz hombre-máquina, programas de análisis y control del sistema, etc.

- Programación de soporte. Son programas utilizados para auxiliar en el mantenimiento del equipo y programación.

6) Sistema de alimentación. Se requiere de un sistema altamente confiable de suministro de energía al centro de control, buscando los respaldos adecuados dependiendo del nivel de confiabilidad requerido. Normalmente se tiene un sistema denominado no interrumpible.

1.6.3 Configuraciones comunes de los centros de control

Los criterios de diseño en la respuesta del sistema, la disponibilidad y las facilidades de mantenimiento definirán en gran par-

te la configuración del mismo.

En general, se deberá usar más de una computadora en un centro de control para realizar las funciones requeridas dentro de los niveles de respuesta y disponibilidad necesarios. Una configuración consiste en un sistema dual de computadora, incluyendo cada sistema un procesador central, memoria principal y memoria auxiliar, operando normalmente las dos computadoras en línea, una de ellas llevando el control del sistema (denominada primaria) y la otra denominada secundaria se encuentra lista para tomar el control en el momento de falla de la primera. (Fig. 11-a)

Otra configuración se basa en separar los procesos de adquisición y procesamiento de la información (función SCADA) del resto de las funciones; la separación consiste en poner en un primer nivel dos computadoras (primaria y respaldo) de entrada para la adquisición de datos y un segundo nivel formado por dos computadoras para realizar el resto de las funciones deseadas, mejorando el tiempo de respuesta del sistema (fig. 11-b). Existe una tercera configuración que podría utilizarse, si el grado de complejidad de algunas de las funciones y la cantidad de información manejada por el sistema es considerablemente grande. Esta tercera configuración (figura 11-c) consiste en adicionar otro nivel de computadoras, las cuales serán generalmente muy poderosas para realizar funciones que requieren gran capacidad de cómputo.

centro de control de CLFC es la mostrada en la figura 12 y corresponde a la descrita en la figura 11-a. Las funciones que se realizan con este sistema y las características del mismo se describen a continuación:

2.1 Funciones del Sistema

La aplicación que se ha hecho de los diferentes tipos de información que el sistema de control maneja por medio de sus terminales remotas es como sigue:

- Entradas discretas

- . Posición de interruptores
- . Posición de cuchillas desconectadoras de 85, 230 y 400 KV.
- . Posición del cambiador de derivaciones de los transformadores
- . Alarmas de equipos

- Entradas analógicas

- . Potencia real y reactiva de líneas de transmisión y de transformadores
- . Tensión en las barras de la subestación
- . Corriente en alimentadores de distribución (23 KV)
- . Frecuencia en algunas subestaciones
- . Tensión y frecuencia para aplicaciones de sincronización

- Acumuladores de pulsos

- . MWI de entrada y salida de líneas de enlace con otros sistemas, de transformadores de distribución y de alimentaciones a clientes en 85 KV
- . MVARI de alimentaciones a clientes en 85 KV

- Salidas discretas

- . Apertura y cierre de interruptores
- . Apertura y cierre de cuchillas desconectadoras de 85, 230, y 400 KV
- . Restablecimiento de relevadores auxiliares
- . Subir y bajar la posición del cambiador de derivaciones de transformadores.

Existen funciones adicionales que el sistema de control realiza y que se relacionan muy estrechamente con la adquisición de información; entre ellas pueden mencionarse:

- . Cálculo de MVA
- . Cálculo de MW y MVAR en algunos casos particulares
- . Funciones de control simuladas
- . Vigilancia de variables analógicas.

2.2 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

2.2.1 Terminal remota

Sus salidas discretas se acoplan a través de relevadores que excitan los actuadores de los dispositivos que se van a comandar. Los sensores que se instalan en las subestaciones son de dos tipos:

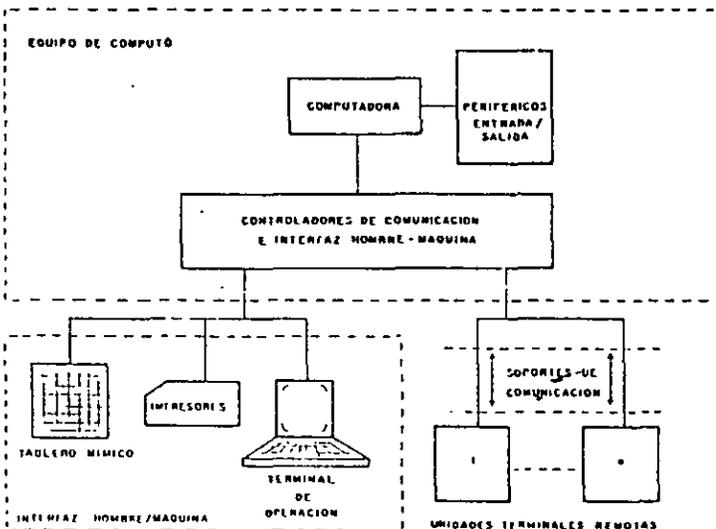


Figura 10 Configuración mínima de control con computadora

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE CLFC Y SU EXPANSIÓN

La etapa inicial de automatización del sistema central, contempló la realización de las funciones relacionadas exclusivamente con el control remoto y adquisición de datos de algunas subestaciones, pensando en una configuración no muy sofisticada, pero que permitiese su expansión para adicionar nuevas funciones.

La configuración que se seleccionó para el actual

Sensores binarios. Son de dos estados "0" y "1" que corresponden a cerrado/normal y abierto/alarma respectivamente, y se sensan a través de contactos.

Sensores analógicos. Los valores analógicos se reciben a través de transductores cuyas salidas se convierten a valores discretos.

Esta información se acondiciona hacia el centro de control a través de un adaptador de comunicaciones, el cual realiza la verificación de errores.

En lo referente al control, la terminal remota responde a dos modos de control: verificar antes de operar y operación directa. El primero se utiliza para realizar acciones de control que requieren muy alto grado de seguridad, en tanto que el segundo se usa para acciones que requieren menor grado de seguridad y acciones repetitivas de control (subir/bajar)

2.2.2 Canales de Comunicación

La información codificada y estructurada se envía al centro de control a través de los soportes de comunicación.

Los soportes de comunicación empleados en esta aplicación son línea telefónica y onda portadora y tienen las siguientes características:

- . Comunicación semidúplex .
- . Velocidades de transmisión 1200 Bd
- . Modulación por desviación de frecuencia
- . Líneas dedicadas (una remota) y compartidas (más de una remota)
- . Soportes de comunicación primario y respaldo

2.2.3 Centro de Control

Se cuenta con dos computadoras que operan en línea; mientras una de ellas está llevando el control del sistema, la otra está en condición de "lista para operar" y se le actualiza a través de un canal de datos.

El subsistema interfaz hombre/máquina tiene duplicados los controladores de las terminales de operación; además, cada uno de éstos puede comunicarse con el procesador central que está llevando el control.

La interfaz hombre/máquina está constituida por terminales de operación con base en pantallas de video policromáticas con teclado para entrada o solicitud de información y a estas terminales se les asocian impresoras esclavas con las que se obtiene información (alarmas, eventos, informes, etc.)

Este subsistema dispone de diferentes modos de control o autoridades. Las funciones que pueden realizarse desde alguna terminal de operación dependen de la autoridad asignada, existiendo los modos de programación, entrenamiento, transmisión, distribución y supervisor del sistema.

La interfaz de comunicaciones, como parte del subsistema de adquisición de datos, tiene la finalidad fundamental de acoplar la información de entrada/salida de la computadora con las terminales remotas e impresores. Opera con una configuración dual, y maneja ocho puertos por equipo, con sus respectivos adaptadores de canal. Para la comunicación remota se cuenta con 8 canales por puerto a través de una matriz conmutadora apoyada por un equipo modulador/demodulador. Contiene también el reloj de tiempo real del sistema y un circuito para inicializar en forma automática la computadora de respaldo en caso de falla de la otra.

2.3 Expansión del sistema

El sistema de control remoto y adquisición de datos en servicio debe expandirse a fin de hacer frente a las necesidades impuestas por el crecimiento de la red eléctrica y para satisfacer nuevos requerimientos funcionales para el control operativo del mismo.

Los problemas más relevantes que se pretenden resolver son los siguientes:

- Manejar en un futuro próximo hasta 35 subestaciones
- Relocalizar en un nuevo edificio (COC) los equipos del centro de control y los equipos de la interfaz hombre/máquina de la autoridad de transmisión
- Manejar un tablero mímico dinámico a nivel de interruptor; actualmente sólo se maneja una lámpara por subestación para indicar una condición de emergencia.
- Descentralizar el área de operación redes de distribución en tres centros regionales, dos de los cuales estarán alejados del nuevo centro de control (zonas: centro, norte y sur)

Para satisfacer los planes de expansión será necesario reconfigurar el sistema de control, según se indica en la figura 13.

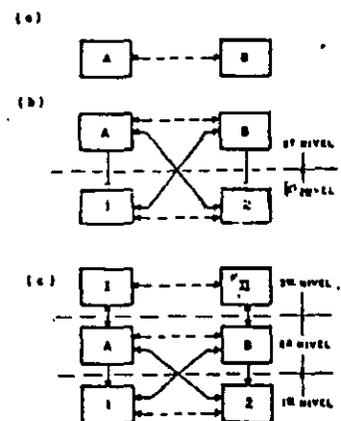


Figura 11 Configuraciones Básicas de Centros de Control

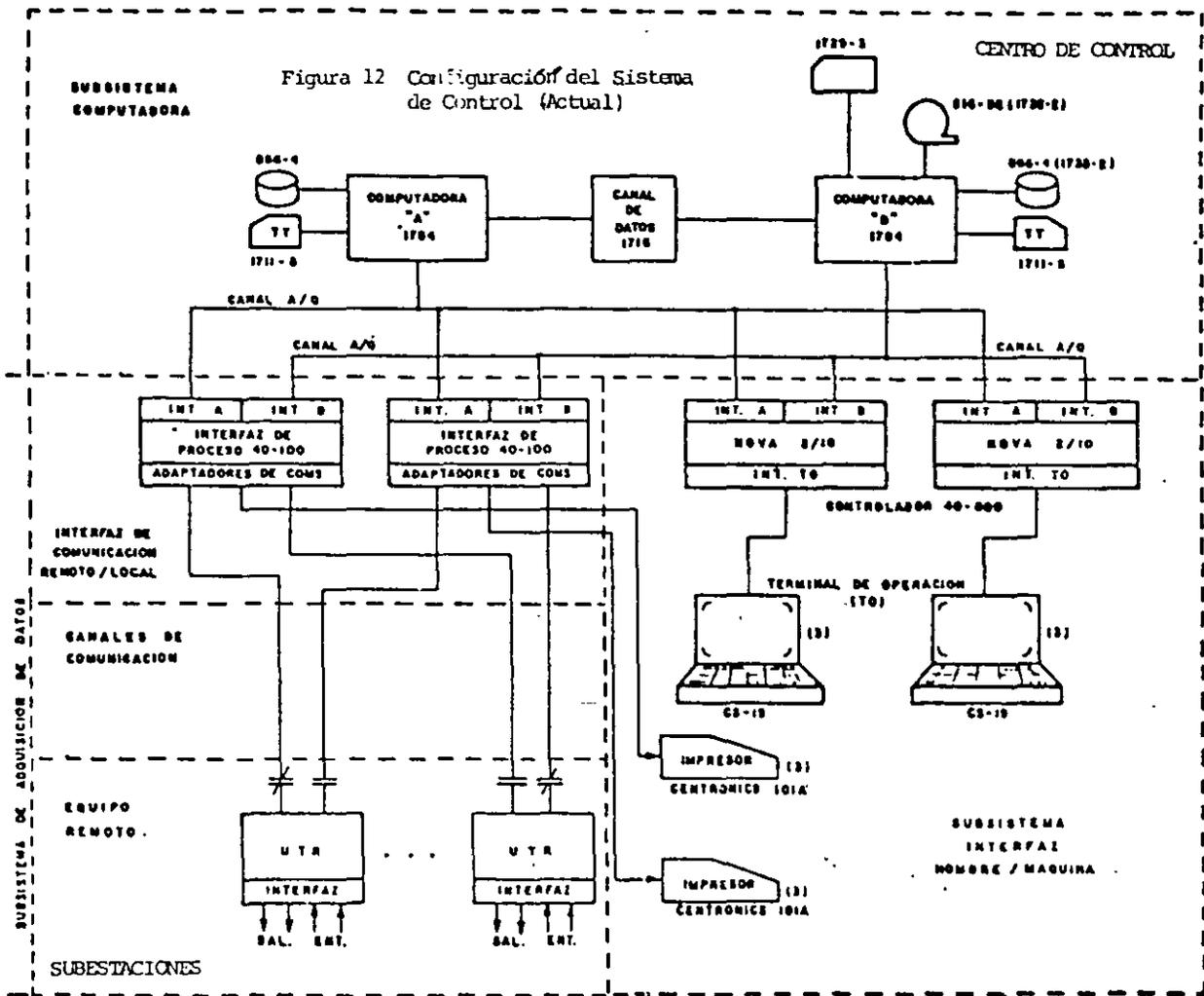
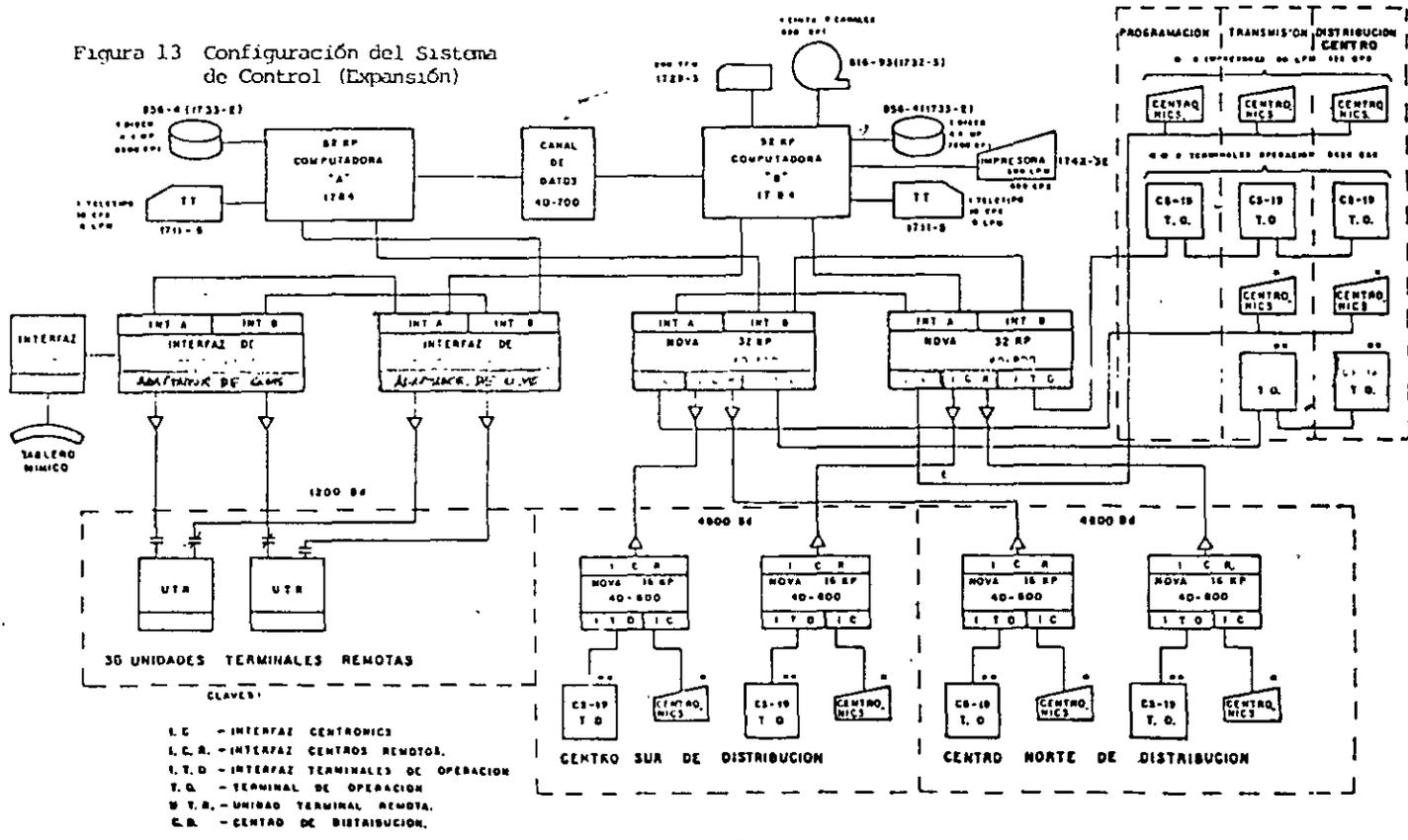


Figura 13 Configuración del Sistema de Control (Expansión)



3. EL SISTEMA DE INFORMACION Y CONTROL EN TIEMPO REAL

3.1 Introducción

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha delegado la operación y supervisión de la red eléctrica nacional en 8 áreas de control: (fig.14)

1. Central (México, D. F.)
2. Oriental (Puebla)
3. Occidental (Guadalajara)
4. Noroeste (Hermosillo)
5. Norte (Torreón)
6. Noreste (Monterrey)
7. Baja California (Mexicali)
8. Peninsular (Mérida)

La coordinación y supervisión de los centros de control de área está a cargo del centro nacional, ubicado en la ciudad de México, siguiendo estrategias y criterios a nivel nacional, para lograr los tres objetivos básicos:

- Continuidad en el suministro
- Calidad del servicio
- Optimización de los recursos energéticos primarios

En la actualidad se tiene una capacidad de 17600-MW distribuida en 178 centrales (hidráulicas, vapor, gas, ciclo combinado, geotérmicas, carbón, combustión interna), y 425 generadores, que transmiten la energía a través de más de 35000 Km. de líneas de transmisión (400, 230, 115 KV) y más de 200 subestaciones de 400, 230 y 115 KV.

Para lograr los objetivos mencionados, se requiere obtener información de la red troncal de generación y transmisión que permita tomar decisiones, ordenar acciones de control y analizar resultados de la operación del sistema.

3.2 Estructura Jerárquica

El proyecto SICTRE se configura en 3 niveles: (figura 15)

1er. Nivel.- Es el centro nacional con un sistema de 4 computadoras donde se recibe información de las áreas de control y se procesa para analizar la seguridad del sistema, despacho económico de la generación, y determinar los intercambios entre áreas, coordinando la operación como un todo nacional.

2o. Nivel.- Son los centros de control de área equipados con sistemas duales de computadoras donde se recibe la información proveniente de las subestaciones y centrales para supervisión y telemando de la red, y que es procesada para efectuar el control automático de generación, tomar acciones correctivas de emergencia y pronosticar la demanda.

3er. Nivel.- Son las terminales remotas instaladas en las subestaciones y centrales más importantes del sistema eléctrico interconectado que adquieren y transmiten la información a los centros de área y reciben y ejecutan los mandos provenientes de aquellas.

3.3 Terminales Remotas

Dentro del proyecto SICTRE se contemplan 3 diferentes tipos de unidades terminales remotas (UTR):

Harris 5000
Leeds and Northrup 2020
TRIEE

Las funciones típicas de las UTR's se pueden clasificar en:

- Transmisión de Datos.- Para actualizar los bancos de datos en tiempo real definidos en las computadoras de los centros de área. Esos datos son los estados del equipo (interruptores abiertos o cerrados, alarmas, protecciones, etc.) y las mediciones analógicas MW, MVAR, KVHZ, MWH).
- Recepción de mensajes de la computadora. - Cuando ésta la interroga en busca de determinada información o para ejecutar los comandos de abrir o cerrar interruptores, o de subir o bajar la generación en las unidades bajo control automático, o para cambiar derivaciones en un banco de transformadores.

Los tiempos de exploración de una UTR son típicamente los siguientes:

Cada dos segundos se adquiere la medición de flujo de potencia activa (MW) de los enlaces entre áreas y en su caso, de los enlaces externos.

Cada 4 segundos se adquieren las mediciones de los generadores en control automático y de la frecuencia del sistema, así como reportar los cambios de estado de los interruptores, protecciones y ejecutar las órdenes de subir o bajar.

Cada 12 segundos se adquieren el resto de las mediciones analógicas.

Cada 60 segundos se adquieren los estados de los restantes dispositivos.

Cada 5 minutos se leen los acumuladores de MWH de generadores, enlaces y cargas.

3.4 Estación Maestra Centros de Control de Área

Cada centro de control de área está equipado con un sistema dual de computadoras Harris H500 de 512 K palabras cada una. (Fig.16). Una de ellas está en línea mientras la otra está como respaldo para absorber todas las funciones en caso de fallar la primera.

También en forma redundante, con posibilidades de conectarse a una u otra computadora se tienen los periféricos propios del sistema de cómputo: 2 unidades de disco de 80 megabytes, 2 unidades de cinta magnética, 2 impresoras de líneas y una lectora de tarjetas.

Cada computadora tiene asociada una terminal esclava de video en blanco y negro con teclado, para la operación y administración de la misma.

Cuenta con la interfaz hacia los registradores gráficos y al tablero mímico.

Se tiene además el subsistema de comunicaciones con las unidades terminales remotas a través de transmisores-receptores cuyo número varía según el número de remotas conectadas a la estación maestra, agrupándose varias remotas por cada puerto de entrada, así como también la interfaz con los dos canales de comunicación al centro nacional.

Las computadoras en tiempo real requieren una referencia de tiempo muy precisa a partir de la cual se actualizarán cada segundo, y para no depender de la frecuencia del sistema eléctrico existe una doble interfaz a un dispositivo de frecuencia patrón.

Interfaz Hombre-Máquina

Mediante dos gabinetes generadores de video se tienen 4 consolas con pantallas de televisión a color; 3 de las consolas tienen doble pantalla y serán utilizadas por los despachadores del sistema eléctrico y la cuarta es de una sola pantalla para mantenimiento, desarrollo y entrenamiento. Cada una de ellas tiene un teclado alfanumérico, un teclado de funciones, pluma-luminosa y dispositivo posicionador de cursor.

Se cuenta además con 3 impresores de eventos y alarmas y con un copiador de video.

Programación Básica

Puede resumirse en lo siguiente:

- Sistema operativo en tiempo real
- Adquisición y procesamiento de datos
- Subsistema interfaz hombre/máquina
- Comunicaciones
- Enlace de datos
- Base de datos y rutinas de acceso
- Generador de reportes
- Mantenimiento y soporte de programación (edición, depuración, integración)
- Recuperación e inicialización

3.5 Estación Muestra Centro Nacional

El equipamiento del centro nacional está configurado en 2 niveles: proceso y preproceso, funcionando en línea una computadora en cada nivel y permaneciendo las otras 2 como respaldo en caso de falla de las primeras.

Nivel de Proceso

Las computadoras Harris H500 tienen una capacidad de 256K palabras y en ese nivel se localizan los periféricos: 2 unidades de disco de 300 megabytes, 2 unidades de cinta magnética, 2 impresoras de líneas y una lectora de tarjetas.

También en el nivel de proceso se tiene la interfaz con 5 impresores de eventos, con los registradores gráficos, y con el tablero mímico, así como la provisión para un enlace futuro con computador para propósitos de planeación.

Nivel de Preproceso.

Las computadoras Harris H 500 tienen una capacidad de 128 K palabras, y es en ese nivel donde se adquieren los datos procedentes de las áreas de control mediante canales duales de comunicación a

cada una de ellas, y donde se tiene la interfaz hombre/máquina consistente en 4 generadores de video a color para manejar 7 consolas, 4 de ellas con doble pantalla de televisión para el despacho y supervisión de la red eléctrica, y 3 más con una sola pantalla para estudios, entrenamiento y mantenimiento. Se cuenta también con un copiador de video.

Memoria compartida

Para alojar las bases de datos y tener rápido acceso a ellas por las exigencias del proceso en tiempo real, se tiene en esta configuración Harris 9400, memoria adicional por 384 K palabras, también redundante, y que se comparte por los dos niveles de cómputo.

Además se cuenta con terminales esclavas de video-blanco y negro y teclado, para la administración y operación de las computadoras.

Programación Básica

Se tienen los mismos subsistemas en las estaciones maestras de las áreas de control pero adaptados a la configuración de 4 computadoras.

3.6 Base de Datos

Se tienen tres tipos de bases de datos: tiempo real, administración de energía y programas de aplicación:

Base de datos de tiempo real (SCADA)

En cada área de control se tiene una base de datos SCADA con 6 tipos diferentes de puntos, correspondiente a la información dinámica proveniente del campo.

- TIPO 1 - ESTADOS (interruptores, cuchillas, protecciones, etc.)
- TIPO 2 - ANALÓGICOS (MW, MVAR, KV, HZ, etc.)
- TIPO 3 - ANALÓGICOS CALCULADOS (MVA, sumas de MW y MVAR para cargas, flujos, etc.)
- TIPO 4 - ACUMULADOS (MWH)
- TIPO 5 - ACUMULADOS CALCULADOS (sumas de MWH de varios puntos, etc.)
- TIPO 15 - RESULTADOS DEL ESTIMADOR DE ESTADO - (información procesada y validada en el centro nacional y regresada al área en cuestión)

De todos los puntos definidos en las áreas de control se transmiten al centro nacional únicamente aquellos que son de interés para el modelo de la red nacional, y se alojan en base de datos SCADA nacional.

Base de datos de administración de energía (EMS)

También en cada área de control existe una base de datos EMS que contiene la información requerida para las unidades generadoras que estarán bajo control automático, o únicamente supervisadas, pero que participarán en el modelo de generación, para efectos de control, reserva y costos de producción.

Se tienen varios tipos de puntos definidos, y las variables dinámicas requeridas en ellos provienen de las bases de datos SCADA.

- TIPO 7 - Curvas de costos, reserva, zonas, tipo de generación, etc.
- TIPO 8 - Capacidad, límites, eficiencia, etc.
- TIPO 9 - Desviación generación, factores penalización, etc.
- TIPO 10 - Error de área, frecuencia, puntos base, factores de participación, etc.
- TIPO 11 - Modos de control

A su vez el centro nacional tiene el modelo de generación completo a nivel nacional en su propia base de datos EMS y hay transferencia de información en ambos sentidos hacia las bases de datos EMS de las áreas de control.

Base de Datos de Programas de Aplicación (APPS)

Esta base de datos reside únicamente en el centro nacional y contiene la información correspondiente al modelo de la red: número de áreas de control, enlaces, buses, líneas, transformadores, generadores, capacitores, reactores, cargas e interruptores, con sus respectivos parámetros y variables dinámicas, - las cuales también se alimentan de la base de datos SCADA.

3.7 Programas de Aplicación

A partir de la infraestructura primaria del equipamiento y adquisición de datos para la operación y supervisión del sistema eléctrico, se implementan las funciones de más alto nivel en el proyecto SICTRE: la optimización de la operación de la red sobre dos aspectos básicos: SEGURIDAD Y ECONOMIA.

A continuación se numeran los programas de aplicación y se da una breve descripción.

3.7.1 Programas de Aplicación Áreas de Control

Control Automático de Generación

Se encarga de la regulación de las unidades generadoras que se encuentran bajo control para corregir el error de área en base a las variaciones de frecuencia e intercambio entre áreas con objeto de mantener los límites especificados.

Pronóstico de Carga

Suministra los valores de demanda horaria y hexahoraria en MW para cada área de control, para periodos de tiempo de hasta 7 días por adelantado. Los resultados de las 6 áreas interconectadas se transmiten al centro nacional donde se consolida el pronóstico a nivel nacional.

Supervisión de la Reserva

Proporciona la cantidad de reserva disponible en MW para propósito de generación y seguridad del sistema eléctrico y se calcula en base regiones de generación.

Análisis Post-Disturbio

Guarda la información de los últimos barridos de la adquisición de datos con objeto de permitir el análisis posterior de las condiciones de la red antes de la

ocurrencia del disturbio, durante el disturbio y posterior al mismo.

Tiro y Restauración de Carga

Función semiautomática que se encarga proporcionar al operador la información de las cargas que deberán desconectarse/conectarse en forma manual, para lograr restablecer condiciones de equilibrio de la red en caso de emergencia.

3.7.2 Programas de Aplicación Centro Nacional

Configurador de la Red

Procesa la información para determinar la topología de la red incorporando los datos necesarios, a partir de la cual se tendrá un modelo consistente para la solución de los casos de análisis.

Estimador de Estado

Se encarga de obtener un vector de voltajes y ángulos estimados a partir de la información redundante de la base de datos en tiempo real, desechando las mediciones incorrectas o incorporando las faltantes por falla de algún componente o de la terminal remota completa.

Análisis de Contingencias

A partir de una lista seleccionada de contingencias, proporciona una evaluación de la seguridad del sistema en estado estable para las condiciones existentes en la red.

Flujos en Línea y Fuera de Línea

Proporciona al operador una herramienta eficiente de análisis que utilizará para tomar decisiones tanto con las condiciones presentes de la red eléctrica o con casos especiales de estudio.

Despacho Económico Restringido

El objeto del programa es obtener el punto base de operación más económica y factores de participación para cada unidad generadora despatchable representada por una curva de costo de producción, pero contemplando las restricciones que impone la propia red eléctrica.

Cálculo Automático de Intercambios

En un período de tiempo de aproximadamente 4 segundos y bajo condiciones normales de operación, se calculan las potencias de intercambio que deberán cumplirse entre las áreas interconectadas.

Coordinación Hidro-térmica

Obtiene el predespacho horario para satisfacer la demanda pronosticada asignando las unidades generadoras hidráulicas y térmicas optimizando la utilización de los recursos hidráulicos y el costo de los combustibles.

Costos de Producción

Proporciona el costo horario de producción pa

ra todas las unidades generadoras térmicas y el total por área de control. Cada área de control recibirá la información de sus costos de producción - transmitida desde el centro nacional.

4. CONCLUSIONES:

La filosofía de los sistemas de control con computadoras ha cambiado en los últimos años, siendo ahora los objetivos fundamentales de su diseño la seguridad y la economía operativa de las redes eléctricas de potencia. De los niveles de control jerárquicos el adaptivo es el encargado de resolver los aspectos de seguridad, debiendo considerar al operador como parte importante del sistema de control, a fin de aprovechar su sensibilidad.

El área eléctrica central cuenta con un sistema dual de control remoto y adquisición de datos (SCADA), en servicio desde el año de 1977, teniendo a su cargo un total de 20 subestaciones, las cuales están sin atención local de personal.

Este sistema está en vías de expansión para hacer frente al crecimiento del sistema y para satisfacer los requerimientos operativos del área de Operación Redes de Distribución, ya que pretende descentralizarla en tres centros regionales.

También se ha tratado de mostrar la importancia del proyecto SICTRE por su magnitud y por los resultados esperados.

El estado de avance de este proyecto permite contemplar con optimismo la conclusión exitosa del mismo, lo que significará en un futuro cercano, que se cuente con las herramientas más avanzadas que permitan operar el cada vez más difícil y complejo sistema eléctrico nacional con mejor confiabilidad, calidad, economía y seguridad.

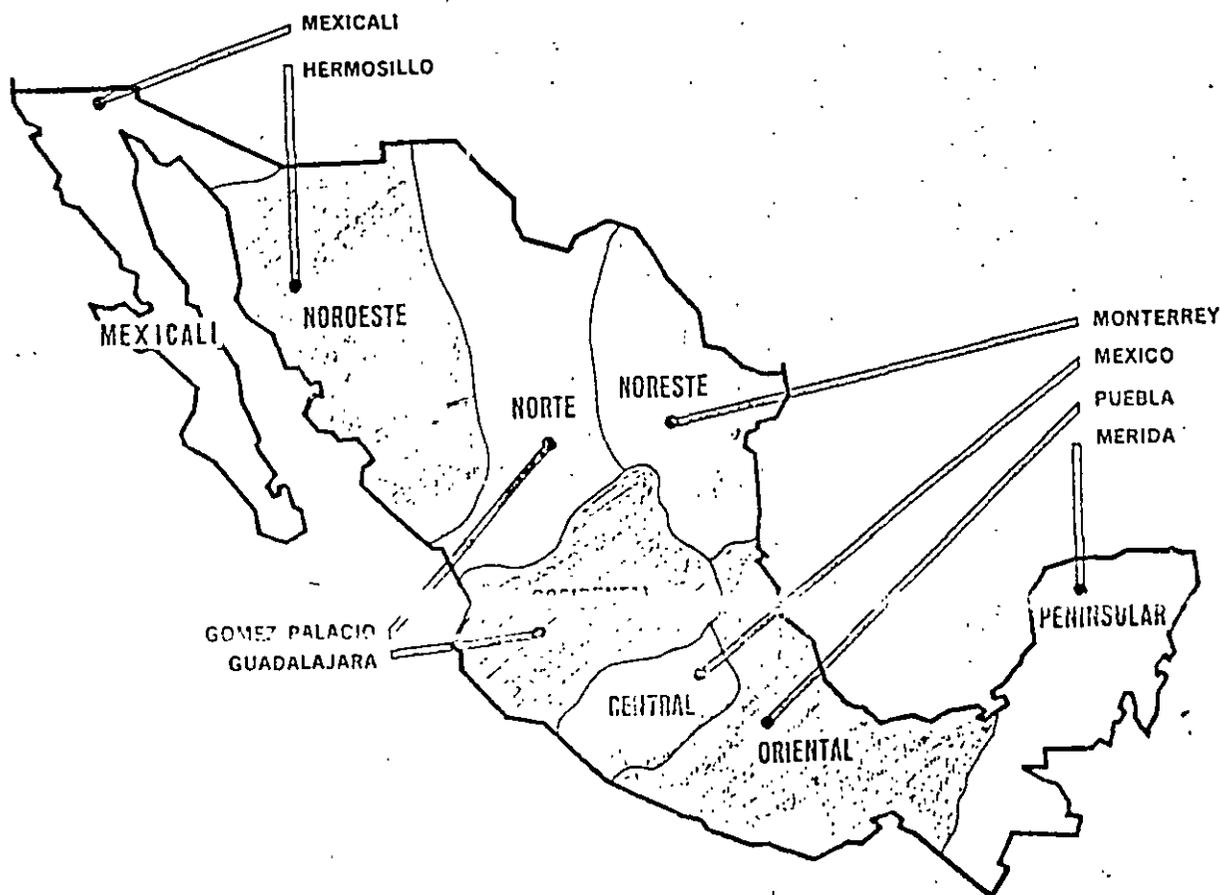
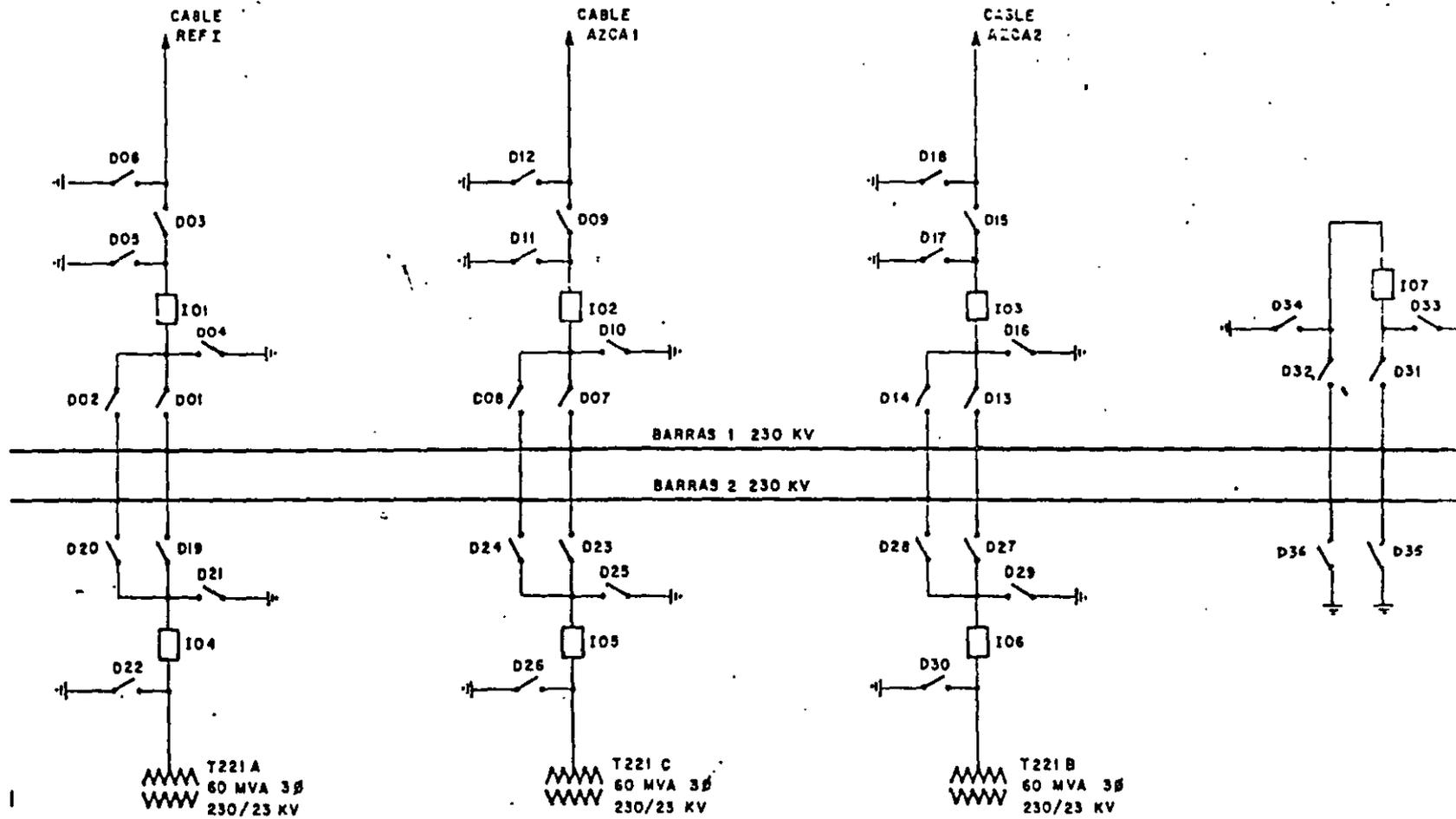


FIGURA 14

BIBLIOGRAFIA

1. Digital Computer Process Control
Cecil L. Smith, International Text Book Company
1972
2. Micro Computer Architecture and Programming
John F. Wakerly Wiley 1981
3. Real Time Control of Electric Power Systems
E. Handschin Brown Boveri & Company Limited 1972
4. Probability, Random Variables, and Stochastic
Processes
Athanasios Papoulis, McGraw-Hill
5. Luis Rance C. - El Proyecto SICRE en el Centro
Nacional de Control de Energía de la C.F.E.
6. Desarrollo e Implantación del Sistema de
Control Remoto y Adquisición de Datos de
la CIEC
A. Frausto y A. Camargo-Simposio UAM 1979
7. Aplicación de Sistemas de Control en los
Centros de Despacho de Redes Eléctricas
A. Frausto - MEXICON 1978, IEEE
8. Control en Sistemas de Potencia
F. Aboytes - Curso Operación - C.F.E.
9. Redundancia en el Equipamiento de Centros
de Control
A. Frausto - Curso Operación - C.F.E.
10. Statement of Work
Contrato CFE/Harris 1979

Marzo, 1983



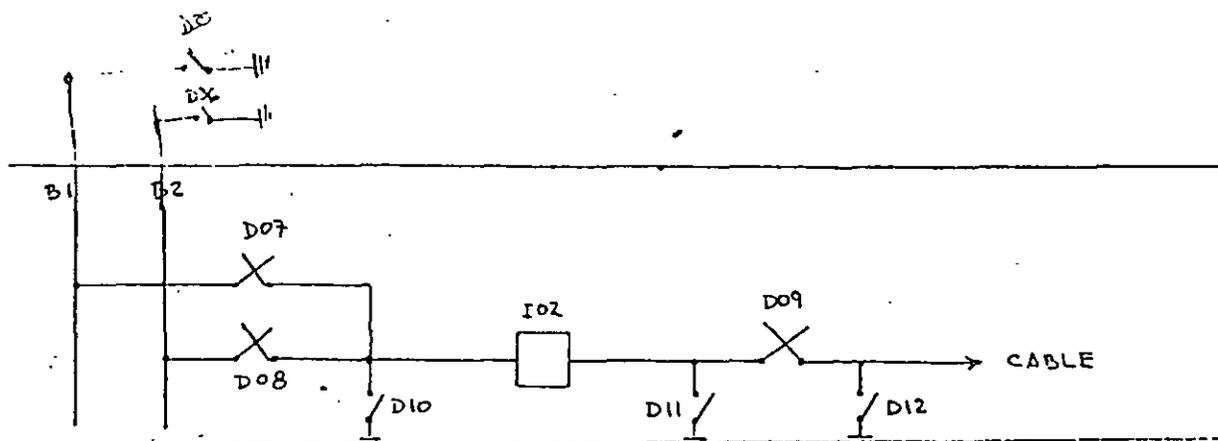
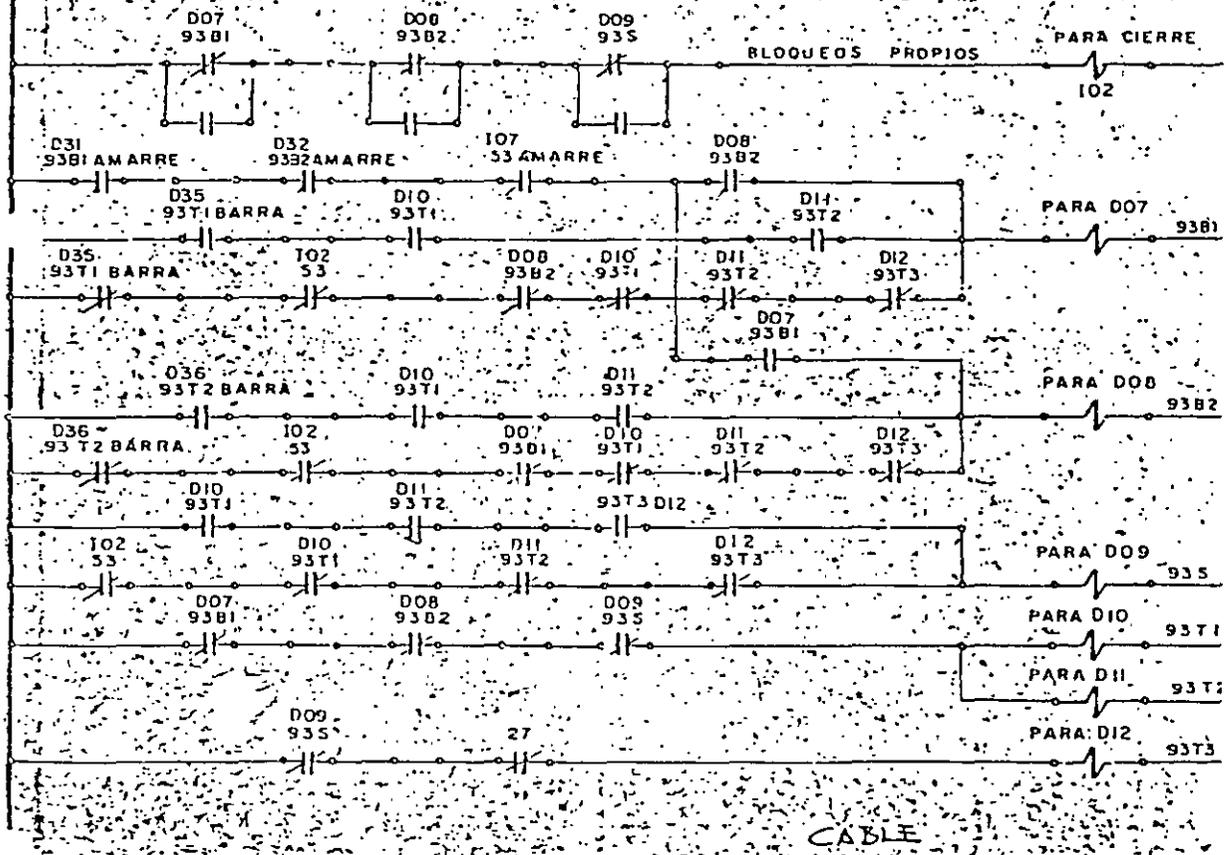


DIAGRAMA DE BLOQUEOS (1-)



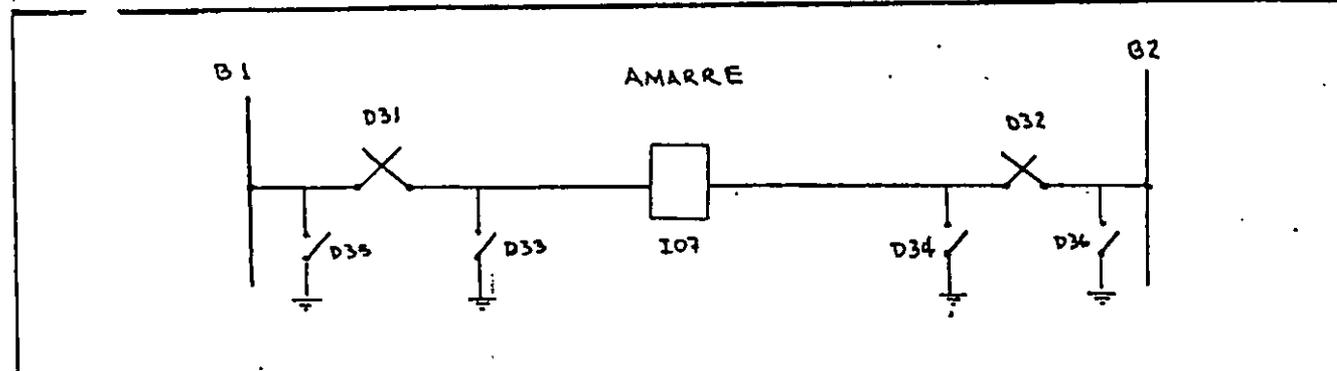
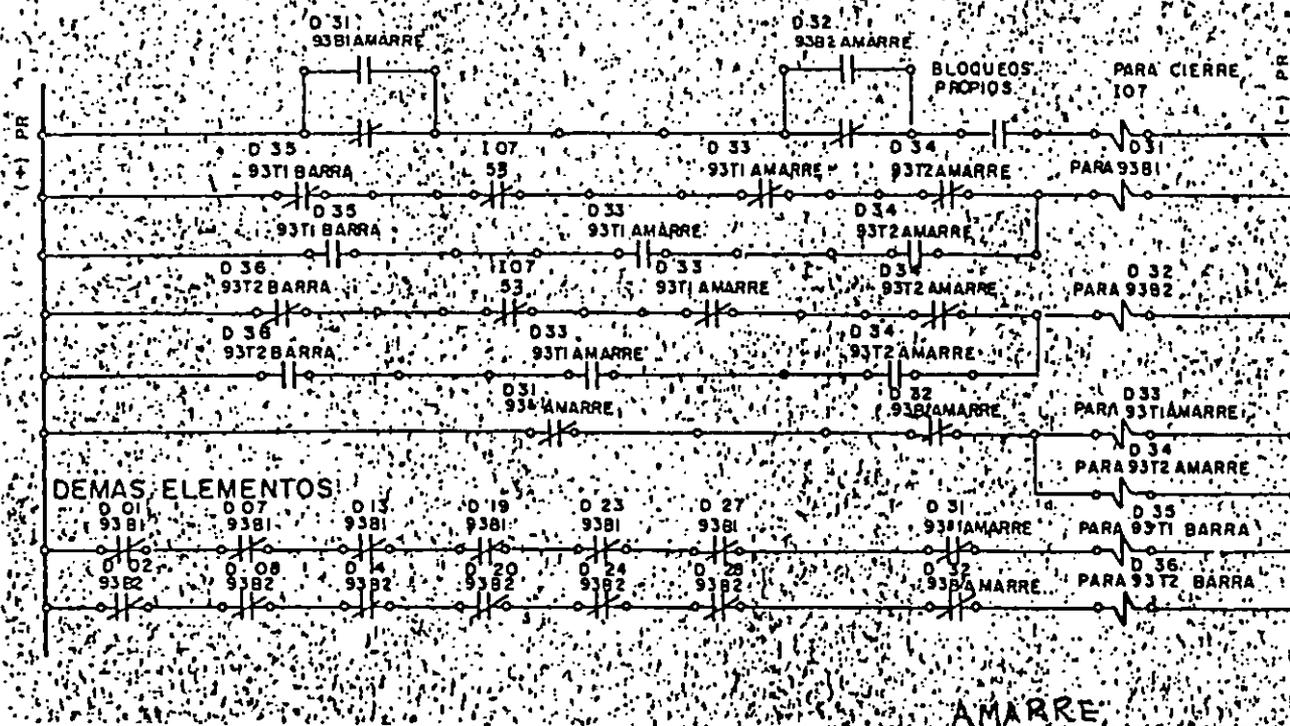
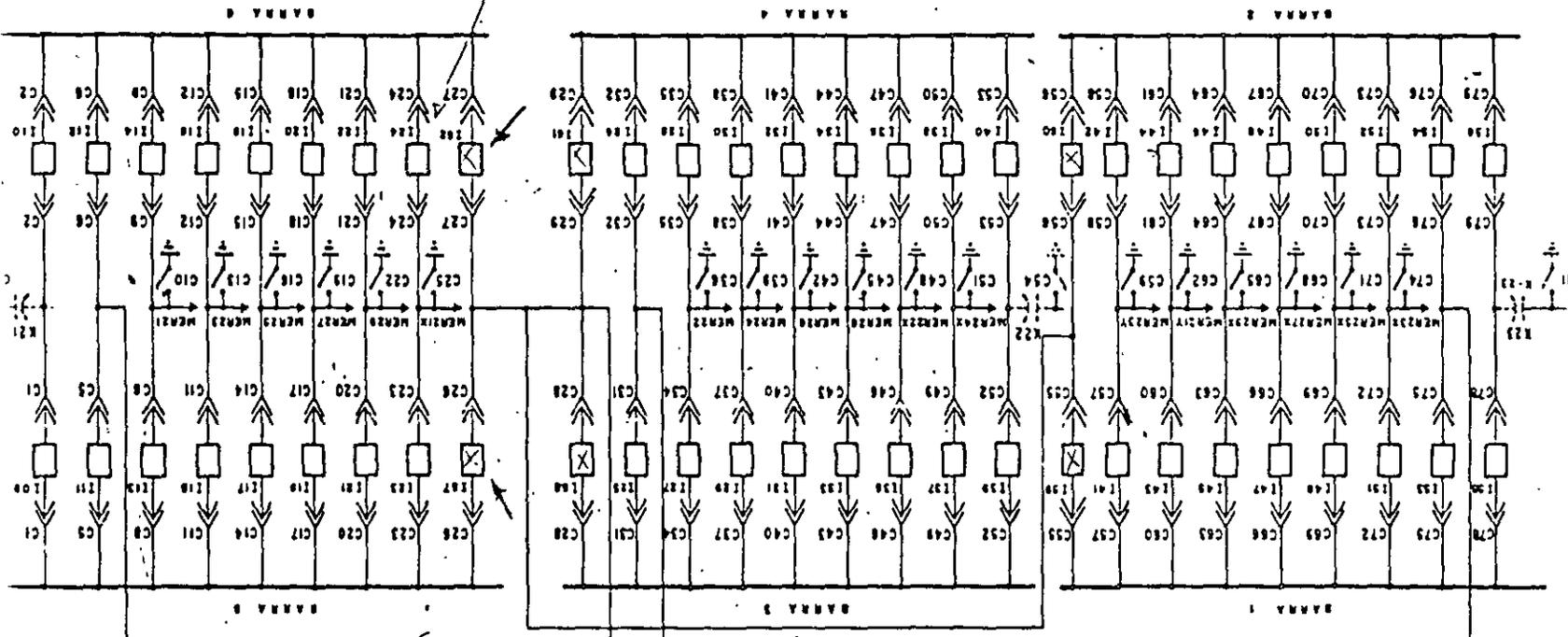


DIAGRAMA BLOQUEOS



2/15
x 12
86 BS
29 2



86-1
BARRA 4
BARRA 3
BARRA 2
BARRA 1

86-1
BARRA 4
BARRA 3
BARRA 2
BARRA 1

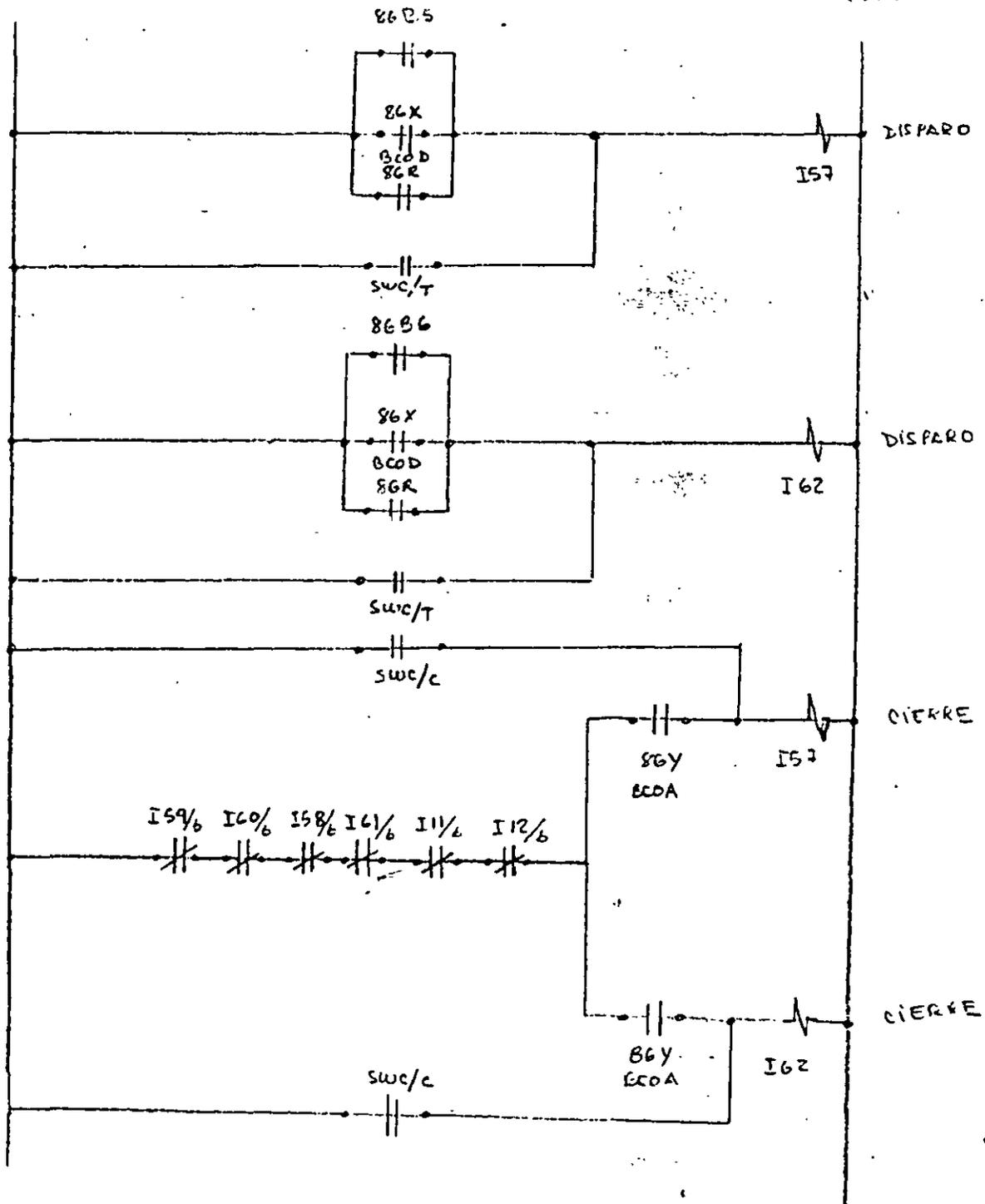
86-1
BARRA 4
BARRA 3
BARRA 2
BARRA 1

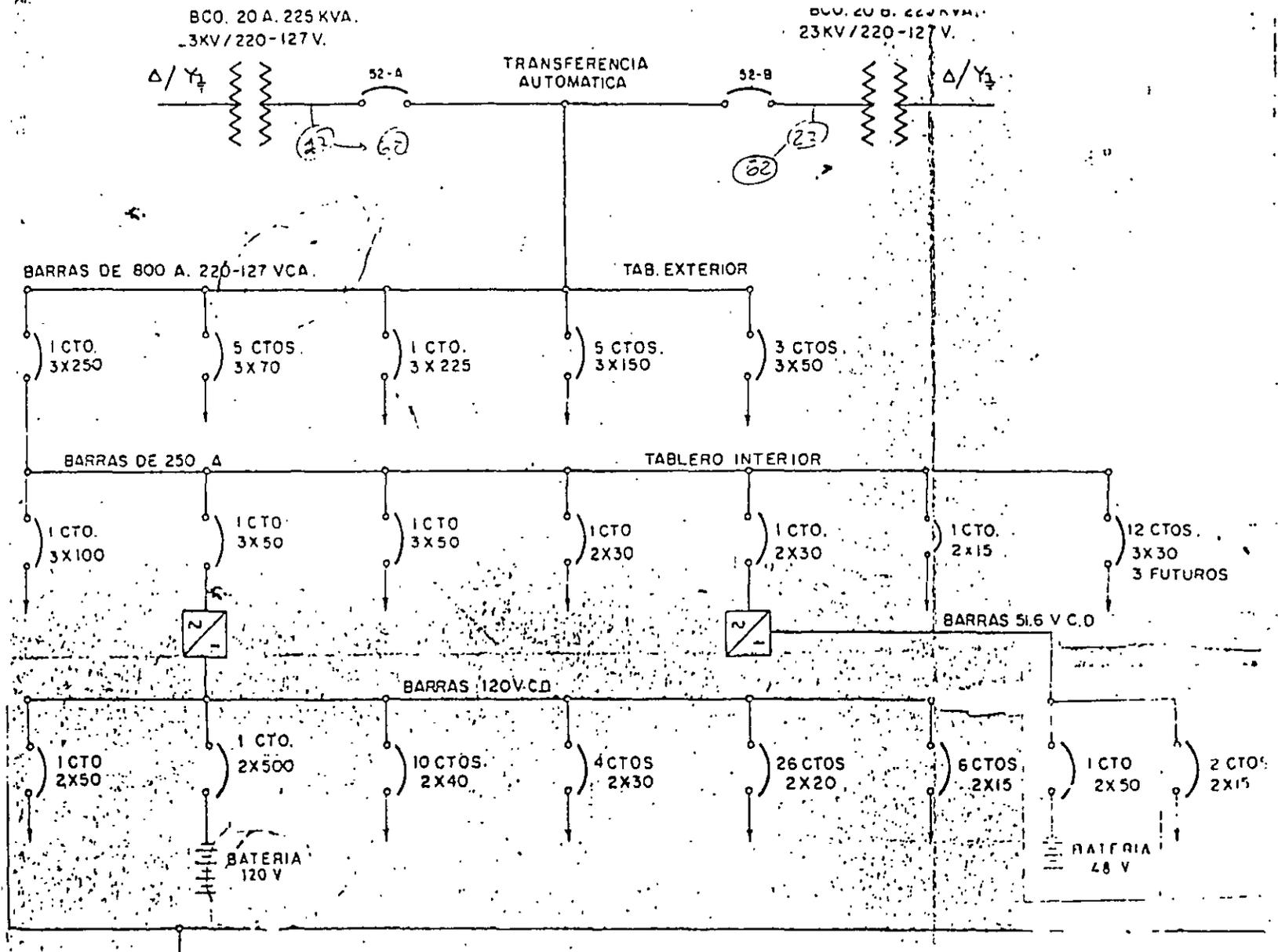
86-1

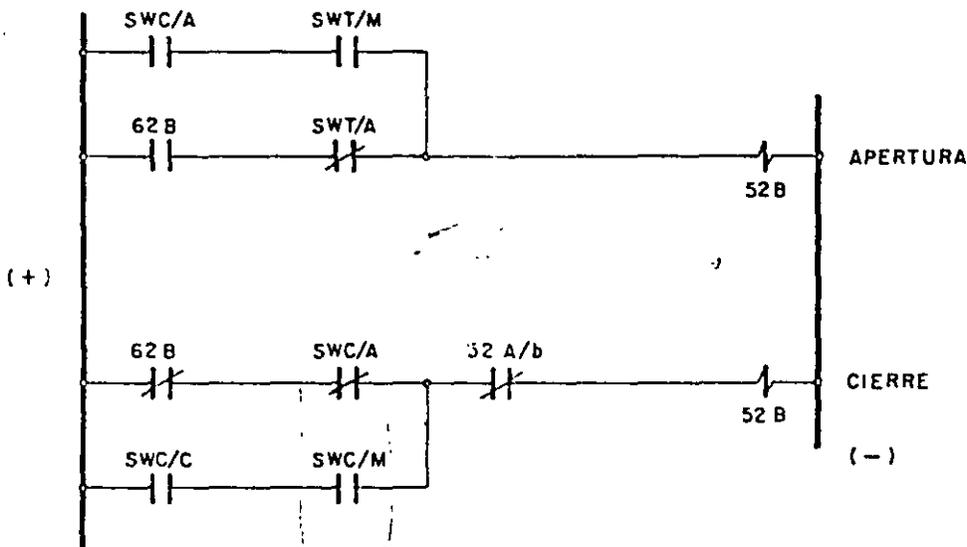
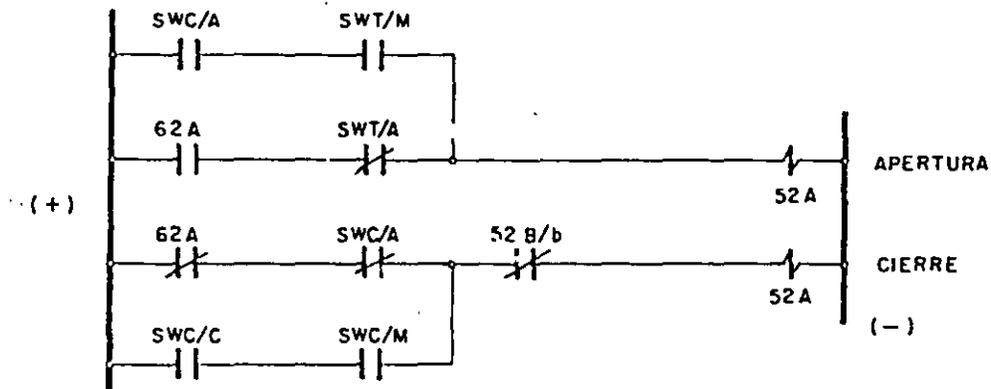
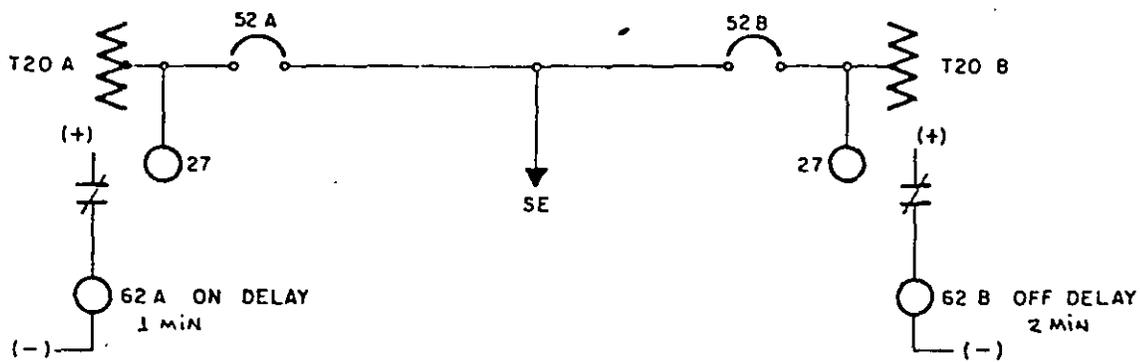
86-1

(+)PR

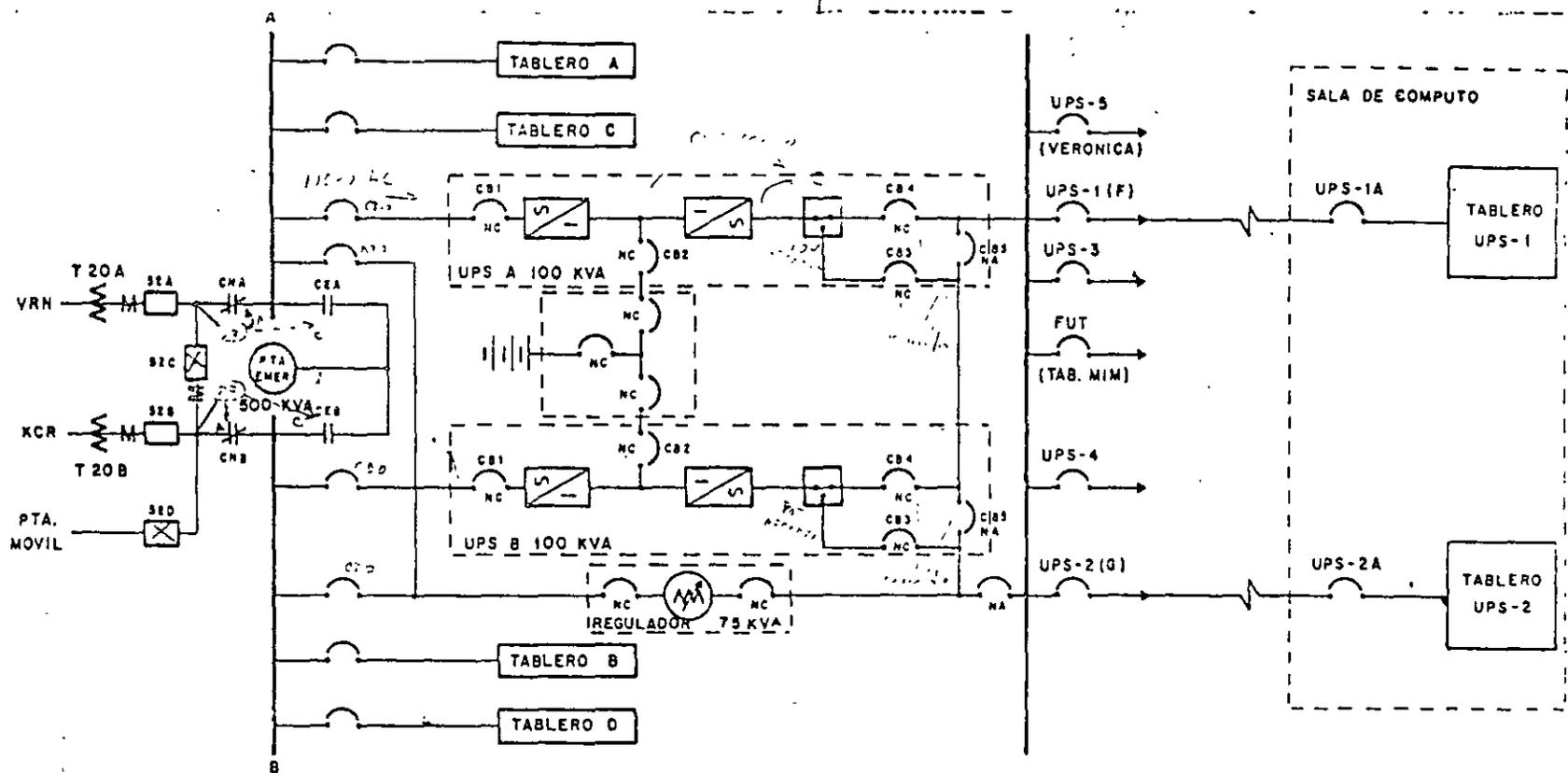
(-)TR







TRANSFERENCIA AUTOMATICA
SERV. DE ESTACION

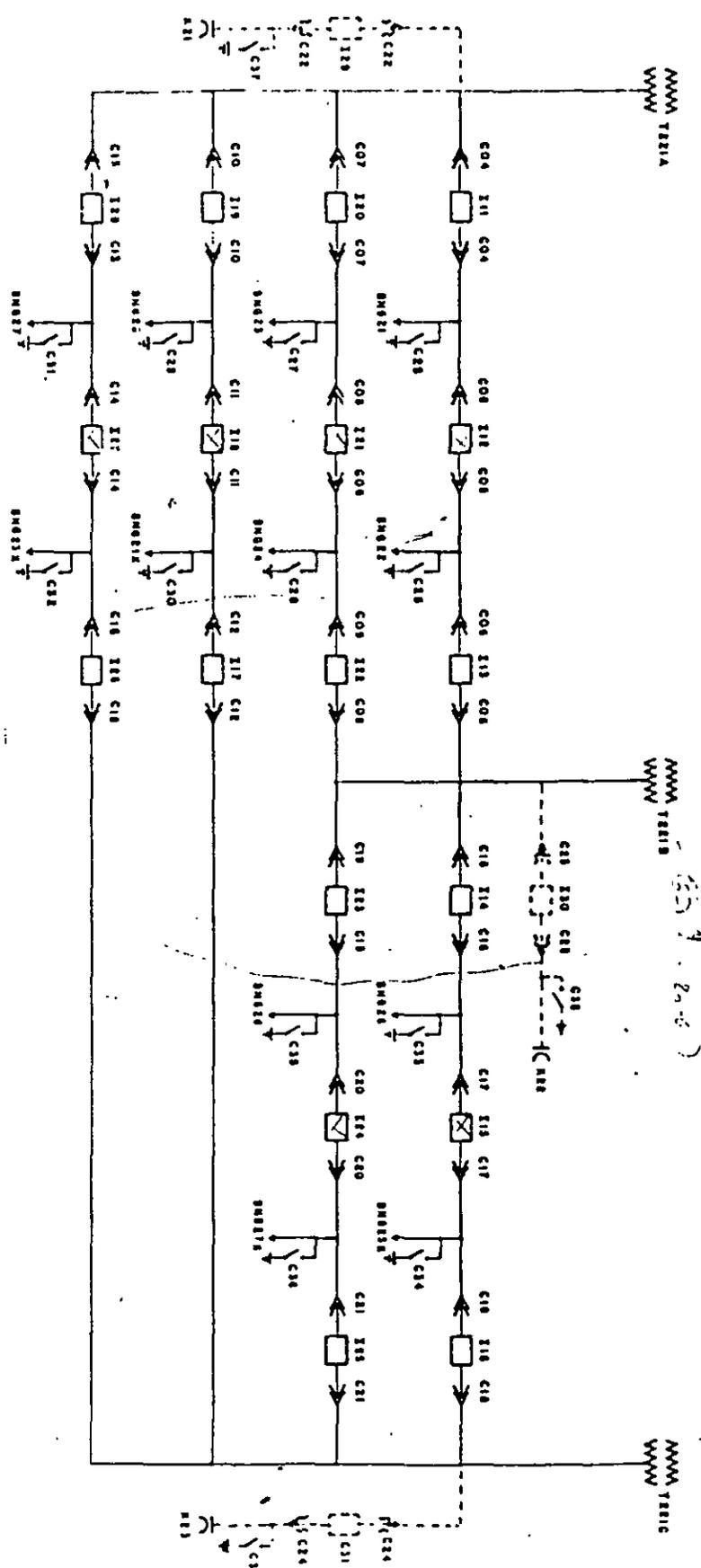


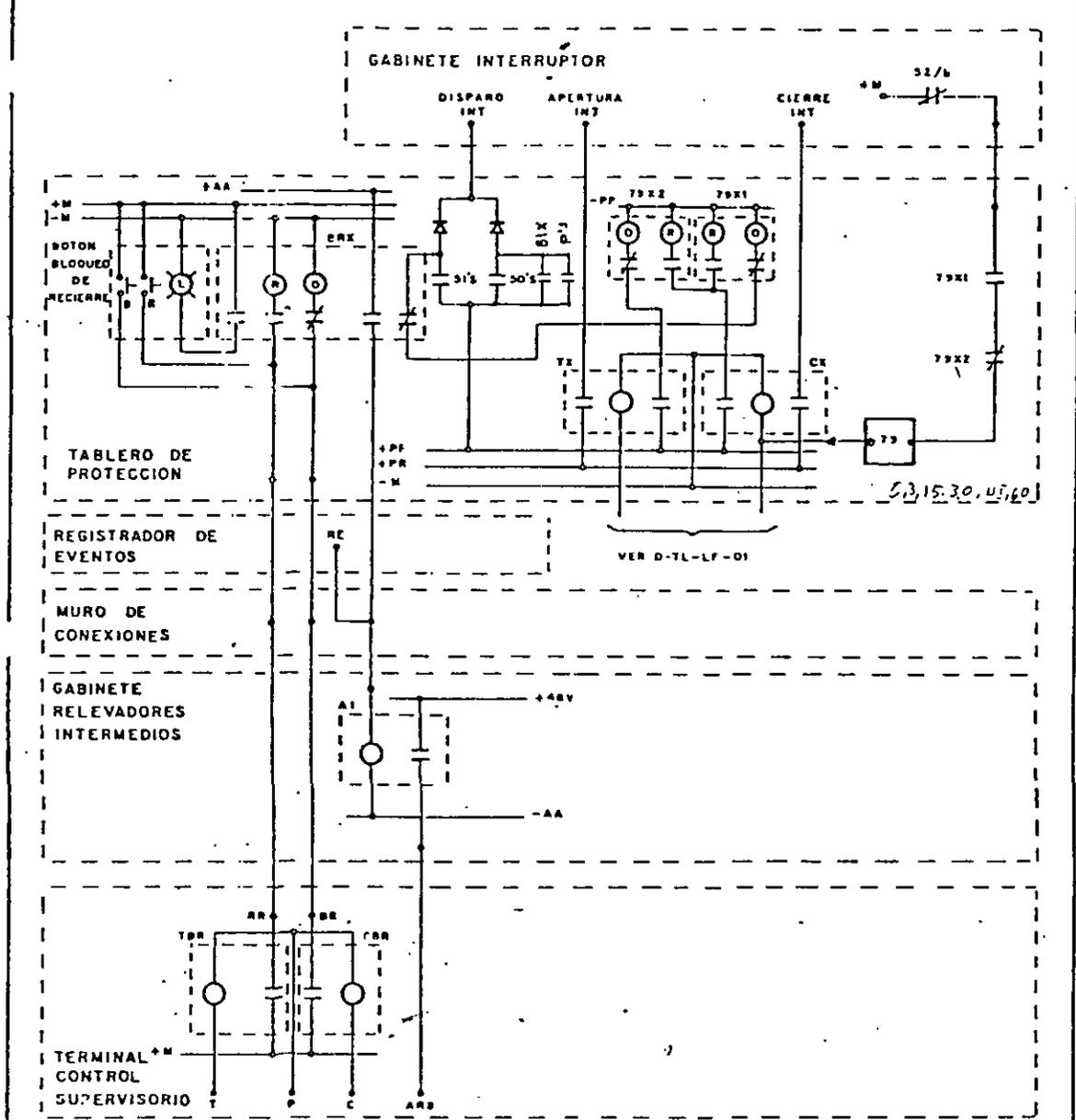
SIMBOLOGIA

- | | | | |
|--|----------------------------|--|-------------------------|
| | INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO | | RECTIFICADOR |
| | PLANTA DE EMERGENCIA | | INVERSOR |
| | TRANSFORMADOR | | INTERRUPTOR ESTATICO |
| | REGULADOR DE VOLTAJE | | INTERRUPTOR EN AIRE |
| | INTERRUPTOR EN AIRE N-C | | INTERRUPTOR EN AIRE N-A |

Handwritten notes:
110-110-10
...

6





P's < ANILLO : 26X y 26R
 DOBLE I : 86B1, 86B2 23KV.

APROBADA POR: A. C. R.	ING. ELECT.	OP. SIST. SUB.	MANTO Y TALL.	LAB.	CONST.	AUTOMAT.
PROYECTO: H. R. R.						
FECHA: 8/14/87						
REV. NUEVO						

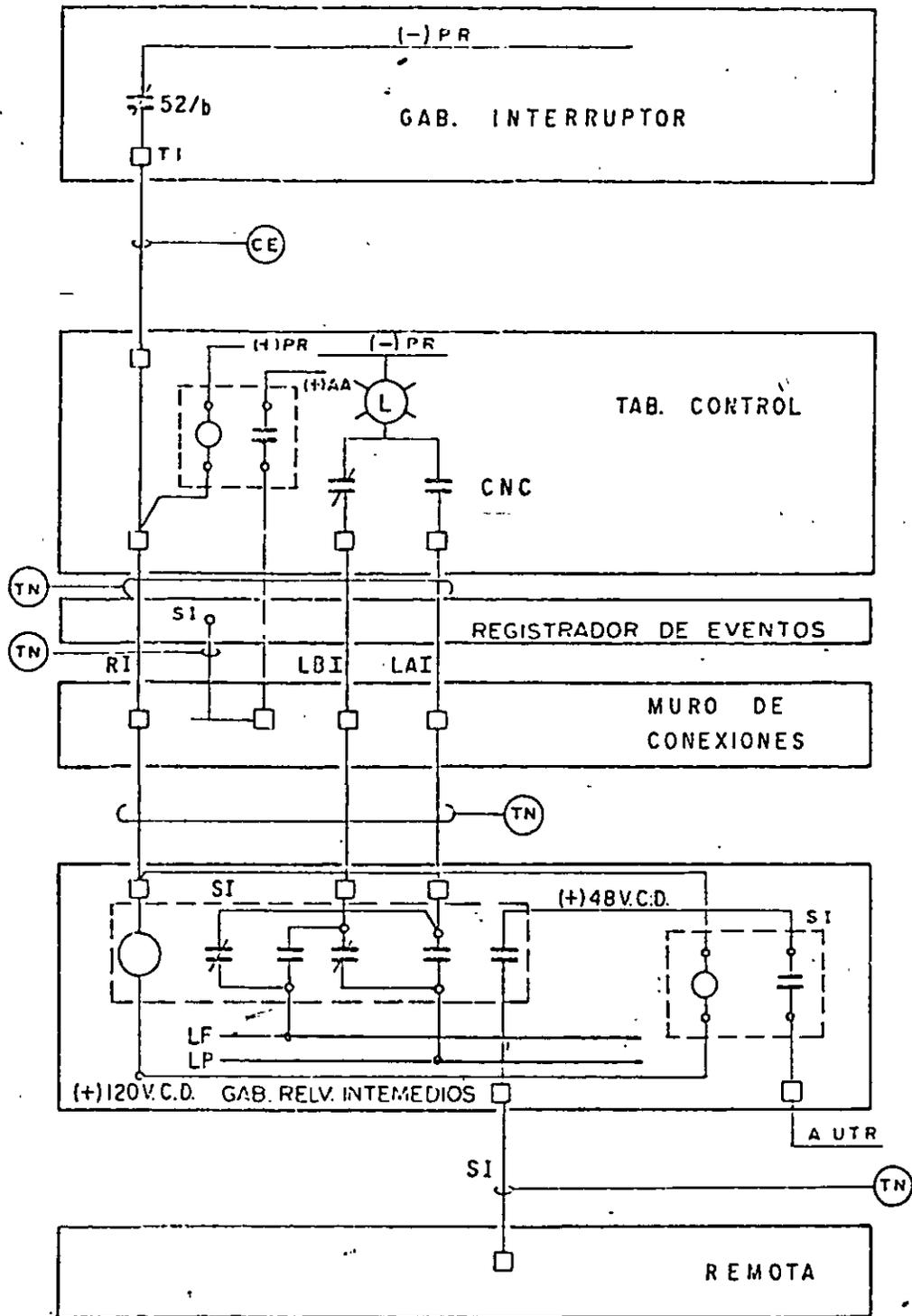
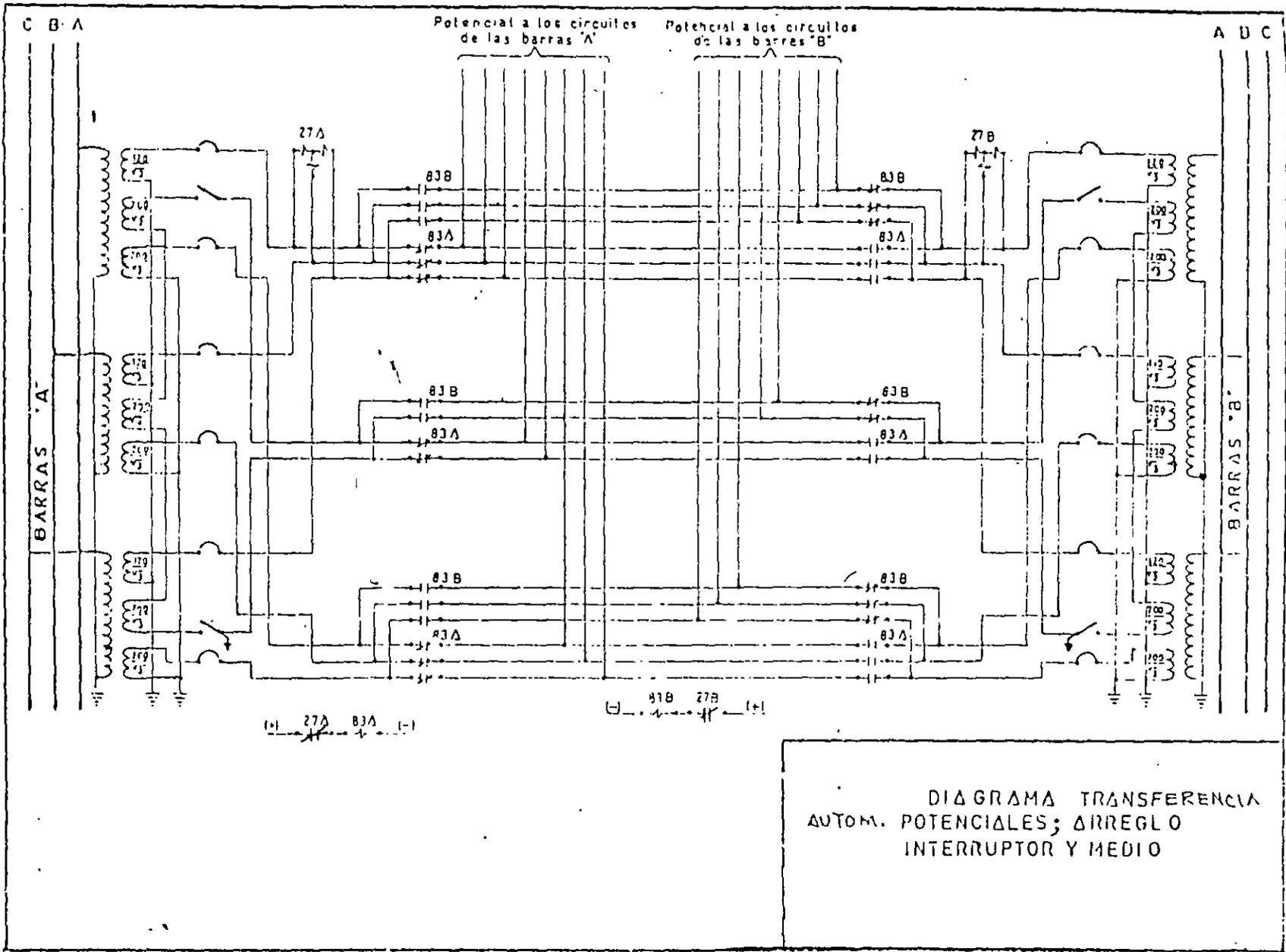
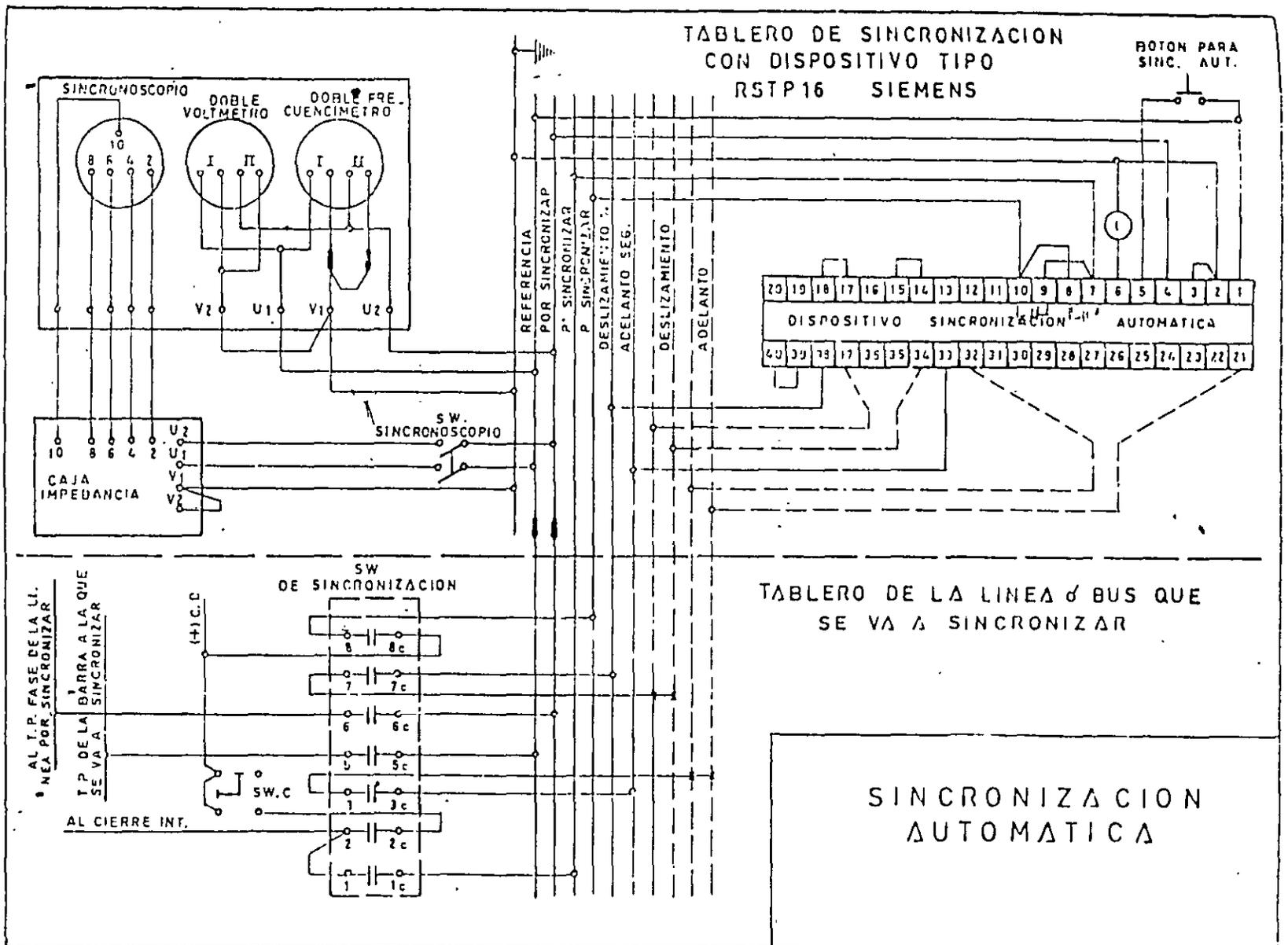


FIGURA 7.7 - SEÑALIZACION REMOTA DE INTERRUPTORES CON LUZ FIJA Y LUZ INTERMITENTE CONEXION MODIFICADA.





TABLERO DE SINCRONIZACION
CON DISPOSITIVO TIPO
RSTP16 SIEMENS

BOTON PARA
SINC. AUT.

20 19 18 17 16 15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1
DISPOSITIVO SINCRONIZACION AUTOMATICA
40 39 38 37 36 35 34 33 32 31 30 29 28 27 26 25 24 23 22 21

TABLERO DE LA LINEA O BUS QUE
SE VA A SINCRONIZAR

SINCRONIZACION
AUTOMATICA

AL T.P. FASE DE LA L.I.
PARA POR SINCRONIZAR

T.P. DE LA BARRA A LA QUE
SE VA A SINCRONIZAR

AL CIERRE INT.

SW
DE SINCRONIZACION

(+) C.D.

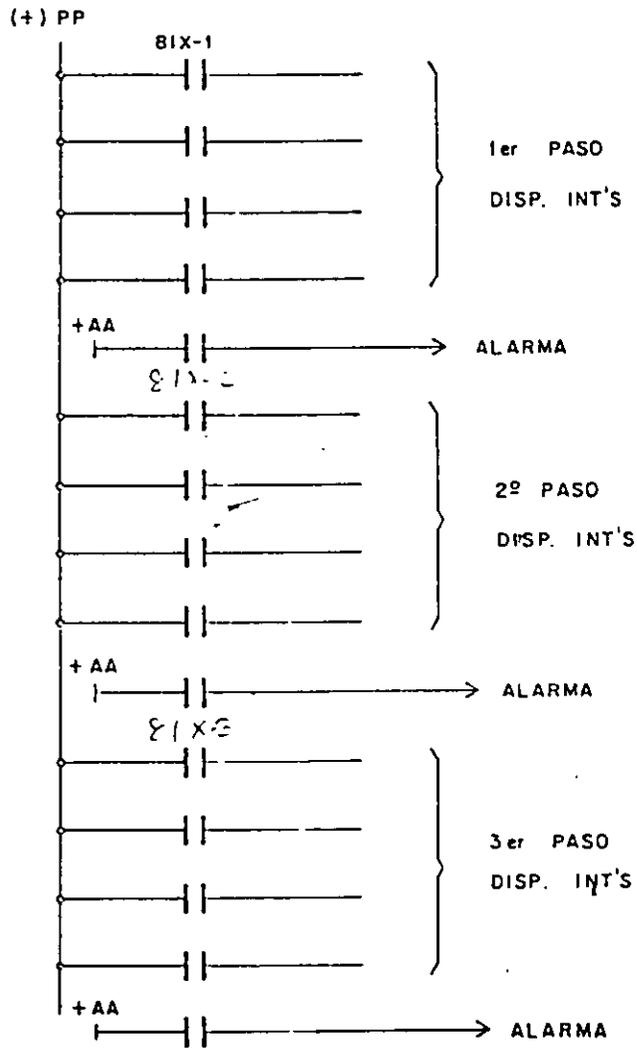
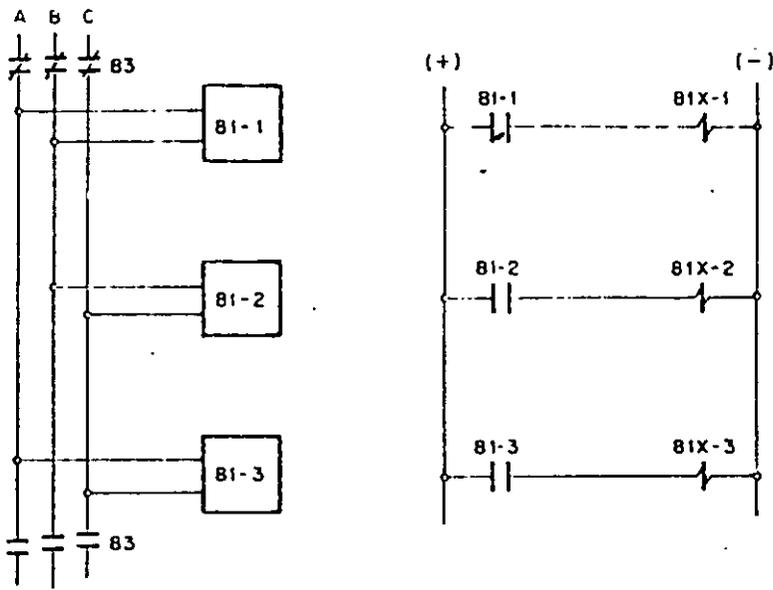
SW.C

REFERENCIA
POR SINCRONIZACION
P. SINCRONIZAR
DESPLAZAMIENTO
ACELANTO SEG.
ADELANTO

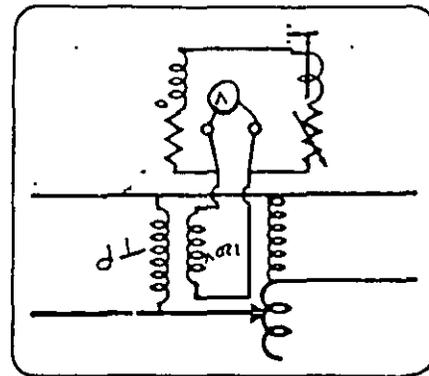
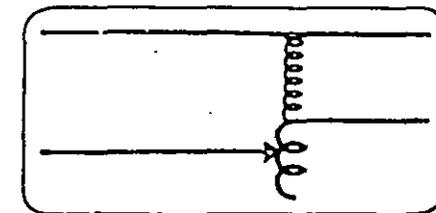
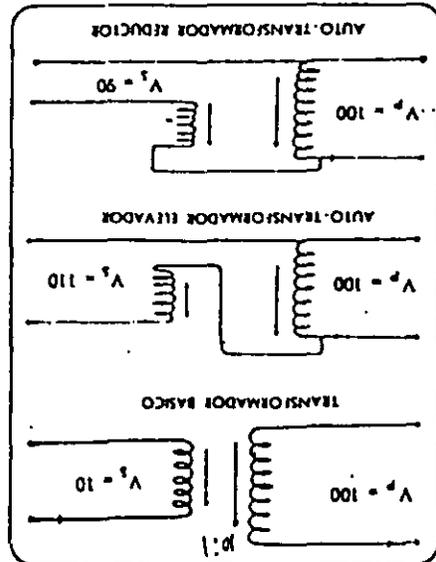
SW.
SINCRONOSCOPIO

CAJA
IMPEDANCIA

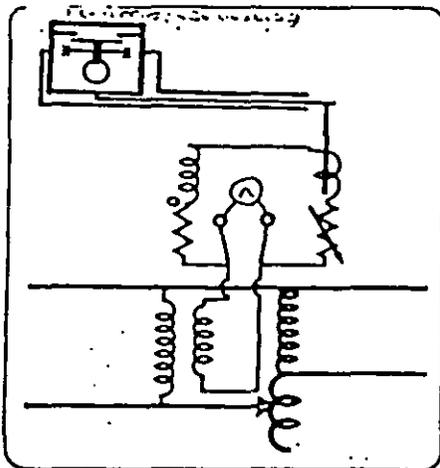
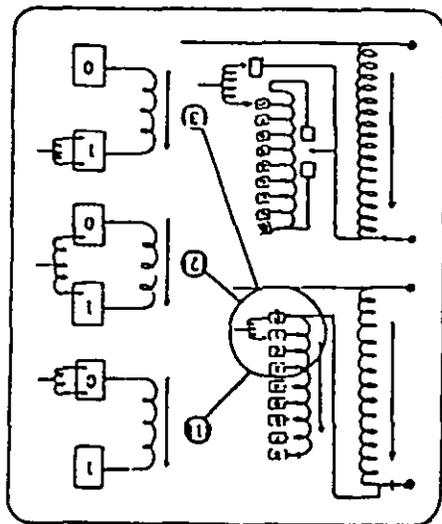
SINCRONOSCOPIO
DOBLE VOLTMETRO
DOBLE FRECUENCIMETRO



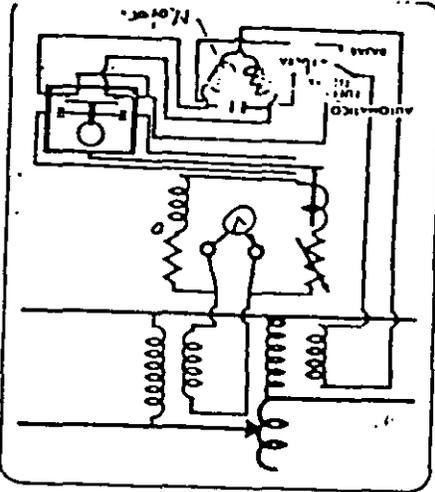
TIRO DE CARGA
POR BAJA FRECUENCIA



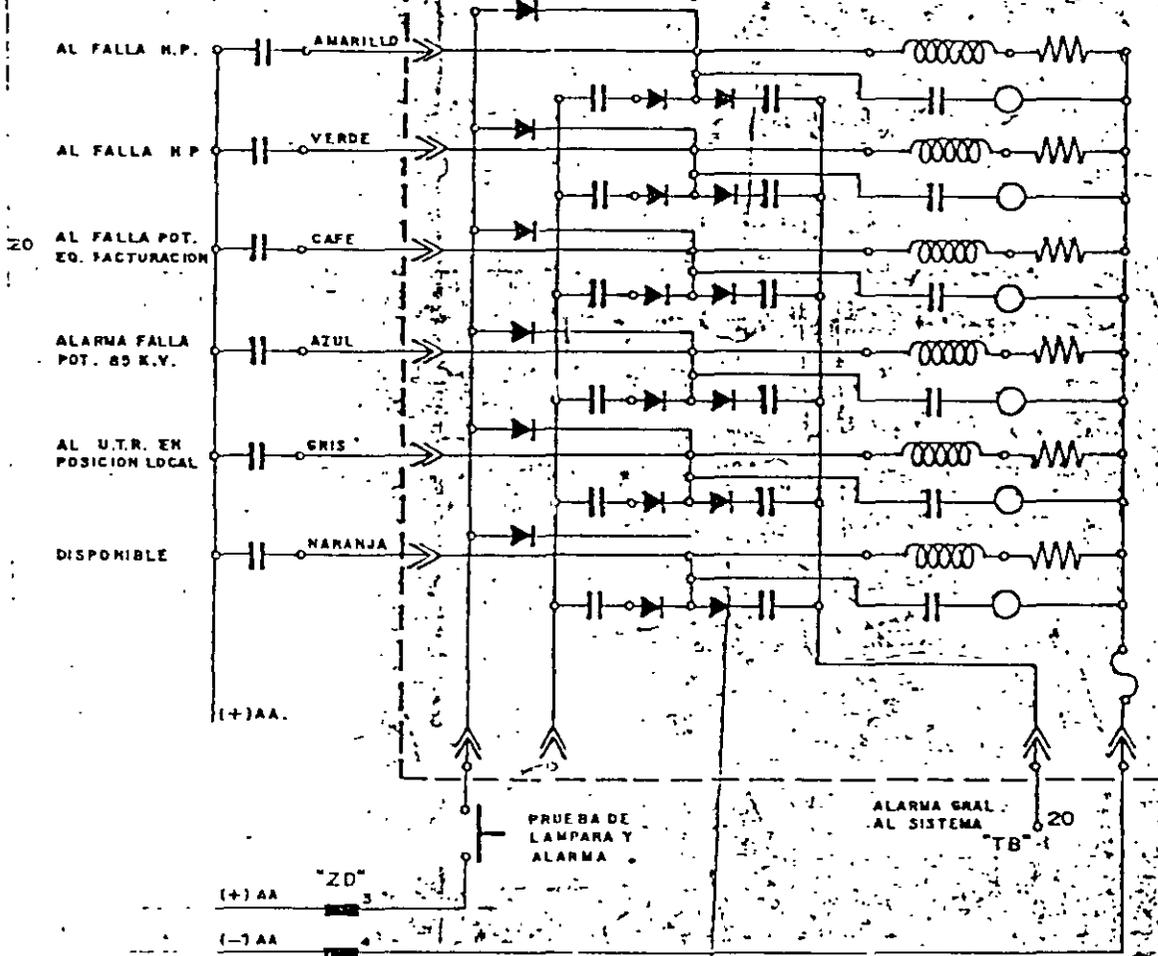
Relajador de Regulación de Voltaje



Abastecimiento de Energía al Motor



CUADRO DE ALARMAS MODELO
LyF AGN-RI



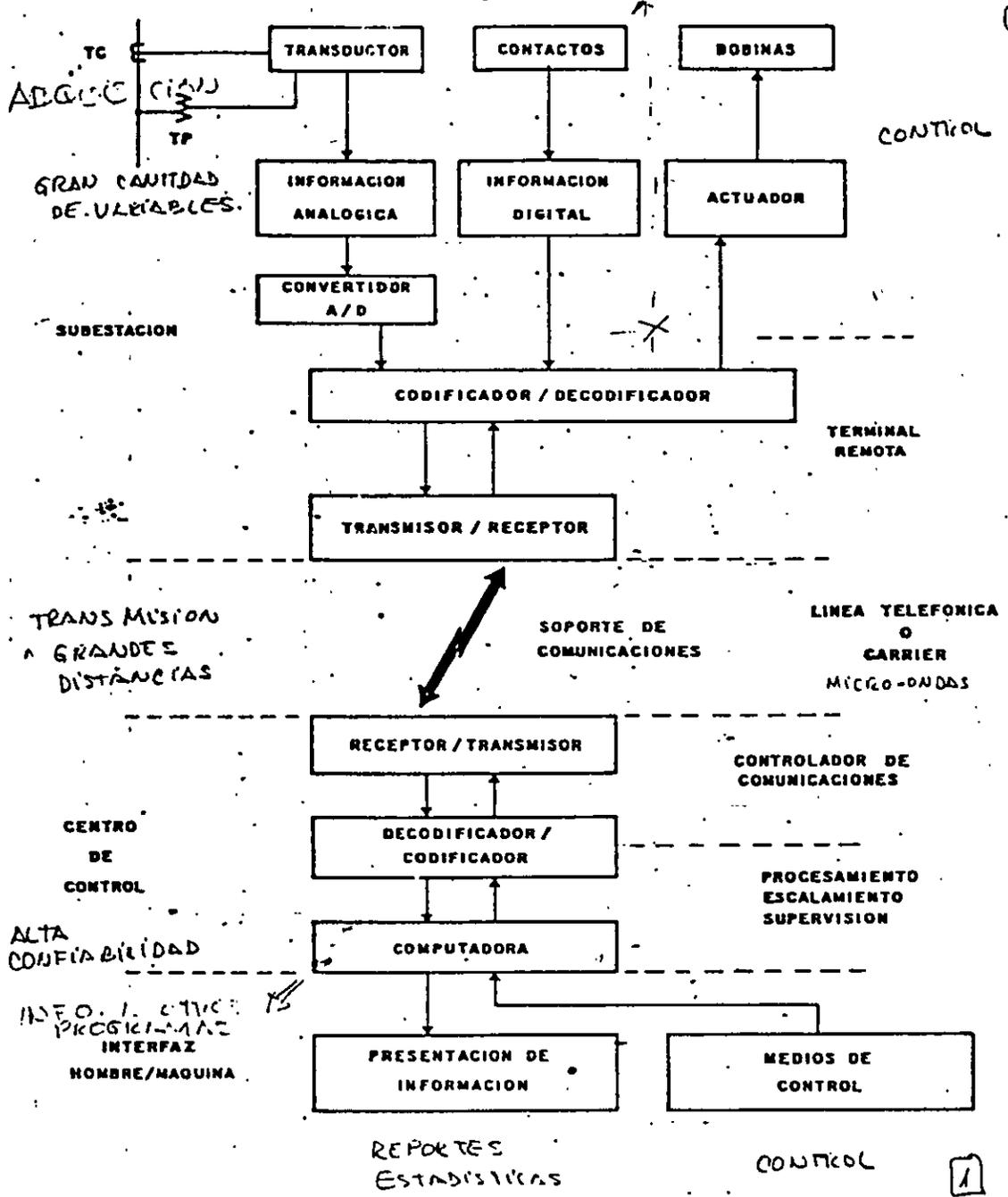


FIG - 6

SCADA = SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS Y CONTROL SUPLEN. ESTRUCTURA BASICA.

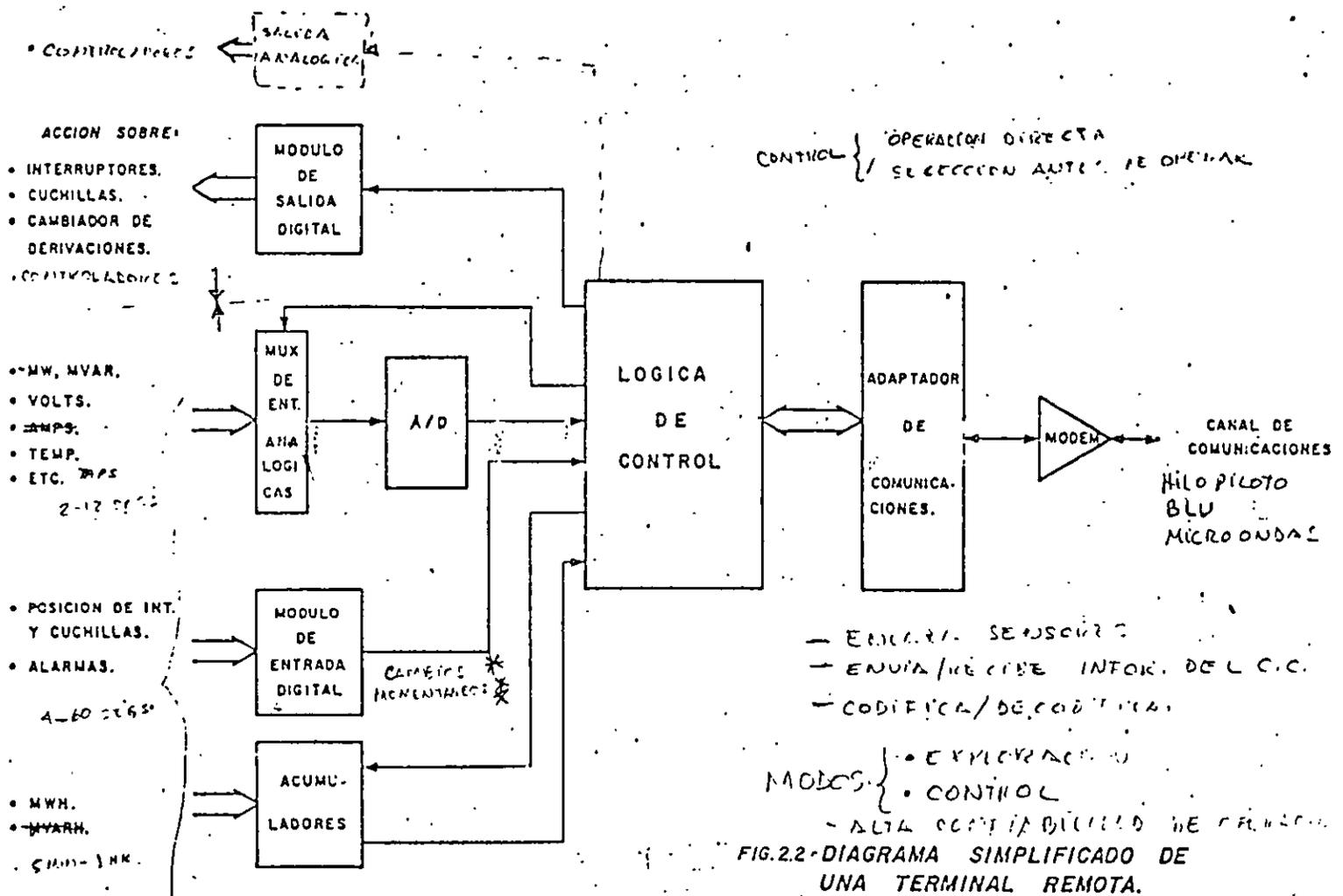


FIG.22-DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UNA TERMINAL REMOTA.

TECNICAS DE EXPLORACION

- CICLICA - A DIFERENTE FREC: 2,4,10,60 Hz
- PER EXCEPCION

TIPOS DE UTILES:

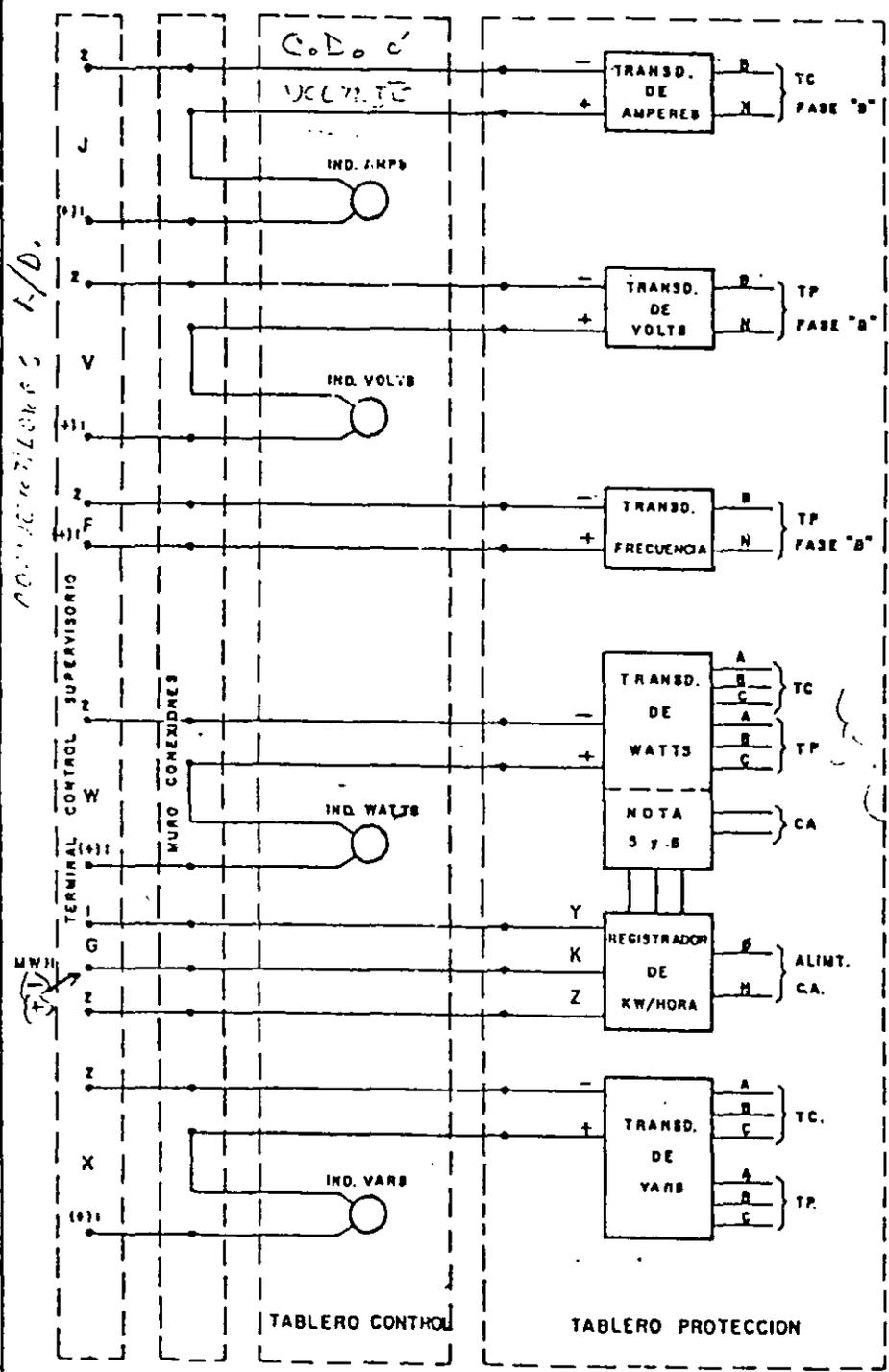
- ACAPULCO FIJO
- PROGRAMABLES
- AUTOMATIZADOS

2

31/11/73

MEDICION Y TELEMEDICION

SIEMENS (2)



- NOTAS**
- 1-SE TENDRA INDICACION DE AMPERES EN ALIMENTADORES DE 23 KV.
 - 2-SE TENDRA INDICACION DE TENSION EN BARRAS DE 400 KV, 230 KV, 88KV, 28 KV, DE LA FASE "B" AL NEUTRO.
 - 3-SE TENDRA MEDICION REMOTA DE FRECUENCIA DE ~~400KV~~ 400KV Y 800KV DE 230 KV. Y 400KV
 - 4-SE TENDRA INDICACION DE WATTS Y VARs, EN LAS LINEAS Y BANCOS. 28 y 421 y 82
 - 5 SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS / WATTHr Y REGISTRADOR DE KWH DE UN SOLO SENTIDO EN BANCOS 120 y 82
 - 6-SE USARA TRANSDUCTOR DE WATTS/ WATTHr Y REGISTRADOR DE KWH EN AMBOS SENTIDOS, EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE C.F.E.

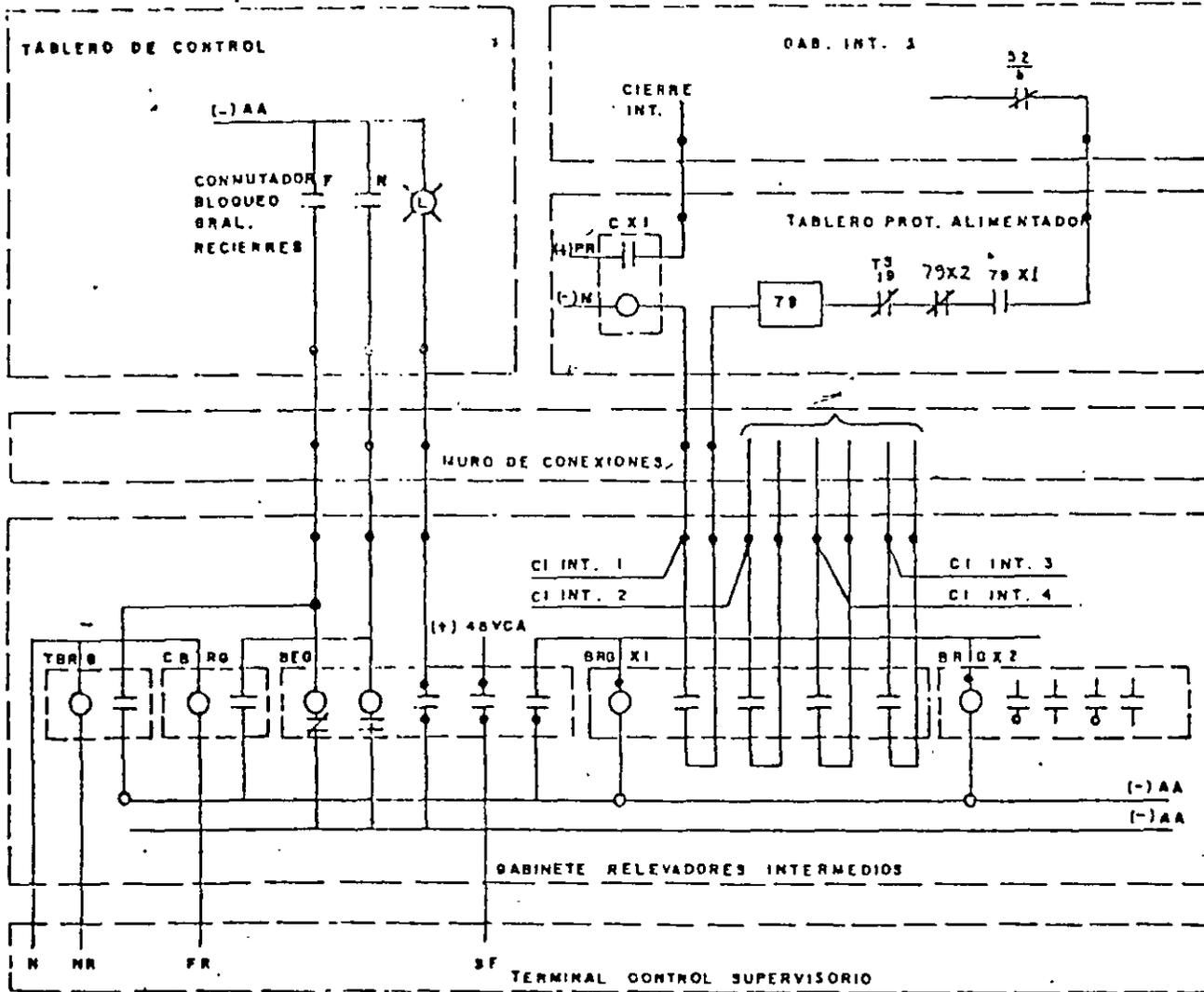
2, 2 1/2, 3 elementos de

SE USARAN SENSORES ANALOGICOS.

FIG-8

BLOQUEO RECIERRE INT.23 K.V.

D-TL-LF-07.

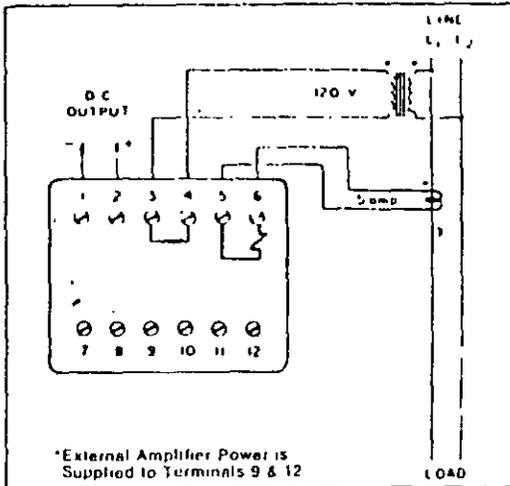


NOTAS:

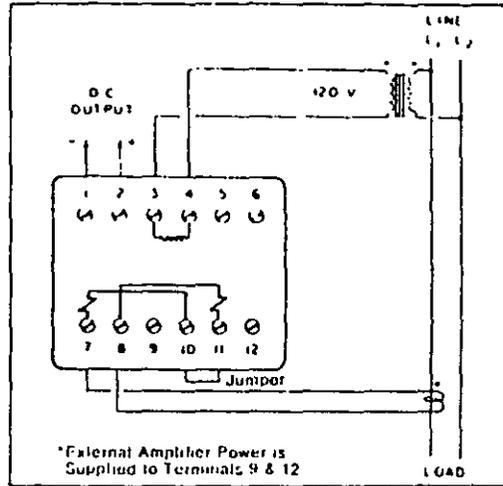
- 1- SE TENDRA UN CONTACTO PARA EL BLOQUEO DE C/U. DE LOS RECIERRES
- 2- POR CADA 4 AUMENTADORES SE TENDRA UN RELE BRGX.

Connection Diagram

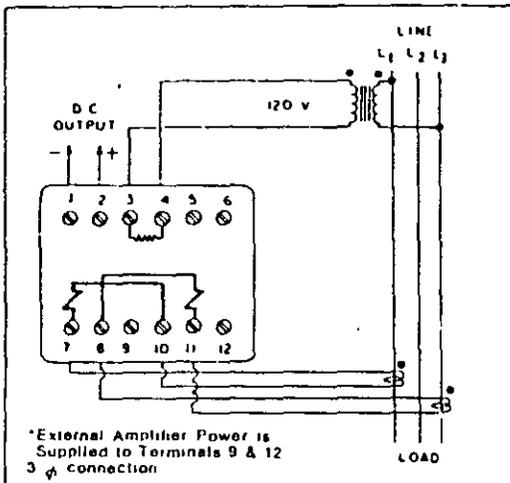
Calibration instructions, typical characteristic curves and application assistance are available on request.



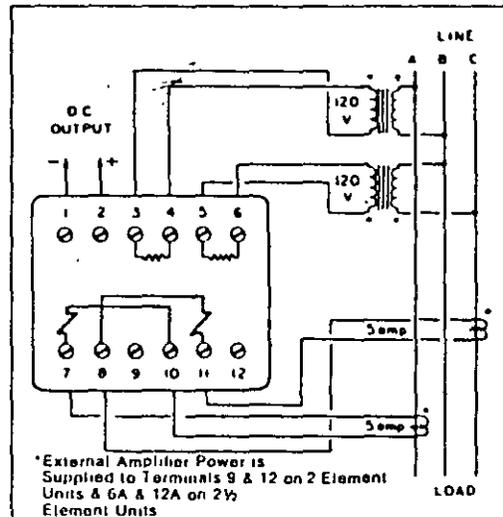
Watt or Var Single Phase One Element Units



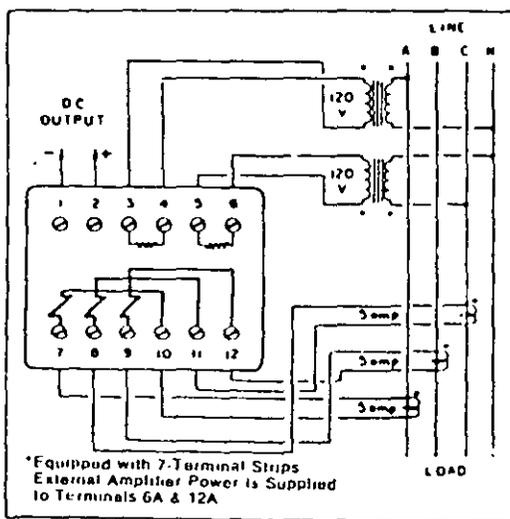
Watt Single Phase 1 1/2 Element Units



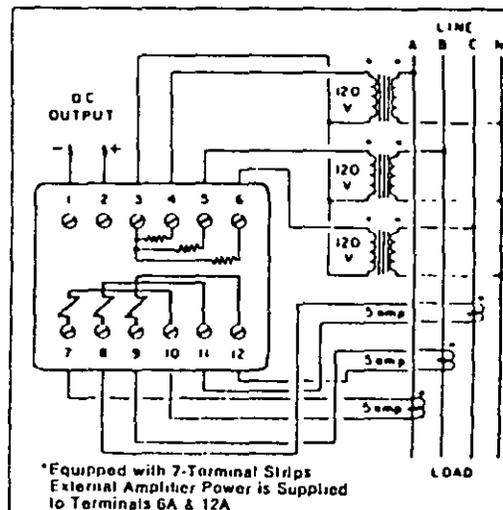
Watt Three Phase 1 1/2 Element Units



Watt or Var 3 Phase, 3 Wire Two Element or 2 1/2 Element Units



Watt or Var 3 Phase, 4 Wire 2 1/2 Element Units



Watt or Var 3 Phase, 4 Wire Three Element Units

*External Amplifier Power Required on A2 and A3 Models only

Note: These wiring diagrams apply to all Walhour Transducers. Additional terminals are provided for the SPDT output relay contacts.

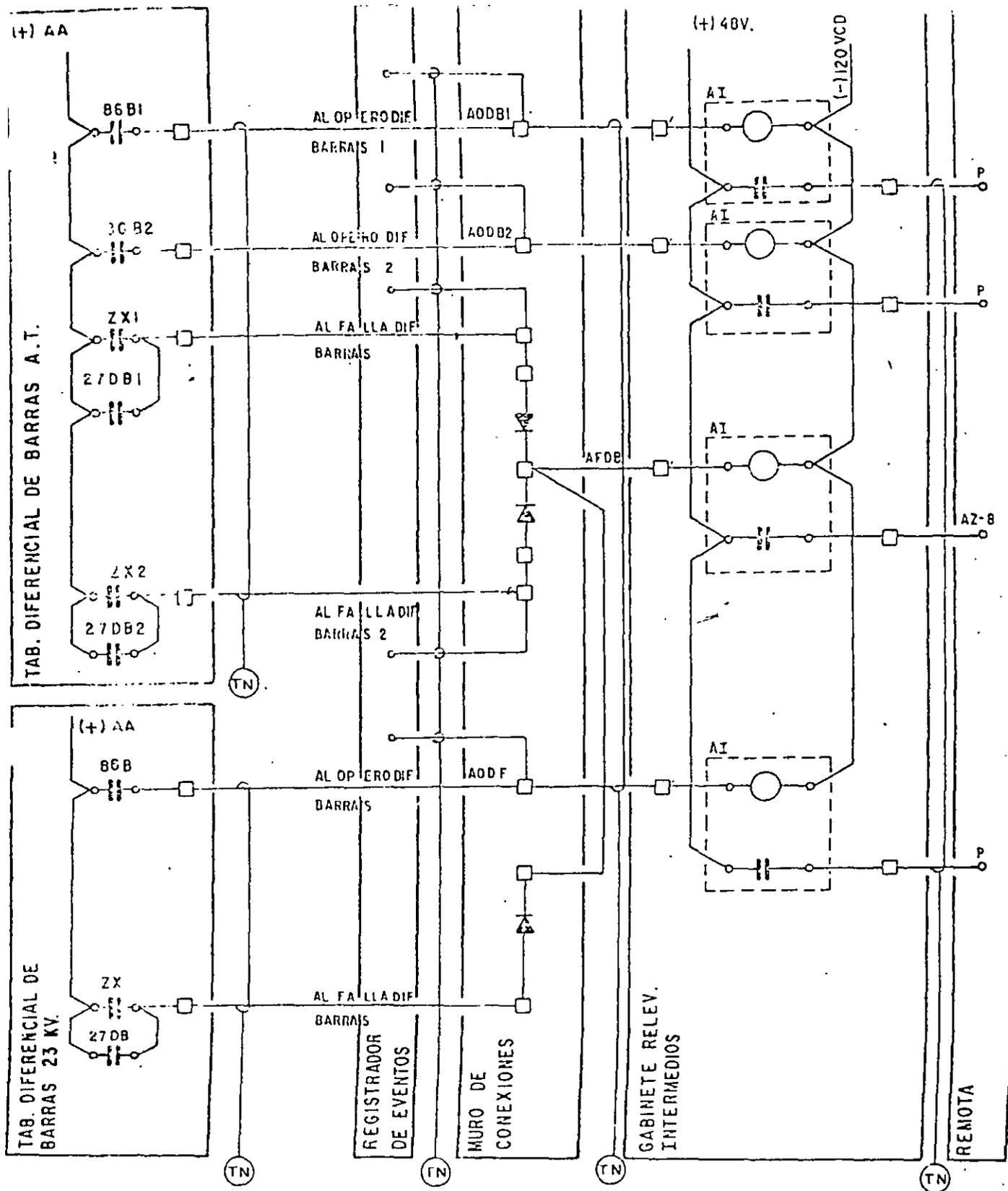


FIG.-7.12 - SEÑALIZACION REMOTA DE LA OPERACION Y FALLA DE LA PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS.

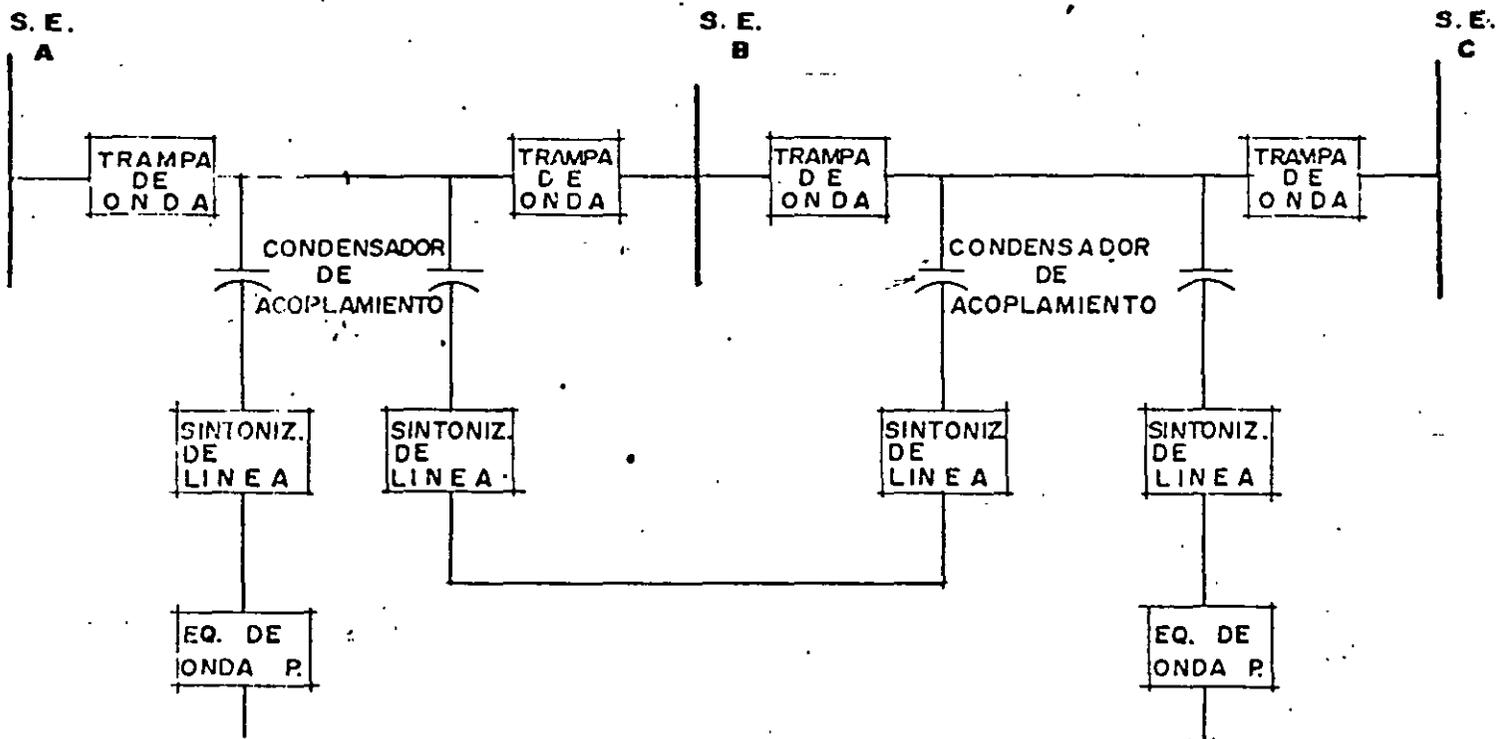
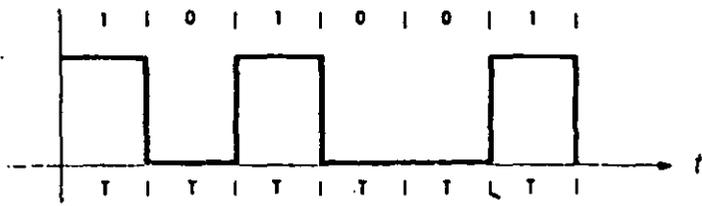


DIAGRAMA A BLOQUES DE UN SISTEMA SIMPLE DE CORRIENTES PORTADORAS - SOBRE LINEAS DE ALTA TENSION

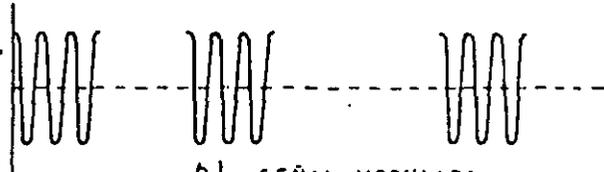
TECNOLOGIA DE MODULACION DE MILLIMETROS

SEÑALES DE C.A. SE MUESTRAN - 1000

- FRECUENCIA
- FASE



a) - SEÑAL BINARIA



b) - SEÑAL MODULADA

Fig. Nº 6-4 MODULACION OOK

ON-OFF KEYING

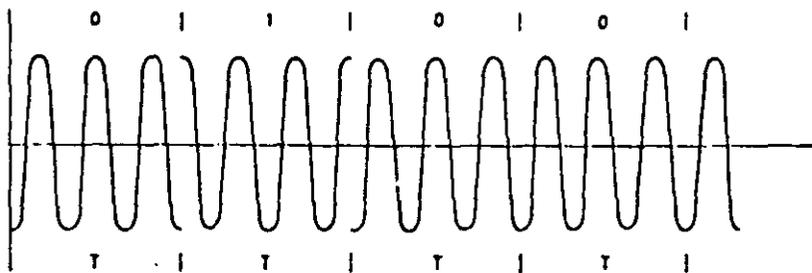


Fig. Nº 6-5 MODULACION PSK

PHASE SHIFT KEYING

ALOS CONJUNTO DE SCLIA

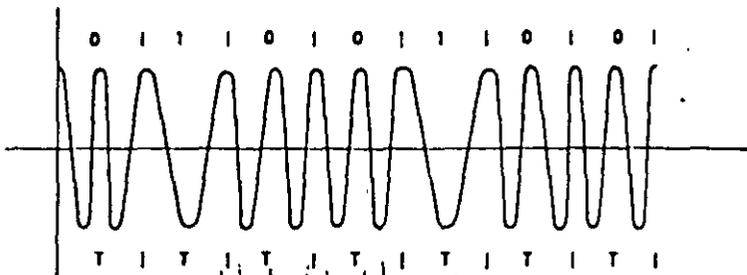
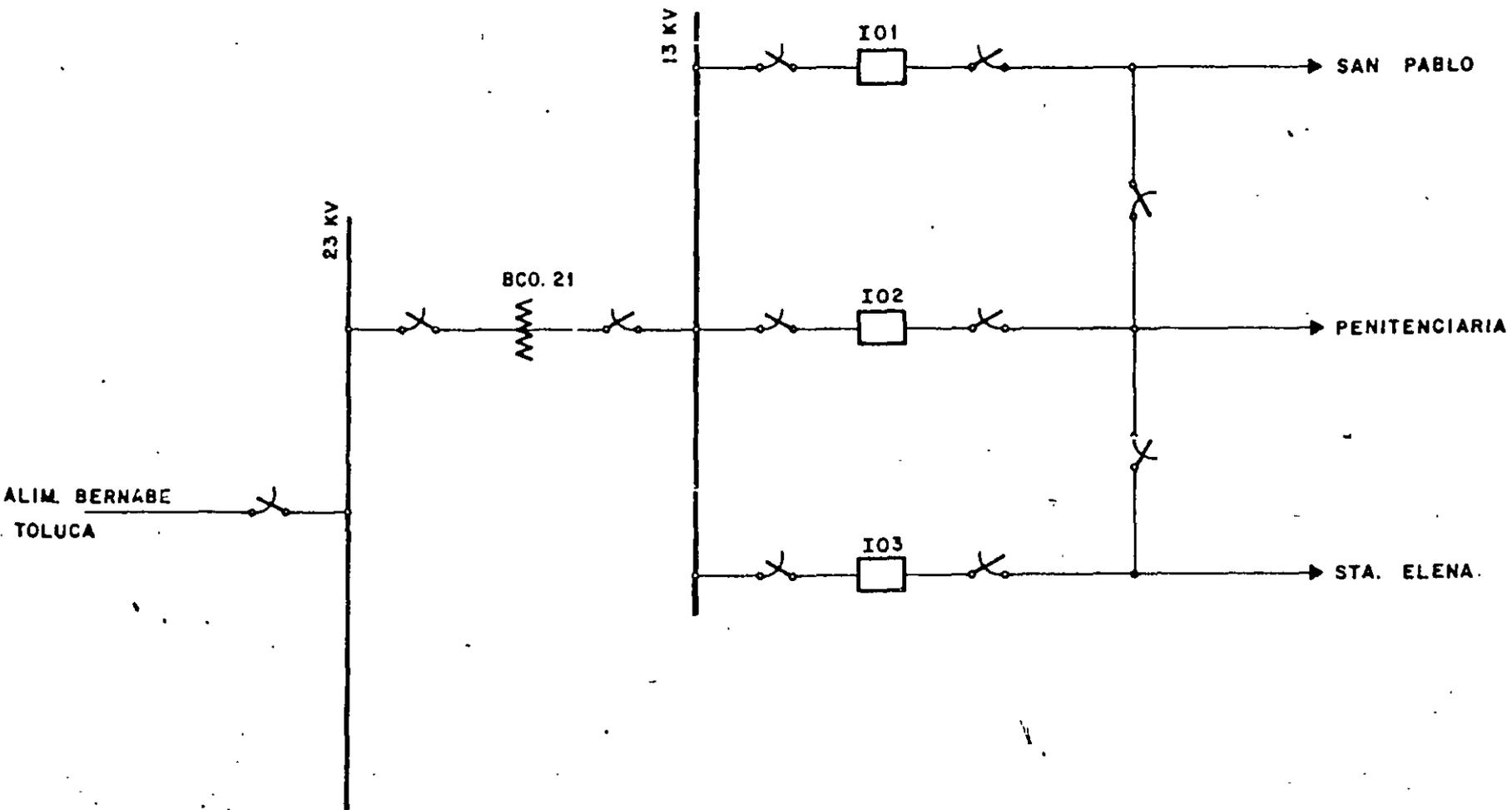


Fig. Nº 6-6 MODULACION FSK

MODULACION - 1700 Hz.
 1 - 1200 Hz
 0 - 2700 Hz

FREQUENCY SHIFT KEYING



EV. I OCT 89 AL. C. R.

DIAGRAMA UNIFILAR

FECHA:
FEB/89

S.E. CALIXTLAHUACA

DEFINICION DE PUNTOS DE UTR's

SE. CALIXTLAHUACA.

UTR DTE-500 DL

ENTRADAS DIGITALES

- 1.- I01 INTE SPAB
- 2.- I02 INTE PENI
- 3.- I03 INTE SELE
- 4.- AZ7 FALLA C.A.
- 5.-
- 6.-

ENTRADAS ANALOGICAS

- 1.- MW BCO 21
- 2.- KV BARRA 13 KV

SALIDAS DE CONTROL

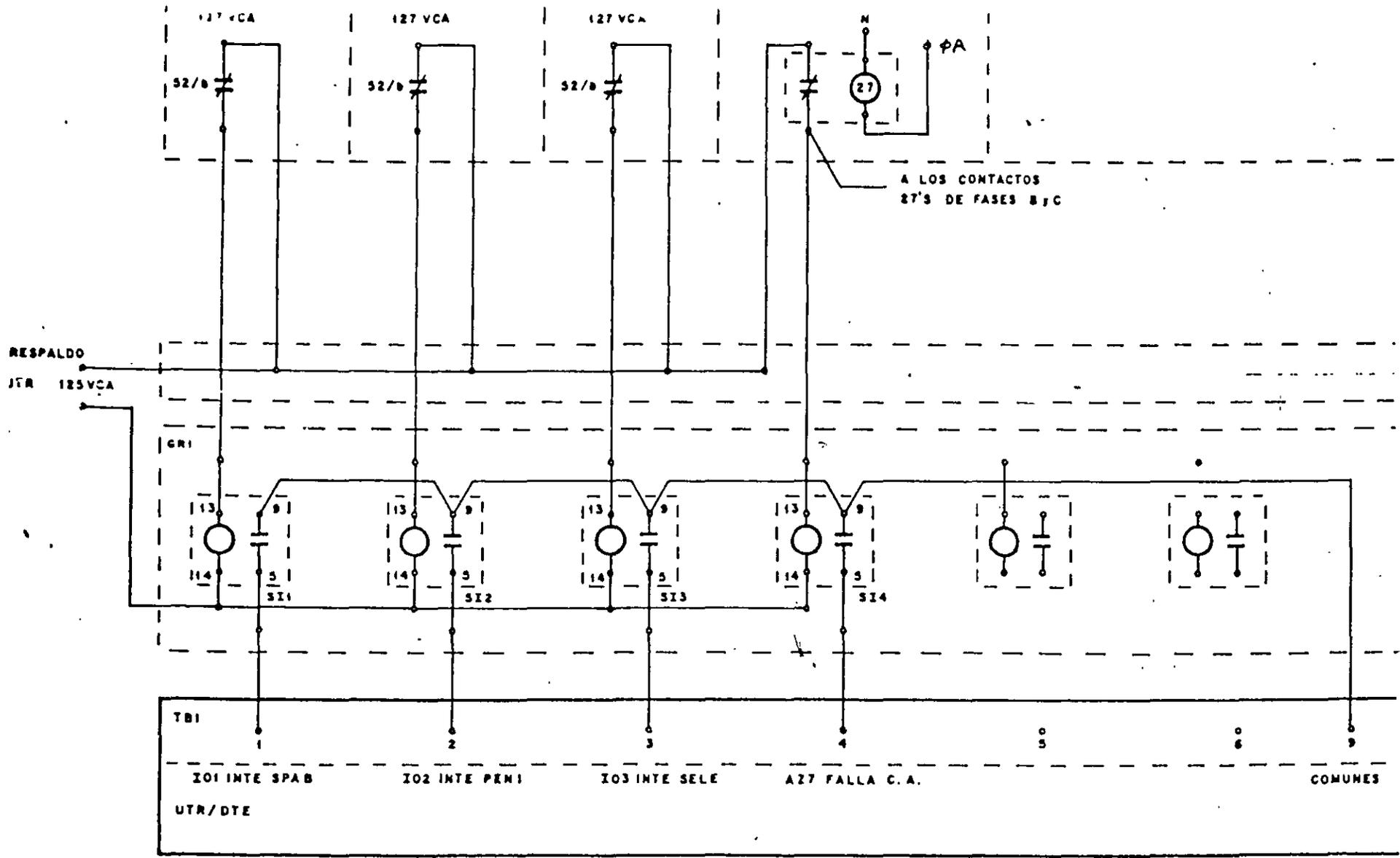
- 1.- I01 ABRIR
- 2.- I01 CERRAR
- 3.- I02 CERRAR
- 4.- I03 CERRAR

S.E. CALIXTLAHUACA

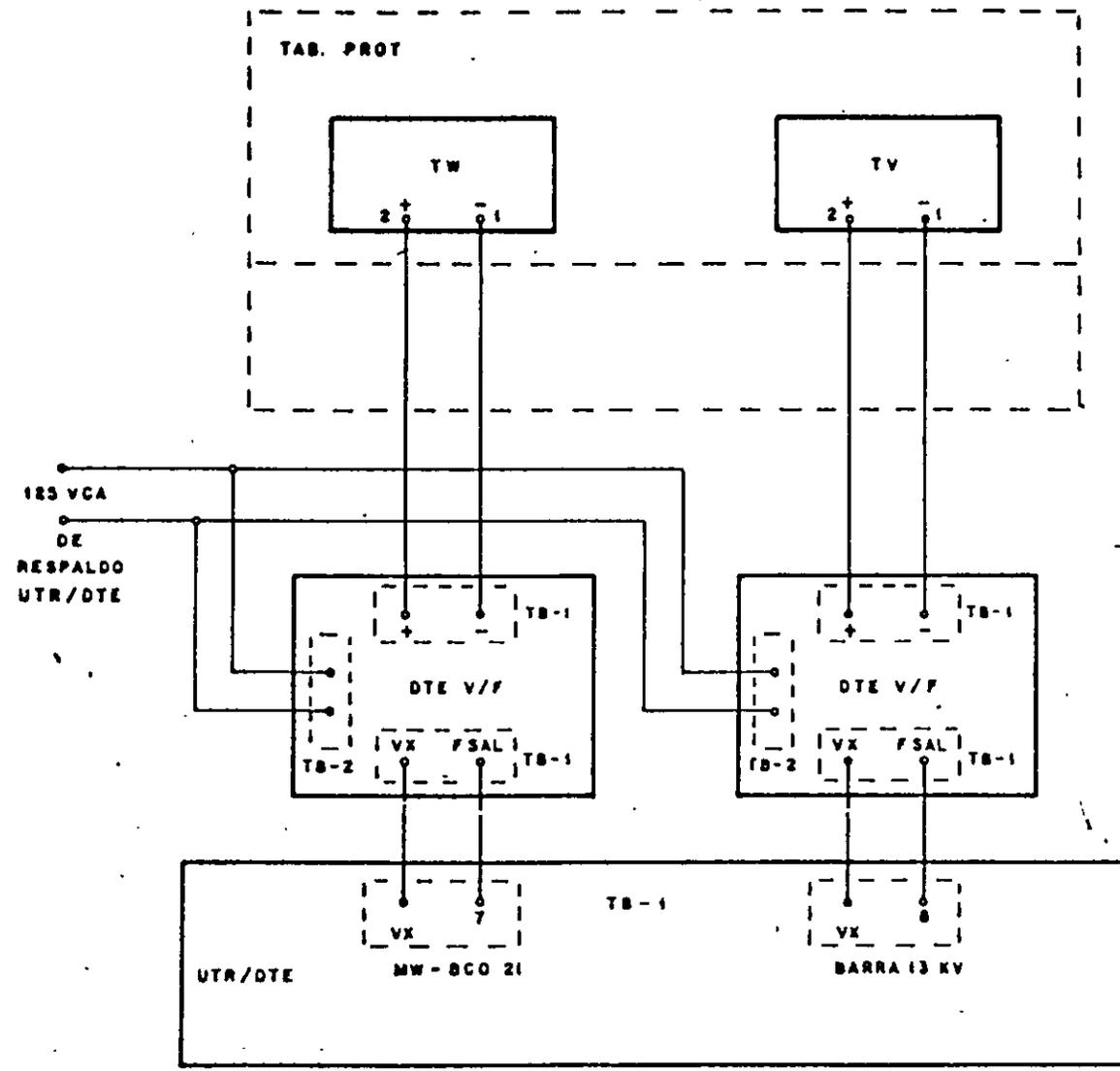
ENE/89 ACR.

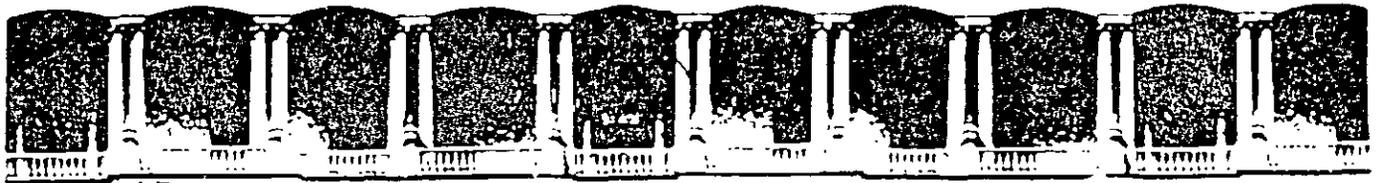
REV.1. FEB/89 ACR/ALCR.

REV.2. OCT/89 ALCR.



V. 1 OCT. 89 AL. C. R.





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
POTENCIA**

MODULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

TEMA

SUBESTACIONES EN EXAFLORURO DE AZUFRE

**EXPOSITOR ING. JOSÉ ANTONIO MARTÍNEZ
PALACIO DE MINERIA
OCTUBRE DE 2001**

HEXAFLUORURO DE AZUFRE SF₆

1. GENERALIDADES

- 1.1 Definición
- 1.2 Producción
- 1.3 Características físicas y químicas
- 1.4 Propiedades eléctricas
- 1.5 Características comerciales
 - 1.5.1 Impurezas
 - 1.5.2 Olor
 - 1.5.3 Toxicidad
 - 1.5.4 Certificado
 - 1.5.5 Proveedores
 - 1.5.6 Acondicionamiento
- 1.6 Prueba de la calidad del gas
 - 1.6.1 Identificación
 - 1.6.2 Prueba de rigidez dieléctrica
 - 1.6.3 Porcentaje de aire
 - 1.6.4 Porcentaje de agua

2. PRESION DE LLENADO

- 2.1 Presión y densidad del gas
- 2.2 Medida de presión - Presión relativa y presión absoluta
- 2.3 Unidades de presión
- 2.4 Determinación de la presión relativa de llenado
 - 2.4.1 Corrección según la temperatura
 - 2.4.2 Corrección según la presión atmosférica

1. GENERALIDADES

1.1 Definición

El hexafluoruro de azufre (SF₆) se utiliza en la apararmenta Delle-Alsthom (disyuntores "ORTHOFLUOR", subestaciones blindadas "FLUOBLOC", etc.) en forma gaseosa en el intervalo completo de temperatura a que puede ser sometido en servicio, sin calefacción.

La curva de presión de vapor (fig.1), muestra que a la temperatura de - 20 °C, el SF₆ se halla en forma líquida a presión absoluta de 22 bar. A - 30 °C, se halla en forma líquida a presión absoluta de 28 bar.

El SF₆ no sigue exactamente la ley de los gases perfectos.

La figura 4 ilustra la variación de presión, con volumen constante, para varias densidades de llenado. Se nota especialmente que se puede alcanzar una temperatura de -40°C sin que el gas se licue si la densidad de llenado corresponde a una presión absoluta de 4,5 bar a $+20^{\circ}\text{C}$.

1.2 Producción

El SF_6 es un producto industrial conseguido por síntesis directa de fluor y de azufre fundido. El producto que se obtiene se purifica por lavado, cracking y secado. Luego, se licua por compresión para eliminar los elementos que no se condensan, el oxígeno y el nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono, antes de conservarlo bajo presión en recipientes de acero.

1.3 Características físicas y químicas

El SF_6 es un gas incoloro e inodoro. Sus propiedades principales son:

Peso molecular : 146,07 gramos ;
Temperatura crítica : $+45,5^{\circ}\text{C}$

(por encima de la temperatura crítica, no se puede licuar el SF_6 por compresión; la curva de equilibrio "líquido-vapor", a temperatura crítica, corresponde a la presión crítica);

Presión crítica : 40 bar,

Densidad crítica : 0,730 g./cm³;

Densidad a 20°C :

- a presión absoluta de 1 bar (presión atmosférica) 6,4 g./dm³,

- a presión absoluta de 2 bar : 12,5 g./dm³,

- a presión absoluta de 6 bar : 35 g./dm³.

La velocidad del sonido en el SF_6 es más o menos tres veces menor que en el aire.

El SF_6 es especialmente estable. El calentamiento no lo descompone, sino por encima de 500°C , a pesar de que ciertas materias puedan facilitar un poco esta descomposición. Una descomposición parcial del SF_6 se observa bajo la acción del arco. Los productos de descomposición son esencialmente productos gaseosos (fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre - fluor - oxígeno), y productos sólidos (fluoruros y sulfuros metálicos).

1.4 Propiedades eléctricas

El SF_6 posee excelentes propiedades dieléctricas. En condiciones comparables, la rigidez dieléctrica del SF_6 es unas 2,5 veces mayor

que la del aire (fig. 3). A pesar de que sean debidas a varios factores, estas propiedades van estrechamente unidas con la naturaleza muy electronegativa de la molécula SF_6 que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la distorción. Esta misma razón hace que el SF_6 es un agente de extinción del arco cuya eficacia se puede estimar a más de diez la del aire.

1.5 Características comerciales

El gas del comercio contiene una pequeña cantidad de impurezas; al interior de ciertos límites, no tienen influencia sobre sus calidades. Estos límites se indican en una recomendación de la Comisión Electrotécnica Internacional. Esta recomendación se refiere únicamente al SF_6 nuevo, que aún no ha servido, es decir tal como lo entrega el fabricante de productos químicos antes de introducirlo en aparatos eléctricos.

1.5.1 - Impurezas

El SF_6 que cumple con esta recomendación no debe contener mayores cantidades de impurezas que las que se indican a continuación:

Impurezas o grupo de impurezas	Concentración máxima autorizada (peso)
Tetrafluoruro de carbono (CF ₄)	0,05 %
Oxígeno - nitrógeno, aire	0,05 %
Agua	15 ppm
Acidez (en HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolisables (en HF)	1,0 ppm

1.5.2 - Olor

El gas puro es inodoro. Ciertas impurezas (esencialmente las ácidas) que pueden existir en gas nuevo tienen un olor; sin embargo las cantidades autorizadas por la recomendación no son suficientes para ser afectadas por el olfato.

1.5.3 - Toxicidad

El gas puro no es tóxico, pero no puede sustentar la vida.

Algunas impurezas que pueden formarse durante la fabricación del SF_6 son tóxicas, pero la concentración de impurezas autorizada es inferior al umbral de toxicidad.

Sin embargo, la recomendación CEI aconseja hacer una prueba biológica del gas. Se hace permanecer cinco ratas durante 24 horas en una atmósfera de 79 % de SF₆ y 21 % de oxígeno; los ratos deben mantenerse en vida y no presentar un comportamiento anormal.

1.5.4 - Certificado

Si el comprador lo requiere, el fabricante de gas debe entregar un certificado para atestiguar que el gas nuevo responde a los imperativos de la especificación, o bien según su acuerdo, a algunos de aquellos imperativos, mayormente la prueba de exención de toxicidad.

1.5.5 - Proveedores

El SF₆ se halla en numerosos países. Los principales proveedores incluyen:

- en FRANCIA : PECHINEY, PRODELEC ;
- en ALEMANIA : KALI-CHEMIE ;
- en ITALIA : MONTECATINI-EDISON ;
- en GRAN BRETAÑA : IMPERIAL CHEMICAL INDUSTRIES ;
- en los ESTADOS UNIDOS de AMERICA : ALLIED CHEMICAL.

1.5.6 - Acondicionamiento

El SF₆ se entrega bajo presión, líquido a temperatura ambiente, en tanques de acero (botellas, esferas, cilindros).

La masa de gas contenida en un tanque puede ser de 3 kg a 500 kg, con una relación máxima de llenado de 1,04 kg/dm³.

1.6 Prueba de la calidad del gas

La calidad del SF₆ se puede comprobar por medidas físicas o químicas, definidas en la recomendación CEI. Requieren, generalmente, tomas de muestras y medidas de laboratorio de gran precisión de medida. Sin embargo, se puede efectuar rápidamente ciertas pruebas cualitativas con medias sencillas que se pueden generalmente emplear en el lugar de instalación, para comprobar el gas nuevo o el gas en servicio.

1.6.1 - Identificación

- Método CEI :
 - Espectro de absorción de rayos infrarrojos ;
 - Determinación de la densidad.

- Método rápido

Si existe duda en cuanto al gas, se debe dejar escurrir un poco de gas en un frasco. El SF₆, que es más pesado que el aire, llena el frasco. Un papel encendido, sumergido en el frasco, se apagará y el gas SF₆ y flotará a la

superficie una nube de humo.

1.6.2 - Prueba de rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una característica esencial del SF₆. Probándola se puede identificar el gas y asegurarse que es capaz de cumplir su principal función como aislante.

La rigidez dieléctrica se puede medir sencillamente por medio de una célula con un espinterómetro alimentado por un generador alta tensión.

Las curvas de tensión disruptiva de SF₆, de CO₂ y de aire en relación con la presión se ilustran en la figura 2.

1.6.3 - Porcentaje de aire

La curva de la figura 3 muestra que se necesita una gran cantidad de aire mezclado con el SF₆ para afectar su resistencia dieléctrica y por consiguiente la calidad del SF₆. El pequeño porcentaje de aire que se autoriza en el SF₆ puro no tiene efecto sobre la resistencia dieléctrica.

También, al poner el material en servicio, las operaciones anteriores al llenado con SF₆ dejan una pequeña cantidad de aire residual que no tiene ninguna influencia práctica sobre la resistencia del gas. Sin embargo, conviene asegurarse que se ha eliminado el aire antes de llenar con SF₆. Además, después de una operación de mantenimiento puede haber permanecido una entrada de aire por las cañerías por empleo. Conviene asegurarse que no ha penetrado aire en el SF₆.

Existen métodos de comprobación :

- Método CEI :
 - Cromatografía en fase gaseosa ;
 - Analizador fundado sobre la medida de susceptibilidad paramagnética del oxígeno.
- Método rápido
 - Medida de la rigidez dieléctrica del gas con una célula de prueba.

1.6.4 - Porcentaje de agua

La medida se efectúa mediante un higrómetro que indica, sea el punto de rocío del vapor de agua contenido en el SF₆ a presión atmosférica, o sea el porcentaje de vapor de agua en partes por millón en volumen (ppm vol.) del gas a presión atmosférica, o sea en partes por millón en peso (ppm peso).

1 ppm peso de humedad en el SF₆ = 8,15 ppm vol. de humedad en el SF₆.

Es fácil utilizar un higrómetro de tipo electrolítico.

tico, puesto que se puede acortar la medida en aparata en servicio. Pero con una pérdida de gas de cierta importancia (1 dm³/minuto, durante 15 a 20 minutos) la baja de presión puede ser algo notable. Antes de hacer esta medida en aparata en servicio, es menester que el volumen del compartimiento que se controla sea suficiente para que la baja de presión no haga disparar el presostato de control de presión.

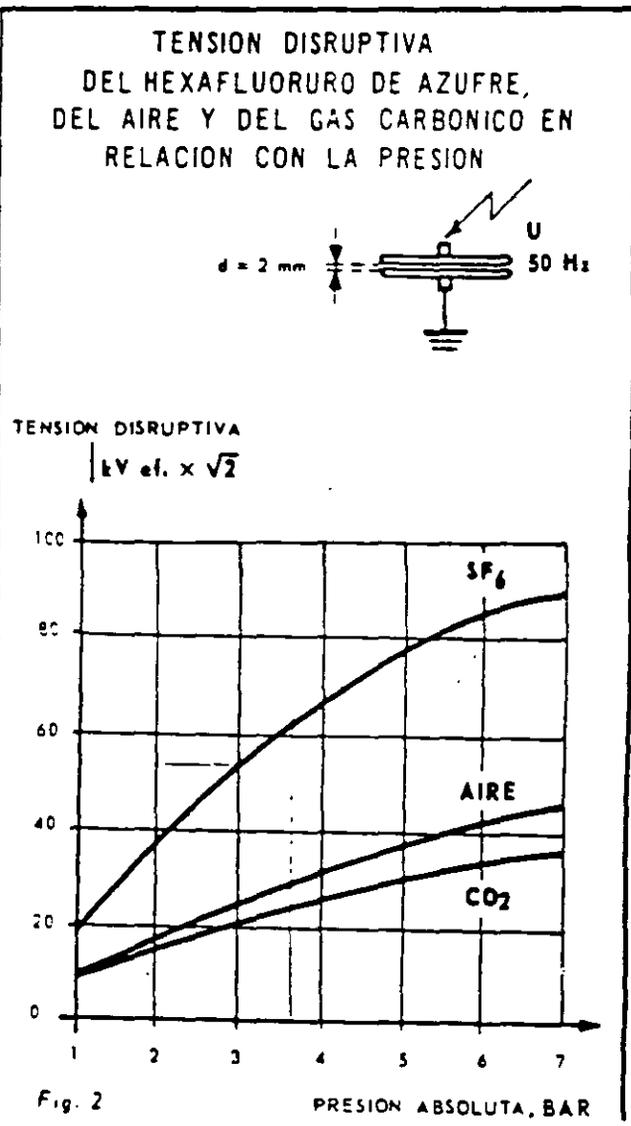
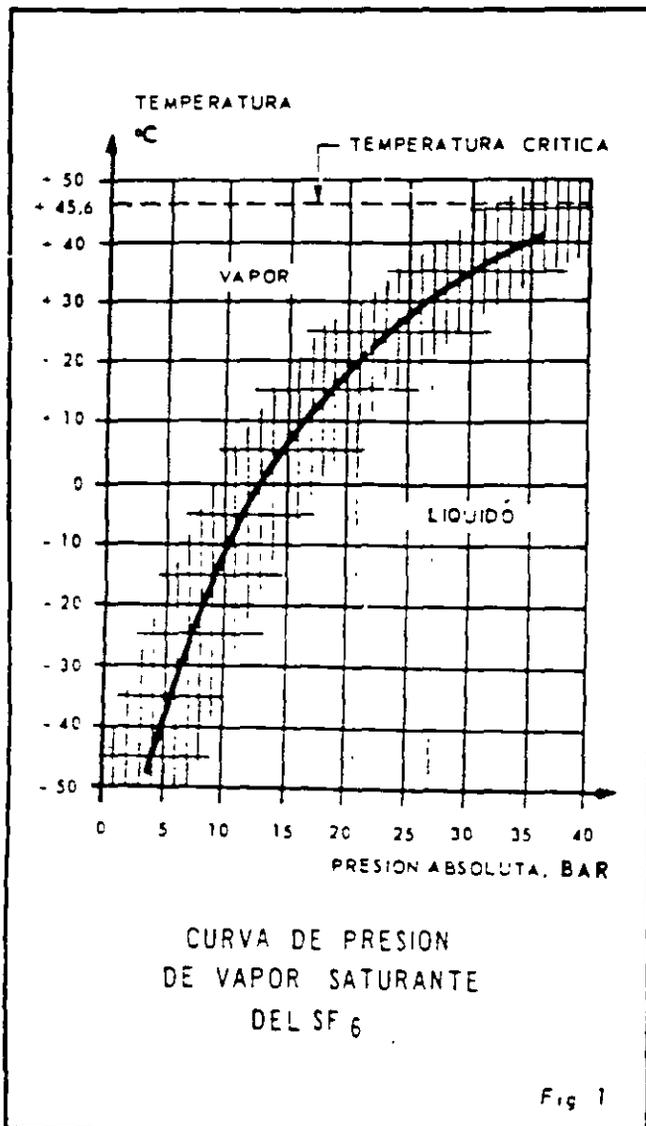
• Gas del comercio

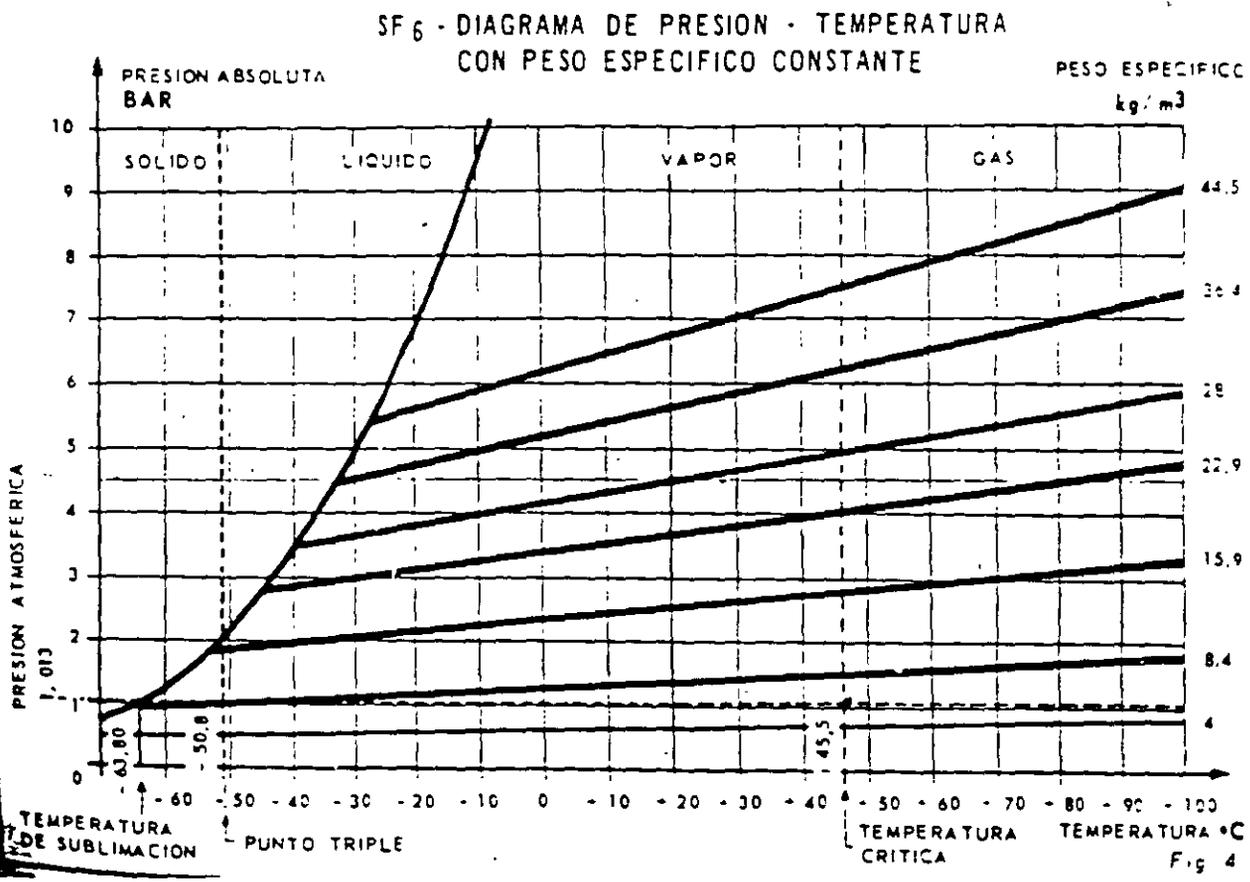
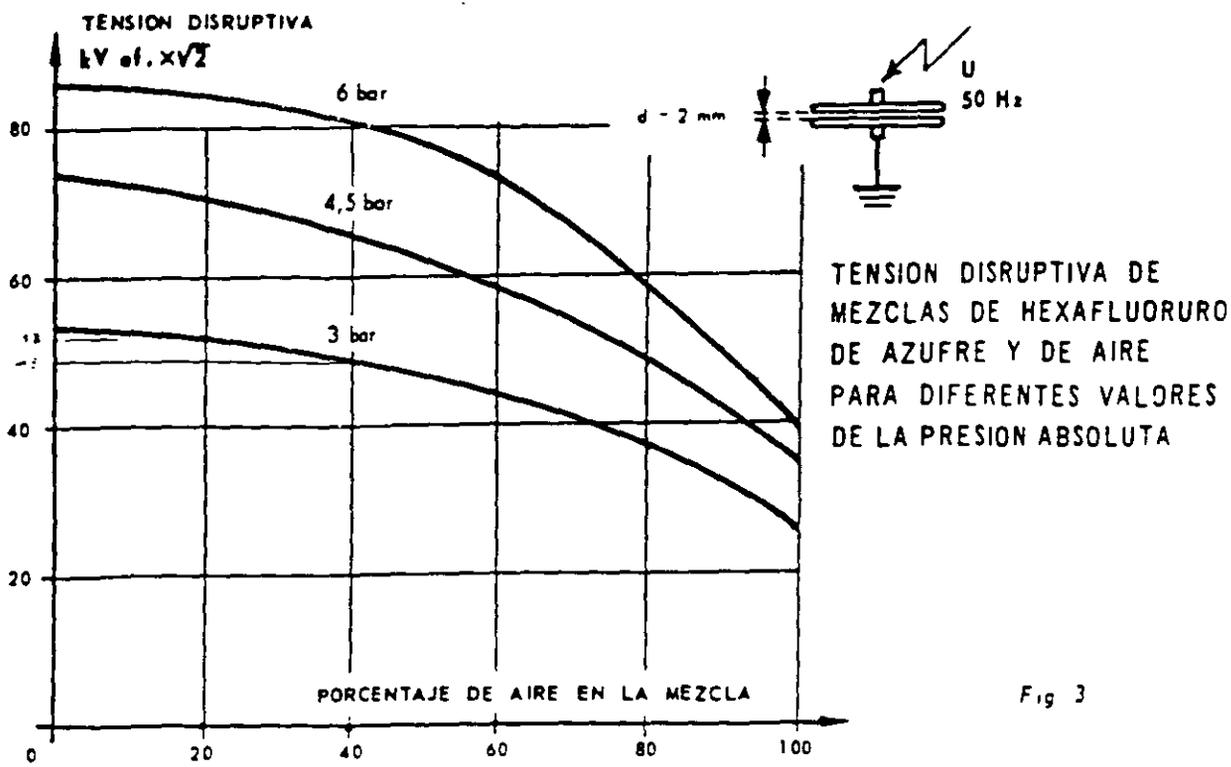
La humedad contenida en el gas del comercio debe ser inferior a 120 ppm vol. Esta medida se debe hacer con una muestra de líquido, lo que requiere un material especial. Si la medida se efectúa con gas (por encima del líquido) el porcentaje de humedad puede ser mayor, por ejemplo 400 ppm vol.

• Gas en el material en servicio

El porcentaje de humedad depende de la eficacia del tratamiento antes de llenar con SF₆. También depende de la temperatura del material al momento en que se efectúa la medida (a causa de fenómenos de absorción, el porcentaje de humedad aumenta cuando la temperatura aumenta, o disminuye cuando la temperatura de la aparata disminuye).

La humedad contenida en el SF₆ no tiene consecuencias perjudiciales sino cuando el porcentaje es muy elevado, lo que puede resultar en fenómenos de condensación a bajas temperaturas; son sin embargo muy atenuadas por la adsorción del agua por materias sólidas cuando la temperatura disminuye. Se puede considerar normal un porcentaje de humedad de 600 ppm vol. a la temperatura de 20 °C.





2. PRESIÓN DE LLENADO

2.1 Presión y densidad del gas

Las características eléctricas de la oparamenta SF₆ dependen de la densidad del gas, es decir del peso de SF₆ que se ha introducido en un volumen. A temperatura constante, una aumentación de la densidad del gas produce una aumentación de la presión ejercida por el gas sobre la pared del compartimiento. A densidad constante, siendo invariable el volumen del compartimiento, la presión del gas varía en el mismo sentido que la temperatura. Si la densidad del gas no varía (pues no se ha modificado la cantidad de gas ni el volumen del compartimiento) las características eléctricas no se modificarán.

Siendo difícil de medir directamente la densidad del gas, es preciso conocer exactamente su presión y temperatura.

2.2 Medida de presión. Presión relativa y presión absoluta

La presión de SF₆ se mide con un manómetro industrial que lleva una membrana deformable que actúa una aguja indicadora.

Una superficie de la membrana está en contacto con el SF₆ y la otra con la atmósfera. Se mide la diferencia de presión entre el SF₆ y la atmósfera: tomando la atmosférica como presión de referencia, se mide la presión relativa del SF₆.

Se nota que puesto que la presión relativa del SF₆ es la diferencia con la atmosférica, esta última se debe tener en cuenta al efectuarse la medida.

Si la superficie de la membrana deformable en contacto con el SF₆ obstruye una cápsula en la cual se ha producido un vacío, el manómetro mide la diferencia de presión entre el SF₆ y el vacío. Siendo nula la presión en el vacío, el manómetro indica la presión absoluta del SF₆.

$\begin{aligned} \text{Presión absoluta} &= \\ & \text{presión relativa} \\ & + \text{presión atmosférica.} \end{aligned}$
--

La presión absoluta del SF₆, que es independiente de la atmosférica, caracteriza la cantidad de SF₆ introducida en el compartimiento y por

lo tanto, la densidad del SF₆. Se mide con un manómetro de presión absoluta, menos corriente y más delicado que el de presión relativa. Es la razón por la cual se utiliza un manómetro de presión relativa y se efectúan correcciones para tener en cuenta las variaciones de presión atmosférica que resultan de perturbaciones atmosféricas y de diferencias de altitud.

2.3 Unidades de presión

- La unidad legal en Francia es el Pascal (Pa).
- La unidad práctica es el bar (1 bar = 10⁵ Pa).
- La presión atmosférica normal es:
1 atmósfera = 1,013 bar = 760 mm de mercurio (o torr)
1 kg / cm² = 0,981 bar.

2.4 Determinación de la presión relativa de llenado

La presión nominal de llenado con SF₆ se fija un valor P_n a la temperatura de 20 °C y a presión atmosférica de 760 mm de mercurio (1,013 bar).

Para valores diferentes de temperatura y, o de presión atmosférica, se debe hacer una corrección de presión P1 en relación con la temperatura y / o una corrección de presión P2 en relación con la presión atmosférica.

La presión de llenado P_r viene definida por la fórmula siguiente:

$$P_r = P_n - P_1 - P_2 \dots$$

2.4.1 - Valor de P1, corrección de presión en relación con la temperatura. La temperatura del gas puede ser diferente de la ambiente, especialmente en los casos siguientes:

- a - Si el material está atravesado por una corriente de carga, la temperatura del gas será más elevada que la ambiente. Se debe tomar la temperatura de las envolturas como referencia.

- b - Durante la operación de llenado, el gas se enfría al salir del tanque de almacenamiento a causa de su expansión y se calienta a medida que se comprime en el compartimiento que se llena. Se debe por lo tanto ajustar la presión algunos horas después de la operación, es decir cuando el gas se ha vuelto a temperatura ambiente. Esta precaución no es necesaria si se trata solamente de un relleno adicional.

La figura 5 indica el valor de P1 (en bar) en relación con la temperatura.

2.4.2 - Valor de P2, corrección de la presión en relación con la atmosférica .

a - Con un barómetro

La presión atmosférica se mide con un barómetro ajustado para el nivel del mar. El barómetro indica las diferencias de presión atmosférica que resultan de las perturbaciones atmosféricas y de la altitud.

El tablero de la página 7 indica los valores

de P2 (en bar) para diferentes valores de presión atmosférica (en milímetros de mercurio) .

b - Sin barómetro

Las diferencias de presión que resultan de las perturbaciones atmosféricas son limitadas y basta tener en cuenta una corrección en relación con la altitud.

La figura 6 indica el valor de P2 en relación con la altitud.

Ejemplos

1 - La temperatura alcanza 40 °C y el barómetro indica una presión atmosférica de 700 mm de mercurio:

- según la Fig. 5, a la temperatura de 40 °C, el valor de P1 es 0,34 bar;

- según el tablero o continuación, con una presión atmosférica de 700 mm de mercurio, el valor de P2 es 0,08 bar ;

La presión efectiva de llenado debe ser :

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n + 0,34 + 0,08 = P_n + 0,42 \checkmark$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

2 - La temperatura es -5°C y la altitud es 1200 metros (no se dispone de barómetro) .

- según la Fig. 5 a la temperatura de -5°C ,el valor de P1 es - 0,43 bar .

- según la Fig. 6, a una altitud de 1200 metros, el valor de P2 es 0,15 bar .

La presión efectiva de llenado debe ser :

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n - 0,43 + 0,15 = P_n - 0,28$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

CORRECCION SEGUN PRESION ATMOSFERICA

Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P2 bar	Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P2 bar
790	- 0,040	650	0,145
780	- 0,025	640	0,160
770	- 0,015	630	0,175
760	0	620	0,185
750	0,015	610	0,200
740	0,025	600	0,215
730	0,040	590	0,225
720	0,055	580	0,240
710	0,065	570	0,255
700	0,080	560	0,265
690	0,095	550	0,280
680	0,105	540	0,295
670	0,120	530	0,305
660	0,130	520	0,320

**CORRECCION DE PRESION
EN RELACION CON LA
TEMPERATURA**

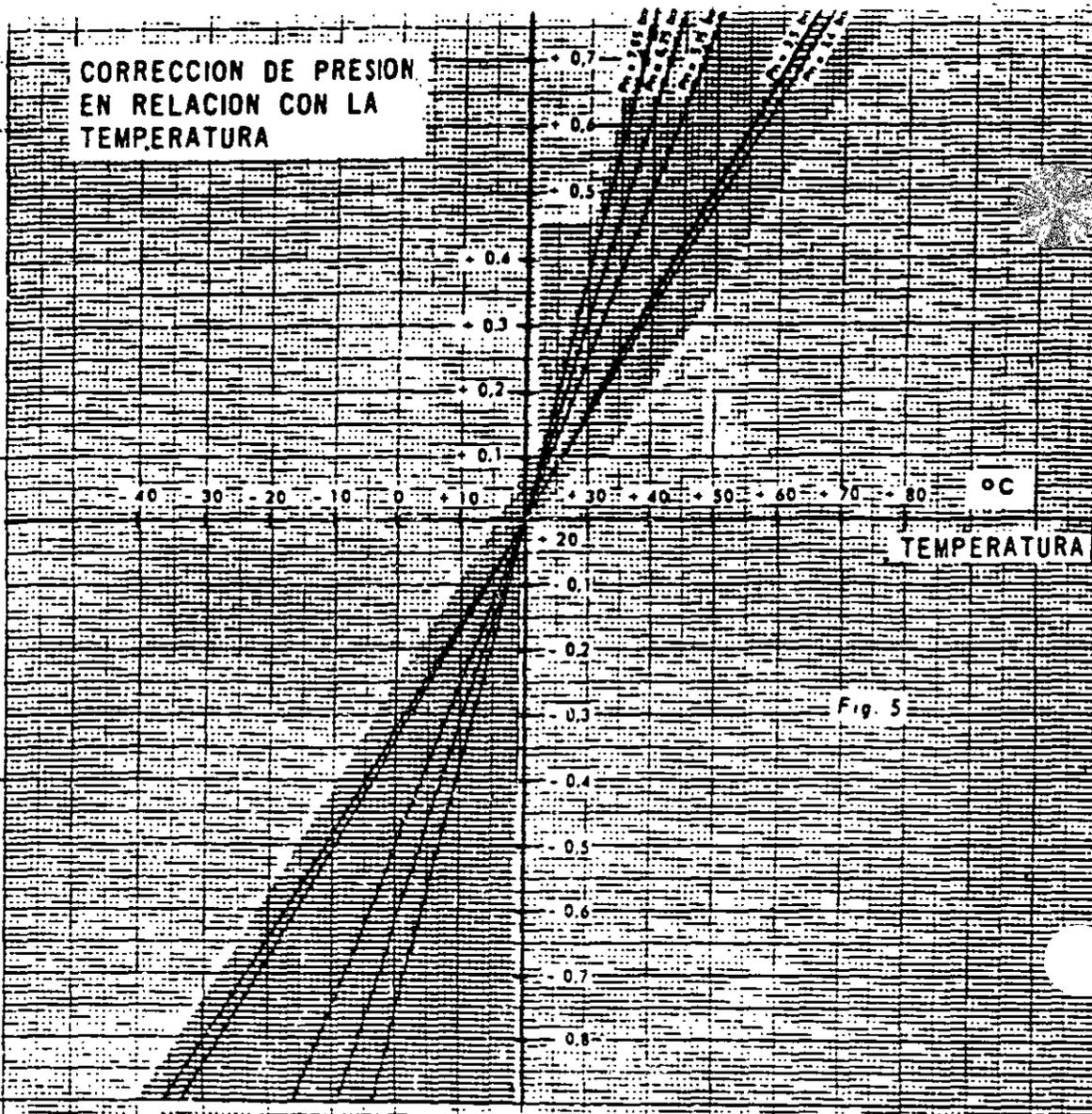


Fig 5

PRESION

**CORRECCION DE PRESION
EN RELACION CON LA
ALTITUD**

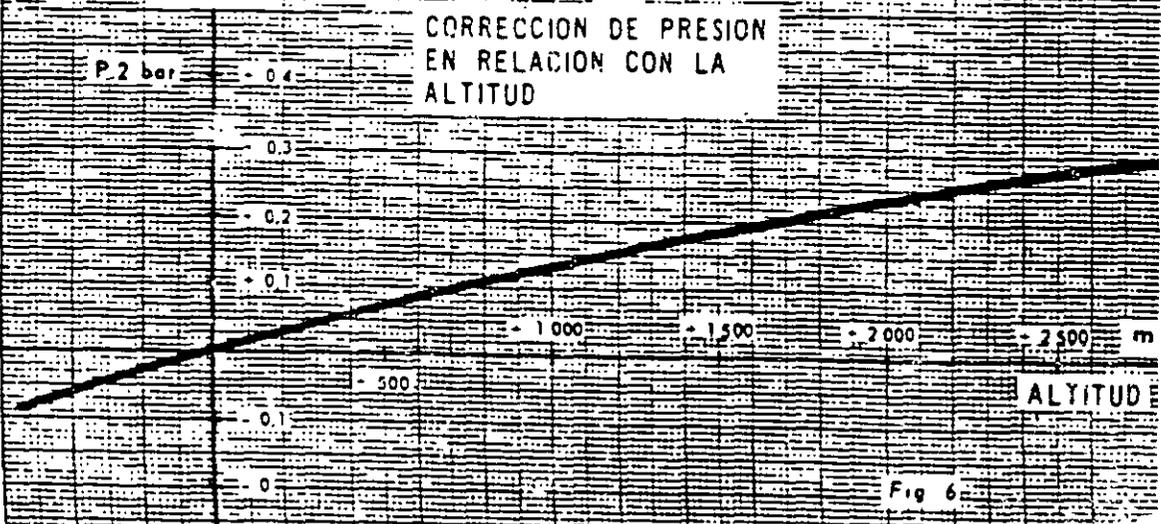


Fig 6

INTRODUCTION

SF₆ The Product

How SF₆ is Produced

The Toxicity Question

APCI Quality Control

PROPERTIES OF SF₆

Chemical

Physical

Thermodynamic

Electrical

ADVANTAGEOUS QUALITIES OF SF₆

APCI SPECIFICATIONS FOR SF₆

DECOMPOSITION PRODUCTS OF SF₆

PRODUCT DETECTION OF DEGREE OF SF₆ DECOMP

PROCEDURES FOR SAFE HANDLING OF SF₆

1. Characteristics
2. Precautions
3. Clean Up: Required Safety Equipment
4. Disposal of Metal Fluoride Powder
5. Chemicals for Cleaning SF₆
6. Recommended First Aid Treatment

CONTAMINATION OF THE SF₆ SYSTEM

1. Conducting Particles
2. Moisture
3. Oil
4. Atmosphere Gases

PROCEDURES FOR REFILLING SF₆ EQUIPMENT

LEAK DETECTION

1. Tracer Gas
2. Diluted Tracer Gas
3. Measuring Total Leakage
4. Periodic Pressure Checks

• APPLICATIONS

INTRODUCTION

SF₆ The Product

Sulfur hexafluoride has been commercially produced for over thirty years. This stable dielectric gas was the first commercial chemical produced from elemental fluorine to be offered to the industrial world.

Although an early use proposed for SF₆ was in high voltage capacitors, one of its major applications was its use in transformers. This use has since expanded to include circuit breakers, Van de Graaff generators, wave guides, linear particle accelerators, and chemically pumped continuous wave lasers. Specialty uses include magnesium casting as a gas air tracer, as a leak detector, as a tagging gas in explosives, for ventilation studies, and in physiological flow studies.

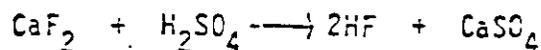
Due to its many outstanding properties, which are described in this brochure, SF₆ is also superior to any other gaseous insulation. Its use in a variety of electrical and electronic applications and equipment makes possible many advantages not obtainable with oil insulation. These include simplified design, lightness, reliability of operation, ease of installation and repair and cleanliness.

SF₆ provides an outstanding insulating medium for a wide range of electrical and electronic equipment and applications. It is remarkably inert and possesses exceptional thermal stability. These characteristics, together with high dielectric strength, unique arc quenching properties, ease of handling, and noncondensing characteristics at low temperatures have been responsible for the growing use of SF₆ as an insulation medium.

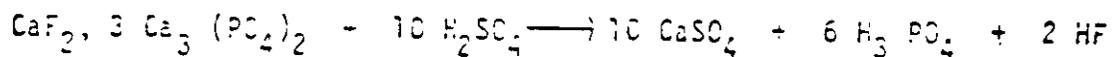
The new uses of SF₆ in gas insulated transmission lines, minisubstation and other unreported uses along with its older, more established uses truly gives SF₆ a promising future.

How SF₆ is Produced

Air Products and Chemicals, Inc. prepares SF₆ from the reaction of sulfur and three equivalents of fluorine. This is well documented chemistry and can be examined in reference 13. The synthesis can be traced to sources of lump sulfur and hydrofluoric acid. Hydrofluoric acid is prepared from two principal sources: fluorospar or fluorapatite. The crude fluorospar has to be beneficiated by flotation to achieve high calcium fluoride content prior to reaction. In this case, the HF is prepared by the reaction of the mineral with sulfuric acid and as shown below. Several additional

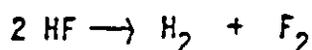
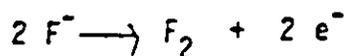
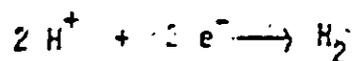


reactions must be employed to separate the desired HF from the impurities in the ore. These reactions do little to affect the main reaction and so they will not be dealt with in detail. The second source of HF is really a side light of fertilizer production. The reaction again consumes sulfuric acid and is represented below.



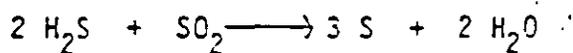
The use of HF from these sources for SF₆ production represents only a minor portion of the market for this chemical. The aluminum industry and fluorocarbon industry represent the two largest consumers of this acid.

Fluorine is ultimately prepared from the electrolysis of HF; but due to its low conductivity, an electrolyte approximating to KF.HF, anhydrous potassium bifluoride, is used in its place. The fluoride ion is oxidized at the anode to elemental fluorine while hydrogen is liberated at the cathode. The half reactions as well as the balanced equation are given below:



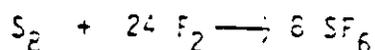
The fluorine produced in this manner can be used to react with sulfur to produce SF_6 . Although this is a significant use for fluorine, by far the largest use in the government uranium enrichment program.

The other raw material sulfur is available from several sources. The largest one is known as the Frasch process which removes sulfur from underground deposits by the use of hot water and air. The other major source is from the scrubbing of natural gas to remove H_2S . The key reaction is shown below. The reaction is coming to be of more



commercial importance since the opening of the "sour" gas wells in Alberta, Canada. The sulfur produced by either of these routes is light yellow and composed largely of S_8 molecules. This is the predominant form in which it is shipped and used.

The synthesis of SF_6 from S_8 and F_2 follows the following stoichiometry.



The actual preparation involves passing purified fluorine from an electrolytic generator over staggered trays containing a quantity of lump sulfur. Since the reaction is highly exothermic (252 K cal/mole), considerable heat is generated and so the rate of F_2 addition must be carefully controlled. The principal by-products of the reaction are the lower fluorides of sulfur, and so they must be removed first. Since several of these compounds are quite toxic,¹⁴ they must be completely decomposed. This is accomplished by heating the product to about 400°C in a monel or

nickel tube. This heating pyrolyzes the S_2F_{10} into SF_4 and SF_6 . Subsequent purification consists of hydrolysis of the tetra and monofluorides and absorption of the acidic components such as HF and F_2 . This involves contact with H_2O and dilute alkali. The final step is removal of the water by passage through drying towers containing such things as P_2O_5 . The gas is then transferred to suitable storage containers.

The Toxicity Question

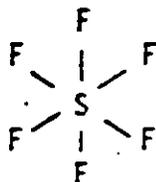
Sulfur hexafluoride is pharmacologically innocuous to animals and man. Lengthy exposure (16-24 hrs.) of albino rats to an atmosphere of 80% sulfur hexafluoride and 20% oxygen produced no discernable physiological effects.¹⁵ One of the key manufacturing quality-control tests proves the absence of toxic impurities. In the test, mice are exposed to an atmosphere composed of 80% SF_6 and 20% oxygen for a period of 16 to 20 hours, and the mice must show no visible effects from the gas. Dogs have been maintained for many months without harm with pneumoperitoneum produced by sulfur hexafluoride. However, breakdown products of SF_6 produced by electrical discharge are toxic and proper safety precautions must be observed.¹⁶

APCI Quality Control

There are a variety of other quality control tests performed on the SF_6 prior to shipment. One of the tests involves detection of HF by measurement of acidity. Another involves the determination of air contamination by gas chromatographic techniques. These include analysis for O_2 plus Ar down to 5 ppm and N_2 down to 5 ppm. Carbon tetrafluoride concentration is determined by gas chromatographs as well as infrared spectroscopic techniques. The other possible sources of contamination such as OF_2 , SOF_2 , and SO_2F_2 are also determined by infrared spectroscopic techniques. Finally, the entire sample is assayed by summing up all the impurities and subtracting from 100%.

Properties of SF₆

The properties of SF₆ are all related to the basic octahedral structure of the molecule shown below. The chemistry is best explained by examining the bonding in this



molecule. The key feature is the sp^3d^2 hybridization of the orbitals on sulfur.

This is a prime example where the strongly electronegative fluorine assist in promoting the d orbital participation of the central sulfur.¹⁸ This participation leaves 3 d orbitals on sulfur vacant and willing to accept electron density.

This had led people¹⁹ to conclude that the gas is electronegative due to the willingness of these orbitals to accept six electrons. This explanation is a bit simplistic because only sigma bonding has been considered. The possibility of pi bonding is very important to a molecule of this sort. The filled p orbitals on the fluorines have the same symmetry and size to effectively overlap with the empty d orbitals on sulfur. This type of bonding is shown below, and effectively donates



electron density from fluorine to sulfur. Thus, the pi bonding and σ bonding exert a synergistic effect which should be reflected in the S-F bond strength. In the S-F bond, length is 1.50 \AA ²⁰ which is 0.20 \AA less than the sum of the covalent radius of the two atoms. This supports the contention that there is pi bonding and so the 3 d orbitals are not totally devoid of electron density. Thus, although SF₆ is clearly an electronegative gas, clearly vacant d orbitals on sulfur does not provide the entire explanation.

The manifestation of the bonding scheme is seen in the macroscopic properties.

The compound is very stable especially toward hydrolysis. This is presumably due to a combination of factors including high S-F bond strength and the fact that sulfur is coordinatively saturated as well as sterically hindered. These effects are augmented by the lack of polarity²⁰ (the molecule has no dipole moment).¹⁵

The low reactivity is due to kinetic factors and not to thermodynamic stability.

This is clearly seen in the hydrolysis reaction shown below for which $G = 460$ kilojoules.²⁰ Thus, a good deal of energy is available from reactions of SF_6 if the

proper catalysts can be found. $SF_6 + 3 H_2O \longrightarrow SO_3 + 6 HF$

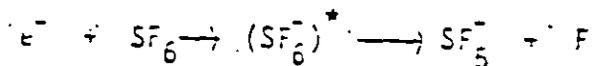
In addition to these properties, SF_6 does not react with alkali hydroxides, ammonia, or hydrochloric acid.¹⁵ In quartz it is unaffected by temperatures as high as $500^\circ C$.

SF_6 will react with metallic sodium at $250^\circ C$. It has been found that SF_6 will react with sodium in liquid ammonia at $64^\circ C$. Also sodium diphenylide in ethylene glycol - dimethyl ether will quantitatively react with SF_6 at room temperature according to the following equation: $8 Na + SF_6 \longrightarrow Na_2S + 6 NaF$

The compound forms a solid hydrate which decomposes above $0^\circ C$. In the presence of certain metals, SF_6 decomposes slightly above $200^\circ C$. Steel and silicon steel will cause a slow decomposition of SF_6 at this temperature, but aluminum and copper remain unaffected.

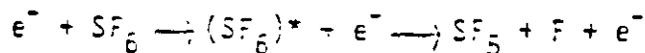
Advantageous Properties of SF₆

Due to the great stability, high dielectric strength, and high molecular weight, it is used as a gaseous insulator in electrical equipment.¹⁵ When working in an electric field, the principal problem is production of stray electrons which can collide with other particles and produce additional current-carrying particles. The big advantage to SF₆ is its ability to absorb these electrons before they contact other particles. The large collision diameter of the molecule, estimated to be 4.77 Å, assists in capturing these electrons. An even more significant property is the ability of the molecule to store energy after electron attachment. The energy is stored in vibrational and electronic levels of the SF₆, thereby forming stable negative ions of low mobility. A general correlation has been established between the production of negative ions in a gas and its dielectric strength. This process is a part of the resonant capture process shown below.

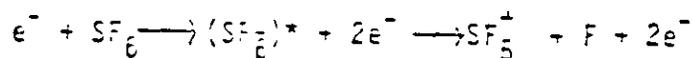


In addition, positive ions can be formed by one of the following mechanisms.

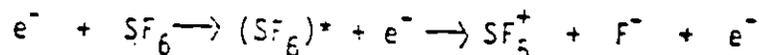
Excitation and Dissociation



Positive Ion Formation



Positive and Negative Ion Formation



Another key property of this gas is its self-healing ability.²³ When the gas is subjected to arcing, the molecules are reassociated. SF₆ has the unique feature that when the arcing is removed, the excited, reassociated molecules recombine and

and restore the gas to its original state. This provides SF_6 with a high degree of quenching ability. Its dielectric strength versus nitrogen is shown in the figure below. A comparison of spark-over and corona onset voltages are given below.

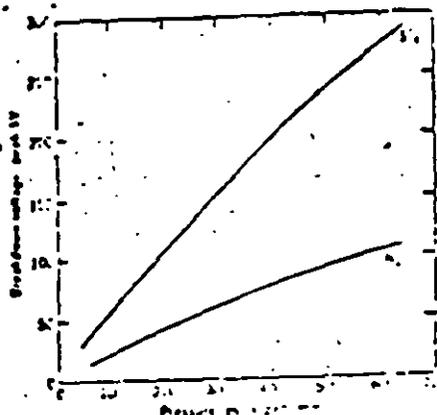


Fig. 1. Breakdown strength of sulfur hexafluoride and nitrogen. (From Reference 1, p. 100.)

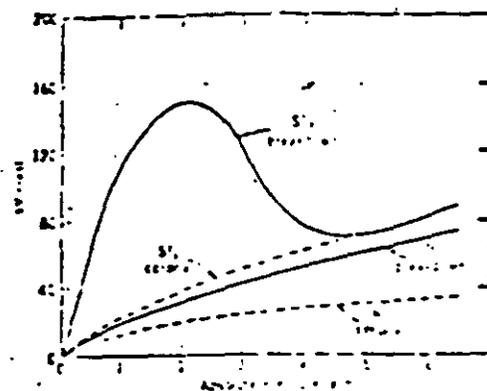


Fig. 2. Spark-over voltage of sulfur hexafluoride and nitrogen. (From Reference 1, p. 100.)

In addition to these advantages, SF_6 decomposition products do not significantly degrade the dielectric strength of the SF_6 . As a result of all of these properties, SF_6 is clearly superior to any other gaseous insulator.

The chief disadvantages of solid dielectrics is their ease of breakdown.²³ This is no problem with SF_6 and in addition SF_6 is self-healing which represents a real advantage. Some liquids such as silicones, askarels, and oils have also been used as liquid dielectrics. Oil suffers from the problem of flammability during arcing. Askarels suffer from the problem of toxicity. Silicones have the problem of depositing conducting carbon upon breakdown. Sulfur hexafluoride suffers from none of these problems plus has several distinct advantages over these liquids. First, SF_6 filled equipment is easier to repair and maintain than liquid-filled equipment. If breakdown does occur in liquid systems, there is a surge in pressure, but in the case of SF_6 gas, there is very little increase in pressure. SF_6 also has the added bene

of excellent heat transfer characteristics. Finally SF_6 has a very low sublimation temperature and so the gas does not condense even at very low temperatures.

Air Products Specifications for SF₆

Sulfur hexafluoride consumption has increased gradually as dielectric uses have broadened. Due to its uses, SF₆ is prepared to rigid specifications, and all material is carefully analyzed prior to shipping. The specifications and typical analyses of Air Products and Chemicals, Inc. samples are given below.

SULFUR HEXAFLUORIDE

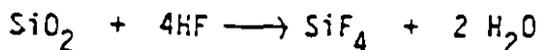
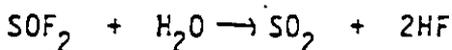
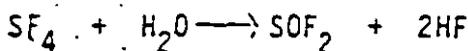
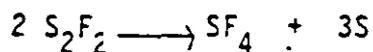
Commercial Grade

	<u>APCI Specification</u>		<u>ASTM Specification</u>
	<u>Molar %</u>	<u>Wt. %</u>	<u>Wt. %</u>
Sulfur Hexafluoride	99.65%	99.8%	99.8%
Air	0.25%	0.05%	0.05%
Carbon Tetrafluoride	0.035%	0.021%	0.05%
Hydrogen Fluoride	0.00022%	0.00003%	0.00003%
Dew Point	-50°F	-50°F	-49°F (-45°C)
Water	0.0066%	0.0002%	0.0009%

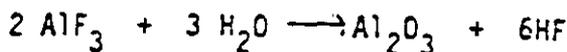
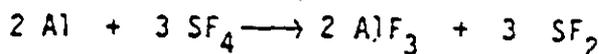
As a result, the commercial samples can be used with no fear of contamination.

Decomposition Products of SF₆

In most applications SF₆ is very safe. It is generally used at relatively low pressure (approximately 75 psig) and at ambient temperatures (arcing is of course an exception). The one key exception to this is samples of SF₆ which have experienced arcing. These samples must always be treated as toxic materials. Although the concentration and composition of this gas vary from case to case, it is generally agreed that the initial products are lower fluorides of sulfur. The two principal gaseous decomposition products are SF₄ and S₂F₂.¹⁷ At temperatures above 200°C, various side reactions can occur,²⁵ and they are listed below.



Other investigators have detected SO₂F₂, SOF₄, and H₂S.²⁶ The principal solid products are metal fluorides in the absence of moisture or metal oxides in the presence of water. These reactions are caused by local vaporization of the metal in the vicinity of the arcing. The chemistry may be simply represented by the reactions represented below for aluminum. The same sort of chemistry would apply to other metals.



These solid compounds are also dangerous and must be handled carefully. The chief gaseous products which are dangerous are SO₂F₂ and H₂S. Some authors attribute the

3. Required Safety Equipment:

- A.) Approved work gloves, goggles, and approved respirator (full facepiece with approved filters for dust and vapors should be used during opening and cleaning operations. It is important that every piece of skin be covered because the contamination products will penetrate under the gloves and coveralls; shirt sleeves and pant legs should be taped down tightly. The respirator can be of the dust type unless the equipment is in a confined space lacking adequate ventilation; then the respirator should be of the self-contained type. The gloves both protect the personnel and equipment from contamination.
- B.) New approvals have recently been made for OSHA and NIOSH. To meet these standards the MSA "COMFO" respirator with "GMC" (yellow) cartridges are recommended.
- C.) A portable blower with or without a heater attachment shall be of a two-speed design and have a minimum volume with a 15 ft. hose of approximately 800 CFM or 650 CFM with a 25 ft. hose.
- D.) Prior to entry into circuit-breaker compartments, the compartments are to be ventilated by a blower for a minimum of five minutes.
- E.) If a tent enclosure is used about the breaker, the blower/heater should be heated outside the tent and additional time of blower operation should be added for tent ventilation.
- F.) Low-speed blower operations may be considered for constant ventilation.

Judgment should be used, however, if introduction of moist unheated air might present operating problems.

4. Disposal of Metal Fluoride Powder:

A.) Metal fluoride powders found inside the SF₆-insulated apparatus should first be vacuumed out and all easily accessible parts wiped clean with clean dust cloths. Personnel in the immediate vicinity should be wearing or using safety equipment as previously described.

B.) Powders removed from the apparatus, as well as spent molecular sieve cartridges, should be placed in a double, sealed plastic bag and disposed of in a sanitary landfill. Be sure to check local regulations regarding the landfill operations.

C.) All cleaning rags, disposable gloves (if used), ect. should also be disposed of in a double, sealed plastic bag.

5. Chemicals for Cleaning Inside of Equipment:

A.) Use of cleansers, solvents, and degreasers should be in accordance with electrical equipment manufacturers specifications.

"rotten egg" odor to H_2S and others to SO_2 . At any rate this smell is a strong indication that dangerous decomposition products are present. In strong concentration, these impurities are very offensive and will burn the eyes, nostrils, and lung tissues. Specific procedures are given below as a recommendation.

TABLE OF PROPERTIES

Physical Properties of SF₆

Formula	SF ₆
Molecular Weight	146.05
Sublimation Temperature at 1 atm	-63.9 °C
	-83 °F
Melting Point at 2.21 atm	-50.8 °C
	-59.4 °F
Density of gas at 21.1°C 1 atm	6.139 g/l
	0.382 lb/cu. ft. at 70°F 1 atm
relative to air = 1 at 70°F 1 atm	5
Critical Temperature T _c	318.79 °K
	45.64 °C
Critical Pressure P _c	37.772 bars
	36.557 atm
Critical Volume V _c	1.356 cu. cm./g
	0.198 liters/g mole
Solubility of SF ₆ , at 1 atm in:	
Transformer oil at 27°C	
Ml SF ₆ /Ml oil	0.408
Water at 24.85°C	
cu. cm SF ₆ (STP)/cu. cm H ₂ O	0.0055
Solubility of SF ₆ in water 25°C, 1 atm	0.0010
Surface Tension, at -20°C	8.02 dyne/cm
Viscosity, cp liquid at 13.52°C	0.305
gas at 31.16°C	0.0157
Index of Refraction	
at 0°C, 760 mm Hg, nd	1.000783

ELECTRICAL

Dielectric Strength (rel $N_2=1$) at 60 Hz-1.2 MHz	2.3-2.5
Dielectric Constant at 25°C, 1 atm	1.002049
Loss Tangent, 1 atm	$< 2 \times 10^{-7}$

THERMODYNAMIC

Heat of Sublimation	5640
Heat of Fusion, Cal/g mole	1200
Heat of Vaporization, at 70°F	
BTU(ISU)/lb	28.380
or at 25°C, cal/g	15.767
Heat of Formation at 25°C	
Kcal/g-mole	-291.77
Free Energy of Formation at 25°C	
ΔG , Kcal/g-mole	-266.966
Molar Heat Capacity, at 298°K	23.22
atm, Cp, cal/g-mole °C	
Thermal Conducting, 30°C	
Cal/sec CM °C	3.36×10^{-5}
Enthalpy ^a at 70°F, 1 atm, BTU/lb	61.9474
or at 21.1 °C, 1 atm, cal/g	34.4155
Entropy ^a at 70°F, 1 atm, BTU/lb R	
or at 21.1°C, 1 atm Cal/g °K	0.15887
^a Base Enthalpy and Entropy = 0.00 at -40°F	0.15687

1. Characteristics

- A.) SF₆ is heavier than air and tends to collect in low places. While unarced SF₆ is nontoxic, it can exclude oxygen, and hence cause suffocation. Caution should therefore be observed when working in the bottom of circuit-breaker tanks or other confined areas where pockets of SF₆ can accumulate.
- B.) SF₆ gas is odorless, tasteless, colorless, and nontoxic in the pure state.
- C.) Toxic decomposition products of SF₆ formed following arcing are both solids and gases. The solids appear as metal fluorides in the form of white (aluminum) or tan (copper) powders. These powders are generally light, easily dispersed and sometimes several inches deep in a breaker. They cause skin irritations (requiring a shower to remove) and cause a slight nauseous feeling. It is essential to have a source of water to act as a diluent in case of eye irritation.
- D.) In addition, dangerous gaseous decomposition products include HF, SO₂F₂, and H₂S. These gases have a noxious odor described as characteristic of rotten eggs.

2. Precautions to observe when working around SF₆ gas

- A. A molecular sieve should be incorporated in all SF₆ breakers. This material is quite efficient at removing the chemically active products formed during arcing as well as water. A sufficient amount of the material should be used to remove toxic arc products expected to be produced between maintenance operations on the breaker. The small percentage of gas which remains after

the evacuation and back-filling operation is allowed to escape to the atmosphere upon opening the breaker. As a result, operating personnel are not likely to be exposed to a large amount of bad gas when the breaker is opened.

- B.) If, for some reason, a significant amount of arced gas is present, there will be certain warning indicators. A pungent and unpleasant odor and/or irritation of the upper respiratory tract and eyes will give an early, sufficient warning within seconds to personnel in the vicinity to evacuate before a toxic reaction can occur.
- C.) The absence of any odor or irritation "should" indicate safe working conditions.
- D.) The arced SF_6 sample usually contains dangerous by-products and so must be handled with some care. Several options are available for meeting this problem. The simplest, but surely not the cheapest or safest is to vent the SF_6 into the atmosphere. Obviously at nearly \$3.00/pound for SF_6 and present day circuit breakers requiring 500 to 3500 pounds of SF_6 , this is an expensive solution. In addition, unless the facility is in an open space, the decomposition products can represent a local hazard. A second solution is to rebottle the impure SF_6 and return it to the manufacturer for purification. Certain manufacturers will do this since their production facilities are capable of eliminating these impurities which result from the original synthesis. This solution has the disadvantage of excessive handling and cost. The third and most convenient method is to use a gas cart for reclaiming the arced gas.
- E.) The SF_6 reclamation is designed to remove moisture and SF_6 breakdown products

and not to remove air or nitrogen.²⁸ The air or nitrogen impurities are not terribly troublesome since a 50-50 mixture of SF₆/Air has 80% of the dielectric strength of pure SF₆. As a matter of fact, just such mixtures are utilized in some high voltage equipment. The one point of contention is the applicability of this type of procedure.²⁹

F.) The reclamation process involves transferring the gas from the circuit breaker, purifying it, storing it, and returning it to the circuit breaker. A properly designed cart will reclaim 99.5% of the SF₆ from each transfer. Most systems are based upon liquefaction of the gas during storage. This is accomplished by maintaining a temperature of 70°F and 300 psig. Under these conditions SF₆ exists as a mixture of liquid and vapor with the liquid settling to the bottom of the tank. These units are available with either 1600 pound or 2500 pound capacity.³⁰

G.) The actual cleanup procedure involves use of a regenerative, adsorptive type dehydrator to reduce moisture content to the generally acceptable level of 65 ppm. Next, the gas is brought in contact with a three-cartridge chemical bed. The recommended sequence is soda lime (NaOH / CaO), activated alumina (Al₂O₃), and finally a five or ten micron absolute filter. The soda lime and alumina cause the decomposition products of SF₆ to be absorbed or further decomposed. The final filter assures entrapment of all solid contaminants including breakdown products of the two preceding filters. Finally, the cart should be equipped with provisions for removal of oil contamination, some of which is introduced by the cart itself. In most cases since SF₆ is drawn off as a gas, it is sufficient to place an oil separator in the outlet from the vacuum pumps.

H.) The normal drying and purification procedure is to process the gas within the cart after transfer from the circuit breaker is completed. This is normally accomplished during routine maintenance or during shutdown for repairs. Recently several carts have been modified to purify the SF₆ gas while the circuit breaker is still in operation. For more complete details and actual operating procedures, refer to references 28 and 30 and also literature available from the gas cart manufacturers.

Contamination of the SF₆ System

1. Conducting Particles

In gas-insulated systems the most serious contaminants which cause arcing are conducting particles.³¹ Particles of metal or carbonaceous matter tend to bounce around in the SF₆ gas between the inner conductor and the grounded enclosure. As they touch either of the electrodes, they pick up a charge and are repelled by that electrode. Depending on their mass, the applied voltage, the space between the electrodes, and other factors they may or may not reach the other electrode before the polarity reverses in a 60 HZ system. The result is that each time the particle reaches either electrode, a tiny spark is produced at normal operating voltages, even though these sparks cause some localized ionization of the SF₆ gas, no internal flashover will usually result. This is attributed to the arc quenching property of SF₆. However, if the voltage gradient in volts per millimeter is high enough, electrons are accelerated so rapidly that ionization by collision proceeds faster than the ions can be absorbed, and so the ion avalanche leads to internal flashover.

All new equipment should be free of any conducting particles when they leave the factory because of careful procedures in manufacture and assembly.³¹ Most manufacturers conduct dielectric (high potential) and partial discharge tests as routine procedures. This assures cleanliness prior to shipping, but in spite of these precautions free conducting particles can be a problem due to the following happenings: Carelessness in handling the equipment at the factory between completion of the tests and sealing the equipment for shipment; vibrational damage incurred during shipment; damage in installation due to personnel not following procedures in the installation instructions; and accidental particle generation at moving parts such as sliding contacts in a disconnecting or

or ground switch.

To test for possible problem prior to energization, the following tests should be performed.³¹ The key test is the test for free conducting particles inside the gas-insulated system. This is done by conducting a dielectric (high potential) test on all parts of the system, applying a 60 HZ voltage at the manufacturer's recommended field test voltage for one minute. The recommended test equipment is a series resonant test transformer because it is easily transportable and has very low power requirements. If the equipment is free of flashovers at the recommended test voltage, it may be considered to be sufficiently free of conducting particles to be suitable for energization.

2. Moisture

Another problem which should not occur with new equipment but may occur after repair work is performed on the apparatus is moisture.³¹ Commercial SF₆ is very low in moisture, generally less than 50 ppm by volume, and so should not present a problem. The chief source of trouble is improper evacuation of the apparatus prior to adding the SF₆. The water molecules adhering to the solid surfaces inside the system will diffuse into the gas, and possibly cause trouble. Increasing moisture concentrations greatly increase the chance of flashovers across the surface of the insulation. If the system is evacuated to about 0.2 mm Hg and held there for four to five hours, there should be no moisture problem upon refilling with SF₆. The system should again be checked for moisture content after several days. This can be easily done with dewpoint indicators which sell in the \$100.00 range. This sort of test is also one which is good to include in a routine maintenance program. It has been recommended that the test be performed monthly or bimonthly.

3. Oil

Another source of trouble can be oil contamination of the SF₆.³¹ Operating experience indicates that oil contamination is not serious if the oil is clean and not carbonized. On the other hand, if the vapor or oil-contained free carbon, the flashover voltage of insulation would undoubtedly be decreased. Of course if a line-to-ground flashover did occur in system containing carbonized oil, free carbon could be deposited. Seldom is it ever possible to simply re-energize a system which has experienced power flashover, and so clean-up work will be required. If the clean-up work is performed properly, all of the carbon should be removed and so this would not represent a serious problem. Oil is removed in the purification of SF₆ with a gas cart and so if this procedure is used, this should not represent a problem. If large amounts of oil vapor are present, it can be detected by an otherwise unexplained increase in gas pressure. On the other hand, there is no known method to test for small amounts of oil, and so it is not worthy of much concern.

4. Atmospheric Gases

Another possible source of contamination is atmospheric gases.³¹ If the system is properly evacuated as suggested earlier, 99.98% of the air will be removed. If the equipment is carefully filled with high-purity SF₆, there should be less than 0.007% air in the SF₆. Since dilution of SF₆ by air does not greatly affect the dielectric properties of the SF₆, small contaminations should not harm the equipment. As far as is known, no gas-insulated system has ever failed in service due to contamination by air or nitrogen.

Procedures For Refilling Equipment

The key to avoiding contamination problems is to use proper procedures for refilling the equipment. As an example, the recommended procedures for refilling Gas-Insulated Station (GIS) or Gas-Insulated Transmission Line (GITL).³²

- 1.) A manifold arrangement of valves is utilized to fill or evacuate, individually or simultaneously, up to six gas compartments. To assure that the entering gas is clean and dry, all gas is passed through a particle trap and a molecular sieve filter (X13). To determine gas leakage and pressure sensor settings, a portable digital readout pressure gauge with 0.10 psi resolution is suggested. To locate the leak source, an ultrasonic leak detector is recommended for larger leaks, while small, portable gas-leak detectors can be used for smaller leaks.
- 2.) When filling the GIS, the individual compartments are first isolated and evacuated to 0.5 MM Hg for 30 minutes. The initial fill was with dry nitrogen; it serves to break the vacuum and to pressurize each compartment to 50 psig. All manifold valves are opened until the gas temperature is stabilized and then the valves are shut. After 24 hours, the moisture and pressure readings are taken; and if they are acceptable, then the compartments are reevacuated and filled with SF₆ to 50 to 60 psig at 68°F and 760 MM Hg. If the initial moisture readings with dry nitrogen are unacceptable, then that compartment is reevacuated and refilled with dry nitrogen until acceptable readings are obtained. After all the compartments have been pressurized with SF₆ gas, all assembled flange joints should be tested for leaks using an SF₆ leak detector. In addition, the connection holes between double sealed joints should be checked for O-ring leakage with a liquid U-tube manometer.

3.) The testing of the GITL is done predominately for leaks. The test should be performed after several 40-foot GITL sections are welded together. This is done in order to facilitate repair should a weld prove defective. In other respects the leak tests are similar to those for the GIS. Final moisture reading utilizing an electrolytic hygrometer should be made on the GIS and GITL two weeks after the SF₆ gas is allowed to stabilize and before energization. After these tests, the standard resistance and 60 Hz tests should be performed prior to energization.

Leak-Detection

A problem alluded to in the previous section is leak detection. At the high price of SF_6 , this is a key function to perform. Since most equipment is pressurized to 2 to 5 atm., even small leaks can present big problems. Many companies manufacture equipment with alarms to warn of pressure drops and possibly even to shut down the equipment. These safety precautions are good, but they do not prevent loss of the gas. As an example of proper procedure, a list is presented for new procedures for leak detecting circuit breakers.³³

1.) Generally a tracer gas is a gas added to the pressurized component which is to be detected by the leak detector. For certain types of tests such as the bubble test, any gas will be a tracer gas. However, for instrumental methods, some gases give much higher sensitivity than others. Because of the sensitivity of the halogen-sensitive detectors, the FREONS have become popular tracer gases. With the development of the electron-capture detector, SF_6 has become an excellent tracer gas.

2.) Most leak detection can be done with both pure SF_6 and mixtures of FREON-12 with air. The use of pure SF_6 as both the pressurizing and tracer gas insures that the component is tested exactly as it is used, but recovery of the SF_6 after the test is inconvenient. While the diluted tracer gas may be convenient and economical, it does have disadvantages. First the tracer and diluent gases must be uniformly mixed during pressurization of the system. With tracer gases of high molecular weight and low diffusion coefficients (such as FREON-121), stratification can occur and tracer gas may not reach all internal regions of the component. In addition, the use of diluted tracer gases also places high requirements on the detector sensitivity.

3.) In most cases; the measurement of total leakage is much more important than leak location. For this use the halogen-sensitive detector was developed to be used with the FREON-type tracer gas. It has excellent sensitivity, specificity, and is portable and convenient to operate. It is, however, considerably less sensitive to SF_6 , and so far SF_6 detection gas chromatograph equipment employing an electron capture detector proves superior. The commercially available halogen and SF_6 leak detectors are designed with sniffer probes which are scanned over a suspected leak area, pulling any leaked tracer gas into the detector. The detector output is used to drive a meter, recorder, warning light, or audio alarm. The meters are calibrated by the use of standard leaks and are designed to give a direct readout of leak rate. However, it has been seen that it is very difficult to obtain quantitative leak-rate data with these devices. A quantitative measurement of leakage requires that all gas which has leaked from a compartment in a given period of time must be collected by the sniffer probe. The simple method is to incorporate a flexible boot to surround and contain the leak. This method has the following advantages to be considered: increased sensitivity, decreased background variations, better quantification of results, wide applicability, ease of handling, and small additional capital investment.³⁴

Even after extensive leak detection has been performed, problems may develop over time. If permanent gauges and warning devices are not a part of the equipment, it is recommended to check the gas pressure frequently. A good procedure is to check it every second month for the first year and at least annually thereafter.

The detection of leaks, leads naturally to one of the most troublesome problems. This is detection of the degree of SF_6 decomposition when total failure of the

equipment has not occurred. The problem is particularly sticky because of the toxic nature of the decomposition products. Some people perform the rancid-odor test. This consists of smelling the gas to detect traces of the "rotten-egg" odor. If this odor is detected, it is assumed that the gas needs to be cleaned up or replaced. This method has the alurious disadvantage that excessive inhalation of these gases can be harmful. Another procedure which people use to detect the acidity as HF and from it concentration determine the condition of the SF₆ samples. Either of these procedures are highly subjective but appear to be the only simple ones presently available. More sophisticated procedures involving gas chromatography or mass spectroscopic analysis are too expensive and unhandy to use in the field.

MANTENIMIENTO Y TALLERES.

MANTENIMIENTO ELECTRICO GAS SF6

Debido a que el Instructivo de Operación del equipo que utiliza SF6 para su funcionamiento esta referido a presiones absolutas, pero el equipo tan solo puede medir presiones relativas o de equipo y esta presión relativa se da con respecto a -- condiciones sobre el nivel del mar (Presión atmosférica 1:013 bares y $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$). Es necesario establecer el siguiente:

CRITERIO PARA EL CALCULO DE PRESIONES RELATIVAS O DE EQUIPO INSTALADO EN LA CIUDAD DE MEXICO.

De termodinámica sabemos que la presión absoluta es igual a:

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man} \dots\dots\dots$$

Donde P_{abs} : Presión absoluta
 P_{atm} : Presión atmosférica
 $P_e=P_{man}$: Presión manométrica
o de equipo.

...

CONDICIONES DE PRESION ATMOSFERICA

Sobre el nivel del mar = 1.013 bares a $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ del SF6

Del instructivo tenemos una presión de equipo máxima de operación:

de 6.7 bar a nivel del mar para la Cd. de México a una

Presión atmosférica = 0.78 bar a $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ del SF6

Presión manométrica o de equipo = ?

Calculemos inicialmente la presión absoluta, esta es igual en cualquier parte:

a nivel del mar

De (1) $P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$ y substituyendo sus valores:

$$P_{abs} = 1.013\text{ bar} + 6.7\text{ bar}$$

$$P_{abs} = 7.713\text{ bar}$$

Entonces para el cálculo de la presión manométrica o de equipo en la Cd. de México tendremos:

...

De (1)

$P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$, despejando P_{man}

$P_{man} = P_{abs} - P_{atm} \dots\dots(2)$ como P_{abs} es igual, tendremos
al sustituir en (2):

$$P_{man} = 7.713 \text{ bar} - 0.78 \text{ bar}$$

$$P_{man} = 6.933 \text{ bar con } t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

[n caso de ser necesario utilizar otras unidades por el equipo de medición de presión, utilícese las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ bar} = 14.51 \text{ PSI}$$

$$1 \text{ bar} = 1.02 \text{ kg/cm}^2$$

A continuación se cita un ejemplo utilizando el Diagrama Dependiente de Presión y Temperatura, (el cual se anexa junto con -- condiciones de operación) y Presión máxima de operación del --- equipo.

Ejemplo:

Supongamos que tenemos una temperatura de 5 $^\circ\text{C}$ en el equipo de SF6, el cual se haya ubicado en alguna Subestación en la Ciudad de México, a qué presión se cargaría el SF6 manteniendo condiciones de operación.

...

Ubicaremos inicialmente en el diagrama dependiente de presión y temperatura el punto de carga de Presión máxima de operación del equipo $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, aquí utilizaremos la presión absoluta = 7.713 bares y $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ encontrando para este punto una densidad del SF6 de 51.5 g/dm^3 aprox.

Ahora siguiendo esta curva de densidad hasta el cruce con la -- línea de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ tendremos una presión absoluta $P_{abs} = 7.2\text{ bar}$.

Con este valor de P_{abs} calculemos ahora la presión manométrica para $T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$ de (2)

$P_{man} = P_{abs} - P_{atm}$ sust. valores:

$P_{man} = 6.42\text{ bar}$ para $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

o bien directamente del diagrama dependiente de Presión y temp.

$P_e = 6.42\text{ bar}$ para $P_{abs} = 7.2\text{ bar}$

La Presión manométrica calculada o de equipo será con la cual se cargue al equipo en condiciones de la Ciudad de México y $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

La diferencia entre las presiones atmosféricas al nivel del mar y la de la Ciudad de México es la siguiente:

$P_{atm} = 1.013\text{ bar}$
nivel del mar

$P_{Cd. de México} = 0.78\text{ bar}$

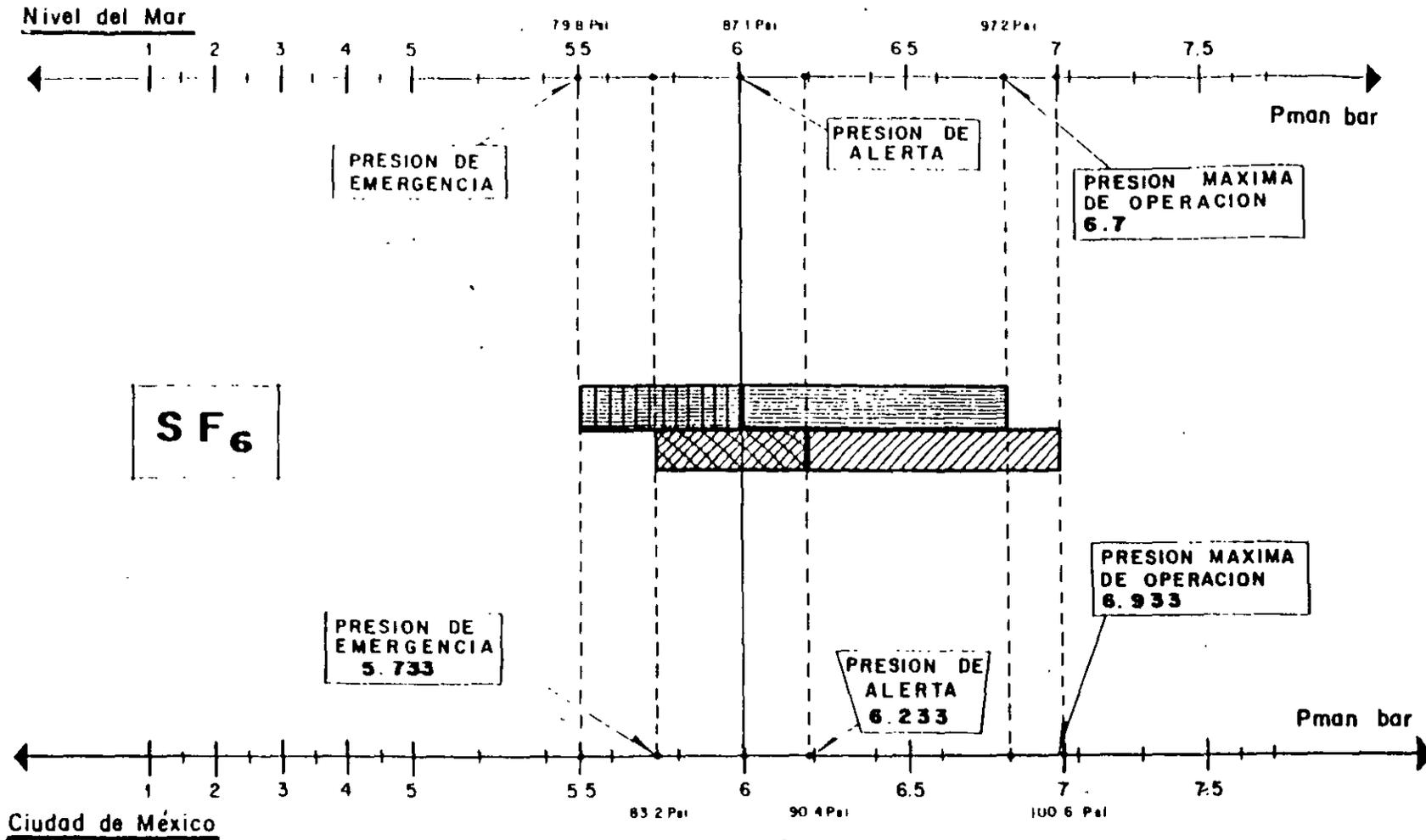
Diferencia $P_{atm} = 0.233\text{ bar}$.

Esta diferencia de presiones ocasiona que al cargar los equipos de SF6 con una temperatura de 20 °C con una presión máxima de operación de 6.7 bar según recomendación del instructivo, - esto referido al nivel del mar, tendrá una pérdida de presión en el equipo de 0.233 bar para la Ciudad de México, por lo que habrán que compensarse las presiones recomendadas por el instructivo en:

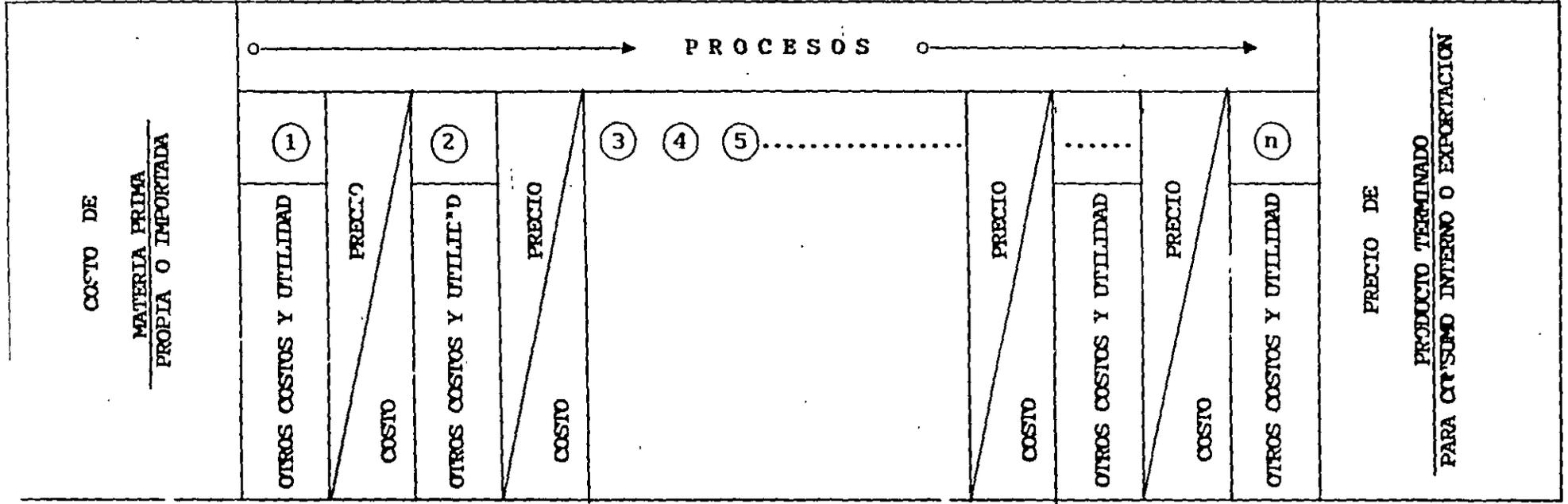
$$0.233 \text{ bar} \approx 3.38 \text{ Psi}$$

Esto ocasiona que las alarmas de alerta y emergencia se activen anticipadamente, al no compensarse la presión, el rango real de presiones de trabajo se disminuye, al no estar calibradas las alarmas con respecto a las condiciones atmosféricas de la Ciudad de México.

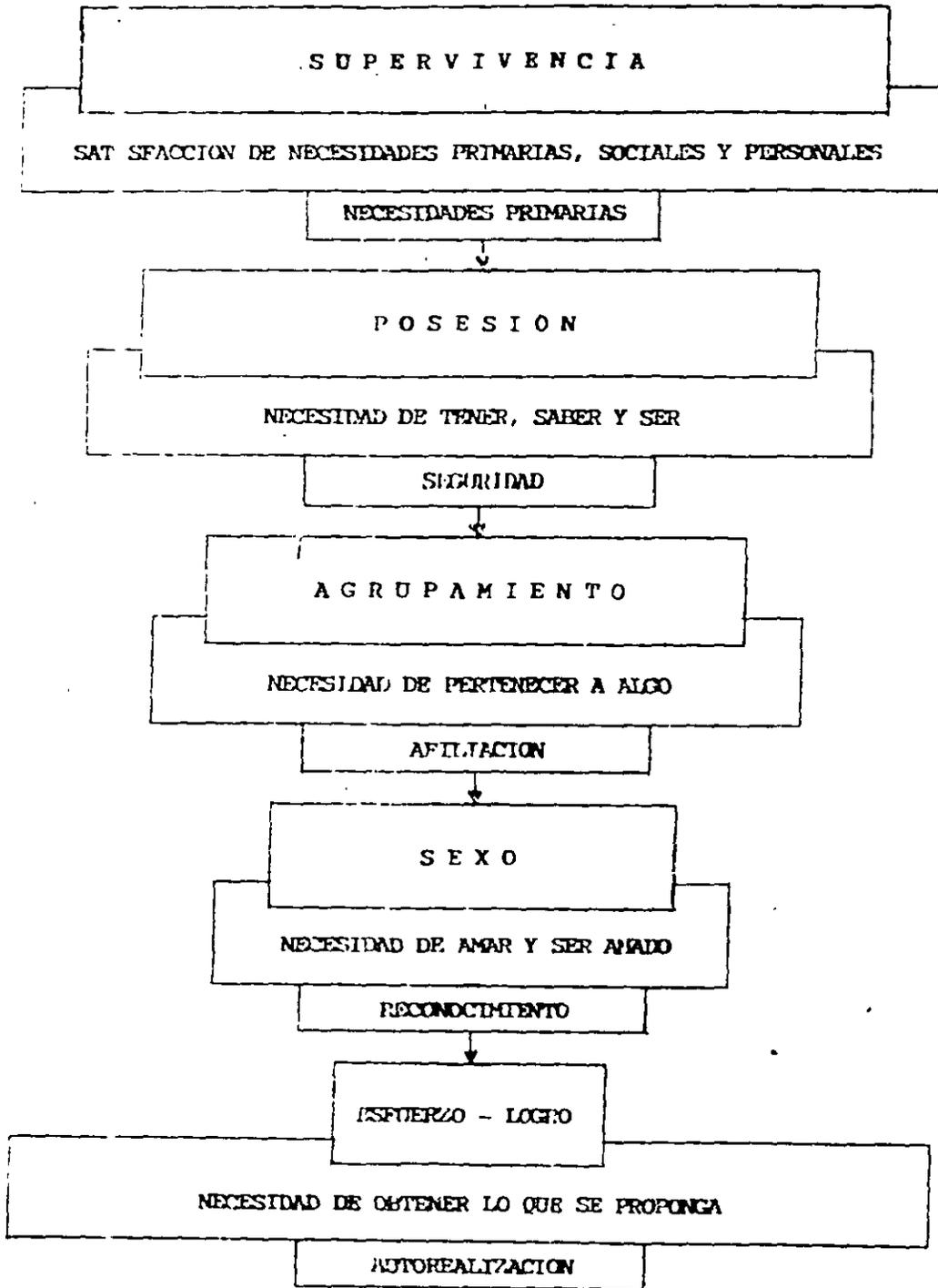
DIAGRAMA DE NIVEL DE PRESIONES DE EQUIPO



CADENA COSTOS - PRECIOS



1.10.- PRINCIPALES INSTINTOS ANIMALES Y NECESIDADES DEL SER HUMANO.



ESCALERA DE MASLOW

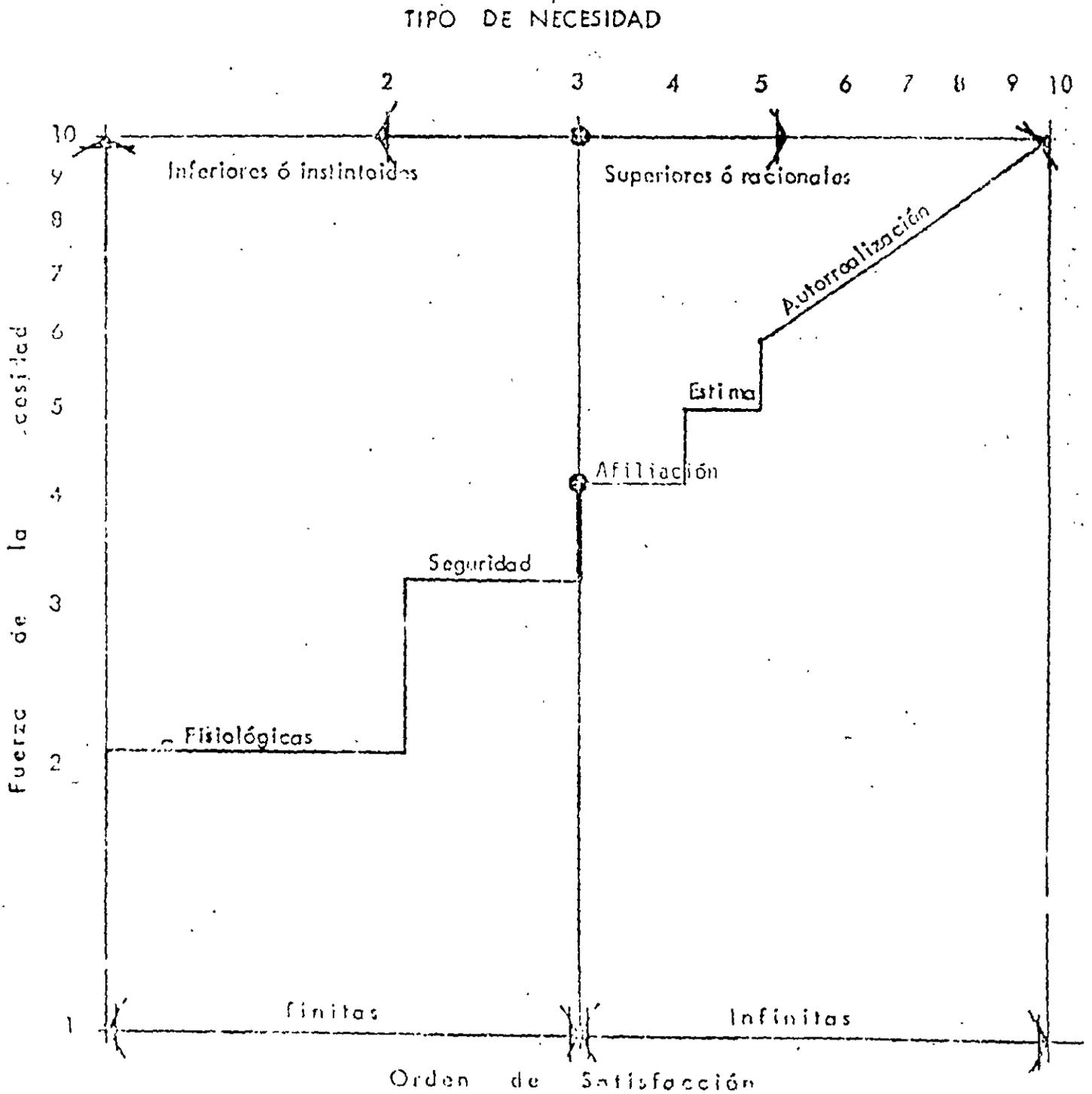
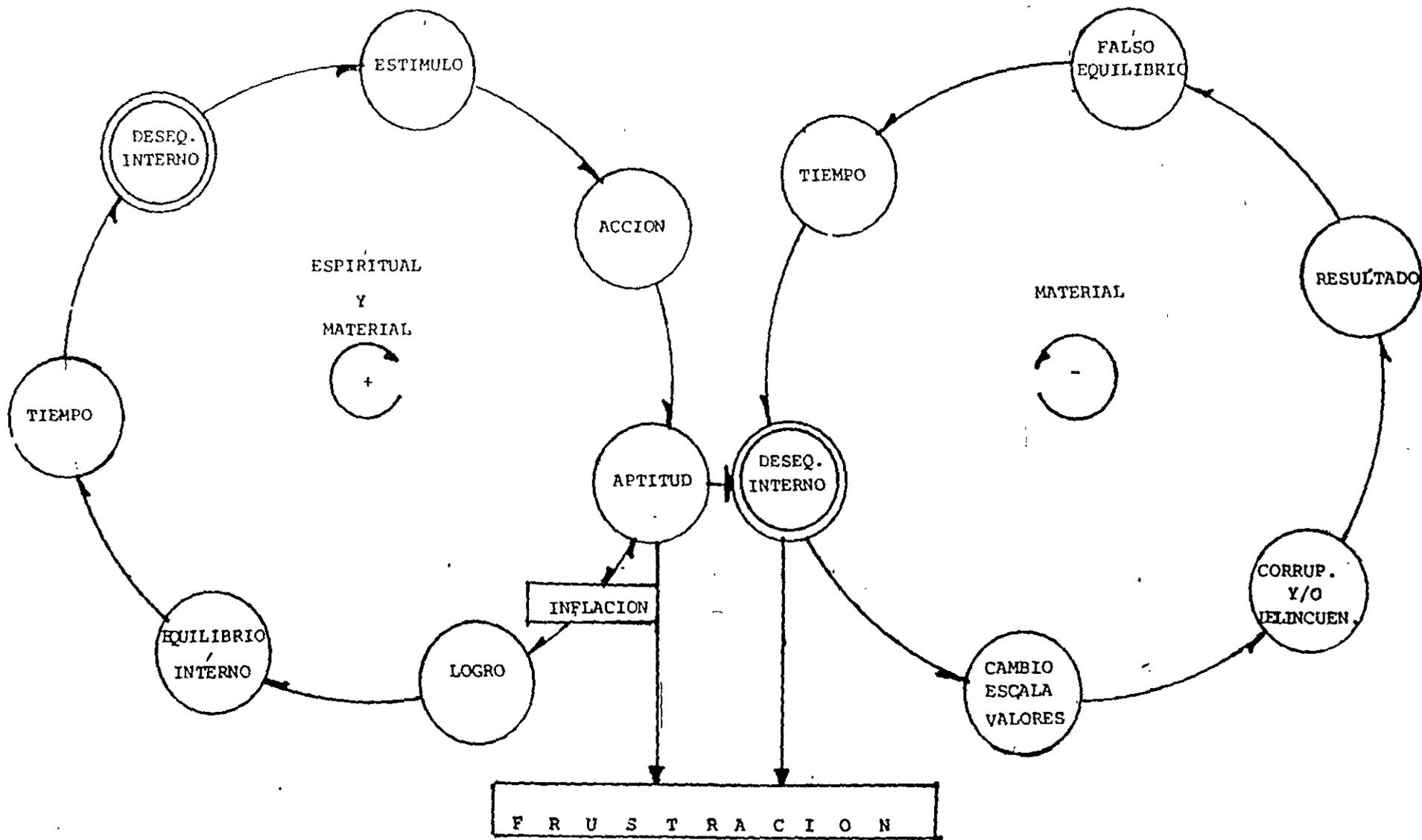


Figura N° 4

1.20.- CICLO MOTIVACIONAL Y SUS DESVIACIONES.-



1.30 EL PROCESO ECONOMICO.-

P R I M I T I V O	A C T U A L
1.- INSUFICIENCIA PERSONAL	INSUFICIENCIA PERSONAL
2.- FORMACION DE GRUPO	AGRUPACION
3.- APARICION LIDER	RECONOCIMIENTO LIDER
4.- TRUEQUE INTERPERSONAS	COMERCIO
5.- UTILIDAD PERSONAL	UTILIDAD
6.- AYUDA MOMENTANEA	INTERES SOCIAL
7.- SUMA PRODUCTOS	P.I.B.
8.- SOBRECARGA LIDER	BUROCRACIA
9.- COOPERACION PROPORCIONAL	IMPUESTOS DIRECTOS
10.- REPRESENTACION VALOR	MONEDA
11.- MONEDA NO FALSIFICABLE	BANCO CENTRAL
12.- INSUFICIENCIA GRUPAL	APERTURA COMERCIAL
13.- TRUEQUE INTERGRUPOS	COMERCIO INTERNACIONAL
14.- UTILIDAD GRUPAL	UTILIDAD
15.- INVASION EXTERNA	CONFLICTO INTERNACIONAL
16.- COOPERACION NO PROPORCIONAL	IMPUESTO INDIRECTO
17.- DESEQUILIBRIO MONEDA-PRODUCCION	INFLACION
18.- COMPETENCIA INTERGRUPOS	MERCADO INTERNACIONAL

INFLACION

CAUSA : "Excesiva emision de billetes"

EFEECTO: "Alza de Precios"

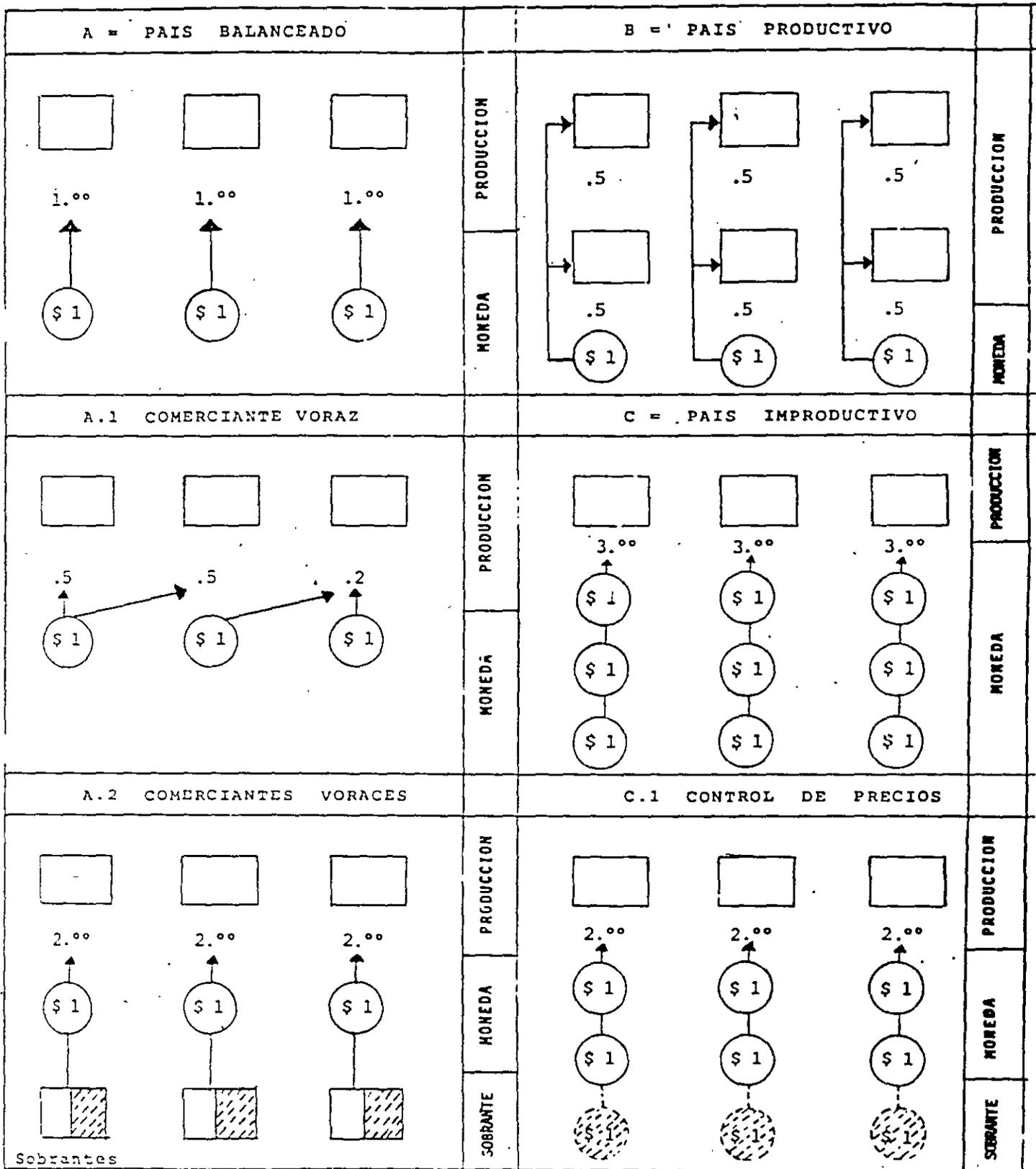


Figura # 3

HISTORIA DEL CONTROL DE PRECIOS

AÑO		
2830	AC	En Egipto el monarca Henku, mandó grabar en su tumba la siguiente leyenda: "Yo fui guardian de los cereales del sur de esta provincia"; El Gobierno Egipcio al regular la producción, fue apropiandose de la tierra, la cual para producir tuvo que rentarla a los agricultores.
2133	AC	En Babilonia el código Hamurabi, suponía una regulación de la economía a través de controles de precios y salarios, que no fue lograda.
491	AC	En China, Confucio decía en sus "Principios Económicos", "El Gobierno no debe nivelar precios mediante el ajuste de la oferta y la demanda. Para garantizar el costo del producto y el abasto del consumidor". El sistema falló.
1122	AC	En China, el Emperador Chou, determinaba la productividad de parcelas, ajustando la oferta, el sistema falló al confrontar sus funcionarios intereses comerciales y jurídicos.
372	AC	En China, durante el reinado de Hui de Laing, su ministro menciona, "Cuando hay abundancia de granos, hasta los animales lo comen, y nadie guarda, cuando hay escasez, el pueblo muere de hambre y todos lo achacamos al mal año";... "No fui yo fui el puñal".
400	AC	En Atenas, la acumulación de granos era castigada con la pena de muerte el "Agoranomi" (Inspector de Mercado, quien vigilaba las ventas), el "Sitephylaces" (Inspector de Grano, quien vigilaba peso y precio). Logró un control parcial que se desplomó al paso del tiempo.
400	AC	Lisias, el político, prometió precios más bajos en épocas de escasez, colgando a comerciantes y a inspectores: "No obstante se derrumbó el sistema.
300	AC	En Roma, Diocleciano inició la reforma monetaria, devaluó el Denario a la mitad y no obstante por falta de reservas, y por exceso de gastos públicos no pudo sostenerlo. En el año 301 aplicó el edicto Diocleciano fijando precios máximo a 900 artículos y 120 grados de mano de obra y transporte, con pena de muerte a quien vendiera a precios mayores. Culpó a los comerciantes de la inflación y huyeron productos y comerciantes, Diocleciano por ello abdicó en el año 305 D.
365	AC	En Roma, el emperador Juliano, inicia un plan semejante a Diocleciano en 365, fracasando en el año de 363 AC

DEVALUACIONES

AÑO 1.- SIN INFLACION.

<u>PAISES</u>	<u>1</u>	<u>3</u>	<u>4</u>
1er. Costo	\$ 20.00	\$ 20.00	\$ 20.00
Inflación	0 %	0 %	0 %
Utilidad	\$ 6.00	\$ 6.00	\$ 6.00
1ª Venta	\$ 26.00	\$ 26.00	\$ 26.00
Comprador.	\$ 26.00		

AÑO 2.- CON INFLACION.

<u>PAISES</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
1er. Costo	\$ 20.00	\$ 20.00	\$ 20.00
Inflación	30 %	10 %	60 %
2º Costo	\$ 26.00	\$ 22.00	\$ 32.00
Utilidad	\$ 7.80	\$ 6.80	\$ 9.60
1ª Venta	\$ 33.80	\$ 28.60	\$ 41.60
Devaluación	15.4%	0 %	31.3%
2ª Venta	\$ 28.60	\$ 28.60	\$ 28.60
Comprador	\$ 28.60		

Figura / 6

CURVA REGRESIVA

PHILLIPS/KEYNES

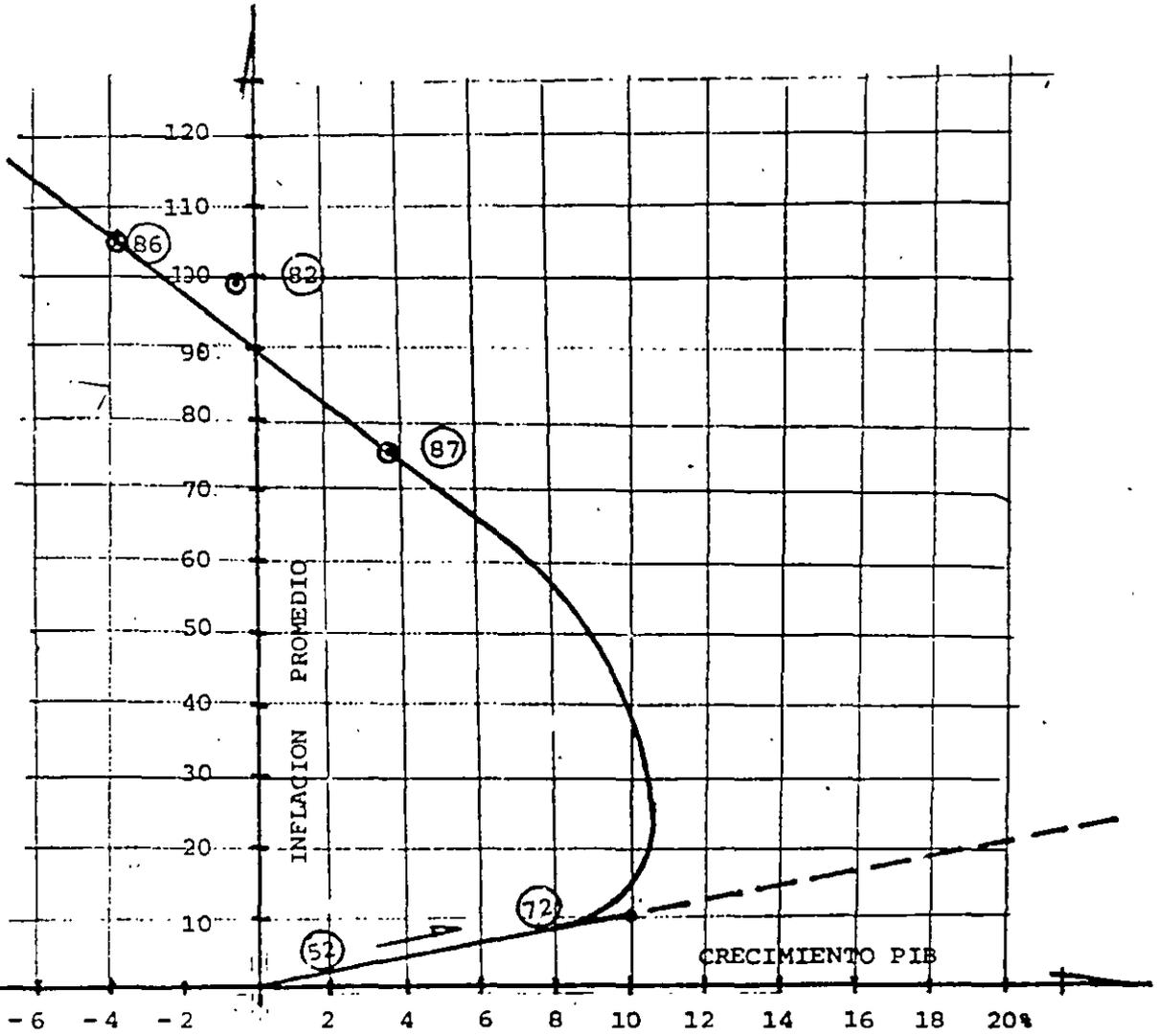


Figura # 5

CURVA REGRESIVA

Laffer

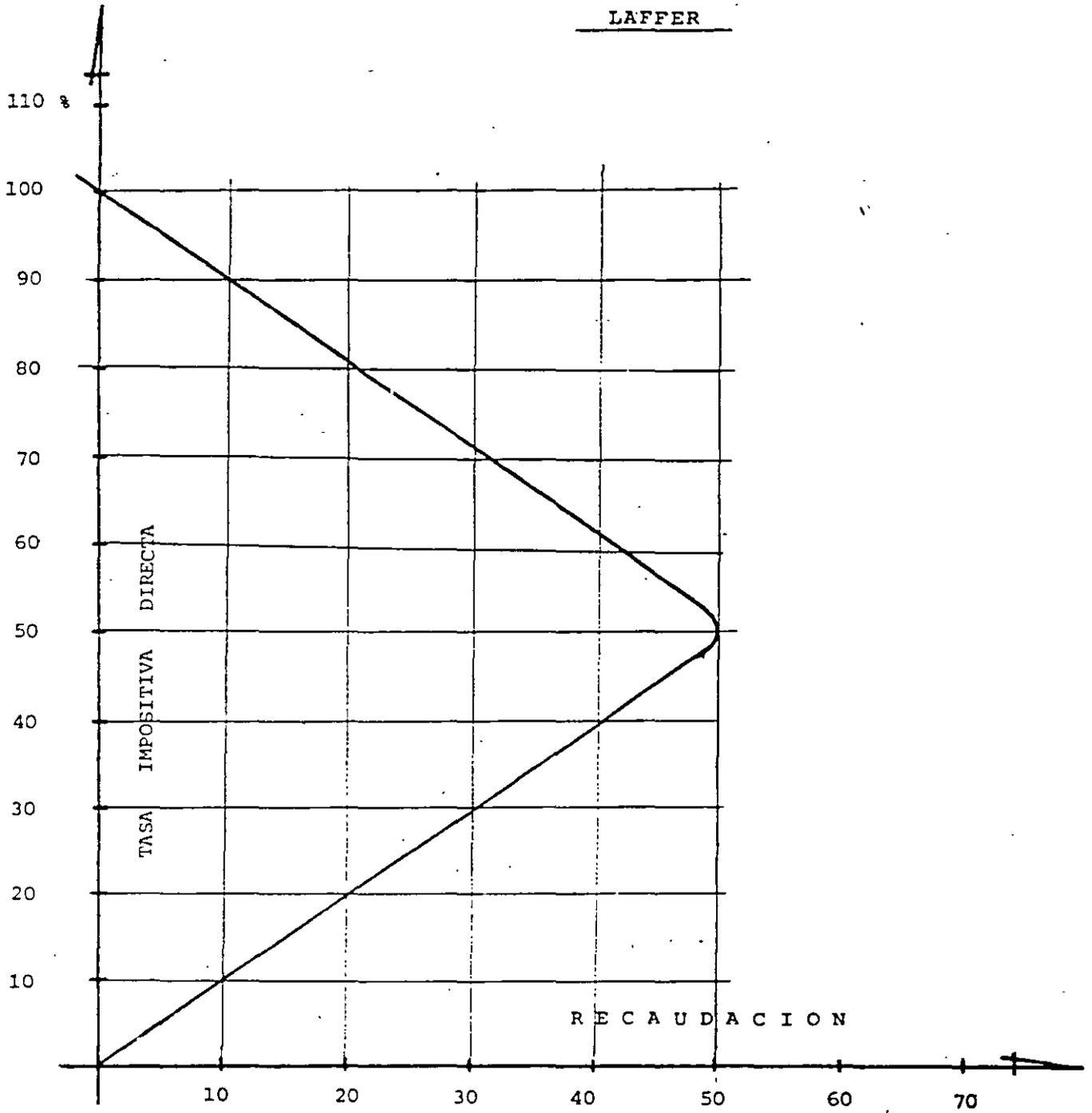


Figura # 15

CAUSA DE LA INFLACION

$$\text{PRESION MONETARIA} = \frac{\text{M4}}{\text{PRODUCCION INDUSTRIAL}}$$

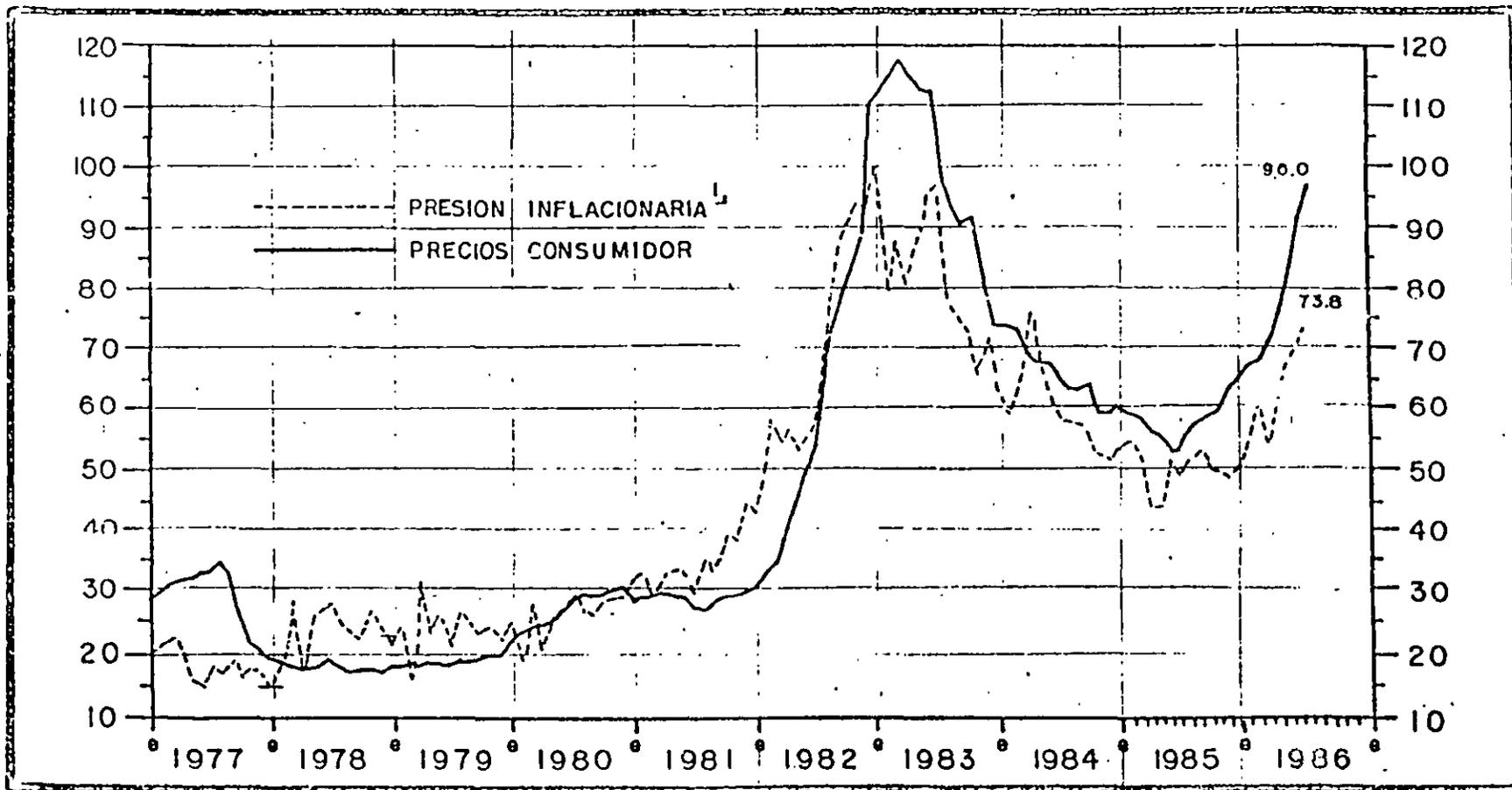
M1 = BILLETES, MONEDAS Y CHEQUES

M2 = M1 + CUENTAS DE MONEDA EXTRANJERA

M3 = M2 + CUENTAS DE AHORRO

M4 = M3 + OTRAS ACTIVIDADES FINANCIERAS

COMPARACION ENTRE LA PRESION INFLACIONARIA Y LA TASA DE INFLACION
 (VARIACION PORCENTUAL RESPECTO AL MISMO MES DEL AÑO ANTERIOR)



FUENTE : ELABORADO POR EL CEESP CON DATOS DE BANXICO.

NOTA : RELACION ENTRE M5 Y PRODUCCION INDUSTRIAL.

FECHA : OCT. 13 - 86

11

Figura # 13

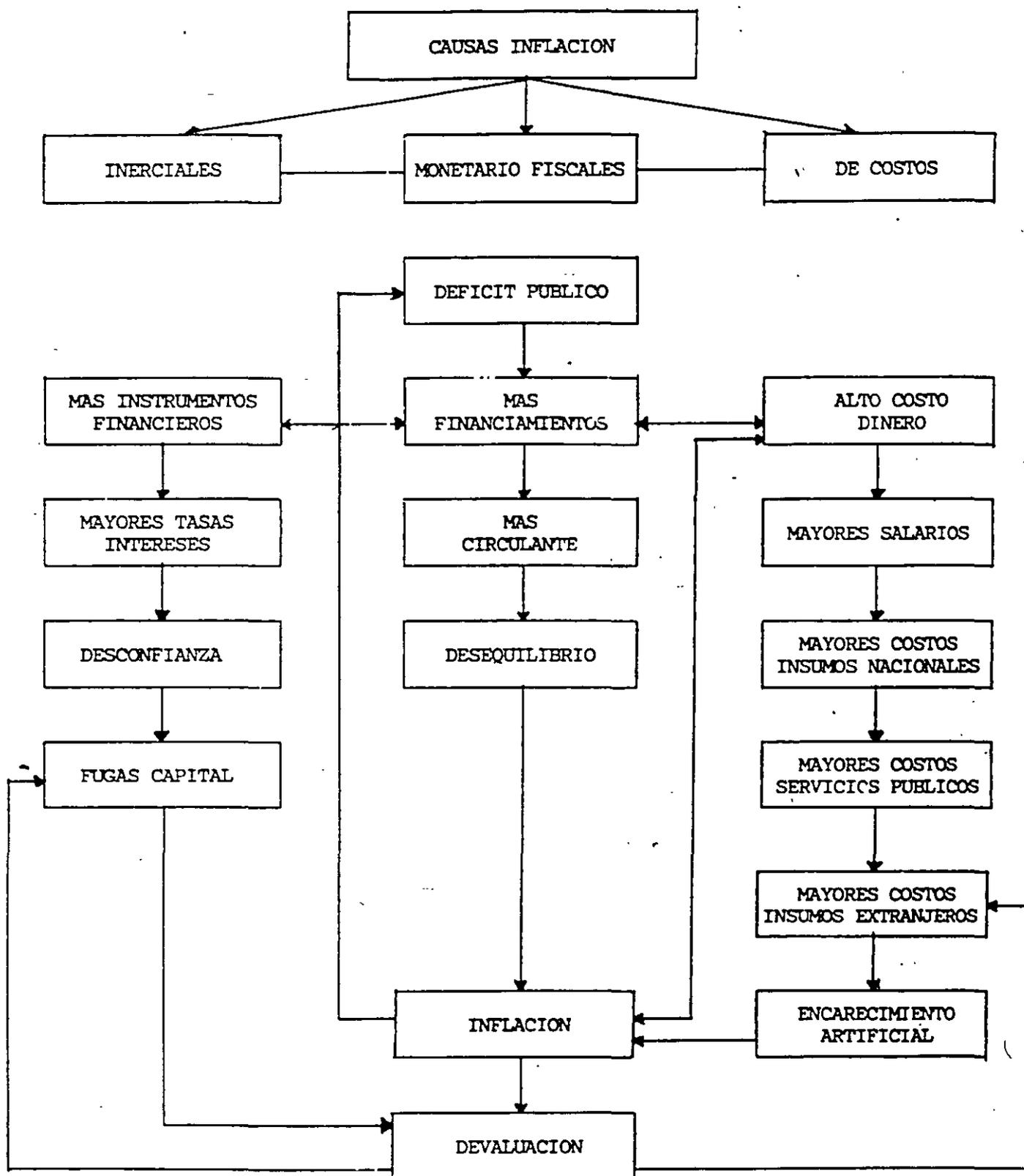


Figura # 14

VALOR DEL PUNTO TÉCNICO Y DE MERCADO
(diferencias de inflación)

FECHAS	INDICE DE PRECIOS AL POR MAYOR		REACCION a/b (c)	VALOR TECNICO 1960 = 12.50 (d)	VALOR DE MERCADO (e)	PRECIOS RELATIVA 4/e (f)	
	MEXICO (a)	USA (b)					
1975 (Dic)	105.6	100.7	1.03	15.15	12.50	21.7	
1976	(Ene)	106.7	103.4	1.05	15.44	12.50	23.52
	(Feb)	110.1	103.8	1.04	15.58	12.50	24.44
	(Mar)	111.7	104.4	1.07	15.73	12.50	25.84
	(Abr)	112.2	105.0	1.07	15.73	12.50	25.84
	(May)	113.9	105.2	1.08	15.88	12.50	27.04
	(Jun)	114.9	105.8	1.09	16.02	12.50	28.14
	(Jul)	117.5	106.5	1.11	16.32	12.50	30.56
	(Ago)	117.4	107.2	1.09	16.03	12.50	28.21
	(Sep)	117.4	107.8	1.10	17.05	14.85	(14.10)
	(Oct)	115.2	106.6	1.04	18.23	25.49	(28.48)
	(Nov)	146.3	109.0	1.34	19.70	22.07	(10.73)
	(Dic)	154.1	109.1	1.41	20.73	19.95	3.9
1977	(Ene)	157.6	109.4	1.43	21.02	22.17	(5.1)
	(Feb)	163.3	110.7	1.45	21.32	22.64	3.8
	(Mar)	163.4	111.7	1.46	21.47	22.89	3.3
	(Abr)	165.1	112.7	1.49	21.51	22.84	3.2
	(May)	171.5	113.2	1.51	22.20	22.80	2.4
	(Jun)	173.4	113.5	1.52	22.35	22.99	2.7
	(Jul)	174.8	114.2	1.53	22.50	22.86	1.6
	(Ago)	179.5	114.3	1.56	22.94	22.87	0.3
	(Sep)	180.4	115.3	1.56	22.94	22.69	1.1
	(Oct)	180.1	116.1	1.55	22.79	22.46	0.5
	(Nov)	180.1	116.2	1.55	22.79	22.65	0.6
	(Dic)	182.0	116.4	1.54	22.94	22.73	0.9
1978	(Ene)	184.6	117.5	1.57	23.00	22.72	1.20
	(Feb)	183.6	118.3	1.59	23.30	22.74	2.50
	(Mar)	192.4	119.0	1.61	23.67	22.74	4.08
	(Abr)	194.9	120.2	1.62	23.82	22.74	4.74
	(May)	199.8	120.9	1.65	24.26	22.76	6.5
	(Jun)	202.5	121.7	1.66	24.41	22.71	7.0
	(Jul)	204.8	122.5	1.67	24.55	22.83	7.5
	(Ago)	204.4	123.3	1.65	24.24	22.84	4.2
	(Sep)	202.7	123.9	1.63	23.97	22.73	5.4
	(Oct)	205.0	125.2	1.64	24.11	22.78	5.8
	(Nov)	207.4	125.9	1.64	24.11	22.73	5.8
	(Dic)	210.8	126.4	1.66	24.41	22.72	7.4
1979	(Ene)	218.2	128.3	1.70	24.89	22.71	10.00
	(Feb)	222.8	129.2	1.72	25.29	22.79	10.48
	(Mar)	225.4	131.4	1.72	25.25	22.82	10.52
	(Abr)	226.8	133.5	1.70	24.59	22.84	9.41
	(May)	230.4	135.0	1.72	25.29	22.84	10.72
	(Jun)	235.0	136.4	1.72	25.29	22.84	10.72
	(Jul)	237.4	138.3	1.72	25.14	22.83	10.11
	(Ago)	241.4	140.3	1.72	25.29	22.80	10.90
	(Sep)	244.9	142.4	1.72	25.29	22.77	11.04
	(Oct)	249.4	144.2	1.71	25.14	22.86	9.9
	(Nov)	249.8	144.3	1.72	25.29	22.85	10.67
	(Dic)	252.8	147.6	1.71	25.14	22.80	10.20
1980	(Ene)	226.4	152.0	1.75	25.73	22.83	12.70
	(Feb)	227.8	154.8	1.76	25.85	22.85	11.24
	(Mar)	227.0	156.6	1.77	26.00	22.85	11.70
	(Abr)	229.0	158.2	1.76	25.83	22.87	11.11
	(May)	231.8	159.5	1.79	26.32	22.84	15.13
	(Jun)	231.2	159.5	1.82	26.76	22.93	16.70
	(Jul)	233.1	161.0	1.82	27.42	23.02	23.04
	(Ago)	236.3	162.2	1.89	27.79	22.99	20.87
	(Sep)	237.7	164.2	1.85	27.94	23.06	21.36
	(Oct)	240.5	164.0	1.87	27.79	23.11	20.25
	(Nov)	243.3	165.2	1.86	27.94	23.19	20.48
	(Dic)	249.5	166.3	1.81	26.60	23.24	20.37
1981	(Ene)	331.5	169.0	1.86	28.82	23.39	23.21
	(Feb)	334.7	171.6	1.85	29.67	23.55	21.74
	(Mar)	331.7	174.3	1.78	29.67	23.74	22.37
	(Abr)	351.3	176.6	1.99	31.78	23.78	24.61
	(May)	356.9	177.9	2.01	29.55	24.15	25.10
	(Jun)	361.9	177.7	2.04	29.99	24.43	25.75
	(Jul)	374.3	178.4	2.07	30.44	24.61	21.53
	(Ago)	374.3	177.7	2.09	31.90	24.52	24.71
	(Sep)	371.5	179.5	2.11	31.32	25.29	24.28
	(Oct)	375.1	180.1	2.17	31.41	25.15	25.23
	(Nov)	374.5	181.2	2.20	32.35	25.84	24.02
	(Dic)	414.4	180.8	2.29	33.67	26.22	28.4
1982	(Ene)	425.8	183.3	2.34	34.40	26.61	29.1
	(Feb)	441.4	184.8	2.35	35.75	26.61	19.1
	(Mar)	462.6	183.3	2.55	37.92	45.90	17.4
	(Abr)	471.4	183.7	2.72	40.09	46.50	14.0
	(May)	493.0	185.2	2.73	40.15	46.72	14.0
	(Jun)	547.2	187.1	3.02	44.41	47.52	6.5
	(Jul)	576.1	188.1	3.16	46.47	43.17	(3.5)
	(Ago)	601.2	183.4	3.55	52.20	-	-
	(Sep)	-	184.5	-	-	-	-
	(Oct)	-	187.8	-	-	-	-
	(Nov)	-	186.7	-	-	-	-
	(Dic)	670-690.1 700-750.8 100-100.2	188.0	3.66 3.85 4.41	54.12 56.70 64.86	-	-

PAIS	INDICADOR	FECHA
USA	100.0	1960
MEX	100.0	1960
MEX	46.50	1982
MEX	(24.83)	(1982)

FUENTE: International Financial Statistics
Fondo Monetario Internacional

Septiembre 1982, actualización en la forma privada y controlada
en línea con el país

$$\text{SUBVALUACION} = 1.00 - \frac{100}{\text{INDICE}}$$

INDICE DEL TIPO DE CAMBIO REAL DEL PESO MEXICANO
133 PAISES, PRECIOS AL CONSUMIDOR BASE 1970 =100

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Enero	97.25	100.40	99.01	99.60	104.22	103.38	95.53
Febrero	98.00	100.69	99.50	99.45	104.94	106.15	95.94
Marzo	98.32	101.83	99.89	99.45	105.19	108.71	97.75
Abril	98.70	101.96	100.48	99.60	104.69	107.97	98.51
Mayo	98.30	101.66	100.30	99.90	104.98	108.29	99.58
Junio	98.24	101.68	100.21	100.49	104.40	109.58	98.81
Julio	98.46	101.10	100.22	100.91	104.26	109.60	97.74
Agosto	98.24	98.77	99.70	100.70	103.99	107.63	96.62
Septiembre	98.49	97.70	99.83	101.57	104.26	106.15	96.40
Octubre	98.45	99.08	100.48	102.38	104.34	105.80	96.07
Noviembre	98.79	101.02	100.39	102.22	104.06	103.72	94.77
Diciembre	98.98	101.62	99.98	103.07	104.16	99.91	95.30
Anual	98.35	100.63	100.00	100.78	104.46	106.41	96.92
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Enero	96.42	89.55	123.64	124.41	122.94	114.04	99.64
Febrero	97.48	88.52	131.67	123.77	122.22	111.89	96.03
Marzo	97.47	87.34	131.43	124.45	121.69	108.67	95.24
Abril	97.09	87.40	131.01	124.39	121.02	107.40	93.24
Mayo	96.94	87.23	131.61	122.75	119.88	109.79	91.10
Junio	95.92	86.92	132.13	123.66	120.18	109.93	88.95
Julio	94.12	86.81	132.13	124.52	121.94	108.47	87.75
Agosto	92.12	86.61	129.19	125.85	120.84	106.21	86.00
Septiembre	91.13	134.93	127.26	125.06	120.52	106.50	87.68
Octubre	91.35	131.66	127.51	127.05	119.01	105.82	87.95
Noviembre	91.17	150.35	127.34	124.26	117.94	103.51	88.54
Diciembre	90.34	122.09	127.82	117.79	117.45	100.88	87.34
Anual	94.30	103.28	129.39	124.00	120.47	107.76	90.79
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Enero	84.05	144.84	100.84	94.79	129.77	173.9	160.2
Febrero	94.39	141.44	107.87	95.95	138.30	174.2	148.2
Marzo	129.79	138.83	117.99	91.00	145.82	175.2	142.5
Abril	124.67	135.65	115.90	94.26	148.11	176.7	140.6
Mayo	122.87	135.19	113.64	94.70	150.99	176.1	
Junio	116.54	133.55	112.21	95.88	151.51	174.1	
Julio	111.10	131.10	108.97	102.05	159.21	164.5	
Agosto	159.32	129.00	108.13	117.04	164.76	160.9	
Septiembre	168.43	130.00	105.73	116.72	169.86	160.5	
Octubre	128.74	130.93	103.81	122.60	173.44	157.6	
Noviembre	122.11	125.90	103.52	125.24	172.50	159.7	
Diciembre	128.95	123.36	99.90	128.17	172.95	170.4	
Anual	124.25	133.32	110.54	106.20	156.43	168.6	

Figura # 12

$$\text{SUBV.-ABRIL} = 1.00 - \frac{100}{140.6} = 1.00 - 0.711237 = 28.87\%$$

EXTRAPOLACION DE PARIDAD OPTIMISTA.

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUACION	P. LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			REAL
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	SUPUESTO
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	40.0%	5.0%	1.400 / 1.050		218.67	30.0%	285.57	2.480	4.032	
1986	35.0%	5.0%	1.350 / 1.050		282.43	30.0%	367.16	1.837	5.443	
1987	30.0%	5.0%	1.300 / 1.050		349.68	30.0%	454.58	1.413	7.076	
1988	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		416.29	30.0%	541.17	1.131	8.845	
1989	20.0%	5.0%	1.200 / 1.050		475.76	30.0%	618.49	0.942	10.614	
1990	15.0%	5.0%	1.150 / 1.050		521.07	30.0%	677.39	0.819	12.206	
1991	10.0%	5.0%	1.100 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.745	13.427	
1992	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.709	14.098	
1993	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.676	14.803	
1994	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.643	15.543	
1995	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.613	16.320	
1996	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.584	17.136	
1997	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.556	17.993	
1998	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.529	18.893	
1999	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.504	19.837	
2000	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.480	20.829	

Figura # 8

EXTRAPOLACION DE PARIDAD PESIMISTA

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUACION	P. LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			REAL
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	SUPUESTO
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	40.0%	5.0%	1.400 / 1.050		219.67	30.0%	285.57	2.480	4.032	
1986	35.0%	5.0%	1.350 / 1.050		282.43	30.0%	367.16	1.837	5.443	
1987	30.0%	5.0%	1.300 / 1.050		349.68	30.0%	454.58	1.413	7.076	
1988	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		416.29	30.0%	541.17	1.131	8.845	
1989	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		575.28	30.0%	748.00	0.904	11.052	
1990	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		684.85	30.0%	890.00	0.723	13.821	
1991	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		815.30	30.0%	1,060.00	0.579	17.276	
1992	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		970.60	30.0%	1,262.00	0.463	21.595	
1993	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,155.47	30.0%	1,502.00	0.370	26.993	
1994	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,376.57	30.0%	1,788.00	0.295	33.742	
1995	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,637.58	30.0%	2,129.00	0.237	42.177	
1996	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,949.50	30.0%	2,534.00	0.189	52.722	
1997	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		2,320.83	30.0%	3,017.00	0.151	65.902	
1998	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		2,762.89	30.0%	3,592.00	0.121	82.377	
1999	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		3,289.16	30.0%	4,276.00	0.097	102.973	
2000	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		3,915.66	30.0%	5,090.00	0.077	128.715	

figura # 9

EXTRAPOLACION DE PARIDAD MUY PESIMISTA

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUACION	P. LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			REAL
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	SUPUESTO
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		235.36	30.0%	305.96	2.313	4.320	
1986	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		356.23	30.0%	437.10	1.543	6.480	
1987	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		480.33	30.0%	624.43	1.029	9.720	
1988	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		686.19	30.0%	821.04	0.686	14.580	
1989	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		980.27	30.0%	1,274.35	0.457	21.870	
1990	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		1,400.39	30.0%	1,820.50	0.305	32.805	
1991	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		2,000.56	30.0%	2,600.72	0.203	49.208	
1992	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		2,857.94	30.0%	3,715.33	0.135	73.811	
1993	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		4,082.77	30.0%	5,307.60	0.090	110.717	
1994	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		5,832.53	30.0%	7,582.29	0.060	166.075	
1995	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		8,332.19	30.0%	10,831.84	0.040	249.113	
1996	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		11,903.13	30.0%	15,474.07	0.027	373.669	
1997	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		17,004.47	30.0%	22,105.81	0.018	560.504	
1998	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		24,292.10	30.0%	31,579.73	0.012	840.756	
1999	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		34,703.00	30.0%	45,113.90	0.008	1,261.134	
2000	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		49,575.71	30.0%	64,448.43	0.005	1,891.702	

Figura # 10

FUNDAMENTOS DEL MOVIMIENTO DE LAS DIVISAS

Existen cuatro grandes grupos en los cuales podríamos catalogar los factores sobre los cuales se fundamentan los movimientos técnicos.

ECONOMICOS	POLITICOS
La paridad del poder adquisitivo	Elecciones nacionales
Alzas o bajas en las tasas de interés	Cambio de poder
Resultado en la Balanza de pagos	Atentados políticos
Publicación de cifras de inflación	Destituciones de políticos
Devaluaciones	Escándalos políticos
Publicación del Producto Interno Bruto ..	Discusiones sindicales.....
NATURALES	CULTURALES
Condiciones climáticas	Mentalidad
Terremotos	Religión
Malas cosechas	Propensión al ahorro
	Confianza del consumidor

HISTORIA DE PRONÓSTICOS DE PARIDAD SUCRES - DÓLAR

MES	AÑO	INFLACIÓN ECUADOR	INFLACIÓN USA	INFLACIÓN ECUADOR	INFLACIÓN USA	IE/IUS	PARIDAD TÉCNICA	FACTOR CONFIANZA O DESCONFIANZA	CAMBIO LIBRE
Dic.	1986						147.00		
Dic.	1987	32.40%	3.70	1.324	1.037	1.27676	187.68370	1.33	249.13
Dic.	1988	85.60%	4.00	1.856	1.04	1.78462	334.94322	1.53	512.83
Dic.	1989	54.30%	4.8	1.543	1.048	1.47233	493.14637	1.35	664.50
Dic.	1990	49.50%	5.40	1.495	1.054	1.41841	699.48180	1.28	898.10
Dic.	1991	48.90%	3.10	1.489	1.031	1.44423	1,010.21184	1.30	1,310.25
Dic.	1992	60.30%	2.90	1.603	1.029	1.55782	1,573.73137	1.17	1,846.20
Dic.	1993	31.00%	2.70	1.310	1.027	1.27556	2,007.38860	1.02	2,046.00
Dic.	1994	25.40%	2.70	1.245	1.027	1.21227	2,433.49446	0.93	2,270.00
Dic.	1995	22.80%	2.50	1.228	1.025	1.19805	2,915.44507	1.00	2,925.00
Dic.	1996	25.60%	3.30	1.256	1.033	1.21588	3,544.81994	1.03	3,635.00
Dic.	1997	30.60%	3.30	1.306	1.033	1.26428	4,481.64070	0.96	4,321.00
Dic.	1998	38.00%	2.9	1.38	1.029	1.34111	6,010.36363		

Mayo 2000

25,000 =

HISTORIA DE PRONÓSTICOS DE PARIDAD PESOS - DÓLAR AL 9 DE JUNIO DEL 2000

	AÑO	MEXICO INFLACIÓN	INFLACION EUA	PARIDAD TÉCNICA	SUB VALUACIÓN OFICIAL	PRONOSTICO TÉCNICO	FD FC	CAMBIO LIBRE
J. L.	1978		9.0					0.0227
	1979	19.9436	13.3					0.0228
	1980	29.8824	12.5	0.02800			0.84	0.0234
	1981	28.6836	8.8	0.03312			0.79	0.0262
	1982	98.8738	3.8	0.06345	30%	0.08249	1.17	0.0963
M. M.	1983	80.7692	3.8	0.11050	30%	0.14365	1.13	0.1620
	1984	59.1698	3.9	0.16928	30%	0.22006	0.96	0.2102
	1985	63.7445	3.8	0.26704	30%	0.34715	1.30	0.4500
	1986	105.7495	1.1	0.54346	30%	0.70650	1.31	0.9220
	1987	159.1695	4.4	1.34912	30%	1.75386	1.30	2.2780
	1988	51.6577	4.4	1.95981	10%	2.15579	1.06	2.2853
C. S.	1989	19.6974	4.6	2.24268	10%	2.46695	1.09	2.6860
	1990	29.9298	6.1	2.74638	10%	3.02102	0.98	2.9495
	1991	18.7945	3.1	3.16445	-----	3.16445	0.97	3.0768
	1992	11.9380	2.9	3.44239	-----	3.44239	0.90	3.1145
	1993	8.0092	3.0	3.60980	-----	3.60980	0.85	3.1070
	1994	7.0516	2.70	3.76275	-----	3.76275	1.31	4.9400
	1994	Cambio Indice						
E. Z.	1995	51.9661	2.50	5.58630	-----	5.58630	1.37	7.6842
	1996	27.7048	3.60	6.87662	-----	6.87662	1.13	7.8509
	1997	15.7185	1.70	7.82450	-----	7.82450	1.03	8.0833
	1998	18.61	1.61	9.13359	-----	9.13359	1.09	9.9395
	1999	12.32	2.20	10.03801	-----	10.03801	0.95	9.5251
	* 2000	10.00	2.50	10.77260	-----	10.77260	1.25	13.4557

* Supuesto

CRECIMIENTO PIB AL + 5% ANUAL

Sin crecimiento poblacional				Con crecimiento poblacional a 2% anual.			
1º año	1.30	x	1.05 = 1.365	1.30	x	1.03 = 1.3390	
2º año	1.365	x	1.05 = 1.4333	1.3390	x	1.03 = 1.3792	
3º año	1.4333	x	1.05 = 1.5049	1.3792	x	1.03 = 1.4205	
4º año	1.5049	x	1.05 = 1.5801	1.4205	x	1.03 = 1.4632	
5º año	1.5801	x	1.05 = 1.6592	1.4632	x	1.03 = 1.5071	
6º año	1.6592	x	1.05 = 1.7421	1.5071	x	1.03 = 1.5523	

ESTABILIZACION PIB AL 0% ANUAL

Sin incremento poblacional				Con incremento poblacional 2% anual			
1º año	1.30	x	1 = 1.30	1.30	+	1.02 = 1.2745	
2º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2745	+	1.02 = 1.2495	
3º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2495	+	1.02 = 1.2250	
4º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2250	+	1.02 = 1.2010	
5º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2010	+	1.02 = 1.1775	
6º año	1.30	x	1 = 1.30	1.1775	+	1.02 = 1.1544	

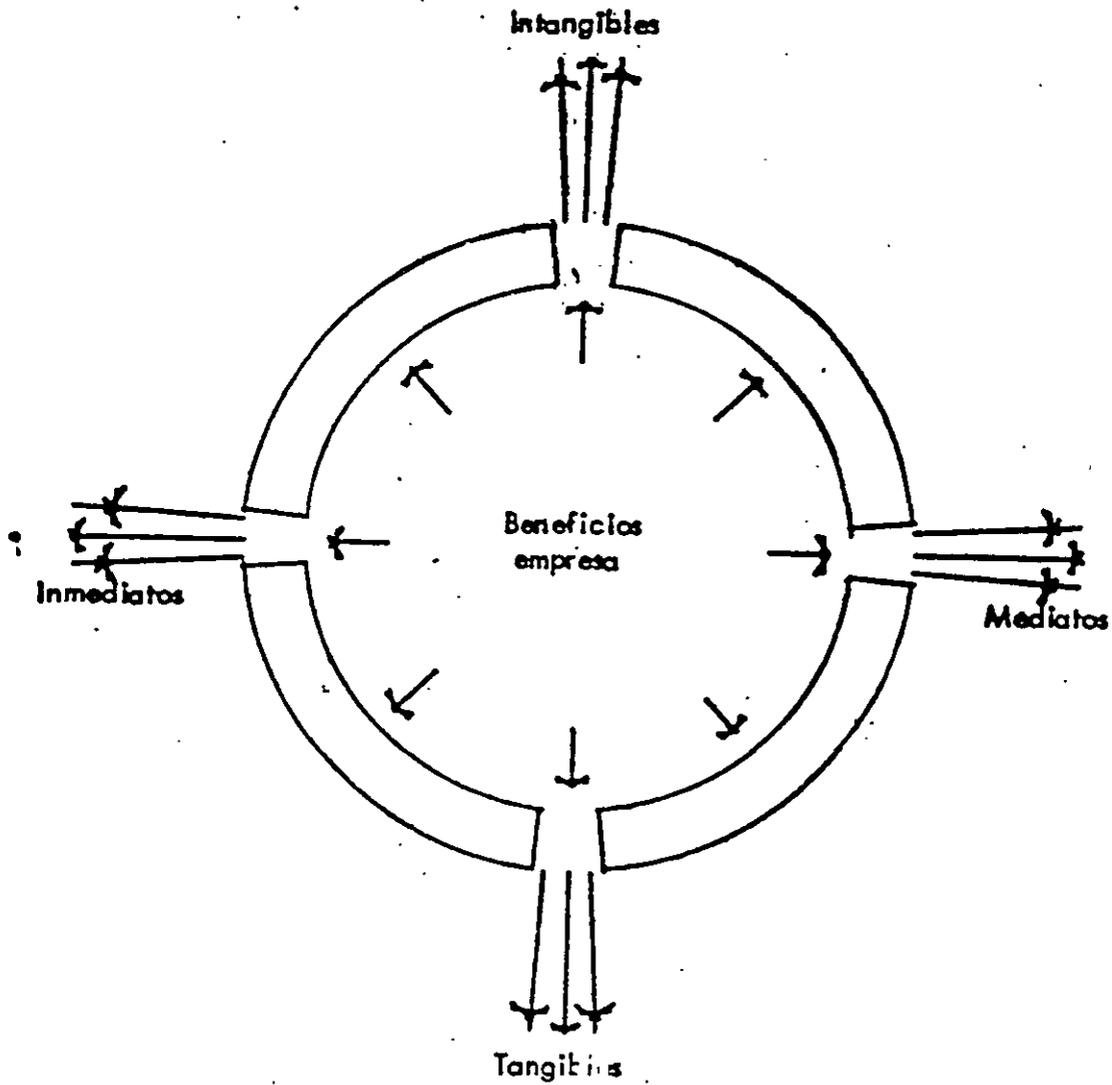
DECREMENTO PIB AL - 5% ANUAL

Sin incremento poblacional				Con incremento poblacional a 2% anual			
1º año	1.30	+	1.05 = 1.2381	1.30	+	1.07 = 1.2149	
2º año	1.2381	+	1.05 = 1.1791	1.2149	+	1.07 = 1.1355	
3º año	1.1791	+	1.05 = 1.1230	1.1355	+	1.07 = 1.0612	
4º año	1.1230	+	1.05 = 1.0695	1.0612	+	1.07 = 0.9918	
5º año	1.0695	+	1.05 = 1.0185	0.9918	+	1.07 = 0.9269	
6º año	1.0185	+	1.05 = 0.9700	0.9269	+	1.07 = 0.8662	

Figura # 16

BENEFICIOS EMPRESA

1.02



PUBLICA



PRIVADA



Figura # 17

SITUACION COMPETITIVA DE LOS PAISES EN DESARROLLO 1/

	TOTAL 2/	DINAMISMO DE LA ECONOMIA	EFICIENCIA INDUSTRIAL	DINAMICA DEL MERCADO	DINAMISMO FINANCIERO	RECURSOS HUMANOS	INTERVENCION ESTATAL	RECURSOS NATURALES	ORIENTACION HACIA AFUERA	INNOVACION TECNOLOGICA FUTURA	CONSENSO Y ESTABILIDAD SOCIOPOLITICA
TAIWAN	1	1	5	3	3	3	3	3	3	1	2
SINGAPUR	2	2	3	2	2	2	2	6	1	4	1
HONG KONG	3	3	1	1	1	1	1	9	2	3	4
REP. DE COREA	4	4	2	4	4	5	4	7	4	2	5
MALASIA	5	6	4	6	5	7	9	4	5	8	3
TAILANDIA	6	9	6	5	8	4	7	5	8	6	6
BRASIL	7	8	9	7	6	6	6	2	9	5	7
INDIA	8	7	7	9	7	9	5	8	7	7	8
MEXICO	9	5	8	8	9	6	8	1	6	9	9

FUENTE: ELABORADO POR EL CEESEP, CON DATOS DEL "INFORME SOBRE LA COMPETITIVIDAD INDUSTRIAL, 1986" DE LA FUNDACION EF.

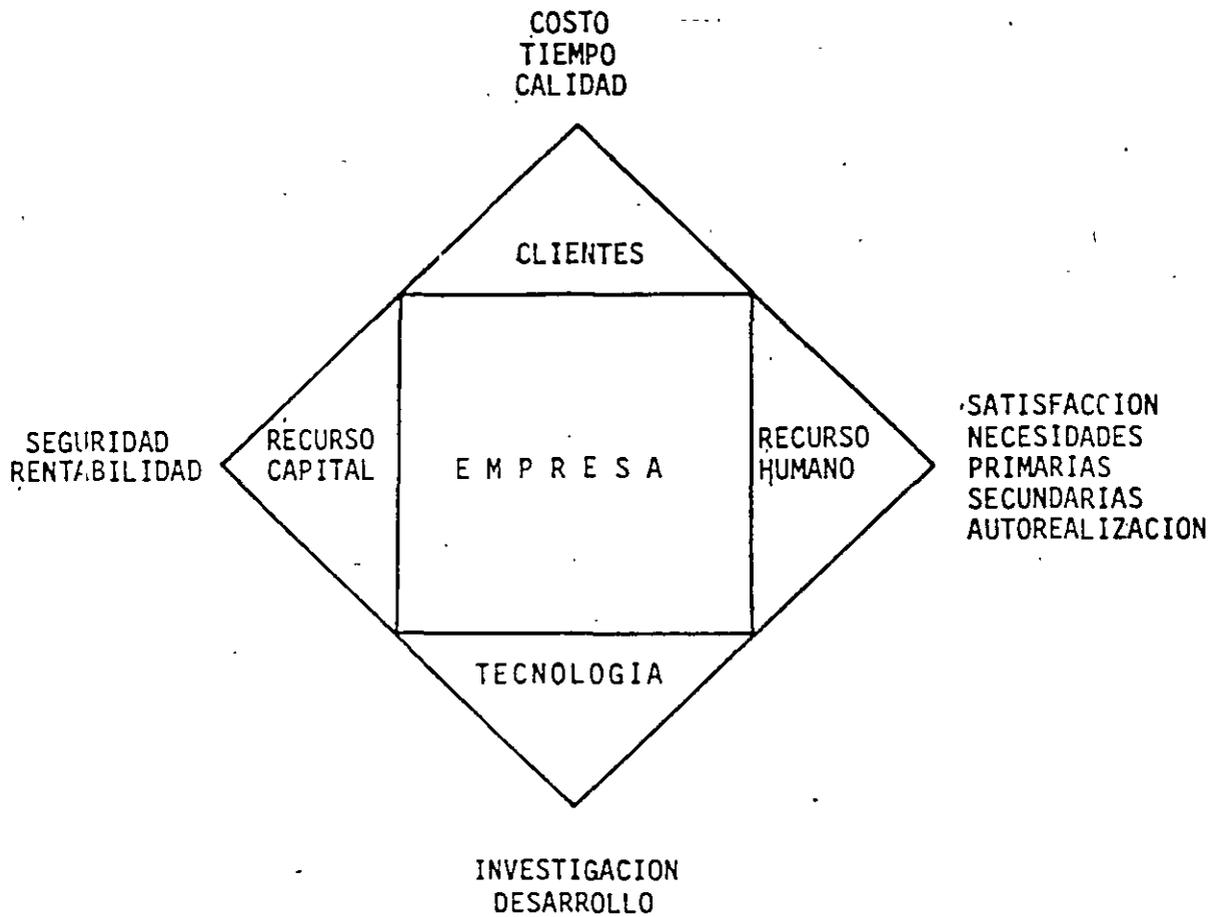
NOTAS: 1/ SEGUN ENCUESTA REALIZADA ENTRE 1,500 EMPRESARIOS, ECONOMISTAS Y LIDERES DE OPINION DE 32 PAISES.

2/ PROMEDIO PONDERADO DE LOS 10 FACTORES

3/ MAS COMPETITIVO 1; MENOS COMPETITIVO 9.

FECHA: 5/1/87

ELEMENTOS DE LA EMPRESA



PRIORIDADES ?

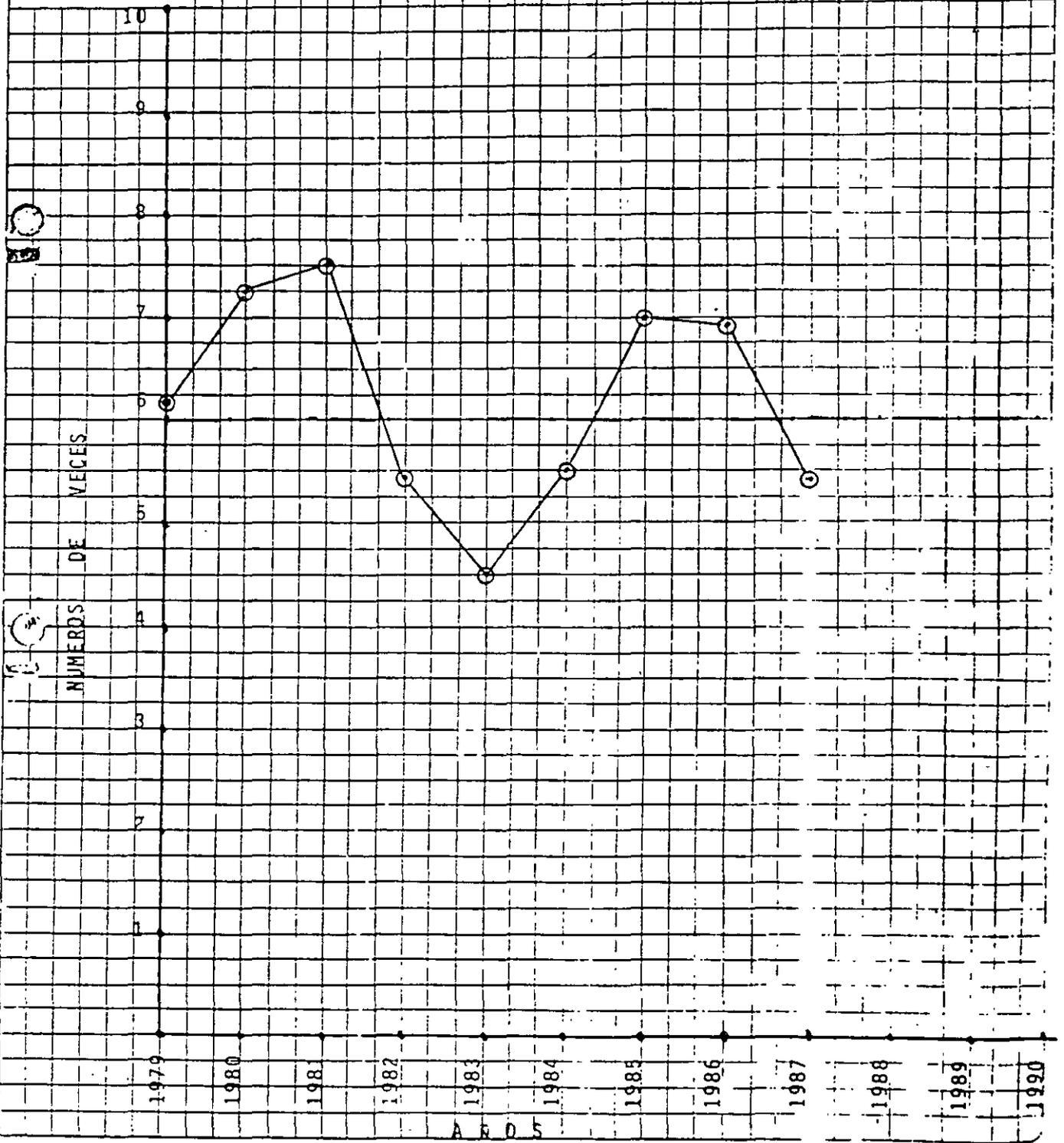
Figura # 18



LINCOLSA

PROMEDIO NACIONAL DE REVOLUCION DE CAPITAL

INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCION MEXICANA



CON FECHA 29 DE DICIEMBRE DE 1998, EL ARTÍCULO
CORRESPONDIENTES AL PAGO EMPRESARIAL PARA 1999,
CAMBIA SEGÚN :

TITULO II
DE LAS PERSONAS MORALES

DISPOSICIONES GENERALES

TASA DEL ISR DE LA PERSONAS MORALES

ARTÍCULO 10. Las personas morales deberán calcular el impuesto sobre la renta, aplicando al resultado fiscal obtenido en el ejercicio la tasa de 35%.

TASA DEL 30% A UTILIDADES REINVERTIDAS

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, dichas personas morales podrán diferir parte del impuesto a que se refiere el mismo párrafo en tanto reinviertan las utilidades. Para ello, podrán aplicar la tasa del 30% a la utilidad fiscal reinvertida del ejercicio. La diferencia entre el impuesto que se calcule sobre la utilidad fiscal reinvertida conforme a este párrafo y el que se derivaría de aplicar la tasa del párrafo anterior a la misma utilidad, será la parte del impuesto que podrán diferir las personas morales y pagar al momento de la distribución de utilidades, conforme a las reglas del artículo 10-A de esta Ley.

Para los efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, se considera utilidad fiscal reinvertida del ejercicio, la cantidad que se obtenga de restar al resultado fiscal obtenido en el mismo incrementado con la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa deducida en los términos de la

fracción III del artículo 25 de esta Ley, la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa, el importe de las partidas no deducibles para efectos de dicho impuesto, excepto las señaladas en las fracciones IX y X del artículo 25 de la Ley citada, y la utilidad derivada de los ingresos percibidos en el ejercicio de fuente de riqueza ubicada en el extranjero calculando para estos efectos las deducciones que correspondan con las reglas establecidas en el artículo 60., sexto párrafo de esta Ley. Si en lugar de utilidad hubiese pérdida derivada de los ingresos a que se refieren las fracciones VI, VII y VIII del artículo 120, pagarán el impuesto aplicando la tasa a que se refiere el primer párrafo de este artículo. Este impuesto tendrá el carácter de definitivo.

EN BASE A LO ANTERIOR LOS AUTORES SUGIEREN, PARA FINES DE PLANEACIÓN DE COSTOS, MODIFICAR EN EL CAPÍTULO 3.000, CORRESPONDIENTE A LA UTILIDAD, SE RECOMIENDA UTILIZAR COMO IMPUESTO SOBRE LA RENTA 35.00%

CONCURSO INTERNACIONAL

	MEXICO		EUA	ECUADOR	HONDURAS	COSTA RICA	MEXICO
	1975 PESOS	1997 PESOS	1997 DOLARES	1997 SUCRES	1997 LEMPIRAS	1997 COLONES	1997 PESOS
1.- TASA PASIVA CAPITAL	12.00	27.00	8.00	61.00	37.00	27.00	27.00
2.- TECNOLOGIA	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
3.- RIESGO	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
A.- RENTABILIDAD ANUAL (SUMA 1+2+3)	42.00	57.00	38.00	91.00	67.00	57.00	57.00
4.- VENTAS ANUALES A COSTO DIRECTO	30.00 MP	19.20 MP	2.40 MD	9,900.00 MS	31.20 ML	570.00 MC	19.20 MP
5.- CAPITAL CONTABLE	5.00 MP	3.20 MP	0.40 MD	1,650.00 MS	5.20 ML	95.00 MC	1.60 MP
B.- REVOLVENCIA (cociente 4/5)	6	6	6	6	6	6	12
C.- UTILIDAD ANTES IMPUESTOS (Cociente A/B)	7.00	9.50	6.33	15.17	11.17	9.50	4.75
6.- CARGOS A LA UTILIDAD							
6.1.- INFONAVIT	0.015	----	----	----	----	----	----
6.2.- Participación Trabajadores	0.080	0.100	----	----	----	----	0.100
6.3.- I.S.R.	----	0.350	0.350 *	0.320	0.300	0.280	0.340
D.- SUMA IMPUESTOS (SUMA 6.1+6.2+6.3)	0.095	0.450	0.350	0.320	0.300	0.280	0.440
E.- SUMA	0.905	0.550	0.650	0.680	0.700	0.720	0.560
F.- UTILIDAD CONCURSO (COCIENTE C/E)	7.73	17.27	9.74	22.31	15.96	13.19	8.48

* Para utilidades mayores a 1 millón de dólares

TEORIA DEL VALOR

NECESIDAD PRIMARIA	NECESIDAD SOCIAL
INDISPENSABILIDAD	DESEABILIDAD
GENERALIDAD	GENERALIDAD
DURABILIDAD	DURABILIDAD
CLAUDICACION	CLAUDICACION
ESCASEZ	ESCASEZ
ABUNDANCIA	ABUNDANCIA

SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A MARZO DE 1994.-

Déficit comercial	28,000 MD
Inversión extranjera en Cetes	50,000 MD
Exportaciones	10,000 MD (8,000 MD Petróleo, 1,000 MD Turismo, 1,000 MD Braceros)
Reservas	30,000 MD
Tipo de cambio controlado, según Banda	

SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A DICIEMBRE DE 1994.-

Inversión extranjera en Cetes	20,000 MD
Inversión extranjera en Tesobonos	30,000 MD (con 10% a 19% anual, pagadero en dólares)
Reservas	12,000 MD
Banco de Mexico puede regular mercado	
Inflación 1994 México	7.05%
Inflación 1994 EUA	3.00%
Tipo de cambio flotante	
Factor de desconfianza	1.37

SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A OCTUBRE DE 1999.-

Déficit comercial	8,000 MD	
Reservas	30,000 MD	
Inversión extranjera en Cetes	3,500 MD	
Inversión extranjera directa	10,000 MD	
Exportaciones	140,000 MD (8,000 MD Petróleo, 132,000 MD manufacturas y maquiladoras)	
Banco de México no puede regular mercado		
Tipo de cambio flotante		
Blindaje financiero	20,000 MD	
* Inflación 1999 Mexico	13.50%	* Supuestos
* Inflación 1999 EUA	2.20%	
* Inflación 2000 Mexico	10.50%	
* Inflación 2000 EUA	2.00%	
* Crecimiento PIB 1999 México	5.00%	
* Crecimiento PIB 2000 México	5.50%	
Factor de desconfianza	?	

Conceptos de Tipo Económicos/Bursátiles (América Economía).

Octubre 25 de 1999.

Entorno: Empresas de América Latina que cotizan en Bolsa de valores.

Capital Bursátil	Cantidad de Acciones disponibles de pronta liquidación, por el total de acciones cotizadas por la empresa.
Rentabilidad:	Punto de equilibrio de quien cotiza en valores bursátiles. (Colocación accionaria).
ROE/Rentabilidad sobre el patrimonio:	Punto de equilibrio sobre el capital comprometido ante la Bolsa de Valores.
ROA/Rentabilidad sobre los activos	Punto de equilibrio sobre los activos comprometidos del capital o patrimonio.

Entorno: Decremento de Utilidades de Empresas de América Latina.

Patrimonio Neto	Capital derivado de las utilidades o pérdidas de una empresa sin considerar las participaciones accionarias o capital social.
-----------------	---

Fuente América Economía:

29 de Julio de 1999

7 de Octubre de 1999.

CONCEPTUALIZACIÓN DE LA VIDA

EU.A.	LATINOAMÉRICA
"Cuando el gato viene fácil, fácil se va"	"A caballo dado, no se le ve colmillo"
"No te preguntes que ha hecho por ti EUA, pregúntate que haz hecho tú por EUA"	"A mi no me den, sólo pónganme donde hay" "Ya llegó el año de Hidalgo" "Vivir fuera del presupuesto es vivir en el error." "El que a buen árbol se arrima, buena sombra lo cobija"
"El tiempo es dinero"	"Más vale tarde que nunca." "Hay más tiempo que vida." "Más vale paso que dure y no trote que canse." "No por mucho madrugar amanece más temprano"
"Países pobres, empresas pobres, enipresas ricas, países ricos".	"Es más fácil hacer pasar un camello por el ojo de una aguja, que un rico entre en el reino del cielo." "No seré nunca rico de panteón"
"El hombre es el arquitecto de su propio destino"	"Aquí nos toco vivir." "El que nace para maceta del corredor no pasa." "Aunque la mona se vista de seda mona se queda". "El que nace para buey hasta la coyunta lame." "El que venga atrás, que arree." "Hay se va."
"La justicia debe ser igual para todos los hombres"	"Más vale un mal arreglo, que un buen pleito." "El que no transa no avanza"
"Al hombre se le juzga por que lo que termina, no por lo que inicia "	"Dios mediante."
"El saber como hacer las cosas es el principio"	"Suerte te de dios, que el saber nada te importe."

VENTAS, UTILIDADES Y PATRIMONIO 1998

EN MILLONES DE DOLARES

(REVOLUCIONES)

LUGAR	EMPRESA	PAIS	SECTOR	VENTAS	UT. NETA	PATRIM.	U/VTAS	U/PAT.	REVOLV
1	Pemex	Mex	Pet.	27,267	1,159	15,572	4.25	7.44	1.75
2	Pavsa	Ven	Pet	25,256	663	31,763	2.62	2.09	0.80
3	Petrobras	Brasil	Pet	14,904	1,149	17,982	7.71	6.40	0.83
4	Telmax	Mex	Telec	7,872	1,650	10,655	20.96	15.51	0.74
5	CFE	Mex	Elect	7,562	---	---	---	---	---
6	GM	Mex	Autom.	7,452	---	---	---	---	---
7	Elect. B	Brasil	Elect.	7,163	1,650	49,637	23.04	3.32	0.14
8	VW	Brasil	Autom	6,653	---	457	---	---	14.56
14	Cifra	Mex.	Com.	5,179	280	2,662	5.41	10.52	1.95
16	Ipiransa	Brasil	Pet	4,724	164	752	3.47	21.81	6.28
53	Oden	Brasil	Const.	2,540	78	1,257	3.07	6.21	2.02
94	ICA	Mex	Const	1,662	20	1,106	1.20	1.80	1.50
199	Camargo	Brasil	Const.	875	272	997	31.08	27.28	0.88
233	Andrade	Brasil	Const	752	92	2,127	12.23	4.33	0.35
323	Buflnp	Mex	Const.	559	(50)	65	(8.94)	(0.77)	8.60
349	Tribasa	Mex	Const	508	(196)	559	(38.58)	(35.06)	0.91
581	Techint	Arg	Const.	469	91	350	12.40	26.00	1.34
429	Quiroz	Brasil	Const.	414	86	433	20.77	19.86	0.96
493	Constian	Brasil	Const	362	6	372	1.60	1.61	0.97

VALUACIÓN DE FACTOR DE SOBRE COSTO PARA LA CONSTRUCCION DE :

1.- COSTO DE OPERACIÓN S/CD %

El costo anual de las oficinas generales es de _____

y se estima para el año de _____ operar con un volumen de obra de

_____ de costo.

Por lo tanto :
$$\frac{\text{Costo Anual Ofs. Grales}}{\text{Costo Construc Anual}} = \frac{\quad}{\quad} =$$

2.- GASTOS DE CAMPO S/CD %

CONCEPTO	UN	CANTIDAD	P.UNITARIO	IMPORTE
2 1 - GASTOS PROFESIONALES				
SUPERINTENDENTE	MES			
RESIDENTE	MES			
RESIDENTE	MES			
SUMA GASTOS PROFESIONALES				
2 2 - GASTOS ADMINISTRATIVOS				
CONTADOR	MES			
ALMACENISTA	MES			
AYUDANTE ALMACEN	MES			
VELADOR	MES			
CHOFER	MES			
PERSONAL LIMPIEZA (G-1)	DÍAS			
PERSONAL DETALLES (G-5)	DÍAS			
SUMA GASTOS ADMINISTRATIVOS				

CONCEPTO	UN	CANTIDAD	P.UNITARIO	IMPORTE
2.3 - TRANSPORTES:				
FLETES EQUIPO	Flete			
FLETES CAMIONETA	D'a			
FLETES ESCOMBRO	Flete			
SUMA TRANSPORTE				
2.4 - CONSTRUCCIONES PROV.:				
CONSTRUCCION BODEGA	M2			
CONSTRUCCION OFICINA	M2			
BAÑOS OBREROS	PZA			
INST ELÉCTRICA	LOTE			
INST. HIDRÁULICA	LOTE			
SUMA CONSTRUCCIONES PROV				
2.5 - VARIOS				
SINDICATO	%			
PAPELERIA OFICINA	MES			
DEP. MUEBLES OFICINA	MES			
LABORATORIO	LOTE			
LETREROS	LOTE			
FIANZAS	LOTE			
SEGUROS	LOTE			
SUMA VARIOS				
SUMAN GASTOS DE CAMPO :				

Por lo tanto

$\frac{\text{Costo Gastos de Campo}}{\text{Costo Directo de Obra}}$

=

= 0.

FINANCIAMIENTO OBRA PUBLICA

CONCEPTO		MESES								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
A	Avance Programa del P.V. en %									
B	Avance Acumulado del P.V. en %									
C	Anticipo Inicio 10% del P.V.									
D	Anticipo Adquisición Materiales 20% del P.V.									
E	Estimación parcial presentada % (A)									
F	Amortización Anticipo 30% (-0.30 x E)									
G	Cargos adicionales (-0.035 x E)									
H	Suma Ingresos (C+D+E+F+G)									
I	INGRESOS ACUMULADOS									
J	Egresos									
K	EGRESOS ACUMULADOS P.V.-(UTILIDAD/FSC) = 100 - (/) = = %									
L	Diferencia									
M	Producto Financiero CPP de fecha = /12 meses = 12 meses									
N	Suma Productos Financieros (M x L) Esta operación se aplica cuando L es positiva									
O	Gasto Financiero CPP de fecha + % = (+)/12 meses = 12 meses									
P	Suma Cargos Financieros (O x L) Esta operación se aplica cuando L es negativa									
S	MONTO DE PRODUCTOS FINANCIEROS +/- GASTOS FINANCIEROS (N +/- P)									
	El Costo Financiero es de % sobre el precio de venta por lo tanto para reflejarlo al Costo Directo sería x FSC = x = %									

NOTAS

- 1 LA TASA DE INTERES SERA LA QUE ELIJA EL CONCURSANTE DEBIENDO SEÑALAR EL INDICADOR ECONOMICO Y LA FECHA QUE TOMO COMO REFERENCIA PUDIENDO CONSIDERARSE COMO REFERENCIA LA DEL C P P PUBLICADA POR EL BANCO DE MEXICO
- 2 SI EL MONTO DE FINANCIAMIENTO ES POSITIVO SE DEBERA RESTARSE DEL COSTO DIRECTO
- SI EL MONTO DE FINANCIAMIENTO ES NEGATIVO, SE DEBERA ADICIONARSE AL COSTO DIRECTO
- 3 * EL % ES UN PORCENTAJE QUE SE OBTIENE DE RESTAR AL PRECIO DE VENTA (100%) LA UTILIDAD BRUTA CONSIDERADA POR EL CONTRATISTA ENTRE EL FSC TOTAL

UTILIDAD OBRA PÚBLICA

D = DATOS; S = SUPOSICIÓN; SM = SALARIOS MÍNIMOS; SGND = SUMA GASTOS NO DEDUCIBLES

CLAVE	UNIDAD	CONCEPTO	CON	VALOR
TPA	%	Tasa Pasiva Anualizada a la Fecha	D	
REA	%	Riesgo Empresarial Anualizado de la Obra	D	
TEA	%	Tecnología e Investigación Anualizado de la Empresa	D	
TAT	%	Tasa Anualizada Total = TPA + REA + TEA _____ + _____ + _____ =	D	
CD	%	Costo Directo de la Obra	D	
IMO	%	Inversión Máxima en Obra	D	
RC	%	Revolvencia de Capital = CD / IMO _____ / _____ =	S	
UE	%	Utilidad Esperada = TAT / RC _____ / _____ =	S	
GND	%	Gastos No Deducibles = SGND / CD _____ / _____ =	D	
UAI	%	Utilidad Antes de Impuestos = UE + GND _____ + _____ =	S	
ISR	%	Impuesto Sobre la Renta	D	
PTU	%	Participación a los Trabajadores de la Utilidad	D	
SCI	Decimal	Suma de Cargos Impositivos = ISR + PTU	D	
FAI	Decimal	Factor de Ajuste Impositivo = 1 - SCI	D	
UCI	%	Utilidad Considerando Impuestos = UAI / FAI	S	
OCPD	%	Otros Cargos Deducibles= a) Sobre el Costo directo = Imprev+ISNx(Salarios y Sueldos Base) 0.01 + (0.02 x 0.25) = 0.01+0.0050 = 0.0150x100=1.5000	D	
	%	b) Sobre Precio de Venta = ICIC+Colegios = 0.002+0.001 = 0.003xFSC= 0.003 x 1.3552 = 0.004066x100 = 0.4066	D	
UC	%	Utilidad de Concurso = UDI + OCPD = _____ + _____ =	S	

