

2 Ejan. 73



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**SIMULACION EN COMPUTADORA DE UN TRANSFORMADOR
DE DISTRIBUCION PARA ENCONTRAR EL OPTIMO
ECONOMICO DE CARGA.**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
p r e s e n t a n

LEONEL MONROY DEL RIO
JOSE LINO PERPULI VERDUGO

1 9 8 2



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Página
1. GENERALIDADES	1
2. MODELO Y SIMULACION	4
2.1 Variables del transformador	
3. ENVEJECIMIENTO Y SOBRECARGA	13
3.1 Importancia del aceite aislante en el manejo y la operación de los transformadores	
3.2 Naturaleza de la carga de los transformadores de distribución	
3.3 Características térmicas de los transformadores	
3.4 Transformadores sumergidos en aceite	
4. ANALISIS DE COSTOS	43
4.1 Costos fijos directos	
4.2 Costos variables directos	
5. OPTIMIZACION	66
5.1 Optimización por diferenciación	
5.2 Métodos de búsqueda	
5.3 Técnicas de gradiente	
5.4 Programación lineal	
5.5 Programación dinámica	
6. ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	102
6.1 Descripción de variables	
6.2 Programa principal	

6.3	Subrutina Grafos	
6.4	Subrutina Aging	
6.5	Subrutina Incre	
6.6	Subrutina Optim	
6.7	Estructura del archivo de datos	
7.	RESULTADOS DEL PROGRAMA	148
7.1	Resultados de carga y temperatura de operación	
7.2	Resultados de envejecimiento	
7.3	Resultados de la optimización	
7.4	Resultados de otros transformadores	
8.	CONCLUSIONES	191
9.	BIBLIOGRAFIA	194

1. GENERALIDADES

Uno de los principales problemas a que se han enfrentado las compañías encargadas de generar y distribuir la energía eléctrica, ha sido el crecimiento desproporcionado de la población y consecuentemente de la industria. Esto ha originado que dichas compañías tengan que adoptar medidas de emergencia, con el fin de poder satisfacer la demanda que este crecimiento implica.

Es por esto que, desde ahora se debe ir planeando el futuro de la industria eléctrica, utilizando en forma óptima los recursos, tanto humanos como materiales de los que se dispone en este momento.

El objetivo de este trabajo es hacer resaltar la importancia que tiene el manejo adecuado de un dispositivo eléctrico. En este caso en particular se analizará el comportamiento de un transformador de distribución, aparato indispensable en los actuales sistemas eléctricos de potencia comerciales y un componente vital en muchas aplicaciones de baja potencia.

En diversas comunicaciones se ha subrayado la importancia del área de distribución en el sector eléctrico: aproximadamente 40% del valor de las inversiones y más de 60% del costo de operación son asignables al área.

Solamente en transformadores de distribución tipo poste, el sector eléctrico adquirió 1,200 millones de pesos en el período 1973 - 1977 con una tasa de crecimiento anual de 30%

acumulado, considerando incrementos en el número de aparatos adquiridos y en los precios.

El costo de adquisición de los transformadores de distribución, especialmente en algunas familias de productos, tienen posibilidades de mejorar. Por una parte, es necesario adecuar las especificaciones y normas en vigor, con objeto de permitir la adopción de algunas técnicas y materiales que significan ahorros importantes. Por la otra, es posible mejorar el uso de materiales en los equipos, utilizando programas de optimización, adecuados a las instalaciones y tecnologías particulares de cada fabricante.

El sector eléctrico opera aproximadamente 140,000 transformadores tipo poste y repone 6.5% cada año por fallas, que sumadas a las de los equipos asociados - fusibles por ejemplo - representan un gasto anual del orden de los cientos de millones de pesos..

Los transformadores de distribución son, sin lugar a duda, los aparatos que predominan en número, en un sistema eléctrico, por presentar la última etapa de transformación entre las redes de distribución y la mayoría de los usuarios.

La relación entre la capacidad de generación instalada y la capacidad de transformación de distribución necesaria, incluyendo las necesidades internas de los industriales que contratan los servicios en alta tensión, es del orden de 1.3.

Por el tipo de servicio y las cantidades mencionadas no se

justifica instalar estos transformadores con todos los elementos de protección y maniobra requeridos por un transformador de potencia. Más bien debemos pensar en la alta confiabilidad que deben tener los transformadores de distribución, obtenida mediante los procedimientos de diseño, manufactura, operación y control de calidad optimizados en función del gran volumen manejado.

Es por todas estas razones y por otras que por el momento no nos vienen en mente, que creemos indispensable analizar el comportamiento de un transformador de distribución y de esta forma poder determinar el número de cambios, sus costos y su carga promedio, óptimos.

Cabe mencionar que este análisis abarcará únicamente la operación de transformadores de distribución, sumergidos en aceite y enfriados por aire.

2. MODELO Y SIMULACION

En el análisis de sistemas, es el modelado uno de los pasos más importantes en cualquiera de sus fases. Existen algunas reglas generales que deben tomarse en cuenta al querer establecer un modelo, la experiencia en el campo del modelado y los conocimientos específicos sobre el tema, son los factores más importantes en este paso del estudio.

La ingeniería de sistemas, define un modelo como una representación cuantitativa o cualitativa de un sistema. Esta representación, debe mostrar las relaciones entre los diversos factores, que son de interés para el análisis que se está llevando a cabo. El número de variables que intervienen en la operación de un sistema, suele ser sumamente grande y es siempre necesario, por razones de costo, al establecer el modelo, incluir en éste solamente aquellos factores relevantes para el análisis.

En el campo de la ingeniería, es de mucha importancia el modelado, ya que permite estudiar el comportamiento de un sistema bajo diversas condiciones de operación, sin necesidad de tener un sistema real y someterlo a diferentes condiciones de operación.

En nuestro estudio, se aplica la metodología de modelado al estudio de un equipo existente, que forma parte de un sistema muy complejo como lo es el sistema de distribución de energía eléctrica de una ciudad (en sus zonas; comercial, residencial, industrial y en algunos casos agrícola).

También se emplean los modelos en el proceso de diseño. En estos casos, la construcción de prototipos para las diversas alternativas de diseño pueden tener un costo prohibitivo y es necesario evaluar las alternativas de diseño combinando los procesos de modelación y simulación.

El modelo consiste en una serie de aseveraciones, expresadas en términos lógicos, que representan las propiedades esenciales del sistema. Esta serie de aseveraciones están basadas sobre el sistema original, expresados en símbolos, manipulados mediante las operaciones definidas por una estructura matemática formal. Es un modelo en el cual las características varían, de manera apreciable, con el tiempo.

Para las etapas en el desarrollo de modelos, cuando se analizan sistemas de grandes dimensiones, conviene seguir los siguientes pasos en el desarrollo del modelo.

- Formulación de objetivos del modelo.
- Análisis del sistema.
- Síntesis del sistema.
- Verificación del modelo.
- Validación del modelo.
- Inferencias.

La simulación es la operación del modelo que se realiza con el fin de obtener información sobre el comportamiento del equipo, bajo las condiciones internas y externas que se sabe o se espera tener, en dicho equipo.

La mayoría de estos estudios de simulación se llevan a cabo con la ayuda de una computadora digital, programándose

tanto el modelo como acciones a las que se va a someter.

2.1 Variables del Transformador

La simulación de un transformador de distribución es bastante compleja si se quiere involucrar todas las variables. A continuación se enlistan las variables de las cuales dependen el buen o mal funcionamiento del equipo:

- a) Carga
- b) Pérdidas (Cobre y Fierro)
- c) Calentamiento
- d) Aislamiento
- e) Método de transmisión del calor
- f) Tipos de enfriamiento
- g) Temperatura ambiente
- h) Tipo de zona de carga
- i) Efectos de altitud y densidad del aire
- j) Efectos del ambiente (Variación de KVA's)
- k) Regulación
- l) Etc.

Para esta simulación se escogieron las variables más relevantes y de las cuales la vida del transformador de distribución depende significativamente.

Las variables que afectan físicamente el funcionamiento del equipo y las cuales consideraremos únicamente en nuestro análisis, son:

- a) Carga
- b) Pérdidas
- c) Temperatura Ambiente
- d) Envejecimiento del Aislamiento
- e) Tipo de zona de carga
- f) Calentamiento

Ahora las variables que afectan económicamente al transformador de distribución son los costos. Dentro del sistema eléctrico se tienen dos tipos de costos; costo fijo y costo variable. El costo fijo consta de:

- Costo Financiero
- Costo por depreciación
- Costo por impuestos
- Costo de administración
- Costo por seguros

Estos costos ocurren independientemente de la cantidad de energía que se maneje y son proporcionales a la capacidad instalada.

Dentro de los costos variables están los costos por pérdidas. Como las pérdidas de energía de un transformador deben suministrarse desde las centrales generadoras, transformarse en las subestaciones y transmitirse por las líneas, esto nos obliga a sobre dimensionar el sistema eléctrico para tener en cuenta las pérdidas. Si el transformador tiene una vida esperada de 30 años, durante este tiempo estará causando pé
rdidas cuyo costo podemos considerar a valor presente.

En el presente estudio se tomó como primera variable a la carga, la cual fue escogida de una curva horaria con días normales (Lunes, Martes, Miércoles, Jueves y Viernes) y días de asueto (Sábados y Domingos), así como también de una curva anual por meses, para conocer la variación de la carga de un mes con respecto a otro y de esta manera poder variar la curva diaria, teniendo una mayor exactitud en los cálculos. Estas curvas varían según la zona de carga de que se trate (comerciales, domésticas, industriales y agrícolas). Las curvas horarias y mensuales se manejan en porcentajes, facilitando el manejo de datos y demás variables utilizadas en la simulación.

Otra de las variables que se consideró fueron las pérdidas. Estas se dividen en dos tipos: pérdidas en el fierro (Fijas) y pérdidas en el cobre (Variables). Estas pérdidas se calcularon basándose en las normas ANSI que especifican a que capacidad nominal tendremos aproximadamente 0.5% de pérdidas en el fierro y 1.5% de pérdidas en el cobre.

La variable de mayor importancia en el transformador de distribución es el calentamiento, el cual depende directamente de las dos variables anteriores (carga y pérdidas).

El modelo matemático que utilizamos en esta simulación para obtener el calentamiento del transformador, fue desarrollado por V.M. Montsinger, su expresión matemática es:

$$O_0 = (O_u - O_i) \times (1 - e^{-t/B}) + O_i \quad (2.1)$$

$$O_u = \theta_{f\ell} \left(P \frac{R + 1}{R + 1} \right) 0.8 \quad (2.2)$$

$$B = B_R \left[\frac{\theta_u / \theta_{fl} - \theta_i / \theta_{fl}}{\left(\frac{\theta_u}{\theta_{fl}} \right)^{1.25} - \left(\frac{\theta_i}{\theta_{fl}} \right)^{1.25}} \right] \quad 2.3$$

* Formulas que analizaremos más adelante.

Como ejemplo de los resultados obtenidos en el modelo de Montsinger para calentamientos de un transformador de distribución, se muestra la tabla 2-1.

Tabla 2-1

HORAS	2	4	6	8	10	15	20	26	∞
* θ_o prueba	14.2	25.5	32.0	36.0	39.4	44.5	47.0	48.3	48.3
* θ_o Calculado	15.7	26.5	33.5	38.5	41.6	45.8	47.4	48.0	48.3

Donde: θ_o = Temperatura final alcanzada.

El envejecimiento del aislamiento, es otra de las variables que involucramos en nuestro estudio, y está en función de los incrementos de la temperatura ó calentamientos a que está sometido el transformador de distribución durante su operación.

El envejecimiento lo podemos definir como la fragilización y pérdida de rigidez dieléctrica del aislamiento.

En el presente modelo calculamos el envejecimiento obtenido, integrando el área bajo la curva tiempo-temperatura, sólo cuando la temperatura del transformador sobrepasa un determinado valor en el cual comienza el deterioro del -- aislamiento, como se verá más adelante.

Los demás parámetros se explicarán con más detalle en los siguientes capítulos, aquí únicamente mencionaremos brevemente la función que desempeñan en el análisis.

Para simular la vida de un transformador de distribución (NUEVO), primeramente alimentamos al programa con los parámetros que identifican y definen al transformador, éstos datos necesarios son:

- Pérdidas con carga nominal
Pérdidas en el fierro = 0.5%, Pérdidas en el cobre = 1.5%
- Capacidad (kVA).
- Temperatura ambiente
- Incremento Nominal de Temperatura.
- Capacidad Térmica del material en el transformador.
(ó peso de bobinas, nucleo, tanque y capacidad en galones de aceite aislante.)
- Costos Unitarios: Costo por cambio \$/kVA
Depreciación
Costo financiero.

- Interes del dinero
- Curvas horarias diarias de demanda
- Interés de la demanda de energía eléctrica
- Curvas Mensuales de demanda

Estas curvas deben ser precisamente del lugar o zona donde se quiere obtener los resultados de la simulación.

Todos los costos unitarios, curvas usadas, y demás especificaciones en éste análisis nos fueron proporcionados por la Comisión Federal de Electricidad.

Si se quiere hacer una simulación para una zona de carga en especial, se necesita tomar en ese lugar las curvas de demanda que existen (Horaria y Mensual) para un mejor resultado, así como la curva de temperatura ambiente que caracteriza al lugar.

Ya que se han suministrado los datos necesarios al programa, se empieza la corrida asignando un número de cambios y -- luego una carga inicial para el primer año de su vida, -- calculando todos los costos relacionados en su funcionamiento año por año, hasta llegar a una determinada "carga anual equivalente", en la cual el transformador sufre -- deterioro en su aislamiento y por lo tanto una reducción en su vida. Se calcula el costo por reducción de su vida esperada y continúa este ciclo hasta que la vida del transformador termina ó sufre una falla por aislamiento.

En planeación (C.F.E.) consideran que la demanda crece anualmente a un 7%, criterio que fue utilizado en este trabajo, 1977.

El programa varía el número de cambios y para cada cambio incrementa la demanda inicial desde un 10% hasta un 100% (si así se desea) en el primer año, suponiendo que la vida útil del transformador es de 30 años. Por ejemplo, para un cambio el transformador de distribución dura en el mismo lugar 30 años si su vida útil no se vé reducida por el calentamiento debido a sobrecargas. En el momento en que al transformador se le exige más de su capacidad, es necesario calcular sus temperaturas, teniendo en cuenta que al excedernos de su límite de temperatura (95°C) el transformador comienza a envejecer, esto es, las temperaturas debidas a la carga horaria, diaria y su variación mensual, se calculan cada 5 minutos, las 24 horas del día todo el año; cuando la temperatura sobrepasa el valor nominal del transformador, se procede a calcular la reducción en su vida y posteriormente se calcula el costo que incurre esta disminución de vida útil, repitiéndose el ciclo hasta que la vida del transformador termina.

Como resultado de esto podemos obtener los objetivos de la simulación que estamos analizando:

1. Carga inicial al instalarlo.
2. Número de Cambios
3. Número de años por cambio.
4. Costo unitario óptimo.

3. ENVEJECIMIENTO Y SOBRECARGA.

Las temperaturas de operación de un transformador deben ser limitadas para prevenir una rápida degradación de las propiedades aislantes a altas temperaturas. Dando una protección razonable contra la corrosión, el cobre y el acero -- pueden durar indefinidamente, pero los materiales aislantes en muchos transformadores se deterioran debido a efectos de temperatura, humedad y oxígeno. Todos, excepto los materiales de cerámica están sujetos a desintegrarse en un determinado período de tiempo. Sin embargo, la vida del transformador es la vida del aislamiento, cuando el aislamiento falla, la vida del transformador termina.

En general, existen tres clases de eventos que contribuyen a una falla eventual:

- a) La degradación de las propiedades aislantes sobre un largo período de tiempo de exposiciones de temperatura, humedad y oxígeno, los cuales debilitan al aislamiento.
- b) Accidentes de operación, sobrepasando su capacidad de diseño (voltajes sostenidos).
- c) Vibraciones mecánicas.

3.1 IMPORTANCIA DEL ACEITE AISLANTE EN EL MANEJO Y LA OPERACION DE LOS TRANSFORMADORES

El incremento de las tensiones de operación de los sistemas

eléctricos de potencia, ha propiciado el desarrollo de - - nuevas técnicas en el diseño de transformadores, interruptores, etc. así como la optimización de los materiales aislantes y técnicas utilizadas en su manufactura. La manufactura y comportamiento del aceite aislante en una máquina eléctrica, ha atraído desde hace muchos años el interés de los ingenieros electricistas y químicos.

Debido a que en México, se utilizan en la actualidad tensiones muy altas en la transmisión de la energía eléctrica del orden de 230 kV, 400 kV y en un futuro 750 kV, se requieren mejores características de los aceites aislantes, ya que las condiciones de trabajo, la intensidad del campo - - eléctrico y la temperatura de operación son mas drásticas en la fabricación de equipo eléctrico moderno, éstos factores influyen en la confiabilidad y vida útil del equipo eléctrico.

La finalidad del aceite aislante utilizado en el equipo eléctrico es:

- a) Proveer un aislamiento eléctrico adecuado.
- b) Conducir y disipar el calor generado en el equipo.
- c) Proteger a los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire.

- Características del Aceite Aislante.

El aceite aislante usado en transformadores, debe poseer -- ciertas propiedades esenciales, que deben mantenerse durante el servicio de operación, para que cumpla con su múltiple función de aislante eléctrico, y como agente que transfiere

el calor al medio ambiente. Debe tener adecuada rigidez - dieléctrica que lo haga soportar los esfuerzos dieléctricos impuestos durante el servicio. Debe poseer alta resistencia a la gasificación para reducir el riesgo de flameo, - debido al gradiente de potencial crítico de corona. Debe poseer suficiente baja viscosidad, para no obstruir su circulación y transferir el calor; de esta forma se obtiene - una mejor impregnación de los aislamientos sólidos, aún -- para gradientes de potencial elevado. Debe fluir a bajas temperaturas, para evitar que se congele en lugares fríos; ya que el aceite congelado pierde sus propiedades dieléctricas. Debe tener una alta temperatura de inflamación e ignición por seguridad. Debe tener un bajo factor de potencia. Sus propiedades dieléctricas no deben ser excesivas y su resistividad volumétrica debe ser alta, reduciéndose la -- corriente de fuga y el riesgo de descarga térmica. Debe - poseer estabilidad química, no permitiendo que se deteriore ó se contamine por efectos adversos a los materiales del - equipo eléctrico, ni deberá descomponerse en lodos que dificulten su circulación natural a través de los ductos de -- enfriamiento (si los hay).

- Velocidad de envejecimiento del aceite aislante.

La rapidez con la que se envejece un aceite aislante en un equipo eléctrico depende de los siguientes factores:

- Del tipo de crudo
- Del método de refinación utilizado
- De la temperatura de operación.
- De la intensidad del campo eléctrico
- De la relación Cobre-Aceite.
- Del sistema de preservación utilizado
- De los inhibidores utilizados

- Del programa de mantenimiento preventivo.
- Factores que afectan a la vida útil del aceite aislante en servicio.

Los aceites aislantes están sujetos a un deterioro normal debido a las condiciones de operación del equipo eléctrico. Por ejemplo, en muchos transformadores de distribución, el aceite aislante esta directamente en contacto con el aire, el aceite aislante se encuentra sujeto a reacciones de oxidación acelerada por la temperatura y la presencia de catalizadores (cobre, hierro, compuestos metálicos disueltos, etc).

Como resultado de esto se presenta un cambio en el color del aceite aislante y se forman productos ácidos. El factor de potencia puede incrementarse y puede ocurrir formación de lodos en los devanados, en el fondo del recipiente y dificultar la circulación del aceite aislante por los radiadores (si los hay), cuando existe un estado de oxidación avanzado.

Cualquier cambio en las características del aceite aislante, puede afectar también a los materiales aislantes sólidos, interfiriendo en el funcionamiento del equipo eléctrico, acortando su vida útil y en algunos casos incrementando las pérdidas en vacío.

Una vez iniciada la degradación de los aislamientos, los productos de la descomposición actúan como catalizadores,

acelerando cada vez más su envejecimiento.

El envejecimiento de un aceite aislante se debe principalmente a la descomposición de los hidrocarburos originales en elementos mas ligeros y menos estables que se combinan principalmente con el oxígeno del aire disuelto y algunas otras impurezas para formar compuestos más pesados que se depositan en los devanados y en el fondo del recipiente en forma de lodos aumentando la temperatura de operación del equipo eléctrico.

Los aceites aislantes son sensibles a la oxidación, debido principalmente a los factores siguientes:

- Humedad.
- Temperatura.
- Catalizadores
- Oxígeno Disuelto
- Otros gases disueltos
- Intensidad del campo eléctrico
- Otras impurezas.

3.2 NATURALEZA DE LA CARGA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

En cada sección alimentada por un transformador de distribución, generalmente hay una gran variedad de cargas. Algunas de ellas están bajo el control directo del usuario y son operadas como él escoge. Otras son más o menos controladas automáticamente y pueden ser altamente sensitivas a la

temperatura ambiente ó a la luz. Esto es, el carácter de la carga de un transformador, puede ser muy diferente, - - dependiendo de la naturaleza de la carga conectada, los - hábitos de los usuarios y las condiciones climáticas.

Realmente, la carga de un transformador dado, puede ser - (generalmente lo es) muy variable debido a las mismas razones. Afortunadamente para los ingenieros de distribución, las cargas tienen algunas características bien definidas - que hacen posible tratarlas sobre bases ingenieriles con - una aceptación razonable.

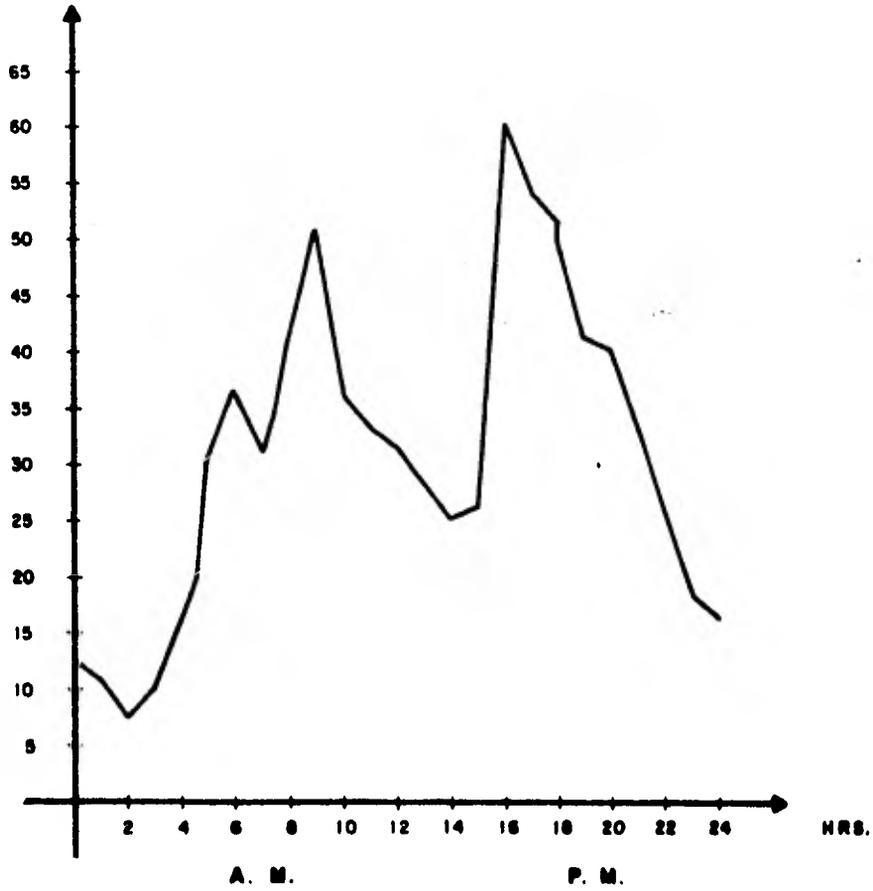
- Ciclos de Carga.

La carga residencial, típicamente es cíclica en su naturaleza, en ambos ciclos diaria y anual. El ciclo diario generalmente tiene dos picos, uno en la mañana y otros usualmente mayor al anochecer, como se muestra en la figura (3.1). La magnitud de las cargas anuales, varía durante el año -- debido a las cargas sensitivas a la temperatura ambiente ó a la luz, produciéndose un pico anual en verano ó invierno.

- Pico Anual.

En la curva anual, debemos de tener una mayor consideración en los picos de carga, los cuales deben de estar claramente especificados. Por ejemplo, las ordenadas de la figura (3.1), están dadas en "kVA de carga", lo cual implica que la curva - es una gráfica de valores instantáneos. Sin embargo, en la actualidad los puntos graficados son cargas promedio tomados en intervalos de cada 15 minutos, lo que es propiamente llamado "demanda" y no carga.

CARGA K.V.A.
(15 MINUTOS DE DEMANDA)



FIG(3.1). CICLO DE CARGA DE UN DIA TIPICO PARA UNA CARGA RESIDENCIAL.

La demanda entonces se define como una carga promedio sobre un intervalo de tiempo específico y de esta manera -- nosotros podemos hablar de una demanda de "15 minutos, como en la figura (3.1), ó de una demanda de "30 minutos", etc.

- Factor de carga.

El "factor de carga" de un ciclo de carga es la relación de la carga promedio durante el ciclo, al pico de carga y es de mayor consideración en la carga de los transformadores. Su magnitud dependerá de cómo la carga esta especificada y de la longitud del ciclo sobre el cual la carga se esta promediando. Por ejemplo, uno puede promediar la carga en un día para encontrar un "factor de carga diario" ó en un año para encontrar un "factor de carga anual", etc.

- Factor de Pérdidas.

Otra propiedad del ciclo de carga que es importante en la carga de transformadores, es el "factor de pérdidas". Este factor en un ciclo de carga esta definido como la relación de las pérdidas promedio producidas por la carga en un intervalo de tiempo específico, al pico de pérdidas durante ese tiempo. Donde las pérdidas son principalmente proporcionales al cuadrado de la corriente de carga. El factor de -- pérdidas, frecuentemente es calculado promediando valores -- del cuadrado de la carga (no elevando al cuadrado la carga promedio, que nos da un valor diferente) y dividiendo entre el cuadrado del pico de carga. De esta manera al igual que el factor de carga, este puede ser especificado en términos

del intervalo de demanda y la longitud del ciclo.

- Necesidades de sobrecarga.

Anteriormente, en la distribución de la energía eléctrica se consideraba deseable un límite de carga, así pues, nunca excedía la capacidad del transformador. Acumulando experiencias de operación, una mejor comprensión del fenómeno de envejecimiento y el incremento de la distribución económica, se hizo evidente que un transformador podía y debía ser sobrecargado, por lo menos ocasionalmente, porque:

- a) Si el pico de carga fuera limitado a la capacidad nominal de placa, el transformador estaría trabajando con una mínima carga.
- b) Los ingresos derivados por peso en la inversión de un transformador, podrían ser incrementados substancialmente por sobrecarga ocasional.
- c) Un período corto de sobrecarga, especialmente a temperatura ambiente baja, puede no reducir significativamente la vida del transformador.

Por estas razones, deliberadamente el sobrecargar un transformador de distribución, se ha vuelto una práctica común ó una práctica universal. Sin embargo, esto requiere una - - mejor comprensión de los efectos de sobrecargar un transformador, en cuanto a su operación de una manera económica - - (vida útil) y una calidad de servicio. Estos efectos imponen

limitaciones en la carga que puede ser clasificada como: térmica, económica y regulación.

- Envejecimiento del aislamiento.

Casi todos los aislamientos sólidos usados en los transformadores de distribución tienen características comunes: sus propiedades esenciales (fuerzas mecánicas y eléctricas) son reducidas debido a que son expuestas a elevadas temperaturas. Si la exposición es suficientemente severa, el aislamiento no podrá resistir la tensión mecánica y eléctrica - impuesta sobre él, fallando el transformador y terminando su vida.

Esta degradación del elemento térmico, comúnmente llamada "envejecimiento", tiene una mayor tolerancia a las cargas y a la vida útil del transformador. Esto es, envejecimiento es el resultado de una ó mas reacciones químicas. Muchos - materiales, cuando son calentados surgen descomposiciones pirolíticas, en la estructura de la composición del aislamiento, varios componentes pueden reaccionar entre sí y - algunas veces todas estas reacciones pueden ocurrir simultáneamente.

Los dos efectos principales del envejecimiento, son las - - reducciones de las tensiones mecánicas y las tensiones eléctricas. Comúnmente la formación es gradual, como se indica en la figura (3.2), obedeciendo algunas reglas bien definidas.

La fuerza eléctrica puede seguir un patrón similar, si los

RESISTENCIA DE
TENSION ORIGINAL (%)

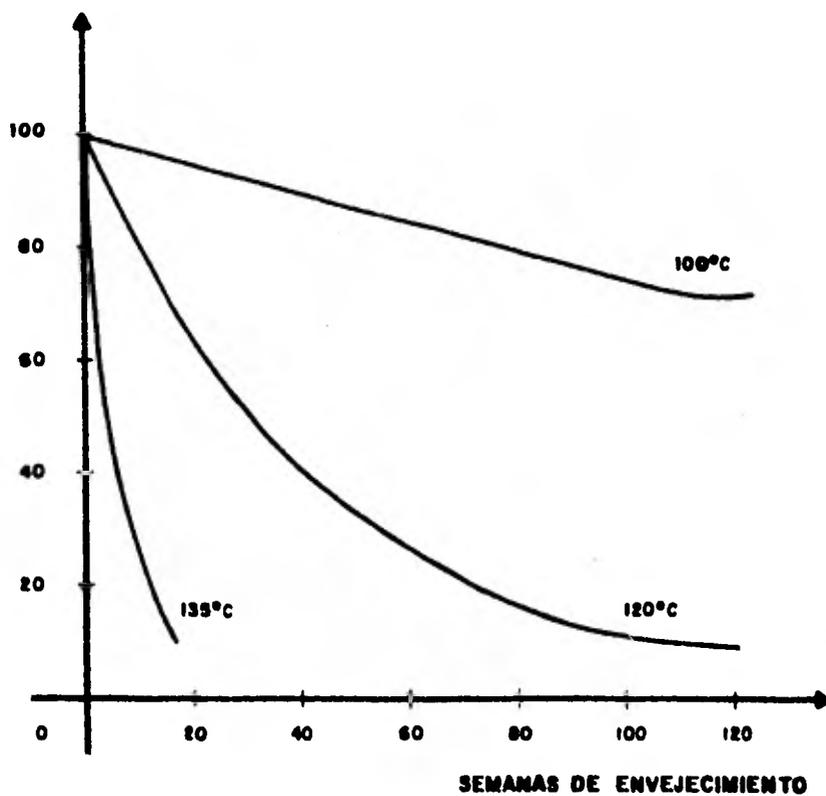


FIG (3.2) DECREMENTO DE LA RESISTENCIA DE TENSION DEL PAPEL (CELULOSA) EN ACEITE BAJO NITROGENO CON TIEMPO DE ENVEJECIMIENTO A ELEVADAS TEMPERATURAS.

resultados de la reducción predominan en el decremento del volumen del material. Sin embargo, frecuentemente el esfuerzo dieléctrico se mantiene relativamente constante y la falla eléctrica ocurre cuando los cambios químicos permiten un desplazamiento bajo la tensión mecánica.

Los efectos secundarios del envejecimiento pueden ser también muy importantes. Por ejemplo, el papel y el cartón - que son utilizados ampliamente en transformadores sumergidos en aceite, se descomponen durante el envejecimiento - produciendo agua y gases. Como se mencionó anteriormente, si el agua se queda en el transformador, acelera el proceso de envejecimiento en el resto del aislamiento de celulosa y en muchos materiales poliméricos los cuales son vulnerables a la hidrólisis.

También reduce la resistencia eléctrica del aislamiento restante e incrementa el factor de disipación, el cual incrementa las pérdidas dieléctricas. En regiones de altas tensiones eléctricas y que tienen un enfriamiento limitado, - pueden resultar fugas de calor. Esto es, las pérdidas ---- dieléctricas pueden causar un incremento de temperatura en los aislamientos, de esto resulta el incremento del factor de disipación, causando un mayor incremento en las pérdidas dieléctricas, etc. Afortunadamente la humedad tiende a -- emigrar (hacia abajo) por el gradiente térmico. Consecuentemente tiende a alejarse de los devanados del transformador hacia la superficie de las bobinas, donde es quitado por el aceite circulante del transformador (si existe circulación), reduciendo las propiedades aislantes del aceite como se mencionó en este capítulo.

3.3 CARACTERISTICAS TERMICAS DE LOS TRANSFORMADORES.

Formulas prácticas para el cálculo de temperaturas finales- y temperaturas transitorias alcanzadas por transformadores, fueron desarrolladas alrededor de 1946 por V.M. Montsinger. Antes de esto, existía solo la conocida ley de Stefan Boltzman para la radiación del calor en el aire.

DESARROLLO DE FORMULAS PARA EL CALCULO DE TEMPERATURAS DE UN TRANSFORMADOR.

- Temperatura Final Alcanzada.

En el desarrollo de fórmulas de calentamiento para la temperatura final alcanzada, un factor básico fue descubierto, que simplificó grandemente el problema: en la práctica, todos los casos donde la transferencia de calor era por convección (en gases ó líquidos), la relación entre pérdidas y elevación de temperatura para propósitos prácticos, puede expresarse por una simple fórmula logarítmica. Esta fórmula establece que la elevación de temperatura es igual a una constante elevada a algún valor exponencial. En este tiempo, el problema principal era determinar las "constantes" y los valores exponenciales para las diferentes condiciones de enfriamiento. Una vez hecho esto, el cálculo de elevación de temperaturas se hacía de una manera simple.

- Incremento Transitorio de Temperaturas.

Las fórmulas mencionadas en el párrafo que precede, se refieren al cálculo de temperatura final alcanzada. Aunque la fórmula general para el cálculo de calentamiento transitorio y enfriamiento estaba disponible en la literatura, - no existía método para determinar las constantes de tiempo. Sólo después de muchos calentamientos (arrancados en frío) fue posible obtener un método satisfactorio para evaluar - las capacidades térmicas del acero, cobre, aceite, etc.

- Temperaturas estándar en transformadores.

Debido a que una temperatura crítica no existe en las características de deterioro del aislamiento, cualquier temperatura estándar establece que la capacidad y operación de un transformador debe estar basada en la experiencia que se tiene con los transformadores en servicio.

De acuerdo al panfleto No. 1 de la AIEE, el límite de temperatura del punto mas caliente de un transformador con aislamiento clase A es 105°C , para una operación continua. Esto asume que la temperatura promedio de los devanados es 10°C menor que el punto mas caliente a cierta carga, para los sumergidos en aceite y para un límite superior de los 95°C era por lo tanto, determinado por la medición de la - resistencia de los devanados.

Suponiendo que para transformadores sumergidos en aceite, - enfriados por aire, la temperatura ambiente puede ser tan alta como 40°C , la elevación de temperatura permisible de

el transformador superior al ambiente esta limitada a los 55°C , para operación continua. Estos 55°C de calentamiento han sido las bases aceptadas para la capacidad en kVAs, - esto es, el transformador debe entregar continuamente su - relación kVAs sin exceder su elevación de temperatura.

Esta elevación de temperatura nos da unas bases uniformes - de capacidad y los transformadores así designados y clasificados han tenido una operación satisfactoria por muchos años. Este excelente record de servicio, sin embargo puede ampliarse debido a dos factores:

- a) La temperatura ambiente para transformadores es - generalmente mucho menor que la que asumimos como límite de 40°C .
- b) Los transformadores no son generalmente operados a plena carga continuamente.

La experiencia que se ha adquirido al cabo de los años nos dice que para una operación continua a plena carga con 55°C de elevación sobre el ambiente es satisfactorio para unas condiciones de operación promedio, en la cual, la temperatura promedio de los devanados rara vez excede los 95°C -- para cualquier intervalo de tiempo considerable.

3.4 TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE.

Donde las condiciones varían, desde el tiempo en que todo el calor es almacenado a el tiempo en que el calor es disipado es igual a el calor generado (elevación de temperatura final), la elevación en cualquier intervalo de tiempo puede

ser calculado por la siguiente fórmula general:

$$\theta = \theta_u (1 - e^{-t/B}) \quad (3.1)$$

Donde:

θ = elevación de temperatura en cualquier tiempo t .

t = tiempo

B = constante de tiempo (que definiremos más tarde).

- Simbología usada en el cálculo del calentamiento transitorio del aceite y de los embobinados.

θ_a = temperatura ambiente, ($^{\circ}\text{C}$)

θ_g = incremento del punto más caliente sobre la temperatura del aceite ($^{\circ}\text{C}$).

$\theta_g(f_1)$ = Incremento del punto más caliente sobre la temperatura del aceite a plena carga, ($^{\circ}\text{C}$).

θ_o = calentamiento del aceite sobre la temperatura ambiente, ($^{\circ}\text{C}$).

ser calculado por la siguiente fórmula general:

$$\theta = \theta_u (1 - e^{-t/B}) \quad (3.1)$$

Donde:

θ = elevación de temperatura en cualquier tiempo t .

θ_u = elevación de temperatura final

t = tiempo

B = constante de tiempo (que definiremos más tarde).

- Simbología usada en el cálculo del calentamiento transitorio del aceite y de los embobinados.

θ_a = temperatura ambiente, ($^{\circ}\text{C}$)

θ_g = incremento del punto más caliente sobre la temperatura del aceite ($^{\circ}\text{C}$).

$\theta_g(f1)$ = Incremento del punto más caliente sobre la temperatura del aceite a plena carga, ($^{\circ}\text{C}$).

θ_o = calentamiento del aceite sobre la temperatura ambiente, ($^{\circ}\text{C}$).

θ_{fl} = calentamiento del aceite a plena carga ($^{\circ}\text{C}$).

θ_i = calentamiento inicial del aceite para $t = 0$, ($^{\circ}\text{C}$).

θ_u = calentamiento final del aceite para la relación de carga P.

P = relación de carga a plena carga.

R = relación de pérdidas con carga a pérdidas sin carga.

e = base de los logaritmos naperianos
= 2.718

t = constante de tiempo aplicada,
(horas)

B = constante de tiempo térmica del transformador para cualquier carga ó cualquier relación de temperatura inicial a temperatura final del aceite, (horas).

C = capacidad térmica del material en el transformador, (watt-hora por libra por $^{\circ}\text{C}$).

G = galones de aceite.

B_R = constante de tiempo a plena carga comenzando con una elevación inicial de temperatura de θ_0 , (horas).

- Calentamiento del Aceite.

$$\theta_o = (\theta_u - \theta_i) (1 - e^{-t/B}) \pm \theta_i \quad (3.2)$$

Donde (+ θ_i) es usado para curvas de calentamiento y - -
(- θ_i) es usado para curvas de enfriamiento.

El calentamiento final del aceite para la relación de carga es:

$$\theta_u = \theta_{f1} \left[\frac{P^2 R + 1}{R + 1} \right]^{0.8} \quad (3.3)$$

La constante de tiempo para un por ciento de carga es :

$$B = \frac{C\theta_{f1}}{R W_{f1}} \quad (3.4)$$

Donde:

$$C = \frac{3.5 \text{ libras (peso del acero+cobre+2/3 tanque en libras)+80G}}{60}$$

Para propósitos prácticos la ecuación anterior se reduce a:

$$C = 0.06 (\text{peso del cobre+núcleo en lb}) + 0.04 (\text{peso del tanque, tapa y radiadores ó tubos de enfriamiento en lb}) + 1.33 G \quad (3.6)$$

Las fórmulas anteriores están basadas asumiendo los - -
siguientes calores específicos:

<u>Material</u>	<u>Calor específico.</u>
Cobre	0.0935
Acero	0.115
Aceite (mineral).	0.45 cal. por gramo a 25°C
	0.393 cal. por c.c. a 25°C
	0.415 cal. por c.c. a 60°C

Teóricamente, correcciones severas deben hacerse en las fórmulas anteriores cuando calculemos el calentamiento transitorio del aceite, así como:

- Cambio en la constante de tiempo bajo condiciones de sobrecarga.
- Pérdidas finales del cobre al final de la sobrecarga
- Viscosidad del aceite.

- Constante de tiempo.

La constante de tiempo es la duración de tiempo que se requiere para que la temperatura cambie de un valor inicial a un valor final, si la porción inicial de cambio fuera continuada hasta ser alcanzada la temperatura final. La constante

de tiempo es generalmente medida, determinando la duración de tiempo requerida para una fracción específica de el cambio en la temperatura de un valor inicial a un valor final que tiene lugar. Si N (exponencial de las pérdidas de potencia contra la elevación de temperatura), es igual a la unidad, 63% del cambio de temperatura ocurre en la duración de tiempo igual a la constante de tiempo, prescindiendo de la relación de temperatura inicial y temperatura final. Si N es diferente de la unidad, la fracción de el cambio en la temperatura desde un valor inicial a un valor final, que ocurre en una duración igual a la constante de tiempo, - - varía y es una función de ambos, tanto de la temperatura inicial como de la temperatura final, en particular, si -- $N=0.8$, la fracción es 0.6 para una elevación de temperatura inicial de 0°C . Si la elevación de temperatura inicial es mayor que cero, la fracción es menor que 0.67 y se decre-
menta conforme la elevación de temperatura inicial se incre-
menta para una elevación final de temperatura dada. Si la elevación de temperatura inicial es aproximadamente igual a la elevación de temperatura final, ya sea por encima ó por debajo de ésta, la fracción es aproximadamente igual a 0.63.

Dado que la evaluación de la fracción exacta, cuando N es - diferente de la unidad y la elevación de temperatura inicial no es cero, comienza a dificultarse el cálculo de esta fracción, frecuentemente se recomienda usar la fracción de 0.63 como una aproximación. En el caso de que N es aproximadamente 0.8, el error que resulta de este procedimiento no es muy grande, comparado con el error esperado en el cálculo - de transitorios térmicos.

Si $N = 1$, la ecuación (3.1) es correcta para cualquier -- temperatura de arranque. Si $N = 1$, la ecuación (3.4) se sostiene solo para plena carga y con arranque en frío. Si $N = 0.8$, la constante de tiempo térmica para cualquier carga y cualquier temperatura de arranque para ambos ciclos: ciclo de calentamiento ó ciclo de enfriamiento, esta dado por cualquiera de las dos siguientes fórmulas:

$$B = Br \left[\frac{\frac{\theta_u}{\theta_{fl}} - \frac{\theta_i}{\theta_{fl}}}{\left[\frac{\theta_u}{\theta_{fl}} \right]^{1.25} - \left[\frac{\theta_i}{\theta_{fl}} \right]^{1.25}} \right] \quad (3.7)$$

6

$$B = Br \left[\frac{R \times 1}{p^2 R + 1} \right]^{0.2} \times \left[\frac{1 - \theta_i / \theta_u}{1 - (\theta_i / \theta_u)^{1.25}} \right] \quad (3.8)$$

Con un arranque en frío $\theta_i = 0$.

- Elevación de temperatura con cargas variables durante un ciclo de trabajo.

Frecuentemente es necesario estimar un porcentaje equivalente continuo de un transformador para un ciclo de trabajo. La fórmula para calcular la carga promedio es de la forma:

$$P = \sqrt{\frac{H^2 S_1 + 1/3 (h^2 + hb + b^2) S_2 + \text{etc.}}{S}} \quad (3.9)$$

Donde:

P = Carga equivalente (promedio) amperes.

S = Tiempo total de un ciclo

H, h, y b = Representan varios valores de corriente --
durante los intervalos de tiempo S_1 , S_2 , etc,
Como se muestra en la figura (3.3).

- Evaluación de los efectos de sobrecarga con poca duración, en la vida esperada de los transformadores.

El efecto de sobrecargas con poca duración en la vida esperada de un transformador, esta determinada por la fuerza - tensora de su aislamiento y puede evaluarse aproximadamente, asumiendo que por cada 8°C de incremento de temperatura en el punto caliente, la vida del transformador se reduce a la mitad. Esto es cierto para temperaturas entre 115°C y 200°C , pero debajo de 115°C esta reducción ocurre para diferencias de temperatura de menos de 8°C , aproximadamente 4°C cerca de los 95°C . Bajo estas condiciones de cambios de temperatura, evaluando el efecto de sobretemperaturas debe ser hecho integrando el área tiempo-temperatura.

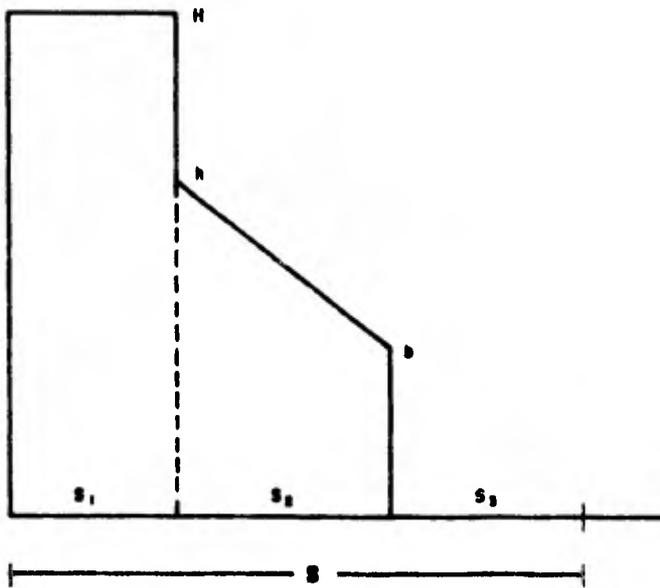


FIG (3.3). DIAGRAMA DE CORRIENTE DE CARGA V.S. TIEMPO PARA USARSE CON LA ECUACION (3.9).

- Integración del área Tiempo-Temperatura para determinar el envejecimiento del aislamiento.

Doś fórmulas podemos utilizar para la integración del área tiempo-temperatura. Si la temperatura es constante, el -- envejecimiento puede ser calculado por la fórmula:

$$A = t e^{NT} \quad (3.10)$$

Donde: A = Unidad de envejecimiento.
 t = tiempo expresado en minutos, horas, días.
 e = 2.718
 N = Valores exponenciales dados en la tabla (3.1)
 T = Temperatura en °C

VALORES EXPONENCIALES PARA LA ECUACION (3.10).

Tabla 3.1

<u>Regla de grados</u>	<u>N</u>
2	0.3464
3	0.2310
4	0.1733
5	0.1387
6	0.1154
7	0.099
8	0.0865
9	0.077
10	0.0693
11	0.063
12	0.0578

Si la temperatura no es constante, el área tiempo-temperatura puede ser integrada por partes, dividiendo en pequeños rectángulos y usando la ecuación (3.10) o dividiendo el área en pequeños triángulos ó trapezoides (fig. 3.4) usando la ecuación (3.11).

$$A = t \left[\frac{NT_2 - NT_1}{N(T_2 - T_1)} \right] \quad (3.11)$$

Donde:

T_2 = Temperatura máxima. ($^{\circ}\text{C}$).

T_1 = Temperatura en la base del triángulo - correspondiente al tiempo t elegido , ó la temperatura mínima indicada por - la línea superior de un trapezoide - (Fig. 3.4).

Generalmente, la mayor parte del envejecimiento tiene lugar durante el período de sobrecalentamiento y arriba del período de enfriamiento. Por otro lado, para período de calentamiento muy cortos, la mayor parte del envejecimiento tiene lugar durante el período de enfriamiento.

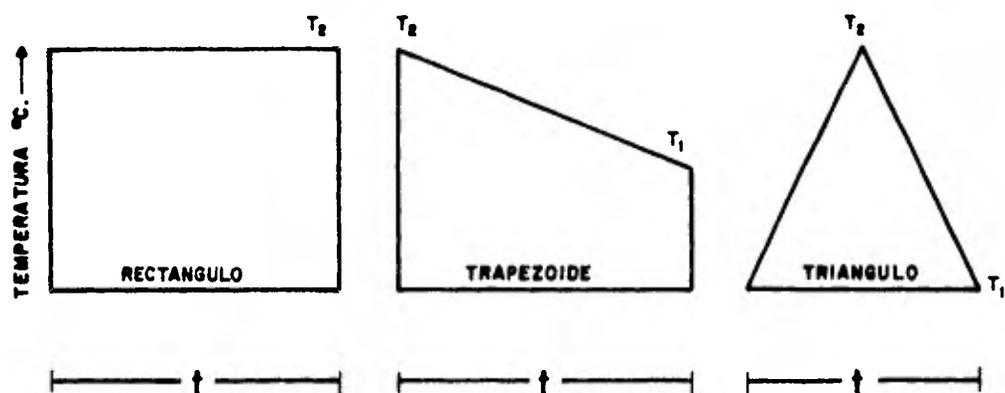


FIG. (3.4) AREAS DE TEMPERATURA APLICABLES A INTEGRACION POR LA ECUACION PARA RECTANGULOS Y POR LA ECUACION PARA TRAPEZOIDES Y TRIANGULOS.

Obviamente, donde la mayor parte de el envejecimiento ocurre durante el período de enfriamiento, la temperatura -- máxima permitida debe estar basada en el porcentaje de enfriamiento, mas bien que en la duración del período de calentamiento. Esto se ha realizado en los estándares de la AIEE No. 32 para aparatos aterrizados al neutro.

La figura (3.5) nos muestra cómo la curva tiempo-temperatura puede ser dividida en cuatro áreas, A,B,C y D, e integrando con la ecuación (3.11), usando $N=0.0865$, tenemos:

Unidades de envejecimiento calculadas por cada área de la figura (3.5):

<u>Area</u>	<u>t</u>	<u>T₂</u>	<u>T₁</u>	<u>Unidades de envejecimiento.</u>
A	5	110	50	13 300
B	5	135	110	212 000
C	10	150	138	2 520 000
D	3	150	50	<u>160 000</u>
Total:				2 905 300

Si dividimos el área en pequeños rectángulos con duración de un minuto y usamos la ecuación (3.10) para calcular el envejecimiento, la suma de el envejecimiento de todos los rectángulos es 2 978 600 unidades, lo cual nos muestra una cantidad bastante aproximada a la calculada anteriormente.

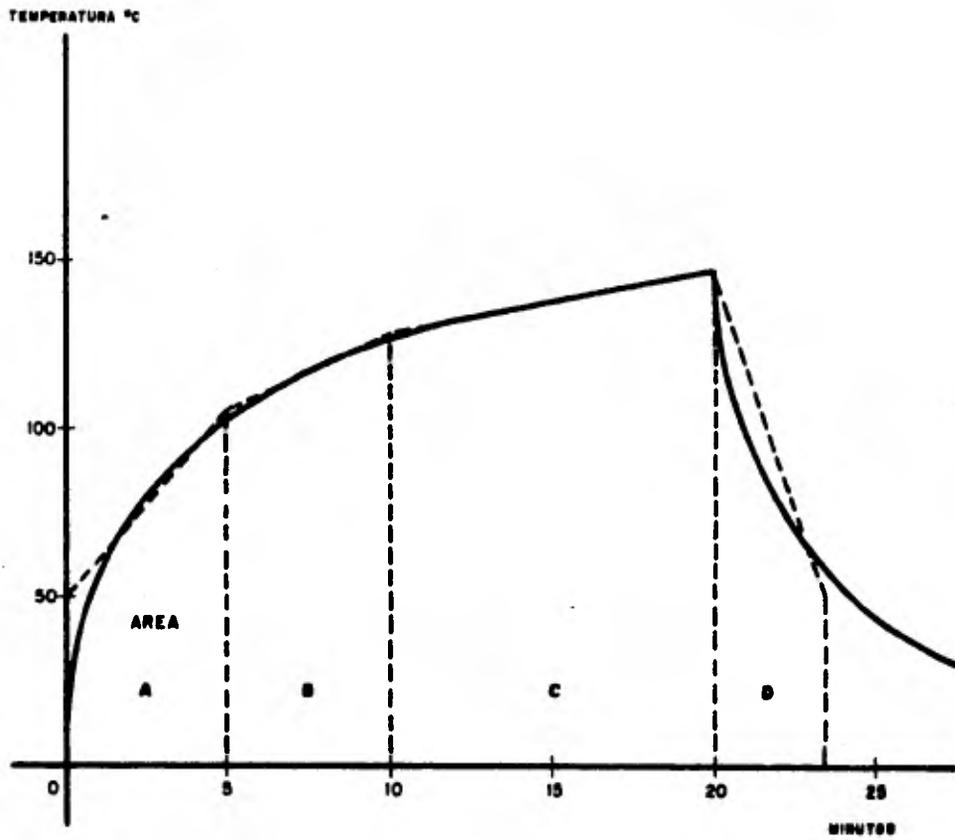


FIG. (3.5) METODO DE INTEGRACION DEL AREA TIEMPO-TEMPERATURA POR LA EC. 3.11

- Guías para sobrecarga.

Las guías en los estándares de la ANSI, c 57.32, nos dan recomendaciones en la sobrecarga de transformadores de distribución y de potencia.

Estas recomendaciones están dadas para sobrecargas continuas, bajo ambientes fríos y para picos de sobrecarga, ya sea para condiciones de bajo factor de carga ó cuando la carga la mayor parte de las 24 hrs. es menor que su capacidad en k.V.A. Estas sobrecargas, nos dan una vida esperada normal del transformador.

Algunas instrucciones están también dadas para sobrecargas bajo condiciones de emergencia sacrificando moderadamente - la vida esperada del mismo.

Estas guías cubren las recomendaciones generales para cargar todo tipo de transformadores sumergidos en aceite con aislamiento clase A, excepto para transformadores enfriados con agua construídos antes de 1929. A su vez también se incluyen transformadores sumergidos en líquidos sintéticos ó no inflamables.

Las recomendaciones en las guías están basadas en la vida esperada del aislante del transformador y de como se ve -- afectado por la temperatura de operación y el tiempo.

La vida esperada del transformador para varias temperaturas de operación no se conoce exactamente, pero la información dada respecto a las pérdidas de vida del aislamiento es considerada moderadamente. La palabra moderadamente, es usada en el sentido en que las pérdidas esperadas de la vida del aislamiento para una cierta sobrecarga no debe ser mayor que una cantidad establecida.

La capacidad en k.V.A. de salida de un transformador es la carga que puede entregar continuamente a su capacidad de voltaje secundario sin exceder su elevación de temperatura dada, medida bajo las condiciones de prueba. La elevación de temperatura en la cual su capacidad está basada, toma en consideración la experiencia de la industria respecto a:

- a) La vida del aislamiento afectado por la temperatura de operación.
- b) La temperatura ambiente que suponemos existe a través de la vida del transformador.

Practicamente, todos los reportes de el envejecimiento de el aislamiento a diferentes temperaturas, han sido obtenidas en pruebas de laboratorio en las cuales, la disminución de las fuerzas mecánicas han sido medidas. La relación entre la vida esperada del aislamiento, como se indicó en las pruebas de laboratorio y la vida actual del transformador es teóricamente grande, esto es, la carga basada en dicha información debe ser regida por un criterio sólido basado en la experiencia.

4. ANALISIS DE COSTOS.

El manejo y la operación de cualquier equipo de potencia eléctrica involucra dos tipos de costos; costos fijos, los cuales están presentes sin importar si el equipo es usado o no y los costos variables (o de operación) que están relacionados con la manera de uso. Ambos tipos dependen del diseño y métodos de producción empleados por el fabricante del equipo. Existen tres puntos de vista diferentes para el análisis de los costos en transformadores: los del fabricante de transformadores, los de la compañía generadora de energía eléctrica y los del usuario industrial.

El fabricante se enfrenta con varios problemas económicos. Primero, debe de esforzarse para mantener los costos de -- fabricación tan bajos como sea posible, de acuerdo con la - alta calidad esperada de su producto. La necesidad de reducir los costos de fabricación, ha llevado a un perfeccionamiento físico en transformadores; por ejemplo, notables - - reducciones en tamaño y peso de transformadores, han resultado de estos estudios.

Los más grandes usuarios de transformadores son las compañías generadoras de energía eléctrica, sus requerimientos en gran parte dictan el progreso en las características de funcionamiento de transformadores y sus accesorios. El rápido crecimiento de ventas de energía eléctrica en las centrales de potencia en las últimas décadas, ha hecho posible transmitir potencias sobre grandes distancias, de las fuentes de energía a los centros de carga. La transmisión de potencia sobre -- grandes distancias, es económica solamente cuando la tensión

es muy alta; de esta manera la utilidad en los sistemas ha solicitado a los fabricantes proveer transformadores de mayores tensiones de funcionamiento y los han obtenido. La extensión del servicio eléctrico en áreas del país, ha requerido que transformadores de distribución para líneas -- eléctricas rurales, tengan un bajo precio de adquisición y a su vez un marcado perfeccionamiento en métodos de protección contra rayos en transformadores.

Finalmente, tanto los usuarios como los industriales están interesados en la aplicación económica de los transformadores. Casi todas las empresas industriales consumen grandes cantidades de energía eléctrica y generalmente emplean uno ó más bancos de transformadores para reducir la tensión alimentada por la compañía vendedora de la energía, a la magnitud necesaria en la planta! Cuando la industria posee -- estos transformadores de paso, la energía vendida a su -- planta es medida en el lado de alta tensión. El costo de -- las pérdidas en transformadores es importante para la industria, desde que éstas están incluidas en la energía vendida a su planta y por eso causa un cargo que debe ser pagado -- como un gasto de operación.

- Tipo de costos en transformadores.

Un transformador que es propiedad de una compañía generadora de energía eléctrica puede incurrir en los siguientes cargos:

I. Costos fijos (proporcionales a la inversión).

1. Costo Directo.-

- a) Costo financiero (interés).
- b) Impuestos
- c) Seguro
- d) Depreciación
- e) Administración.

2. Costos Indirectos.

- a) Incrementos de los costos fijos directos, causados por pérdidas en transformadores y corrientes de excitación (*) .
- b) Parte de cargos fijos en alimentadores de reguladores de voltaje ó condensadores, ne-
cesitados para compensar la caída de impe-
dancia del transformador (*) .

II. Costos variables (o de operación) .

1. Costos Directos.

- a) Costo de pérdidas en el cobre
- b) Costo de pérdidas en el fierro.
- c) Costo de la energía consumida por el equipo
auxiliar de enfriamiento (**)
- d) Costo del agua de enfriamiento (**).

2. Costos Indirectos.

- a) Pérdidas adicionales en el cobre del circui-
to y generador alimentador del transforma-
dor, resultante de la corriente de excita-
ción (*) .

- b) Parte de pérdidas en el alimentador del regulador para mantener constante la salida -- de tensión del transformador (*).

3. Costos de Mantenimiento.

- a) Pruebas periódicas al aceite.
- b) Filtrado del aceite ó reemplazo
- c) Reparaciones
- d) Pruebas periódicas de carga.
- e) Reemplazo de gas inerte y desoxidantes químicos.
- f) Cambios del transformador de un lugar a otro.

4. Costos de Reserva.

NOTAS.-

- (*) En nuestro caso, tanto los costos fijos indirectos como los costos variables indirectos, no se involucrarán en la optimización por ser cargos que se aplican únicamente cuando se adquiere el transformador y no afecta la política de carga de este mismo.
- (**) Dentro de los costos variables directos, el costo de la energía consumida por equipo auxiliar de enfriamiento y el costo del agua de enfriamiento, no se considerarán debido a que en este estudio se analizan únicamente transformadores sin equipo auxiliar de enfriamiento.

4.I. COSTOS FIJOS DIRECTOS.

Los costos fijos directos son proporcionales a la inversión, esto es, al costo original de la instalación del transformador:

Costos Fijos Directos	{	Costo financiero (Interés)
		Depreciación
		Impuesto
		Seguros
		Administración.

Las cantidades anuales para ser cargadas por impuestos, seguros y administración varía mucho dependiendo de las condiciones locales y las políticas de la compañía, motivo por el cual no presentamos aquí ningún porcentaje para ser usado en estudios sobre costos, pero sugerimos que cada caso sea investigado como un problema individual.

- Costo por Depreciación.

La depreciación tiene muchas definiciones. En el sentido de valor, se refiere a las pérdidas causadas por el deterioro y la obsolescencia. En el sentido contable, se refiere a la cancelación del costo no amortizado durante la vida útil del equipo. El costo inicial del equipo se trata en contabilidad estableciéndose como un activo y cada año, durante la vida su puesta del equipo hasta su retiro, cierta porción de ese costo no amortizado se carga a los gastos.

Existen diferentes métodos para depreciar un equipo, a --
continuación damos una lista de algunas de las formas uti-
lizadas:

1. De línea recta : da una depreciación uniforme.
2. De suma de dígitos anuales: da una depreciación --
rápida durante los primeros años.
3. De doble tasa saldo creciente: da una depreciación
rápida durante los primeros años.
4. De fondo de amortización: da una depreciación rápida
durante los últimos años.

El valor contable es el costo no amortizado del activo que
aparece todavía en los libros de contabilidad de la empresa,
esto es, es una suma que resulta únicamente de los procedi-
mientos pasados de depreciación y de las decisiones pasadas.
Por ejemplo, el período de vida útil y la depreciación anual
cargada en años anteriores, son el resultado de predicciones
pasadas que le parecieron apropiadas en ese momento, al con-
tador. /

Cabe mencionar que, sea cual fuere el método de depreciación
que se utilice, tanto si es desacelerada, en cuyo caso la -
cancelación será menor durante los primeros años, como de --
línea recta, con la que la cantidad será la misma todos los
años, ó acelerada, en la que la cantidad es mayor durante -
los primeros años, debe estar claro que la cantidad total de
depreciación y por consiguiente, las erogaciones por impues-
tos, serán iguales para todos los métodos.

En nuestro caso se seleccionó la depreciación en línea -
recta, debido a las siguientes razones:

Estimando una vida de servicio de treinta años y utilizando la depreciación de línea recta, podemos calcular fácilmente, el valor contable del número de años que ha envejecido el transformador en caso de haberse sobrecargado y excedido - en su temperatura máxima.

El valor contable actual será como sigue:

$$\text{Valor contable} = P - t \left[\frac{P - L}{n} \right]$$

Donde:

P = Costo inicial del equipo

t = Número de años que se ha depreciado el
equipo hasta la fecha

$\frac{P-L}{n}$ = Depreciación anual

n = Vida esperada del equipo

L = Valor de desecho.

Debemos hacer notar que el valor contable, no es el valor del mercado, ni el valor liquidado del activo. Si pudiera predecirse perfectamente la depreciación, los valores contables y de mercado serían idénticos; pero esa coincidencia solo puede esperarse por casualidad. El valor contable es estrictamente una ficción de contabilidad.

- Costo Financiero.

Es el costo causado por el interés del dinero invertido en el momento de la compra del transformador. Bajo nuestro sistema económico, la persona que presta dinero ó invierte fondos en un negocio, espera recuperar ese dinero. La -- cantidad que recupere dependerá del tipo de garantía (seguridad) y variará de un tiempo a otro con la disponibilidad del dinero con relación a la necesidad para la inversión de fondos y con el riesgo involucrado en el negocio en particular y en la compañía en la cual la inversión es hecha.

La fórmula para calcular el costo financiero es la siguiente:

$$C_f = C(C_u) \left[\left[1 - \frac{(n - 1)}{N} \right] \times I \right]$$

Donde:

C_f = Costo financiero

C = Capacidad en kVA

C_u = Costo unitario en \$/kVA

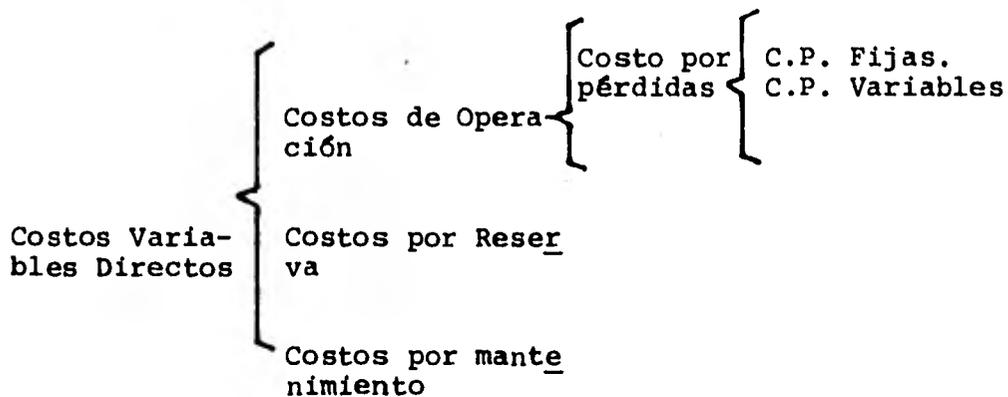
n = Edad del transformador

N = Vida útil del transformador

I = Interés del dinero.

4.II. COSTOS VARIABLES DIRECTOS.

Los costos variables directos, como se mencionó anteriormente, son funciones directas de la forma en la cual el transformador es usado.



- Costos de Operación.

Los costos de operación terminan cuando el transformador es removido del servicio. Si el transformador es enfriado por algún equipo externo, así como ventiladores de aire o agua circulante de enfriamiento, el costo de operación de ese equipo es un costo variable directo de operación. La mayoría de los transformadores están continuamente energizados a su tensión nominal, razón por la cual las pérdidas en el cobre están siempre presentes. Si un transformador está continuamente energizado, sus pérdidas de energía en el cobre en Kilowatt - Hora por año son:

Pérdidas anuales de energía en el cobre = Pérdidas en el cobre en KW X 8760 horas.

Las pérdidas en el cobre, las cuales son proporcionales al cuadrado de la intensidad de corriente de carga, puede ser - expresada en términos de las pérdidas en el cobre conocidas, y la intensidad de corriente de carga conocida, a capacidad nominal, esto es:

$$P = P_{cu} \left[\frac{i}{I_{fl}} \right]^2 \quad (4.1)$$

Donde:

P = Pérdidas en el cobre momentáneas (kW).

P_{cu} = Pérdidas en el cobre conocidas a capacidad-nominal (kW).

i = Intensidad de corriente de carga momentánea (amperes r.m.s.).

I_{fl} = Intensidad de corriente de carga a capacidad nominal (amperes r.m.s.)

El total de pérdidas anuales en el cobre:

$$W_a = \int_0^{8760} p \, dt = \frac{P_{cu}}{I_{fl}^2} \int_0^{8760} i^2 \, dt \quad (4.2)$$

Donde:

8760 = número de horas en un año.

Por definición de un valor r.m.s., la intensidad de corriente de carga r.m.s. anual I_a es:

$$I_a = \sqrt{\frac{1}{8760} \int_0^{8760} i^2 dt} \quad (4.3)$$

Donde:

$$\int_0^{8760} i^2 dt = 8760 I_a^2 \quad (4.4)$$

Sustituyendo la ec. (4.4) en la ec. (4.2) tenemos:

$$W_a = 8760 \left[\frac{I_a}{I_{fl}} \right]^2 P_{cu} = 8760 \lambda^2 P_{cu} \quad (4.5)$$

Donde:

W_a = Pérdidas anuales de energía en kWh debidas a las pérdidas en el cobre del transformador.

P_{cu} = Pérdidas en el cobre conocidas a capacidad nominal (kW).

P = Pérdidas en el cobre momentáneas (kW)

t = Tiempo (horas).

i = Intensidad de corriente de carga momentánea (amperes r.m.s.)

I_{f1} = Intensidad de corriente de carga a capacidad nominal (amperes r.m.s.)

I_a = Valor r.m.s. de la intensidad de la corriente de carga en amperes, tomada sobre un período de un año (definida por la ec, 4.3)

$$\lambda = I_a / I_{f1}$$

Como las pérdidas de energía de un transformador deben -- suministrarse desde las centrales generadoras, transformarse en las subestaciones y transmitirse por las líneas, esto -- nos obliga a sobre-dimensionar el sistema eléctrico para -- tener en cuenta las pérdidas.

Las inversiones de la CFE son de \$2.6 por watt instalado y en transformación y transmisión, \$1.78 por watt transmitido. Además, dentro del sistema también ocurren pérdidas por lo que debemos generar 1.07 watts para que al transformador --- llegue un watt. Por lo tanto, debemos invertir \$4.686 = (2.6 x 1.78 x 1.07) por cada watt de pérdida del transformador.

Los costos fijos del sistema hasta su distribución en alta tensión, se han calculado en \$0.655 por watt y el costo -- variable en \$0.0727 por kWh. Si el transformador tiene una vida esperada de 30 años, durante este tiempo estará causando pérdidas, cuyo costo podemos considerar a valor presente.

Antes de pasar a calcular el costo a valor presente, debemos diferenciar los dos tipos de pérdidas que ocurren en el transformador: las pérdidas del núcleo (fierro), que pueden considerarse fijas durante toda la vida del transformador, y las pérdidas en el cobre, que varían con el cuadrado de la corriente, o sea con el cuadrado de la carga. A su vez ésta tiene tres tipos de variación: una que ocurre durante el día, otra estacional, durante el año, y por último una tendencia anual de crecimiento.

- Costo anual de Pérdidas del núcleo

En un año (8760 horas) cada watt del núcleo causará pérdidas por 8.76 kWh. Los costos variables (0.0727 /kWh) y fijos (\$0.6368/kWh) han sufrido aumento del 12% anual durante los últimos diez años. El combustible ha incrementado su costo en 10%. Con interés de 14% anual, el valor presente de las pérdidas en 30 años es de:

$$C_{fe} = \sum_{t=1}^{30} \frac{(0.655) (1.12)^{t+1} (0.6368) (1.10)^{t-1}}{(1.14)^{t-1}} (t-1) \quad (4.6)$$

$$C_{fe} = \$27.3143$$

Si a esto le sumamos el costo de inversión por sobre capacidad tendremos un total de \$32/watt de pérdidas en fierro (\$27.3143 + \$ 4.686).

- Costo Anual de Pérdidas en el Cobre.

Las pérdidas de cobre, como dijimos, son proporcionales al cuadrado de la corriente que pasa por el transformador -- durante el día y se puede calcular una corriente eficaz, - equivalente en pérdidas, a la corriente variable del día, - esto es, una corriente que siendo constante cause las mismas pérdidas que la de la curva horaria. Para el caso de un año, esta corriente eficaz viene siendo calculada por la ec. (4.3).

Aplicando los costos de energía y capacidad instalada, usados al calcular el costo de pérdidas en el núcleo, tendremos la siguiente expresión del valor presente de los costos por 30 años:

$$\text{Costo} = \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1.14)^{t-1}} \left[(0.655) (1.08)^{t-1} (1.12)^{t-1} + (C_e)^2 \left[(1.08)^{R-1} \right]^2 \right] \times 0.6368 \times (1.10)^{t-1} \quad (4.7)$$

Donde:

- 0.655 = Costo por capacidad instalada \$/watt
- 1.08 = Crecimiento de la Demanda.
- 1.12 = Crecimiento del costo por capacidad.
- 0.6368 = Costo por energía de un watt durante un año '
- Ce = Carga equivalente durante un año.
- R = Parámetro que depende del número de años en que el transformador llega a deteriorar su vida. (ver programa).

Sumando a este costo la inversión por sobrecapacidad:

$$Ccu = \text{Costo} + a (4.688) \quad (4.8).$$

Donde:

a= Número de veces la capacidad del transformador sin tener un deterioro de la vida del transformador, más allá de los límites económicos.

Se debe notar que estos valores (C_{fe} y C_{cu}) se obtuvieron para condiciones medias, es conveniente hacer una diferenciación entre las cargas urbanas y rurales para definir -- estos costos con mayor precisión, dado que representan una cantidad de dinero considerable.

Finalmente, tomando en cuenta lo que especifica la norma de la guía de carga de transformadores ANSI: "La eficiencia de un transformador de distribución nunca llegará a 1, normalmente tiene una eficiencia del 98% y su complemento 2% son las pérdidas, donde el 0.5% corresponde a las pérdidas en el fierro y el 1.5% corresponde a las pérdidas en el cobre", calculamos los kW de pérdidas en el fierro y en el cobre.

- Costos por Reserva.

La demanda de energía eléctrica va aumentando año con año en zonas urbanas y comerciales, vamos a suponer una función de demanda:

$$D = D_0 (1 + r)^t \quad (4.9).$$

Donde: D_0 = Demanda inicial
 r = Tasa de crecimiento
 t = Tiempo en años.

En un lapso de tiempo comprendido entre t y $(t + dt)$ (ver figura 4.1), la demanda $D(t)$ se incrementa dD . El potencial inicial es P_0 y cuando $t = 0$ contamos con una reserva R_0 , donde:

$$R_0 = (P_0 - D_0) \quad (4.10)$$

A medida que pasa el tiempo nuestra reserva va disminuyendo; luego R es función del tiempo y tiene su valor máximo en R_0 , cuando acabamos de instalar el transformador. Cuando el transformador es substituído por uno de mayor capacidad, consideramos que la reserva es cero y no vamos a considerar valores negativos.

$$R(t) = P_0 - D_0 (1 + r)^t \quad (4.11)$$

La disminución de la reserva cuando una dt ha ocurrido, es:

$$dR = -D_0 (1+r)^t \ln(1+r) dt \quad (4.12)$$

En la figura 4.2 se muestra la variación de la reserva. Cuando la reserva es cero, ha transcurrido un tiempo " T " y la demanda ha igualado a la capacidad máxima tolerable para el transformador.

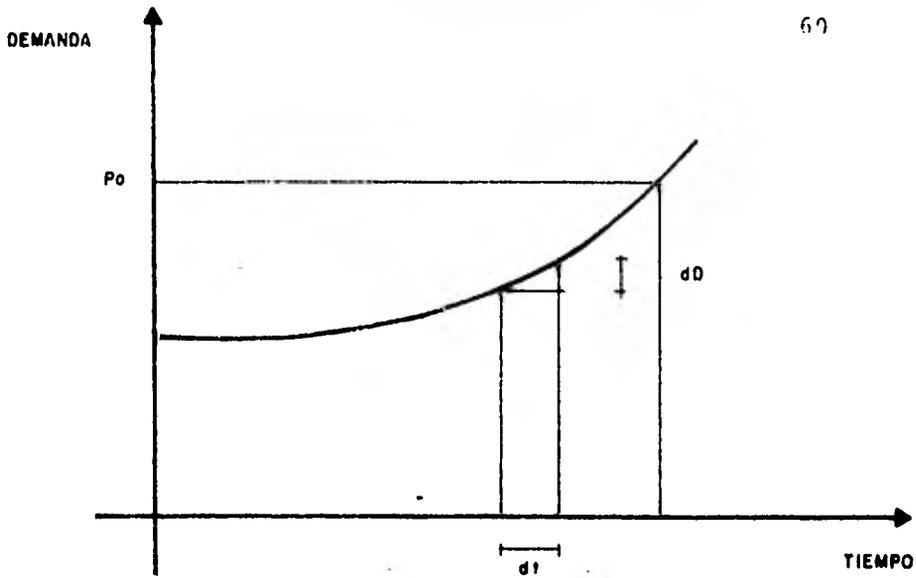


FIG.(4.1) CURVA DE DEMANDA DEL TRANSFORMADOR.

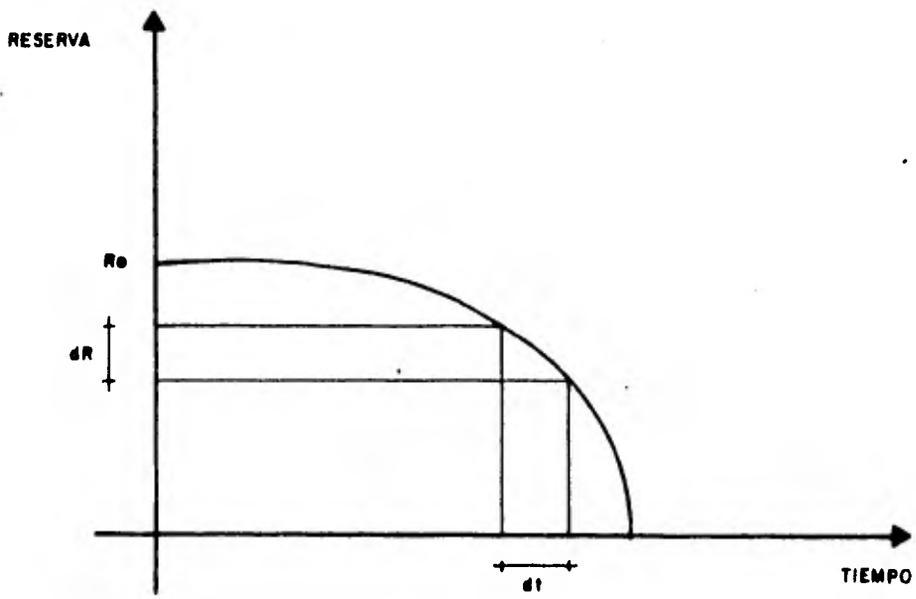


FIG.(4.2) CURVA DE RESERVA DEL TRANSFORMADOR.

$$\text{Cuando :} \quad R = 0; \quad P_0 = D(T) \quad (4.13)$$

$$P_0 = D_0 (1+r)^T \quad (4.14).$$

Calculando el tiempo en que la reserva es cero:

$$\text{Ln } \frac{P_0}{D_0} = T \text{ Ln } (1 + r) \quad (4.15)$$

$$T = \text{Ln } (P_0/D_0) / \text{Ln } (1 + r) \quad (4.16)$$

Cuando no hay reserva, se cambia el transformador de capacidad P_0 por otro de mayor capacidad P_1 y vamos a considerar que este nuevo transformador, guarda la misma relación con la demanda en "T", que la que guardaba el primer transformador entre su capacidad máxima y la demanda en el momento en que se instaló, o sea:

$$q = P_0/D_0 \quad (4.17)$$

Si los costos y las tasas de interés y crecimiento, no - - varían durante un período " T_f " (horizonte de planeación), podemos ver que la relación óptima " q ", no variará, y por lo tanto en cada período "T" escogeremos un transformador - que guarde la misma relación potencia-demanda, al inicio del período "T", cuando la reserva es máxima!

Al substituir el valor de "q" constante en la ec. (4.16), tenemos:

$$T = \text{Ln } q / \text{Ln } (1 + r) \quad (4.18)$$

De donde veremos que los lapsos de tiempo entre cambios de transformadores van ha ser constantes, esto es:

$$T_1 = T_2 = T_3 = \dots = T_n \quad (4.19)$$

Vamos ahora a calcular el costo del dinero invertido en la reserva:

El costo por reserva viene estando incluido en el costo - financiero y en el costo por depreciación. Expliquemos -- más detalladamente este concepto mediante un ejemplo:

Sea: Cr = Costos por Reserva
 CF = Costos Fijos
 C_d = Costos por depreciación
 fc = Factor de carga
 R = Reserva en %.
 C_f = Costos financieros.

$$CF = C_f + C_d \quad (4.20)$$

Dividiendo los costos fijos entre el factor de carga - -
tenemos:

$$C = \frac{C_f + C_d}{fc} \quad (4.21)$$

Suponiendo un factor de carga igual a 0.8:

$$\begin{aligned} C &= \frac{C_f + C_d}{0.8} = (C_f + C_d) 1.2 = \\ &= (C_f + C_d) + (C_f + C_d) 0.2 \end{aligned} \quad (4.22)$$

Este valor de 0.2 viene siendo la reserva del transformador y por lo tanto.

$$C_r = (C_f + C_d) (R) \quad (23)$$

Cuando el factor de carga ≥ 1 y exista sobrecalentamiento en el transformador, los costos por reserva desaparecen y es entonces cuando comienzan los costos por envejecimiento.

- Costos por Mantenimiento.

Los transformadores de distribución requieren muy poco mantenimiento, pero sí ciertos tipos de atención deben -- tomarse en intervalos definidos de tiempo.

El aceite aislante en transformadores debe ser probado -- anualmente para analizar su rigidez dieléctrica.

Algunas reparaciones menores son algunas veces necesarias, así como el reemplazo de bushings quebrados, fusibles -- rotos, ajuste de contactos, pruebas de resistencia a tierra y mantenimiento de buenas condiciones del aterrizado del -- transformador.

Una actividad de mantenimiento importante, es la supervisión de carga en transformadores, la cual en compañías -- eléctricas debe ser organizada sobre bases definidas con personal especializado:

- a) Chequeos periódicos de carga.
- b) Cálculo de cargas en transformadores, utilizando -- mapas del territorio servido, así como de las facturas de los consumidores y factores de carga y diversidad.
- c) Observación de las lecturas de termómetros instalados permanentemente.
- d) Gráficas de cargas, hechas por instrumentos de grabación. (Aplicable solo a grandes sistemas, debido al costo de adquisición, operación y mantenimiento

de estos instrumentos.)

e) etc.

En nuestro estudio no se consideraron estos costos de mantenimiento, debido a las razones expuestas anteriormente.

5. OPTIMIZACION

El objetivo de este capítulo es describir brevemente las técnicas de optimización que se emplean con mayor frecuencia en el análisis de sistemas, profundizando un poco más en la técnica empleada en este trabajo, sin cubrir en forma exhaustiva este tópico ya que es sumamente amplio.

La formulación matemática general de los problemas de optimización es la siguiente:

Encuéntrese el valor de las variables (X_1, X_2, \dots, X_n) que maximicen (o minimicen) a la función M llamada función objetivo:

$$M = M (X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (5.1)$$

Sujeta a las siguientes restricciones:

$$C_i (X_1, X_2, \dots, X_n) = 0 \text{ para } i = 1, \dots, p \quad (5.2)$$

$$C_i (X_1, X_2, \dots, X_n) \leq 0 \text{ para } i = p + 1, \dots, r \quad (5.3)$$

$$C_i (X_1, X_2, \dots, X_n) \geq 0 \text{ para } i = r + 1, \dots, m \quad (5.4)$$

Para la solución de este tipo de problemas existen fundamentalmente dos estrategias. En la primera se emplea un cierto procedimiento de gradientes. La segunda estrategia consiste en enumerar en forma explícita diversas combinaciones posibles de variables y seleccionar entre ellas la mejor.

En ambos procedimientos se realiza una búsqueda de acuerdo

con determinadas reglas que permiten detectar el valor óptimo, cuando éste se ha encontrado.

Entre las técnicas de optimización, la programación lineal es la más empleada, ya que al no ser una técnica de enumeración de posibles soluciones y posterior búsqueda entre ellas de la óptima, no requiere de la gran capacidad de memoria que se necesita para los problemas de programación dinámica. Además resulta un método computacionalmente muy eficiente (rápido).

Como se verá en este capítulo al tratar el problema de programación lineal y el de programación dinámica, cada una de las técnicas de optimización impone tanto a la función objetivo como a las restricciones, determinadas condiciones. Entre más estrictas son estas condiciones, tanto más eficiente es la técnica de optimización correspondiente. La programación lineal al imponer condiciones sumamente estrictas, es una de las técnicas más rápidas y poderosas de optimización.

La naturaleza del problema de optimización fija el tipo de técnica que debe emplearse para su solución. Si un problema no cumple con las condiciones que impone alguna de las técnicas de optimización, es posible, frecuentemente, reformularlo para que cumpla con las restricciones de determinada técnica de optimización.

Luego entonces, nuestro problema consiste en encontrar el valor de las variables demanda inicial y número de cambios (DEMIN, NC) que minimicen a la función objetivo "C", que son los costos totales en que incurre el transformador, - esto es:

$$C = C(\text{DEMIN}, \text{NC}) \quad (5.5)$$

Y las restricciones a las que está sujeta esta función a optimizar son las curvas de demanda y el incremento de demanda anual, que a la vez están condicionadas por el número de años por período, las sobrecargas, el envejecimiento, la temperatura ambiente, etc. y los costos que estos parámetros causan en el transformador.

A continuación vamos a mencionar brevemente los métodos de optimización empleados con mayor frecuencia y posteriormente seleccionaremos entre ellos, de acuerdo a la naturaleza de nuestro problema, la técnica utilizada en este trabajo.

5.1 OPTIMIZACION POR DIFERENCIACION.

La diferenciación constituye el primer método de optimización que se suele enseñar en los cursos de matemáticas. Recuérdese el siguiente resultado:

Si la función objetivo $M(x)$ es dos veces diferenciable, por lo menos, el punto x para el cual las derivadas parciales de la función objetivo con respecto a todas las variables del problema son nulas, es un máximo o un mínimo de la función objetivo.

Si existen restricciones del tipo de igualdad éstas deben emplearse para eliminar alguna de las variables. Este paso puede ser algebraicamente complicado. Para evitar sus

inconvenientes es posible recurrir al método de los multiplicadores de Lagrange.

Para determinar si el punto que satisface las derivadas parciales en un mínimo o un máximo, es necesario evaluar las segundas derivadas de la función objetivo $M(x)$. Frecuentemente la naturaleza del problema no hace necesario que se determinen estas segundas derivadas.

5.2 METODO DE BUSQUEDA .

El método de optimización por diferenciación (o por multiplicadores de Lagrange) requiere para poder ser usado que la función por optimizar $f(x)$ sea continua y diferenciable. En muchos problemas prácticos, como en el tratado del estudio, es muy difícil determinar si se cumple esta condición.

Los métodos de busca directa que se exponen en esta sección, para funciones de una sola variable independiente y para funciones de varias variables independientes, no requieren para aplicarse que la función sea diferenciable ni continua, ni que contenga restricciones. La función tiene que ser solamente computable, es decir, debe poderse calcular el valor de la variable dependiente, si se conoce el valor de las variables independientes.

Más adelante expondremos diversos métodos de optimización que requieren en general del uso de la computadora digital para su implementación y son aplicables a problemas con restricciones.

Varios de los principales métodos de búsqueda directa aparecen en la siguiente tabla:

A. Métodos de búsqueda unidimensionales.
(Una sola variable independiente).

- | | | | | |
|--|---|--------------------------|---|-------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> a) Métodos simultáneos <li style="padding-left: 20px;">1. Búsqueda exhaustiva <li style="padding-left: 20px;">2. Búsqueda aleatoria b) Métodos secuenciales <li style="padding-left: 20px;">1. Método de la trisección <li style="padding-left: 20px;">2. Método de Fibonacci | } | Funciones
Computables | } | Funciones
Unimodales |
|--|---|--------------------------|---|-------------------------|

B. Métodos de búsqueda multidimensional.
(Varias variables independientes).

- | | | | | |
|---|---|--------------------------|---|-------------------------|
| <ul style="list-style-type: none"> a) Métodos simultáneos <li style="padding-left: 20px;">1. Búsqueda exhaustiva <li style="padding-left: 20px;">2. Búsqueda aleatoria b) Métodos secuenciales <li style="padding-left: 20px;">1. Búsqueda de rejilla <li style="padding-left: 20px;">2. Búsqueda univariada <li style="padding-left: 20px;">3. Métodos de gradiente <li style="padding-left: 20px;">4. Métodos de Fletcher-Powell <li style="padding-left: 20px;">5. Búsqueda de Patrón | } | Funciones
Comparables | } | Funciones
Unimodales |
|---|---|--------------------------|---|-------------------------|

Los métodos de búsqueda determinan el máximo o mínimo global de la función en un determinado intervalo, mientras que los métodos de optimización por diferenciación expuestos anteriormente, permiten encontrar máximos o mínimos locales.

Antes de seguir adelante es necesario aclarar la diferencia que existe entre métodos de búsqueda simultánea y métodos de búsqueda secuencial.

En los métodos simultáneos, al iniciar la búsqueda se determinan todos los puntos x donde se va a evaluar la función.

En los métodos secuenciales, los puntos x donde se va a efectuar la determinación de $f(x)$ no puede determinarse "A Priori" y dependen de los valores de $f(x)$ que se hayan observado previamente.

En el método de búsqueda exhaustiva se subdivide el intervalo $[a,b]$, se evalúa la función $f(x)$ en los puntos centrales de cada intervalo, o en sus extremos, y se busca el máximo o mínimo entre los valores de $f(x)$ encontrados. Este método requiere de un gran número de evaluaciones y la precisión del resultado depende del tamaño del intervalo que se haya seleccionado, entre más fino sea éste es mayor la precisión pero también mayor el tiempo de cálculo. La figura 5.1 ilustra como se procede en este método.

En el método de búsqueda aleatoria se genera un número aleatorio en el intervalo $[a,b]$ y se evalúa la función para este número aleatorio. El procedimiento se continua hasta un

número predeterminado de veces. En cada etapa de cálculo se retiene el valor más grande que se haya encontrado (maximización). La figura 5,2 muestra el diagrama de bloque para este método de búsqueda directa y simultánea para un problema de optimización con N evaluaciones de $f(x)$.

Los métodos de búsqueda simultánea, a pesar de no ser muy eficientes encuentran aplicación en aquellas situaciones - donde no existe suficiente tiempo para realizar secuencialmente los cálculos. El tiempo disponible reducido tiene que emplearse para efectuar los cálculos en forma simultánea.

El método de búsqueda que se utilizó para encontrar el valor de la demanda inicial, y el número de cambios que nos minimizan el costo total del transformador fue el siguiente:

Considerando que nuestra función a optimizar es de varias variables independientes (DEMIN, NC), podemos decir que se trata de un método de búsqueda multidimensional. Además de esto, al inicial la búsqueda se determinan todas las demandas iniciales y el número de cambios a las que se va a someter el transformador cada año (método simultáneo). Posteriormente se calcula el costo anual que nos implican estas variables, así como, el costo de envejecimiento, costo por pérdidas, etc., que vienen siendo los costos variables del transformador. Por otra parte también se calculan los costos fijos -- anuales, del transformador. Una vez sumados estos costos -- anuales, considerando una vida útil estimada del transformador de 30 años para un determinado número de años por período que continuamente estamos variando, se refieren a un valor presente y tenemos ya un valor de nuestra función a optimizar C (DEMIN, NC). Este procedimiento se repite hasta - - -

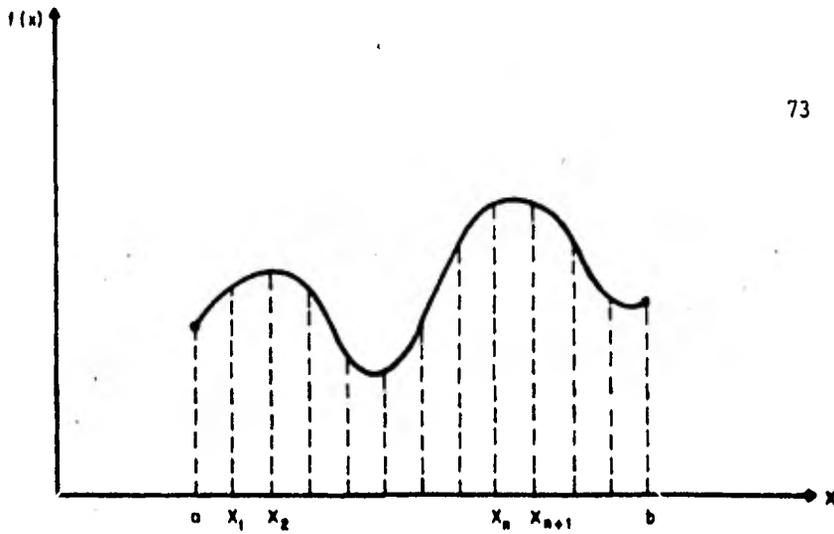


FIG.(5.1) BUSQUEDA UNIDIMENSIONAL Y EXHAUSTIVA

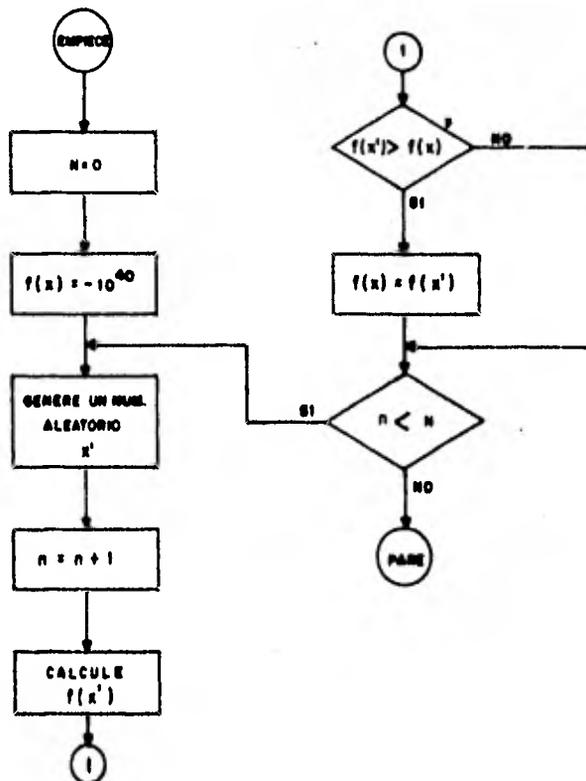


FIG.(5.2) DIAGRA DE BLOQUE PARA EL METODO DE BUSQUEDA ALEATORIA

evaluar nuestra función $C(x)$ para todos los valores de demanda inicial predeterminados y para un cierto número de años por período, seleccionando entre estos el valor que nos optimiza nuestra función de costos (Ver Fig. 5-3)

Tanto los métodos de búsqueda unidimensionales-secuenciales como los multidimensionales - secuenciales, no se tratarán en este estudio ya que no se consideran de interés para el análisis de nuestro problema. Únicamente se mencionarán brevemente las técnicas de gradiente, método utilizado por la programación lineal.

5.3 TECNICAS DE GRADIENTE

En el inicio del presente capítulo se señaló que los métodos de optimización pertenecen a dos tipos básicos, los de gradiente y los de enumeración. Los primeros tienen la siguiente característica. Dada una función:

$$M = M (X_1, X_2, \dots, X_n) \quad (5.6)$$

Que hay que maximizar o minimizar, se empieza encontrando para un punto $X_0 = (X_{10}, X_{20}, \dots, X_{n0})$ el valor de la función y su gradiente en ese punto. Este paso se conoce con el nombre de inicialización del problema. Posteriormente se encuentra la dirección para la cual la función $M(x)$ tiene el máximo aumento en valor, si el problema es de maximización, o la mayor disminución en su valor para problemas de minimización. En un problema de maximización debe tenerse por lo tanto:

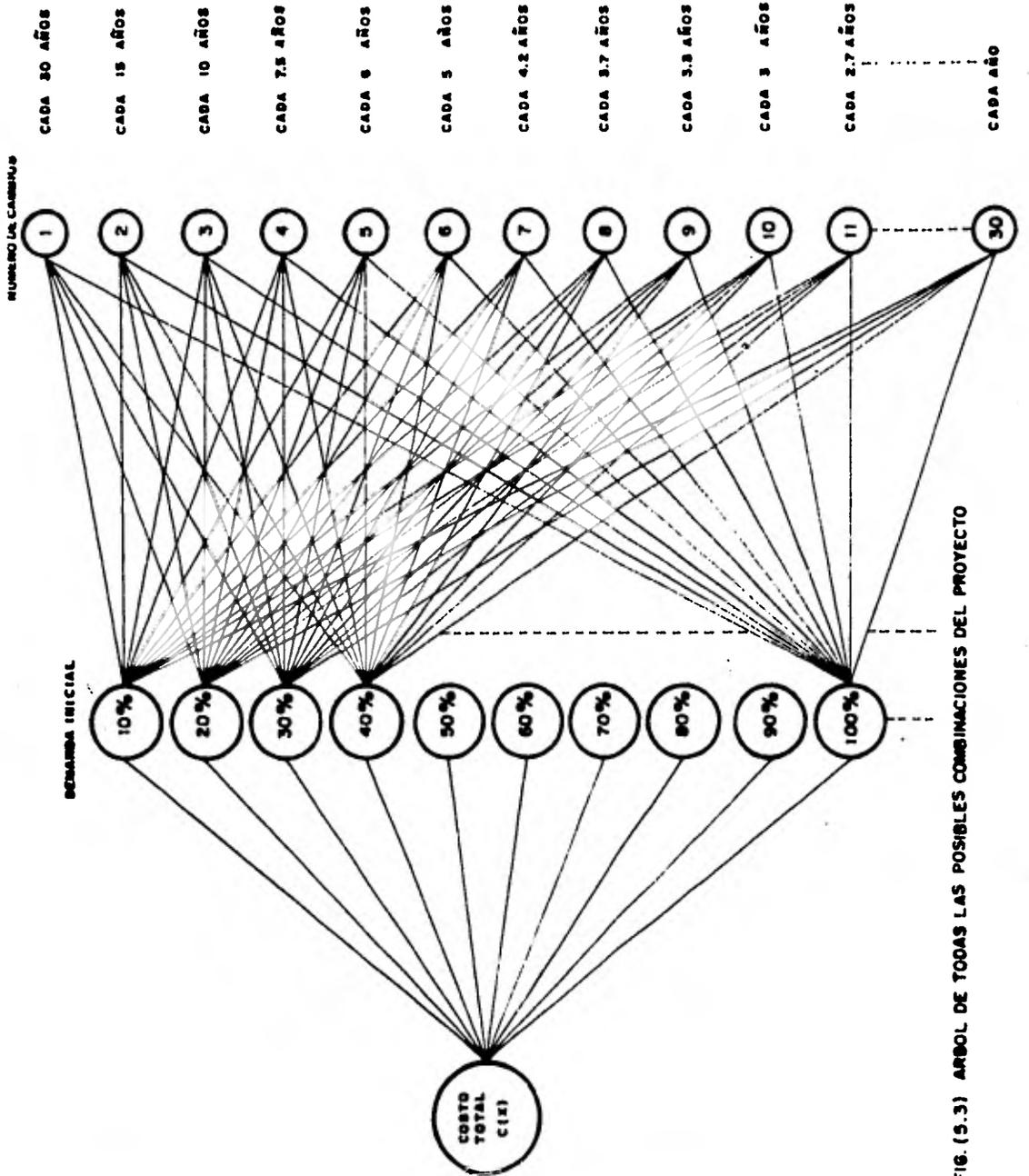


FIG. (5.3) ARBOL DE TODAS LAS POSIBLES COMBINACIONES DEL PROYECTO

$$M(x_1, x_2, \dots, x_n) < M(x_1 + \Delta x_1, x_2 + \Delta x_2, \dots, x_n + \Delta x_n) \quad (5.7)$$

Una vez inicializado el problema, es decir, conocido $M(x_1, x_2, \dots, x_n)$ y el gradiente $\nabla M|_{x_0}$, es necesario encontrar qué incremento Δx debe dársele a las variables independientes, que son las componentes del vector x para que la función objetivo "Mejore" de valor (aumente en un problema de maximización o disminuya en uno de minimización).

En el cálculo se demuestra que la función $M(x)$ varía más rápidamente si la variable independiente se incrementa en dirección del gradiente.

Los pasos que deben seguirse para buscar el máximo o mínimo de una función $M(x)$ por el método de gradiente son:

Paso 1:

Selecciones un punto x_0 para inicializar la búsqueda

Paso 2.

Evalúe el gradiente en ese punto empleando las siguientes ecuaciones:

$$\nabla M \Big|_{\underline{X}_0} = \left(\frac{\delta M}{\delta X_1}, \frac{\delta M}{\delta X_2}, \dots, \frac{\delta M}{\delta X_n} \right) \Big|_{\underline{X}_0} \quad (5.8)$$

$$\frac{\delta M}{\delta X_i} = \frac{M(X_{10}, \dots, X_{i-1,0}, X_{i0} + \Delta X_i, X_{i+1,0}, \dots, X_{n0}) - M(X_{10}, \dots, X_{i0}, \dots, X_{n0})}{\Delta X_i} \quad (5.9)$$

Paso 3:

Calcule el incremento de la variable independiente de acuerdo con la relación:

$$\underline{\Delta X} = \rho \nabla M \Big|_{\underline{X}_0}^T \quad (5.10)$$

Donde el factor ρ_0 tiene el valor

$$\rho_0 = \frac{1}{2\lambda \dots} \quad (5.11)$$

λ = Multiplicador de langrage

ρ_0 = Valor que maximiza ó minimiza la función.

Paso 4:

Encuentre un nuevo punto X_1 para el cual se tiene que:

$$M(\underline{X}_0) < M(\underline{X}_1) \quad (5.12)$$

Para encontrar los valores de ρ_0 que proporcionan el máximo incremento de la función $M(\underline{X})$ en $\underline{X}=\underline{X}_0$, es necesario expresar a la variable dependiente $M(\underline{X})$ como función de ρ_0 . Sustituyendo al incremento $\underline{\Delta X}$ por la relación (5.10) se tiene:

$$\underline{X} = \underline{X}_0 + \underline{\Delta X} \quad (5.13)$$

$$M(\underline{X}) = M(\underline{X}_0) + \rho \nabla M \Big|_{\underline{X}_0}^T \quad (5.14)$$

$$M(\underline{X}) = M'(\rho_0) \quad (5.15)$$

La igualdad (5.15) señala que es posible expresar a la variable dependiente $M(\underline{X})$ como función de la variable escalar ρ_0 . Mediante una búsqueda es posible determinar el valor de ρ_0 que maximice $M'(\rho_0)$

Este valor se emplea en la ec. (5.10) para encontrar el incremento $\underline{\Delta X}$.

En un problema de maximización X_1 esta dada por:

$$X_1 = X_0 + \rho_0 \nabla M \Bigg|_{X_0}^T \quad (5.16)$$

Paso 5:

Calcule el valor de la función para X_1 si en un problema de maximización $M X_1 > M X_0$ continúe al - paso 6, sino pare el procedimiento.

Paso 6:

Considere al punto X_1 como nuevo punto inicial y vuelva al paso 2.

Antes de terminar con este tema es necesario indicar que este procedimiento en uno de los pasos de iteración puede "Brincarse" el máximo. Si en un momento determinado -- $M(X_0) = M(X_1)$ puede suceder que el máximo (o mínimo) se encuentre entre los dos puntos, o que entre X_0 y X_1 la función no cambie para seguir creciendo posteriormente.

Para determinar si se ha presentado el segundo caso, puede hacerse una búsqueda incrementando el valor de ρ_0 en una cantidad menor que el valor dado en el paso 3.

Si la función sigue creciendo (o decreciendo) se emplea este último punto para inicializar una nueva iteración.

En caso de encontrarse el máximo (o mínimo) entre X_0 y X_1 puede recurrirse a una interpolación.

Como el procedimiento avanza de punto en punto puede -- llegarse a un llamado máximo (o mínimo) local, equivalente a un promontorio local en una montaña, que sin embargo no es el máximo (o mínimo) global, o sea el punto donde -- $M(X)$ es máxima o mínima en toda la zona posible de variación'. Este procedimiento trabaja sin problema con funciones con un solo máximo o mínimo. Frecuentemente la naturaleza propia del problema permite determinar si se ha encontrado un máximo (o mínimo) global.

5.4 PROGRAMACION LINEAL.

Existen muchos problemas de optimización cuyo modelo matemático es de tal naturaleza que se pueden resolver con la técnica de optimización conocida con el nombre de programación lineal. Se han desarrollado algoritmos y basados en ellos, programas de computadora digital para la solución de estos problemas.

La estructura de los problemas que pueden resolverse con esta técnica es siempre la misma, de manera que contando con un buen programa para la solución de éstos, pueden resolverse sin necesidad de tener que escribir programas especiales para la solución de problemas particulares. Los problemas de optimización que se pueden resolver con la técnica de programación dinámica por otra parte no -- tienen esta característica y con frecuencia es necesario desarrollar programas particulares para obtener la solución de un problema específico.

Si se analizan las formulaciones de los problemas de programación lineal, pueden detectarse ciertas variables que se llaman en forma genérica "Actividades". Cada actividad queda caracterizada por una variable que se designa como nivel de actividad. Tanto a las restricciones como la función objetivo son funciones lineales de los niveles de actividad. Al ser lineales estas funciones son homogéneas y aditivas.

La condición de linealidad es equivalente a dos condiciones. En primer lugar una función lineal tiene un factor constante de escala, es decir:

$$f(k X_1, k X_2, \dots, k X_n) = k f(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (5.17)$$

Donde $k =$ constante. Y en segundo lugar es aditiva:

$$f(X_1 + X_1', X_2 + X_2', \dots, X_n + X_n') = f(X_1, X_2, \dots, X_n) + f(X_1', X_2', \dots, X_n') \quad (5.18)$$

El problema de programación lineal por lo tanto puede plantearse de la siguiente forma:

Hay que determinar el valor de los niveles de actividad X_1, X_2, \dots, X_n que maximicen (o minimicen) a la función objetivo:

$$m = C_1 X_1 + C_2 X_2 + \dots + C_n X_n \quad (5.19)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$a_{i1} X_1 + a_{i2} X_2 + \dots + a_{in} X_n = b_i \quad , \quad i=1, 2, \dots, P.$$

$$a_{i1} X_1 + a_{i2} X_2 + \dots + a_{in} X_n \leq b_i \quad , \quad i=P+1, \dots, r$$

$$a_{i1} X_1 + a_{i2} X_2 + \dots + a_{in} X_n \geq b_i \quad , \quad i=r+1, \dots, m$$

$$x_j \geq 0 \quad , \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.20)$$

Los coeficientes C_i de la función objetivo se conocen con el nombre de coeficientes de costo, y los coeficientes a_{ij} de las ecuaciones de restricción se llaman coeficientes estructurales.

Como muestra el sistema de ecuaciones (5.20) las restricciones pueden ser del tipo de desigualdad o igualdad. Para la solución del problema de programación lineal conviene convertir todas las desigualdades en igualdades introduciendo variables de Holgura, que de preferencia deben ser -- positivas. La siguiente desigualdad:

$$a_{q1} X_1 + a_{q2} X_2 + \dots + a_{qn} X_n < b_q \quad (5.21)$$

puede convertirse en una igualdad introduciendo una variable positiva X_{n+q} llamada de Holgura. En efecto:

$$a_{q1} X_1 + a_{q2} X_2 + \dots + a_{qn} X_n + X_{n+q} = b_q \quad (5.22)$$

Además, los métodos de solución del problema de programación lineal exigen que los niveles de actividad sean positivos, es decir, $X_i \geq 0, \forall i$.

La estructura del problema de programación lineal se presta para el empleo de la notación matricial. Si se definen, - la matriz de coeficientes estructurales:

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

y los vectores de actividades:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

de costos:

$$\underline{c} = \begin{bmatrix} c_1 \\ c_2 \\ \vdots \\ c_n \end{bmatrix} \quad (5.25)$$

y de restricciones:

$$\underline{b} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix} \quad (5.26)$$

El problema de programación lineal queda entonces planteado de la siguiente forma:

$$\text{MAX: } m = C^T X \quad (5.27)$$

sujeto a las restricciones:

$$\begin{aligned} \underline{A} \underline{x} &\leq b \\ X &\geq 0 \end{aligned} \quad (5.28)$$

Finalmente se resuelve este sistema de ecuaciones utilizando la notación matricial. El Método Analítico más importante para la solución de este tipo de problemas es el método - simplex. Para resolver un problema de programación lineal empleando el método simplex es necesario realizar repetitivamente diversas operaciones. Empleando la notación - - matricial, se empieza por formar una tabla ó matriz cuyas columnas menos la última tienen por valor los coeficientes de las variables en las ecuaciones de restricción y en la función objetivo. En esta última ecuación debe cambiarse el signo de los coeficientes. La última columna tiene por valor los recursos disponibles y un cero en la última posición. Los elementos del último renglón de esta tabla, -- exceptuando el último, se llaman los indicadores del problema. Si después de realizar las operaciones correspondientes, todos los indicadores son positivos, la búsqueda

del óptimo ha terminado.

Como se puede observar, nuestro problema de optimizar los costos totales del transformador, no es de la naturaleza de los que se pueden resolver con la técnica de programación lineal, en otras palabras, no existe un programa ya elaborado y por lo tanto es necesario desarrollar un programa en particular para obtener su solución.

5.5 PROGRAMACION DINAMICA.

En este capítulo se señaló que los métodos de optimización pueden clasificarse en métodos de gradiente y métodos de búsqueda. En la sección anterior se estudió el método de programación lineal que constituye un método de gradiente. En esta sección se establecen las bases de la programación dinámica, un método de optimización de búsqueda. Este último método, todavía más que el de programación lineal - - requiere del uso de la computadora digital. Como se trata de una técnica enumerativa, los tiempos de cómputo para éste método son en general grandes, así como los requerimientos de memoria. Debido a ello el empleo de esta técnica es un cuanto limitado, a pesar de su extensivo número de aplicaciones potenciales.

La programación dinámica es una técnica de optimización enumerativa aplicable a problemas con restricciones y funciones objetivo que pueden ser no lineales.

Se aplica en forma natural a problemas que pueden descomponerse en etapas a lo largo del tiempo, pero también puede emplearse en problemas no secuenciales o con estructura en serie.

En el análisis de sistemas, la programación dinámica se usa en general en problemas de toma de decisiones, frecuentemente relacionados con la asignación de recursos.

Para resolver este tipo de problemas, se establece un modelo matemático cuyas principales componentes son:

1. Un estado inicial \underline{X} que da toda la información relevante sobre un sistema antes de la toma de una decisión.
2. Un estado final, \tilde{X} que da toda la información relevante sobre el sistema después de haberse tomado la decisión.
3. La variable de decisión $\underline{D} = (d_1, d_2, \dots, d_n)$ que puede manipularse para obtener determinado cambio del sistema de su estado inicial \underline{X} a su estado final \tilde{X} .

Como el problema de decisiones se presenta en aquellas situaciones, donde un problema tiene varias soluciones factibles o alternativas, con objeto de poder seleccionar -- entre éstas, es necesario asociar a todas las posibles soluciones una función de beneficio ó ganancia, que mida la utilidad que se asocia a cada una de las posibles soluciones.

4. El beneficio r que es una función escalar que depende del valor de los estados iniciales, de las decisiones tomadas y de los estados finales, es decir:

$$r = r (\underline{X}, \underline{D}, \underline{\tilde{X}}) \quad (5.29)$$

5. Una transformación \underline{T} , univaluada que relaciona los -- estados finales, con los estados iniciales y los variables de decisión.

$$\underline{\tilde{X}} = \underline{T} (\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.30)$$

Esta función o relación de transformación puede ser una -- relación matemática o puede estar dada en forma tabular.

Para representar estas componentes del modelo de toma de decisiones resulta útil introducir un diagrama de bloque (Fig. 5.4)

Como la función de transformación \underline{T} es univaluada puede sustituirse la ecuación (5.30) en (5.29) para obtener:

$$r = r(\underline{X}, \underline{D}, \underline{T}(\underline{X}, \underline{D})) \quad (5.31)$$

es decir, la función de beneficio y sólo depende de los estados iniciales y las variables de decisión:

$$r = r'(\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.32)$$

recordando que la función de transformación es univaluada puede obtenerse la transformación inversa T' , a saber:

$$\underline{X} = T'(\tilde{X}, \underline{D}) \quad (5.33)$$

sustituyendo este valor en (5.29) se llega a

$$r = r(T'(\tilde{X}, \underline{D}), \underline{D}, \tilde{X}) \quad (5.34)$$

o bien :

$$r = r''(\tilde{X}, \underline{D}). \quad (5.35)$$

Un problema de toma de decisiones consta en maximizar o minimizar la función de beneficio r , si las variables -- independientes o de decisión toman todos los posibles valores, dentro de las restricciones que fija el problema.

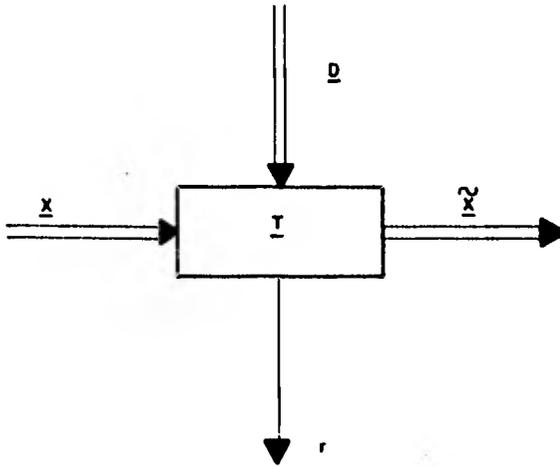


FIG.(5.4) MDELD DE UN PROBLEMA DE TDMA DE DECISION

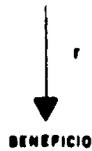
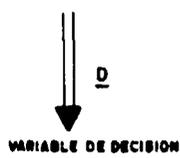
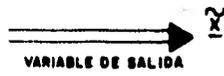
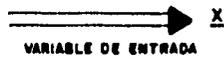


FIG.(5.5) SIMBOLD EN PROBLEMAS DE PROGRAMACION DINAMICA

Estos problemas de toma de decisiones son, por lo tanto, problemas de optimización entre los que podemos distinguir dos tipos:

- a) El problema de optimización de estado inicial \underline{X} consiste en encontrar el máximo (o mínimo) del beneficio como función del estado inicial, es decir:

$$f(\underline{X}) = \underset{\underline{D}}{\text{MAX}} r'(\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.36)$$

- b) En el problema de estado final \underline{X} , debe determinarse el máximo (o mínimo) del beneficio como función del estado final, es decir:

$$f(\underline{\tilde{X}}) = \underset{\underline{D}}{\text{MAX}} r''(\underline{\tilde{X}}, \underline{D}) \quad (5.37)$$

Con objeto de facilitar la presentación del material subsecuente e ilustrar la naturaleza de estos problemas, conviene introducir algunos símbolos, ver figura (5.5).

Usando estos símbolos el problema de valor inicial y el de valor final pueden simbolizarse como lo muestran las figuras (5.6) y (5.7).

Problemas de optimización como los planteados en las figuras (5.6) y (5.7) contienen muchas variables. La programación dinámica transforma un problema de esta naturaleza en una serie de problemas mas sencillos, que contienen pocas variables.

Esta transformación es invariante en el número de soluciones factibles del problema y se conserva el valor de la función beneficio asociada a cada una de las posibles soluciones.

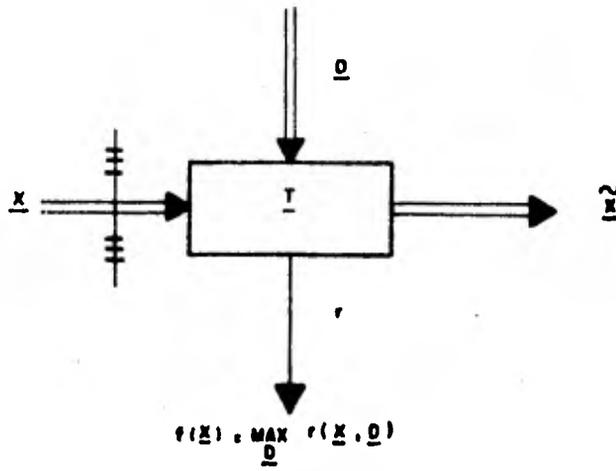


FIG.(5.6) PROBLEMA DE VALOR INICIAL

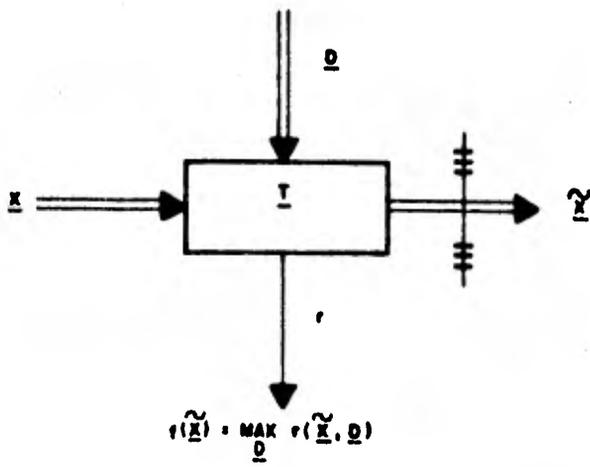


FIG.(5.7) PROBLEMA DE VALOR FINAL

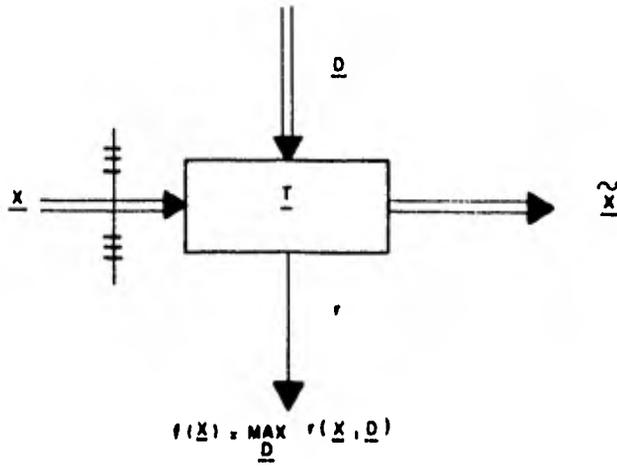


FIG.(5.6) PROBLEMA DE VALOR INICIAL

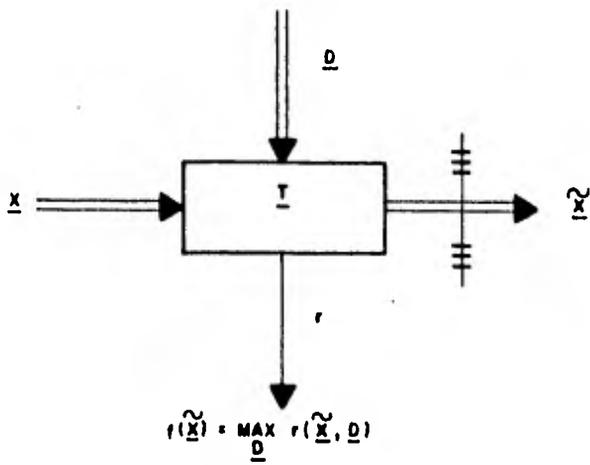


FIG.(5.7) PROBLEMA DE VALOR FINAL

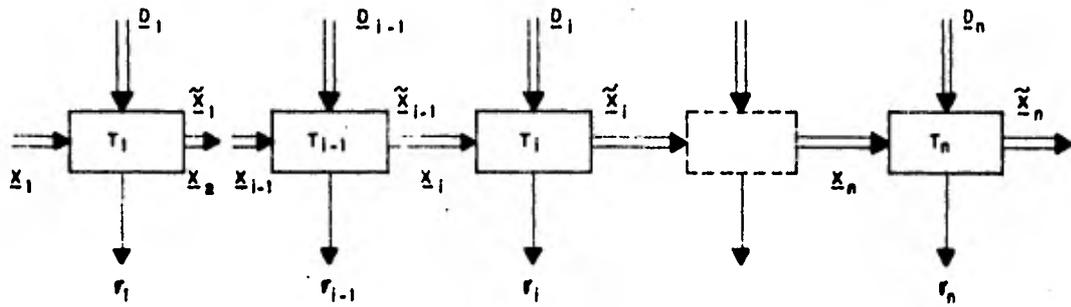
- Estructura en serie.

En una estructura en serie, la salida de un elemento esta conectada a la entrada del siguiente, sin haber realimentación, ésta implica que la salida de un sistema influye -- sobre su entrada. La presencia de realimentación en un problema de programación dinámica puede resolverse sustituyendo la porción del sistema con realimentación por un subsistema equivalente no realimentado. A esta operación se le llama sustituir el sistema realimentado por su función de transferencia. (Ver figura 5.8).

En un problema con estructura serie en el tiempo, que son los mas frecuentes en el análisis de sistemas, las decisiones que se toman en un determinado instante, no alteran los eventos anteriores, sólo tienen influencia sobre los eventos posteriores. Finalmente, el objetivo de la descomposición del problema de optimización en una serie de problemas secuenciales, es reducir el número de variables que se manipulan en cada etapa, trabajando, de preferencia, con una variable de estado y una variable de decisión.

- Modelo de la Optimización del Transformador.

A continuación vamos a reformular nuestro problema de -- optimizar los costos del transformador, para que cumpla con las restricciones de la técnica de optimización con programación dinámica.



$$\tilde{x}_{i-1} = x_i, \quad i = 2, 3, \dots, n$$

FIG. (5.8) ESTRUCTURA EN SERIE

Como se mencionó anteriormente, para resolver este tipo de problemas se establece un modelo matemático cuyas principales componentes son:

1. Un estado inicial \underline{X} que da toda la información relevante sobre el sistema, antes de la toma de una decisión:

$$\underline{X} = X (TA, KVA, VU, N, CD, ID, CT, CF, TC) \quad (5.38)$$

Donde:

- TA: Temperatura Ambiente
- KVA: Capacidad del Transformador
- VU: Vida útil estimada del transformador.
- N: Normas ANSI para transformadores
- CD: Curvas de demanda diaria.
- ID: Incremento anual de demanda.
- CT: Características del transformador (peso del núcleo, tanque, bobinas, etc).
- CF: Costos fijos del transformador.
- TC: Tipo de Carga.

2. Un estado final \tilde{X} que da toda la información relevante sobre el sistema, después de haberse tomado la decisión.

donde: $\tilde{X} = \tilde{X} (CV) \quad (5.39)$

CV: Costos variables del transformador.

3. La variable de decisión $\underline{D} = (d_1, d_2, \dots, d_n)$ que puede manipularse para obtener determinado cambio del sistema de su estado inicial \underline{X} a su estado final $\underline{\tilde{X}}$.

$$\begin{aligned} d_1 &= (10\% \text{ de demanda inicial con un cambio}) \\ &\vdots \\ &\vdots \\ d_n &= (100\% \text{ de demanda inicial con 30 cambios}) \end{aligned} \quad (5.40)$$

Esto es :

$$\underline{D} = d(\text{DEMIN}; \text{NC}) \quad (5.41)$$

donde:

DEMIN = Demanda inicial

NC= Número de cambios de transformador

4. El beneficio r que es una función escalar que depende del valor de los estados iniciales, de las decisiones tomadas y de los estados finales.

$$r = C \quad (5.42)$$

Donde:

C = costo total del transformador

$$C = C(\underline{X}, \underline{D}, \tilde{X}) \quad (5.43)$$

esto es:

$$C=C(TA, KVA, VU, N, CD, ID, CT, CF, TC, DEMIN, NC, CV) \quad (5.44)$$

5. Una transformación \underline{T} , univaluada que relaciona los estados finales con los estados iniciales y las variables de decisión.

$$\tilde{X} = \underline{T}(\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.45)$$

representando estas componentes del modelo de toma de decisiones utilizando un diagrama de bloque tenemos la fig. (5.9).

Substituyendo la ecuación (5.45) en la (5.43) tenemos

$$C=C(\underline{X}, \underline{D}, \underline{T}(\underline{X}, \underline{D})) \quad (5.46)$$

Es decir, la función de beneficio r solo depende de los estados iniciales y las variables de decisión .

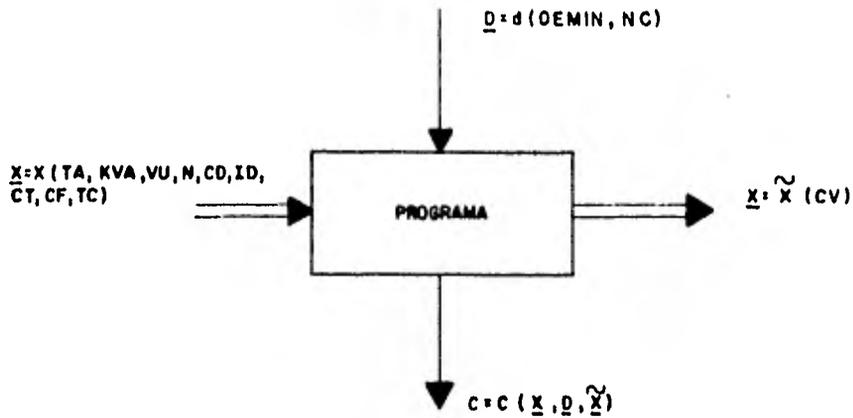


FIG. (5.9) MODELO DEL PROBLEMA DE TOMA DE DECISION PARA EL TRANSFORMADOR

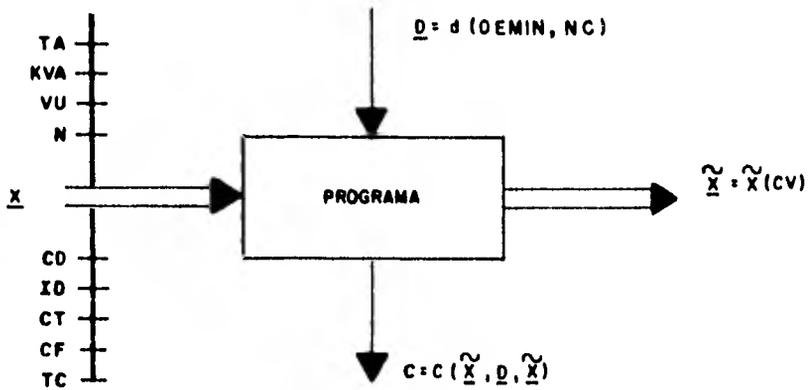


FIG.(5.10) PROBLEMA DE VALOR INICIAL PARA EL TRANSFORMADOR

En otras palabras, los costos variables están en función de los valores del estado inicial y de las variables de decisión y dentro de estas componentes ($\underline{X}, \underline{D}$) se encuentran los valores de NC , $DFMIN$ y C que nos hacen óptima a la función C .

$$C = C(\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.47)$$

Finalmente podemos decir que nuestro problema de optimización de estado inicial \underline{X} consiste en encontrar el mínimo del beneficio como función del estado inicial (Fig. 5.10 y 5.11), es decir:

$$f(\underline{X}) = \min_{\underline{D}} C(\underline{X}, \underline{D}) \quad (5.48)$$

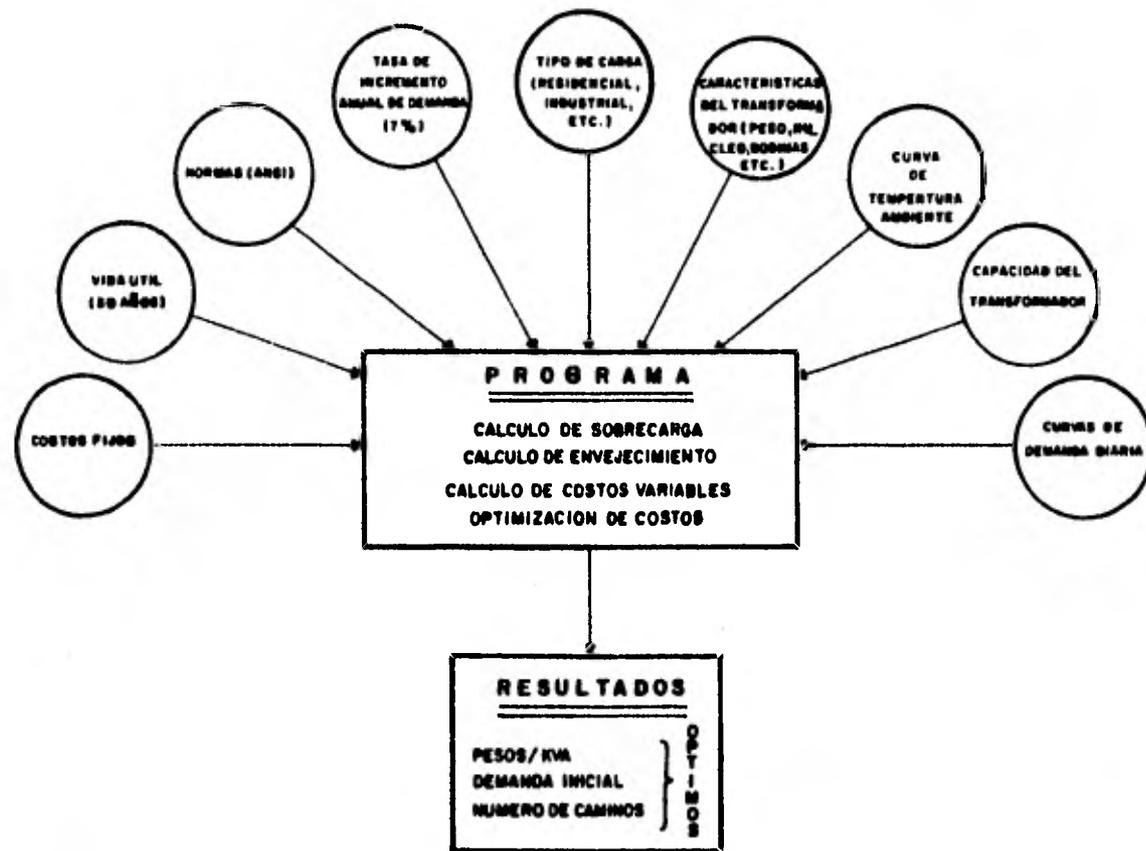


FIG. (8.11) DIAGRAMA DE BLOQUES GENERALIZADO, PARA EL ESTUDIO DEL TRANSFORMADOR.

6. ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

En el presente capítulo se describe el programa de computadora que se emplea en esta tesis. Se incluyen las diferentes subrutinas y una breve descripción de cada una de ellas, señalando el capítulo donde se estudia la teoría, así como los datos que requiere el programa.

El programa está estructurado en tal forma que se encuentra generalizado para cualquier transformador de distribución, sujeto a las restricciones mencionadas anteriormente,

El lenguaje de computadora empleado en todas las subrutinas y en el programa principal es fortran.

El ejemplo que se ha escogido para presentar este tema es el de un transformador de distribución tipo poste, monofásico, de 25 kVA, con una relación de transformación de -- 13200 - 127/254V, con cuatro derivaciones, dos por encima y dos por debajo del voltaje nominal, de 2.5% cada una, -- una sobreelevación de temperatura del conductor de 65°C, una impedancia de 2.0% con una tolerancia de 7.5% y sumergido en aceite. Este transformador es del tipo acorazado, es decir, el núcleo consta de dos arcadas devanadas de -- acero al silicio, con una sola bobina en la cual la baja tensión se encuentra dividida en dos secciones dentro de las cuales se aloja la alta tensión; el acero al silicio es -- grado M-4, el conductor de alta tensión es alambre magneto de cobre del número 19 AWG con dos capas de esmalte y el conductor de la baja tensión es lámina de aluminio de 19.05

centímetros de alto. Cabe mencionar que el análisis y los resultados obtenidos son en general aplicables a cualquiera que sea el tipo de los materiales empleados.

Otras características importantes de este transformador de distribución son las siguientes:

Peso del Núcleo	55.7 Kg	(122.79 lb).
Peso de la Alta Tensión	11.2 Kg	(24.69 lb).
Peso de la Baja Tensión	7.9 Kg	(17.41 lb).
Peso del Tanque	90.7 Kg	(200 lb).
Aceite	189.2 lt	(50 GAL).
Pérdidas en vacío	9.4 Watts	
Pérdidas con carga	405 Watts	
Excitación	0.9 %	
Impedancia	2.0 %	

El nombre que se dió al programa fue "OPTITRANSF" y antes de comenzar a describirlo es conveniente mostrar la figura (6.1) donde se muestra su diagrama de flujo esquemático, - conteniendo las diferentes subrutinas empleadas. Como se verá mas adelante al describir los datos del archivo, se - pueden seleccionar cuatro tipos de resultados dependiendo del número que coloquemos en "NOSERE" que significa número de selección de resultados. Esto se hizo con objeto de - reducir el tiempo de procesamiento del programa en función de las variables que se desee conocer del transformador.

PROGRAMA OPTITRANSF
 DIAGRAMA DE FLUJO ESQUEMATICO

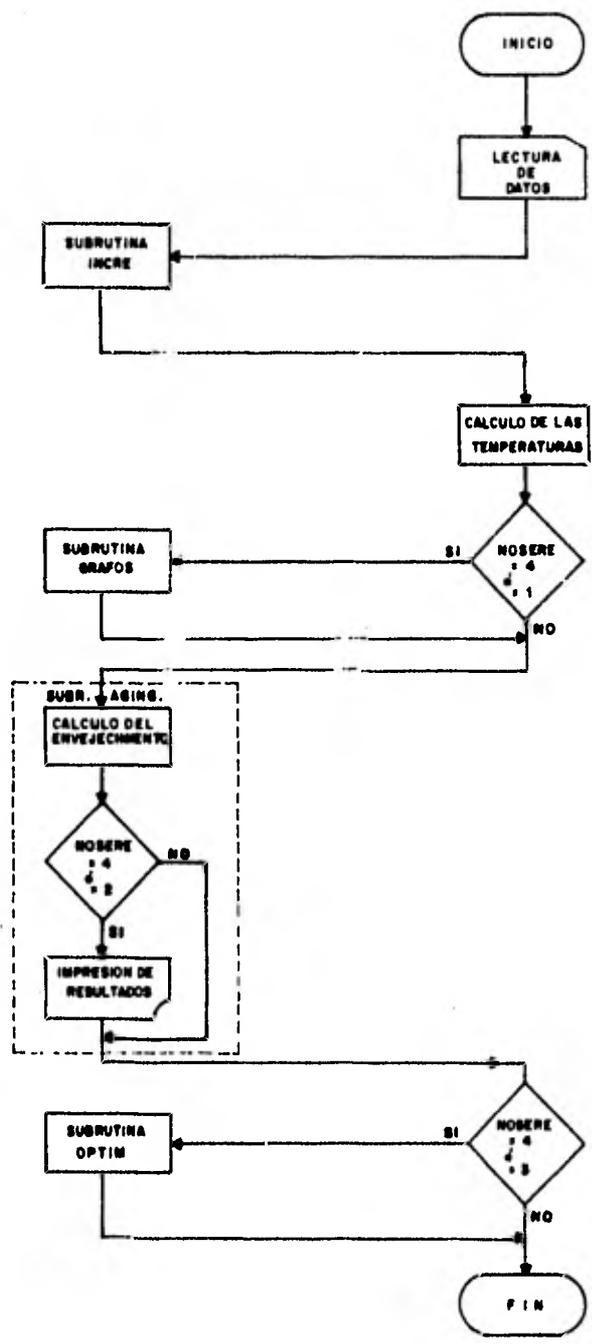


FIG. (6.1)

6.1 DESCRIPCION DE VARIABLES.

Iniciamos el programa "OPTITRANSF" con un listado donde aparece en orden alfabético la descripción de todas las variables utilizadas tanto en el Programa Principal como en las diferentes subrutinas:

DESCRIPCION DE VARIABLES

WORKFILE: OPTITRANSF (08/05/81)

500	C	DESCRIPCION DE VARIABLES
600	C	-----
700	C	
800	C	AGE *VECTOR DE ENVEJECIMIENTO DE CADA 5 MIN. DURANTE UN DIA
900	C	
1000	C	AGETWD *ENVEJECIMIENTO ACUMULADO DIAS DOMINGOS
1100	C	AGETWN * " " " NORMALES
1200	C	AGETWS * " " " SABADOS
1300	C	AGETWT *ENVEJECIMIENTO ACUMULADO DIAS SABADOS Y NOR.
1400	C	AGINWE *VECTOR DE ENVEJECIMIENTOS ACUMULADO DE DIAS SAB.
1500	C	AGINW *ARCHIVO DE LA SUBRTINA PARA EL CALCULO DEL ENVEJECIMIENTO
1600	C	
1700	C	AN *CTE. EXPONENCIAL DE LA FORMULA DE ENVEJECIMIENTO
1800	C	ANUAL *VARIABLE DE CONTROL DEL INCREMENTO ANUAL DE DEMANDA
1900	C	HECI *VECTOR DE TEMPERATURAS QUE CAUSAN ENVEJECIMIENTO
2000	C	CARVA *CAPACIDAD DEL TRANSF. EN MVA
2100	C	CARGA *DEMANDA MAXIMA SEGUN EL MES QUE SE ESTE SIMULANDO
2200	C	CUAGAN *COSTO POR ENVEJECIMIENTO
2300	C	CUCA *COSTO POR CAMBIO DE LA TRANSF DE DISTRIBUCION
2400	C	CODFE *COSTO POR DEPRECIACION
2500	C	CUFIN *COSTO FINANCIERO
2600	C	COMMON *MEMORIAS COMUNES ENTRE SUBRTINAS
2700	C	COMP1 *VARIABLE COMPARATIVA USADA EN LA OPTIMIZACION
2800	C	COMP2 * " " " " " " " " " " " "
2900	C	COPFLO *COSTO DE PERDIDAS EN EL COBRE
3000	C	COPFRE *COSTO DE PERDIDAS EN EL FIERRO
3100	C	CUSPA *VECTOR PARA ALMACENAR LOS COSTOS DE CADA PERIODO EN LA VIDA UTIL DE LA TRANSFORMADORA
3200	C	
3300	C	CUSPL *COSTO DE LAS PERDIDAS ANUALES
3400	C	CUTA *VECTOR EN EL CUAL SE ACUMULAN LOS COSTOS ANUALES

(Cont. Descripción de Variables)

6400	C	IMP	*VARIABLE LÓGICA PARA CONTROLAR EL ESCALAMIENTO
6500	C	INCR	*NOMBRE DE LA SUBRTINA PARA INICIALIZACION DE
6600	C		LAS CURVAS DE DEMANDA
6700	C	INTD	*TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA
6800	C	INTS	*TASA DE INTERES DEL DINERO
6900	C	JJ	*VARIABLE DE CONTROL PARA EL ACUMULAMIENTO DEL
7000	C		ENVEJECIMIENTO
7100	C	KUN	*VARIABLE DE CONTROL PARA LOS MESES
7200	C	KLUAD	*RELACION DE CARGA EXISTENTE A CARGA NOMINAL
7300	C	KLOS	*RELACION DE PERDIDAS CON CARGA A PERDIDAS SIN CARGA
7400	C	L	*EN LA GRAFICA REPRESENTA A LILC
7500	C	LILD	*LIMITE DE CARGA (ICCR DE CARGA)
7600	C	LITE	*SE ° C GRADES CENTIGRADES TEMP ° FASTA LA CUAL
7700	C		NO HAY ENVEJECIMIENTO
7800	C	KARC	*MARCA DEL TRANSFORMADOR DE CISTR.
7900	C	KES	*VECTOR DE CARGAS MAXIMAS DE CADA MES
8000	C	KGRAP	*VARIABLE USADA PARA LA GRAFICACION DE VECI
8100	C	KUNTH	*VECTOR USADO PARA ALMACENAR LOS NOMBRES DE LOS
8200	C		MESES DEL INTERVALO ANUAL
8300	C	NA	*VARIABLE DE CONTROL PARA LOS INTERVALOS ANUAL
8400	C		POR CAMBIO
8500	C	NAV	*VARIABLE DE CONTROL PARA LOS COSTOS A VALER
8600	C		PRESENTE
8700	C	NC	*VARIABLE DE CONTROL DEL NUMERO DE CAMBIOS
8800	C	NDEM	*VARIABLE DE CONTROL PARA LOS INCREMENTOS DE LA
8900	C		DEMANDA
9000	C	NGRAP	*VARIABLE USADA PARA LA GRAFICACION DE VECI
9100	C	NUMPL	*NUMERO DE INTERVALOS ANUALES POR CAMBIO
9200	C	NUCA	*VARIABLE USADA PARA ALMACENAR EL NUMERO DE
9300	C		CAMBIOS EFECTIVO
9400	C	NUMPLA	*NUMERO DE CAMBIOS CESEADO EN LA SIMULACION

(Cont. Descripción de Variables)

9500	C	NUFA	*VARIABLE PARA CONTROLAR EL DESESCALAMIENTO
9600	C	Z88	*NUMERO DE VECES 5 MIN. EN 24 HORAS
9700	C	NP	*VARIABLE DE CONTROL PARA EL NUMERO DE PERIODOS
9800	C	NSR1	*VARIABLE DE CONTROL PARA SUB. GRAFOS
9900	C		QUE SE QUIERE SEGUN LAS INSTRUCCIONES
10000	C	OPTIM	*NOMBRE DE LA SUBROUTINA PARA LA OPTIMIZACION
10100	C	P	*VARIABLE USADA EN LA IMPRESION DE RESULTADOS DE
10200	C		ENVEJECIMIENTO
10300	C	REL	*RELACION DE TRANSFORMACION DEL TRANSF.
10400	C	T	*EN LA GRAFICA LE LOS RESULTADOS REPRESENTA A LITE
10500	C	TAD	*CTE. DE TIEMPO DE CALENTAMIENTO DEL TRANSF.
10600	C		VARIABLE CON LA TEMPERATURA PRECEDENTE.
10700	C	TEMPA	*TEMPERATURA AMBIENTE
10800	C	TADR	*CTE. DE TIEMPO TERMICA DEL TRANSFORMADOR
10900	C	TEMPB	*DESPUES DE ESTA TEMPERATURA EXISTE ENVEJECIMIENTO
11000	C	TEMP	*VECTOR DE TEMPERATURAS AMBIENTES MAXIMAS MENSUALES
11100	C		DE DETERMINADA ZONA
11200	C	TETAQL	*CALENTAMIENTO DEL ACEITE A CARGA COMPLETA
11300	C	TETAJ	*CALENTAMIENTO DEL ACEITE LA INICIO (T ₀ C)
11400	C	TETAU	*CALENTAMIENTO DEL ACEITE SOBRE LA TEMP. AMBIENTE
11500	C	TETAH	*CALENTAMIENTO FINAL DEL ACEITE DEL TRANSF.
11600	C	TETAJ	*P. TEMPAM
11700	C	TIME	*VECTOR DE CONVERSION DEL TIEMPO HERARIC A DECIMAL
11800	C	TIPD	*TIPO DEL TRANSFORMADOR (DATE DE PLACA)
11900	C	VEJ1	*VALOR ENTERO DE VIRE
12000	C	VEJ2	*VALOR ENTERO DE VICAR
12100	C	VEJF	*ENVEJECIMIENTO ACUMULADO DE CADA INTERVALO ANUAL
12200	C	VIDA	*VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR
12300	C	VIDAR	*VIDA RESTANTE LA INTERVALO ANUAL ANTES DEL QUE
12400	C		SE ESTA CALCULANDO
12500	C	VIRF	*VIDA RESTANTE LA DETERMINADO INTERVALO ANUAL

(Cont. Descripción de Variables)

12600	C	VIRE	*VIDA UTIL RESTANTE DESPUES DE CIERTO ENVEJ.
12700	C	LNDRW	*PESO EN LBS. DEL NUCLEO Y REBINAS DEL TRANSF.
12800	C	WTANW	*PESO DEL TANQUE DEL TRANSFORMADOR EN LBS.
12900	C	X	*EN LA GRAFICA DE RESULTADOS REPRESENTA A VEC1
13000	C	Y	*EN LA GRAFICA DE RESULTADOS REPRESENTA A VEC3
13100	C	YEAR	*VARIABLE PARA CLASIFICAR LAS DEMANDAS

6.2 PROGRAMA PRINCIPAL.

Este programa constituye la parte esencial del Programa "OFTITRANSF". De aquí se controlan todas las diversas subrutinas empleadas cuando el cálculo de alguna variable del transformador lo requiere, esto es, al hacer los cálculos necesarios para observar el comportamiento del transformador, se ven implicados una serie de factores que afectan la operación normal del mismo indistintamente; después de haber clasificado estos factores, se llama a la subrutina que los contiene, los calcula y los almacena en memoria para posteriormente optimizarlos.

Comienza dimensionando las curvas de demanda horaria para días normales, días sábados y días domingos (Figs. 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5). Estas curvas típicas nos fueron proporcionadas por la Gerencia General de Planeación y Programa, de la Comisión Federal de Electricidad y pertenecen al Sistema Peninsular.

Posteriormente se calcula la elevación de temperatura -- final mediante las fórmulas que se trataron en el capítulo de envejecimiento (Ec. 3.2), en base a una cierta constante térmica que fué calculada en función de los parámetros del transformador (Ec. 3.7) y asignándole una vida útil esperada de 30 años.

A continuación se muestra el listado del Programa Principal:

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA GENERAL DE PLANEACION Y PROGRAMA

CURVA TIPICA DE LOS DIAS NORMALES REF. A SU ORD. MAX.

A N U A L

SISTEMA PENINSULAR

1977

HORA	ORDENADA
1	54.78
2	52.01
3	51.25
4	51.72
5	52.88
6	52.00
7	53.56
8	57.09
9	64.60
10	68.81
11	70.75
12	69.03
13	67.44
14	64.74
15	62.00
16	63.32
17	66.80
18	77.88
19	92.36
20	100.00
21	95.68
22	86.88
23	72.67
24	62.15

FIG. (6.2)

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

GERENCIA GENERAL DE PLANEACION Y PROGRAMA

CURVA TIPICA DE LOS DIAS NORMALES REF. A SU ORD. MAX

SISTEMA PENINSULAR ANUAL 1977



FIG. (6.3)

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

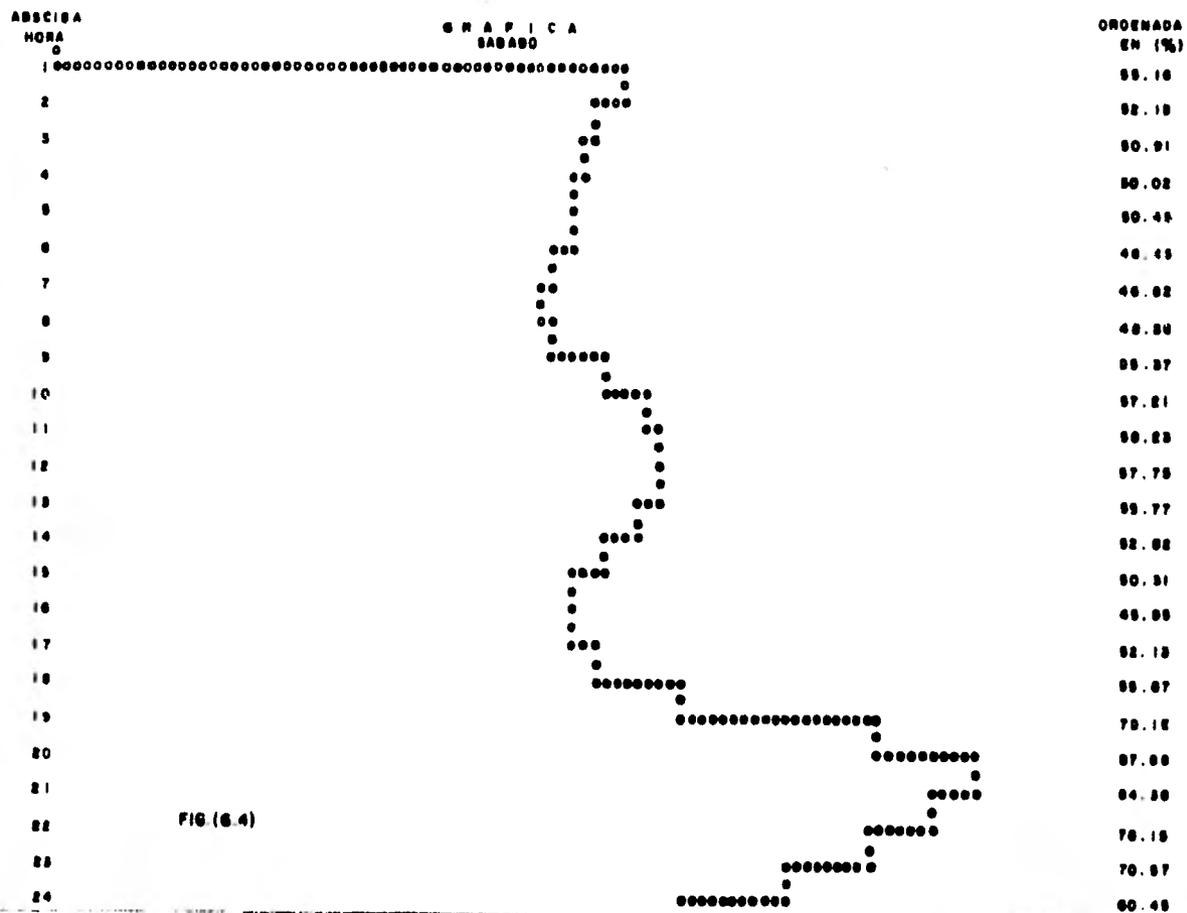
GERENCIA GENERAL DE PLANEACION Y PROGRAMA

CURVAS TIPICAS DIARIAS REF. A LA ORD. MAX. ENCONTRADA

A N U A L

SISTEMA PENINSULAR

1977



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA GENERAL DE PLANEACION Y PROGRAMA

CURVAS TIPICAS DIARIAS REF. A LA ORD. MAX. ENCONTRADA

SISTEMA PENINSULAR

A N U A L

1977

ABSCISA
HORA

G R A F I C A
DOMINGO

ORDENADA
EN (%)

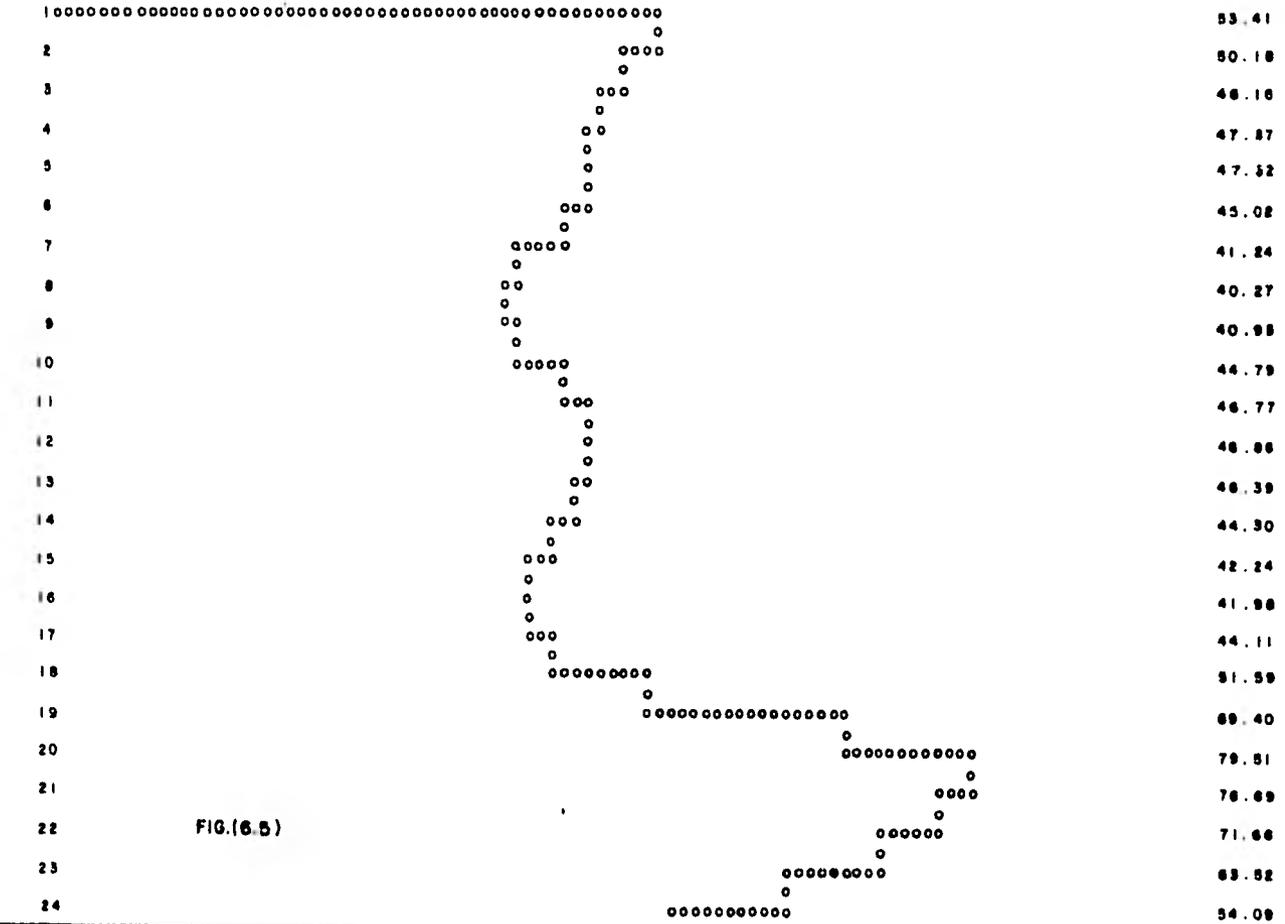


FIG.(6.5)

PROGRAMA PRINCIPAL

INICIO

LECTURA DE DATOS

CURNON	DIA	PAGEC
CURNOS	TEMP	PREC
CURPO	MODEE	MACC
COCA	YEAR	TPD
COUM	MODECA	REL
INTS	CAVA	WTANG
INTJ	TETAFL	UNNOG
MONTH	TETAJ	SABL

INICIALIZACION DE VARIABLES

VIDA TETA I
VIND KLOSS

INICIALIZACION DE LAS CURVAS DE DEMANDA
MEDIANTE LA SUBROUTINA INCRD.

CALCULO DE LA CONSTANTE DE TIEMPO TERMICA,
EN FUNCION DE LOS PARAMETROS DEL TRANSFOR.
MODO. (TADR)

CALCULO DE LA TEMPERATURA INICIAL (TETAJ)

CALCULO DE LA TEMPERATURA ULTIMA (TETAU)

CALCULO DE LA CONSTANTE DE TIEMPO TERMICA,
EN FUNCION DE LAS TEMPERATURAS DEL TRANSFOR.
MODO. (TAD)

CALCULO DE LA TEMPERATURA FINAL ALCANZADA
(30 HORAS EN INTERVALOS DE 5 MINUTOS)

GRAFICACION MEDIANTE LA SUBROUTINA GRAPDS

CALCULO DE SERVEJECIMIENTO MEDIANTE LA SUB-
ROUTINA AGING

CALCULO DE LA OPTIMIZACION MEDIANTE LA SUB-
ROUTINA OPTIM

FIN

WORKFILE: OPT*TRANSF (08/05/81)

```

13200 C
13300 C P R C G R A M A F R I N C I P A L
13400 C -----
13500 C
13600 DIMENSION DIND(200), DISA(200), LICC(200)
13700 DIMENSION CURHON(200), CURHOS(200), CURHLD(200)
13800 DIMENSION TETAU(200), TITR(200)
13900 REAL KLCSS, KLOAD
14000 COMMON/EC/CDTO(30), CDTRC(40), CGSPA(20)
14100 COMMON /E1/ TEMPA, TON, TEMP(12)
14200 COMMON /E2/ AGETCA, AGEILS, AGETOL, AGETCT, VELE(15)
14300 COMMON /E3/ MES, YEAR, GG, ACSEKE, NOCECA
14400 COMMON /E4/ MONTH(12), CIA(3)
14500 COMMON /E5/ VIDA, VIRE, GRAN
14600 COMMON /E6/ NN2, AN, DENVE
14610 COMMON /E7/ INTC, INTS, CAKVA
14612 COMMON /E8/ MARC, TIFC, FREC, FASES, H, LEC, PTANG
14614 COMMON /E9/ GAUIL, REL(6)
14620 REAL INTC, INTS
14700 INTEGER MES, DIA
14800 C ** LECTURA DE DATOS DEL ARCHIVO
14900 READ(5,1)(CURHON(I), I=1,200)
15000 READ(5,1)(CURHOS(I), I=1,200)
15100 READ(5,1)(CURHLD(I), I=1,200)
15200 READ(5,1) COCA, CCLN, INTC, INTS
15300 READ(5,6)(MONTH(I), I=1,12)
15400 READ(5,9)(CIA(1), I=1,3)
15500 READ(5,1)(TEMP(I), I=1,12)
15600 READ(5,1) ACSEKE, YEAR, NOCECA
15700 READ(5,1) CAKVA, TETAU, TITR, FASES, FREC
    
```

(Cont. Programa Principal)

```

15800      REAU(5,6) MARC
15810      REAU(5,6) IIPU
15900      REAU(5,7)(REL(1),I=1,6)
16000      REAU(5,7) MTANQ, HALEO, GACIL
16100      6 FORMAT(A5)
16200      7 FORMAT(6F6)
16300      8 FORMAT(12A3)
16400      9 FORMAT(3A3)
16500      PRINTIC, MARC, CAKVA, TIPC, FREC, FASES, HALEO, MTANG,
16600      1GADL, (REL(1),I=1,6)
16700      10 FORMAT(//5X, 20ATOS DE PLACA DEL TRANSF. 2, //,
16800      15X, 4MARCA 2, 2X, A3, //, 5X, 2KVA 2, 4X, F6.1, //, 5X,
16900      12I, F02, 3, 2, 5, //, 5X, 2FREC 2, 3X, F6.1, //, 5X, 2FASES 2,
17000      12X, 4.1, //, 5X, 2PESC EN MGS 12, //, 5X,
17100      12NULO Y BOBS 2, 4X, F7.1, //, 5X, 2TANGLE Y ACCS 2,
17200      14X, 7.1, //, 5X, 2GAL DE ACEITE 2, 4X, F7.1, //, 5X,
17300      12REFLACION 2, 9X, 6AC, //, 1P, 1)
17400      C 11 SE LE ASIGNA SU INTERVALOS DE VIDA UTIL AL TRANSF.
17500      VIDA = 3000
17600      C 11 LA VIDA UTIL RESTANTE AL EMPEZAR EL CALCULO ES SU
17700      C 11 VIDA UTIL EN DIAS.
17710      NN2 = C
17730      N1 = 0
17800      VIRLS = VIDA
17900      TETA1 = C.COU11
18000      KLDOS = 1.0E2 / 1.0E2
18100      11 CONTINUE
18200      C 11 SE INICIALIZA LA VARIABLE MCA
18300      C 11 SE INICIALIZAN LAS CURVAS DE DEMANDA MEDIANTE LA
18400      C 11 SUBROUTINA INCR
18500      CALL INCR(CURMON, CURPLS, CLRFCD, LINC, CISA, IDC)

```

(Cont. Programa Principal)

```

18600      KDH = C
18700      C 11 SE BUSCA LA MAYOR DEMANDA EN DIAS ACRIALES
18800      GRAN = DINC(1)
18900      DD 12 = 2 * 208
19000      IF ( DINC(J) .LT. GRAN ) GO TO 12
19100      GRAR = DINC(J)
19200      12 CONTINUE
19300      IF ( GRAR .LT. 110 ) GO TO 11
19400      31 CONTINUE
19500      C 11 LA GTE. DE TIEMPO TERMICA SE CALCULA EN BASE
19600      C 11 DE LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSF. SIMULACC
19700      CTF = 3.5 * (WNUBO/C.454 + 2/3 * WTANG/C.454) + 80 * CACIL/3.7
19710      TADM = CTE * TETAFL / (C.02 * CAKVA * ICCO.C )
19800      TETA3 = TEMP ( MES )
19900      KDH = KCA + 1
20000      C 11 SE EMPIEZA EL CALCULO DE TEMPERATURAS
20100      DD 30 = 1 * 208
20200      DUTIME = 5.0
20300      C 11 SE SELECCIONA EL TIPO DE CURVA CON LA CUAL SE VA
20400      C 11 A EMPEZAR EL CALCULO
20500      DD 10 (40 * 42 * 44) * KCA
20600      40      KLOAC = DINU(1) / 100.0
20700      DD 10 43
20800      42      KLOAC = DISA(1) / 100.0
20900      DD 10 43
21000      44      KLOAC = DIUU(1) / 100.0
21100      43      CONTINUE
21200      C 11 CALCULO DE TEMPERATURAS
21300      IF ( I .GT. 1 ) TETA1 = TETA( I-1 ) = TETA3
21400      C 11 CALCULO DULA ULTIMA TEMPERATURA DEL TRANSF.
21500      TETA1 = ((KLOSE * LCM * L + 2 * C + 1.0) / (KLCSS + 1.0)) * C.0 * TETAFL

```

(Cont. Programa Principal)

```

21600          IF ( TETAU * EC * TETA1 ) TETAL = TETA1 + C * CCC1
21700 C 11      *CALCULO DE LA CTE. TERMICA SEGUN TEMPERATURAS
21800          TAO = TADR * ((TETAU / TETAFL - TETA1 / TETAFL) / ((TETAL / TETAFL) **
21900          1 1.25 * (TETA1 / TETAFL) ** 1.25))
22000 C 11      *CALCULO DE LA TEMP. FINAL
22100          TETAC(1) = (1.0 - EXP(-1.0 * DLTIME / TAC)) * (TETAL - TETA1) + TETA1
22200          1 * TETA3
22300          TIME(1) = 1 * 5.0 / EC * C
22400          IF ( 1 * EQ * 280 ) TETA1 = TETAC(280) - TETA3
22500          50 CONTINUE
22600 C 11      SE SELECCIONA LA CURVA PARA GRAFICAR SI LAS INSTRU-
22700 C 11      CCIONES DE LA IMPRESION ASI LO INDICAN
22710          N1 = N1 + 1
22720          GO TO ( 72, 74, 76 ) * MEN
22800          72 CONTINUE
22810          IF ( NOSERE * EQ * 1 * CR * NOSERE * EQ * 4 * AND * N1 * EQ * 1 )
22820          1 CALL GRAFOS ( TETAC * TIME * DIC * 1 )
22830          IF ( NOSERE * EQ * 1 ) GO TO 72
22840 C 11      LLAMADA A LA SUBROUTINA DE ENVEJECIMIENTO
22850          CALL AGING ( TETA * DIC * 1 )
22860          GO TO 72
22870          74 IF ( NOSERE * EQ * 1 * CR * NOSERE * EQ * 4 * AND * N1 * EQ * 2 )
22880          1 CALL GRAFOS ( TETAC * TIME * DISA * 1 )
22890          IF ( NOSERE * EQ * 1 ) GO TO 72
22900 C 11      LLAMADA A LA SUBROUTINA DE ENVEJECIMIENTO
22910          CALL AGING ( TETA * DISA )
22920          GO TO 72
22930          76 IF ( NOSERE * EQ * 1 * CR * NOSERE * EQ * 4 * AND * N1 * EQ * 3 )
22940          1 CALL GRAFOS ( TETAC * TIME * DIC * 1 )
22950          IF ( NOSERE * EQ * 1 * AND * MEN * EQ * 3 ) GO TO 90
22960          CALL AGING ( TETA * DIC * 1 )

```

```
24500      7E CONTINUE
24600      IF ( VIRE$ .EQ. C.C ) GO TO 9C
24700      IF ( MCA .EQ. 3 ) GO TO 11
24800      GO TO 31
24900      9C CONTINUE
25000      C 11 SE LLAMA A LA SUBROUTINA DE OPTIMIZACION
25100      C 11 SI LAS INSTRUCCIONES ASI LE INDICAN
25200      IF ( N$ERE .EQ. 4 .OR. N$ERE .EQ. 3 ) CALL OPTIM
25300      CALL EXIT
25400      END
```

```
24500      7E CONTINUE
24600          IF 4 VIRE5 .LE. C.C ) GC TC 9C
24700          IF 4 MCA .EQ. 3 ) GC TC 11
24800          GO TO 31
24900      9C CONTINUE
25000  C 11 SE LLAMA A LA SUBROUTINA DE OPTIMIZACION
25100  C 11 SI LAS INSTRUCCIONES ASI LE INDICAN
25200          IF(NOSERE .EQ. 4 .OR. NOSERE .EQ. 3)CALL OPTIM
25300          CALL EXIT
25400          END
```

6.3 SUBROUTINA GRAFOS.

La subrutina GRAFOS nos da la gráfica de la temperatura del transformador (VEC 1) V.S. la curva horaria de demanda (VEC. 3), (VEC 2) representa a 24 horas en intervalos de cinco minutos en forma decimal.

La carga nominal para el transformador es 100% y el límite de temperatura sin causar envejecimiento es 95°C como se mencionó en el Capítulo 3.

Para el cálculo de la temperatura del transformador se -- utilizó la ecuación (3.2) y los datos de la temperatura ambiente nos fueron proporcionados por el Instituto de -- Geografía de la Universidad Nacional Autónoma de México -- (Fig. 6.6), para el mismo sistema en que obtuvimos las curvas de demanda (peninsular).

Finalmente la curva horaria de demanda se obtuvo de las - estadísticas del Sistema Peninsular proporcionadas por - Comisión Federal de Electricidad.

En la siguiente página se muestra el listado:

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
INSTITUTO DE GEOGRAFIA

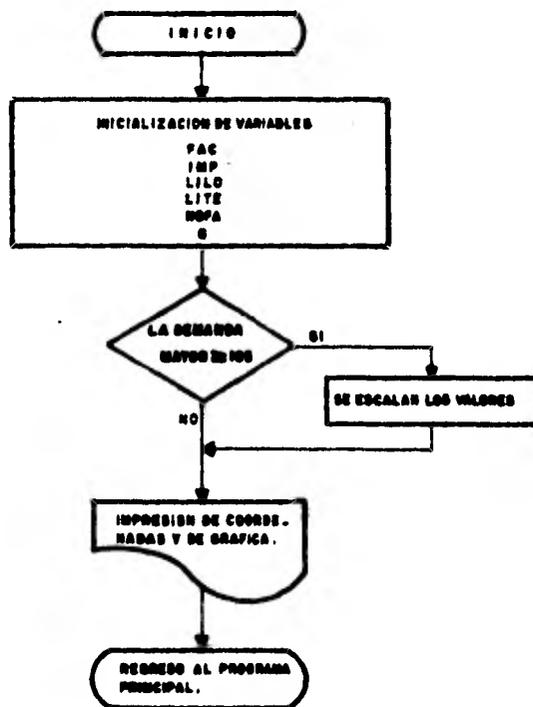
CURVA TIPICA DE TEMPERATURAS MAXIMAS MENSUALES

SISTEMA PENINSULAR

M E S	TEMPERATURA (°C)
ENERO	18.7
FEBRERO	19.5
MARZO	20.9
ABRIL	21.8
MAYO	22.9
JUNIO	19.3
JULIO	17.8
AGOSTO	18.8
SEPTIEMBRE	18.5
OCTUBRE	18.7
NOVIEMBRE	18.4
DICIEMBRE	18.3

FIG. (6.6)

SUBROUTINA GRAFOS



SUBROUTINA GRAFOS

MONTELE: OPTATRANSF (08/05/81)

```

25600  C  S L B R U T I N A   G R A F O S
25700  C
25800      SUBROUTINE GRAFOS(VEC1,VEC2,VEC3,INC)
25900      COMMON /E1/ TEMP,MON,IMP(12)
26000      COMMON /E3/ MES, YEAR,G,GG, NCERE,NEDECA
26100      COMMON /E4/ MONTH (12) , DIA (3)
26200      DIMENSION VEC1(1),VEC2(1),VEC3(1),P(110)
26300      LOGICAL IMP,TRUE,FALSE
26400  C 11 SE INICIALIZAN LAS VARIABLES Y CTES.
26500      FAC = 1.2
26600      INP = .TRUE.
26700      LILU = 100
26800      LITE = 95.0
26900      HOFN = C
27000      G = 0.0
27100  C 11 BUSCAMOS EL MAYOR VALOR DE VEC1 PARA SABER
27200  C 11 SI ES NECESARIO ESCALAR C NO
27300      1C G= VEC1(1)
27400      DO 20 K = 2,288
27500          IC ( VEC1(K) ,GT. G) CC IC 20
27600          G= IC 20
27700      2C G = VEC1(K)
27800      3C CONTINUE
27900  C 11 BUSCAMOS EL MAYOR VALOR DE VEC3 PARA SABER
28000  C 11 SI ES NECESARIO ESCALAR C NO
28100      GG = VEC3 (1)
28200      DO 30 KK = 2 , 288
28300          AP (VEC3(KK) ,GT. GG) CC IC 35
28400          W0 IC 30
28500      35 W0 = VEC3 (KK)

```

(Cont. Subrutina Grafos)

```

26600      3E CONTINUE
26700      C 11 AQUÍ SE COMPARA LOS MAYORES ENCONTRADOS Y SE
26800      C 11 DECIDE SI ES NECESARIO ESCALAR O NO.

26900      IF(W*LE*105.0 + AND + GG*LE*105.0)GC 1C 60
29100      C 11 SE ESCALA EN ESTA PARTE SI ES NECESARIO
29200      IMP = .FALSE.
29300      DO 20 M = 1 , 288
29400          VEC1(M) = VEC1(M)/FAC
29500          VEC3(M) = VEC3(M)/FAC
29800      5C CONTINUE
29850      LILW = LILC / FAC
29860      LITE = LIIE / FAC
29900      NDFM = NCFM + 1
30000      GO 10 1C

30100      6C CONTINUE
30200      PRINT 7C
30300      7C FORMAT(1F1)
30400      DO 40 I = 1,105
30500          C(I) = 1H*

30600      8C CONTINUE
30610      G = G * FAC ** NCFM
30620      GG = GG * FAC ** NCFM
30700      C 11 AQUÍ SE COMIENZA CON LA GRAFICACION
30800      PRINT 82,MCMTH (MES) , LIA (MCM) , G , GG
30900      82 FORMAT(5) , 1H* , 2X , 2C , CURVA DEL MES DE , 2X , A3 , 3) ,
31000      12I10 DE DIA , 2X , 3 , 2X ,
31050      1 2LE , MAYCR , 2X , F6.1 , 2X , 2DEP , PAYL , 2 , 2X , F6.1 , //)
31100      PRINT 9C , (F(I) , I = 1 , 105)
31200      9C FORMAT(19 , 105A1)
31210      LL = LILC - LIIE
31300      DO 150 I = 1 , 288 , 1AC

```

(Cont. Subrutina Grafos)

```

J1400          IF( VEC1(I) .LT. 1.0) VEC1(I) = 1.0
J1500          IF( VEC3(I) .LT. 1.0) VEC3(I) = 1.0
J1600    C 11   SE REDONDEAN LOS VECTORES A GRAFICAR
J1700          NGRAF = IPIX (VEC1(I))
J1800          MGRAF = IPIX (VEC3(I))
J1900          IF( IMP ) GO TO 100
J2000    C 11   SI SE ESCALO AQUI SE REGRESA A SUS VALORES
J2100    C 11   ORIGINALES A LOS VECTORES GRAFICADOS
J2200          VEC1(I) = VEC1(I) * FAC ** NDFA
J2300          VEC3(I) = VEC3(I) * FAC ** NDFA
J2400          100 CONTINUE
J2500          PRINT 110,VEC1(I),VEC3(I), VEC2(I),NGRAF
J2600          PRINT 120,MGRAF
J2700          PRINT 130,LITE , LL
J2900          110 FORMAT(1X,F6.2,1X,F5.1,1X,F5.2,1F4.0*(X),1F4)
J3000          120 FORMAT(1H*,2C***(X),1HY)
J3100          130 FORMAT(1H*,2C***(X),1HT***(X),1FL)
J3300          150 CONTINUE
J3400          PRINT 90, (P(I),I=1,105)
J3500          160 CONTINUE
J3600          RETURN
J3700          END

```

6.4 SUBROUTINA AGING.

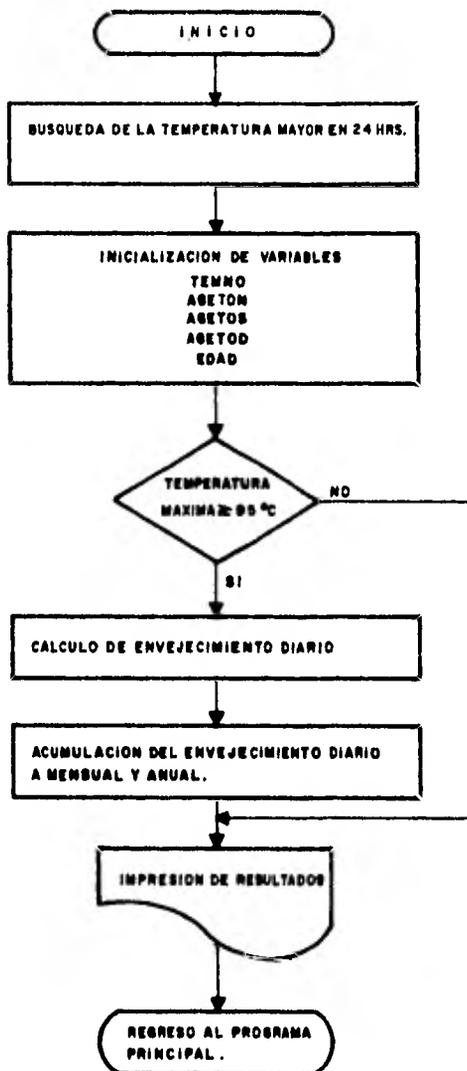
La subrutina AGING nos calcula el envejecimiento del transformador durante determinado intervalo anual. Aquí se compara la temperatura nominal con la temperatura real del transformador de distribución. En caso de que la temperatura real sobrepase este límite de temperatura nominal se calcula el envejecimiento que este sobrecalentamiento ocasiona.

El envejecimiento se calcula en intervalos de cada cinco minutos mediante la ecuación (3.11). El procedimiento para calcular el envejecimiento total que sufre el transformador durante su vida útil es el siguiente:

Se comienza calculando el envejecimiento cada 24 horas, después se acumula según los tipos de días (normales, sábados y domingos), a continuación se acumula mensualmente para posteriormente acumular este envejecimiento cada año y de esta forma se va reduciendo la vida del transformador anualmente.

Finalmente este envejecimiento anual es transferido a memoria para utilizarse posteriormente en el cálculo del costo que este envejecimiento implica.

SUBROUTINA AGING



SUBROUTINA AGING

WORK FILE: UPT1TRANSF (08/05/81)

```

33900   C   S U B R O U T I N A   A G I N G
34000   C   -----
34100   C
34200           SUBROUTINE AGING(EECI,CLRDE)
34300           DIMENSION BECI(1),AGE(2&8),AGINGE(3),F(3,1)
34400           DIMENSION CURDE(1)
34500           COMMON /E1/TEMPA,MEN,TEPF(12)
34600           COMMON /E2/ AGETCP,AGETCS,AGETOD,AGETCT,VELE(15)
34700           COMMON /E3/ MES, YEAR,GG,ACSERE,ACCECA
34800           COMMON /E4/MONTH(12),DIA(3)
34900           COMMON /E5/ VIUA,VIUES,CRAN
35000           COMMON /E6/ NN2, AN,DEMLE
35020           REAL INTL,INT2
35100           G = BECI (1)
35200           DO 50 I = 1, 208
35300             IF (G .GT. BECI(1)) GO TO 45
35400             W = EECI (1)
35500           45 CONTINUE
35600           50 CONTINUE
35700           GG = CLRDE(1)
35800           DO 58 I = 1, 208
35900             IF(GG .GT. CLRDE(I)) GO TO 56
36000             GG = CLRDE(I)
36100           56 CONTINUE
36200           58 CONTINUE
36300           60 CONTINUE
36400           DO 74 I = 1,31
36500             P(I) = 4F****
36600           74 CONTINUE
36700           AN = 0.048C

```

(Cont. Subrutina Aging)

```

36800 C 11 TEMPERATURA LIMITE SIN ENVEJECIMIENTO
36900 TEMPO = 95.0
36910 AGEION = 0.0
36920 AGEIOS = 0.0
36930 AGEIOD = 0.0
37000 EDAD = 0.0
37100 IF ( TEMPO * G1 * G ) GO TO 81
37110 NN2 = NN2 + 1
37120 IF ( NN2 * EQ. 1 ) ENVE = EG
37130 IF ( NN2 * EQ. 1 ) NN3 = YEAR
37300 C 11 AQUÍ SE CALCULA EL ENVEJECIMIENTO SI LO HAY CADA
37400 C 11 5 MINUTOS
37500 DO 40 I = 2, 288
37600 TC ( BELI(I) * LY * TEMPO ) GC TC 75
37700 AWE(I) = 0.00347222 * ( EXP ( AN * BECI(I) ) * EXP ( AN * BECI(I-1) ) )
37800 I / 4 AN = ( BECI(I) - BECI(I-1) )
37900 C 11 SE ACUMULA EL ENVEJECIMIENTO DE CADA 5 MIN.
38000 C 11 DE LAS 24 HORAS
38100 FUAD = AGE(I) + EDAD
38200 75 CONTINUE
38300 80 CONTINUE
38500 C 11 SE INICIALIZA LA VARIABLE KCN
38600 C 11 SE ACUMULA ENVEJECIMIENTO DIARIO A MENSUAL
38700 IF ( KCN * EQ. 1 ) AGETON = 20.0 * EDAD
38900 IF ( KCN * EQ. 2 ) AGETOS = 5.0 * EDAD
39000 IF ( KCN * EQ. 3 ) AGETOL = 5.0 * EDAD
39100 C 11 SE REDUCE LA VIDA ÚTIL DEL TRANSF.
39200 IF ( KON * EQ. 1 ) VIRE5 = VIRE5 - AGETON / 365.0
39300 IF ( KON * EQ. 2 ) VIRE5 = VIRE5 - AGETOS / 365.0
39400 IF ( KON * EQ. 3 ) VIRE5 = VIRE5 - AGETOL / 365.0
39500 C 11 SE ACUMULA EL ENVEJECIMIENTO DE LOS DIFERENTES TIPOS

```

(Cont. Subrutina Aging)

```

35600 C 11 DE VIAS
35700 C 11 ENVEJECIMIENTO MENSUAL
35800     IF (KON .EQ. 1) AGEIOT = AGETCN
35810     IF (KON .EQ. 2) AGEIOT = AGETCS
35820     IF (KON .EQ. 3) AGEIOT = AGETCD
35900 C 11 SE ACUMLA EL ENVEJECIMIENTO ANUALMENTE
40000     IF (LDAC .GT. 0.0) VE = E(YEAR) = AGEIOT / 365.0 * VE = E(YEAR)
40050     E1 CONTINUE
40100     IF (NUSERE .EQ. 4 .OR. NLSERE .EQ. 2) GO TO E2
40200     GO TO 98
40300     E2 CONTINUE
40400     PRINT 84, (P(I), I=1, 15)
40500     E4 FORMAT(1X, 15A4, /)
40600     IF (KON .EQ. 1 .AND. MES .EQ. 1) PRINT 86
40700     IF (KON .EQ. 1 .AND. MES .EQ. 1) PRINT 84, (P(I), I=1, 15)
40800     IF (KON .GT. 1 .AND. MES .GE. 1) GO TO 88
40900     IF (KON .EQ. 1 .AND. MES .GE. 1) GO TO 88
41100     E6 FORMAT(1X, 1H, 2YEAR2, 1F, 2MES2, 1F,
41200     12DIA2, 1F, 2ENVEJ, 2, 1F, 2E, 2TCT, 2, 1F,
41300     11X, 2V, 1NIC, 2, 1H, 2V, 1RES2, 1F, 2TE, 2AYCR2
41400     1, 1H, 2C, 2AYOR2, 1F,
41500     E8 CONTINUE
41600 C 11 IMPRESION DE RESULTADOS DE ENVEJ. MAS DETALLADA
41700     PRINT 90, YEAR, MONTH(MES), DIA(KON), ELAC / 365.0 * AGEIOT
41800     1 / 365.0 * VIDAA, VIFES, C, CG
41900     90 FORMAT(1X, 11, 2X, 3, 3X, 3, 2X, 5, 2, 3X, 5, 2, 2X, 5, 2, 2X,
42000     1F5, 2, 2X, 1F6, 2, 2X, 1F6, 2)
42100     IF (MES .EQ. 12 .AND. KON .EQ. 3) PRINT 84, (P(I), I=1, 15)
42500     98 CONTINUE
42600     AGEIOT = 0.0
42700     RETURN
42800     END

```

6.5 SUBROUTINA INCRE.

Esta subrutina varfa cada mes las curvas de demanda y anualmente las incrementa en un 7% (Dato CFE. 1977).

Todo esto se hace con objeto de estimar durante su vida esperada del transformador, estas curvas de demanda -- diaria, mensualmente, según la demanda máxima mensual referida a su máxima ordenada (Fig. 6.7).

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA GENERAL DE PLANEACION Y PROGRAMA

CURVA DE DEMANDA POR MESES
ANUAL

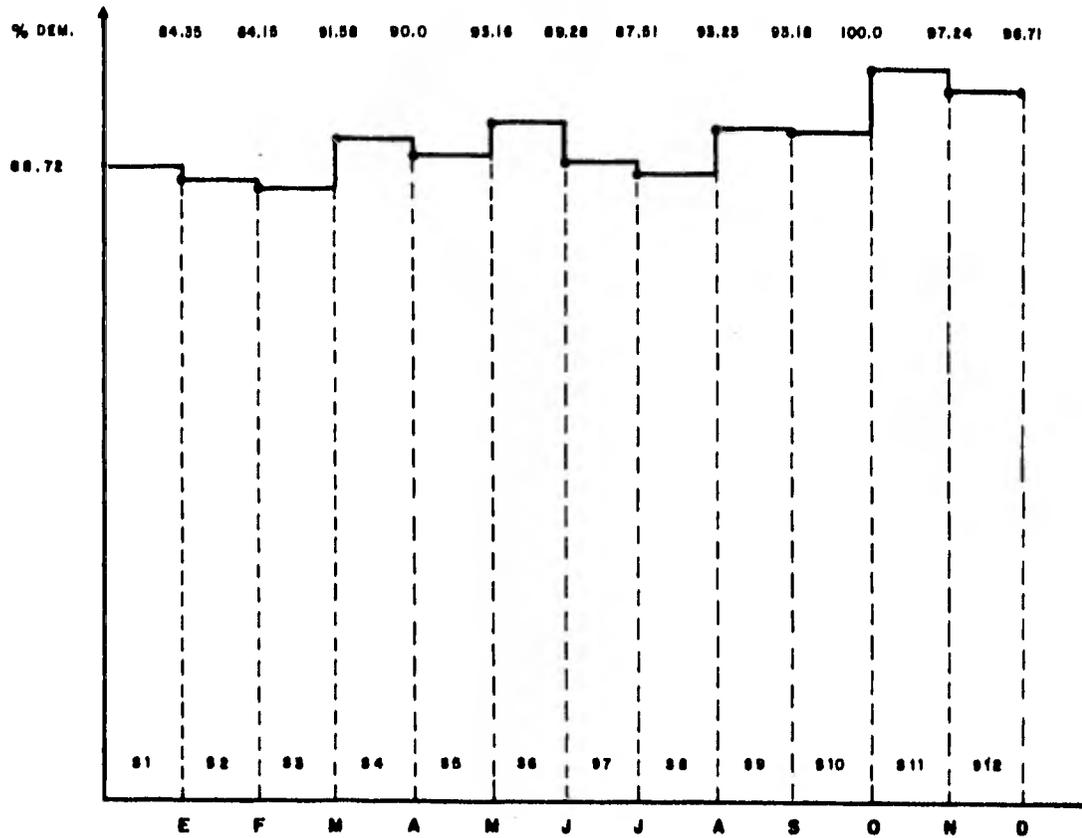
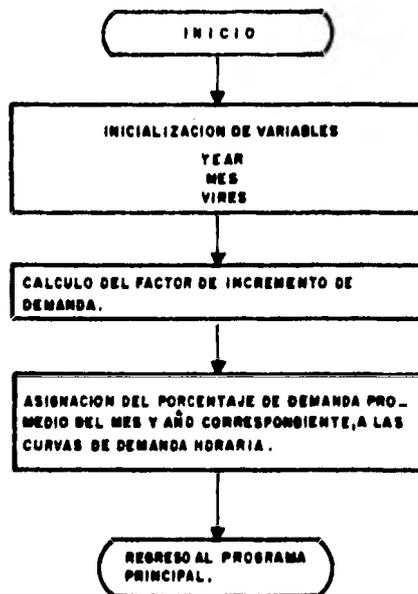


FIG.(6.7) CURVA DE DEMANDA POR MESES

SUBROUTINA INCRE



SUBROUTINA INCRE

ADKNI ILE OPTATRANSF (08/05/81)

```

43000 C SUBROUTINA INCRE
43100 C -----
43200 C
43300 SUBROUTINE INCRE(VAR1,VAR2,VAR3,DINC,DISA,DICE)
43400 DIMENSION CIND(1),DISA(1),DICE(1)
43500 DIMENSION VAR1(1),VAR2(1),VAR3(1)
43600 COMMON /E1/ TANM,MON,LEMP(12)
43700 COMMON /E3/ MES,YEAR,LOGG,NCSE,NCCEC
43710 COMMON /E5/ VIUA,VIRES,GRAN
43720 COMMON /E7/ INID,INT,CANVA,CCLN1,CCCA
43730 REAL INT,INTS
43800 INTLGRH MES,YEAR
44000 MES = MES + 1
44100 IF (YEAR .EQ. 0) YEAR = 1
44200 IF (MES .EQ. 13) YEAR = YEAR + 1
44205 IF (YEAR .EQ. 1 .AND. MES .EQ. 1) VIRES = VIRES * 1
44210 IF (MES .EQ. 13) VIRES = VIRES * 1
44300 IF (MES .EQ. 13) MES = 1
44400 C !! ASIGNACION DEL PORCENTAJE DE DEMANDA DEL MES
44500 C !! CORRESPONDIENTE
44510 TANM = INID ** 7
44600 IF (MES .EQ. 1) CARGA = 84.35 * TANM
44700 IF (MES .EQ. 2) CARGA = 84.15 * TANM
44800 IF (MES .EQ. 3) CARGA = 81.58 * TANM
44900 IF (MES .EQ. 4) CARGA = 80.0 * TANM
45000 IF (MES .EQ. 5) CARGA = 83.16 * TANM
45100 IF (MES .EQ. 6) CARGA = 89.28 * TANM
45200 IF (MES .EQ. 7) CARGA = 87.31 * TANM
45300 IF (MES .EQ. 8) CARGA = 83.23 * TANM
45400 IF (MES .EQ. 9) CARGA = 83.16 * TANM

```

(Cont. Subrutina Inere)

```

45500      IF 4 MES *EQ* 10 ) CARCA = 100.0 * TAA1
45600      IF 4 MES *EQ* 11 ) CARCA = 97.24 * TAA1
45700      IF 4 MES *EQ* 12 ) CARCA = 96.71 * TAA1
45800      IF 4 YEAR *EQ* 1 ) ANUAL = 1.0
45900      C :: INCREMENTO ANUAL DE DEMANDA EN 7% (DATO CFE 1978)
46000      IF 4 YEAR *GT* 1 ) ANUAL = INTD ** (YEAR-1)
46100      C :: ACTUALIZACION DE LAS CLAVAS SEGLI: EL MES E INTERVALO
46200      C :: ANUAL
46300      DD 11 I=1,200
46400          WIND(I) = VAR1(I) * CARCA / 100.0 * ANUAL
46500          WISA(I) = VAR2(I) * CARCA / 100.0 * ANUAL
46600          WIDE(I) = VAR3(I) * CARCA / 100.0 * ANUAL
46700      11 CONTINUE
46800      RETURN
46900      END

```

6.6 SUBROUTINA OPTIM.

En esta subrutina es donde se calcula y se optimizan los costos en que incurre el transformador durante su vida - util.

Como se mencionó en el capítulo 5, tenemos dos variables mediante las cuales cambiamos las condiciones iniciales del transformador (NC , DEMIN). Iniciamos nuestros cálculos con un número de cambios igual a uno y una demanda inicial de 9.84%. Una vez conocidos los costos se acumulan anualmente y son referidos a valor presente. Finalmente se - almacenan en memoria con las características que los origi naron para posteriormente compararlos con otros costos de diferentes condiciones iniciales.

En las figuras (6.8) y (6.9) se muestra el diagrama de - bloques de la optimización donde se puede apreciar un poco más detalladamente los pasos que se siguen en esta subru- tina.

DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA OPTIMIZACION

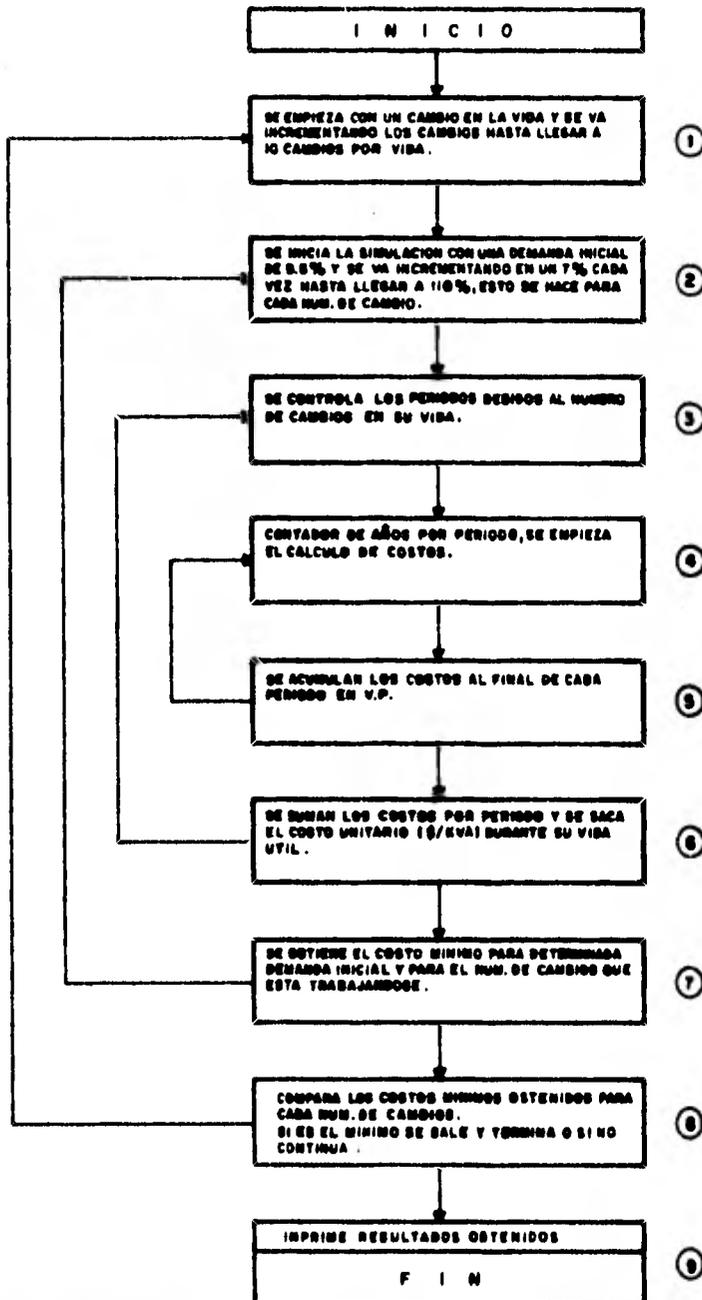


FIG.(6.8)

DETALLE DE LOS BLOQUES ⑦ Y ⑧

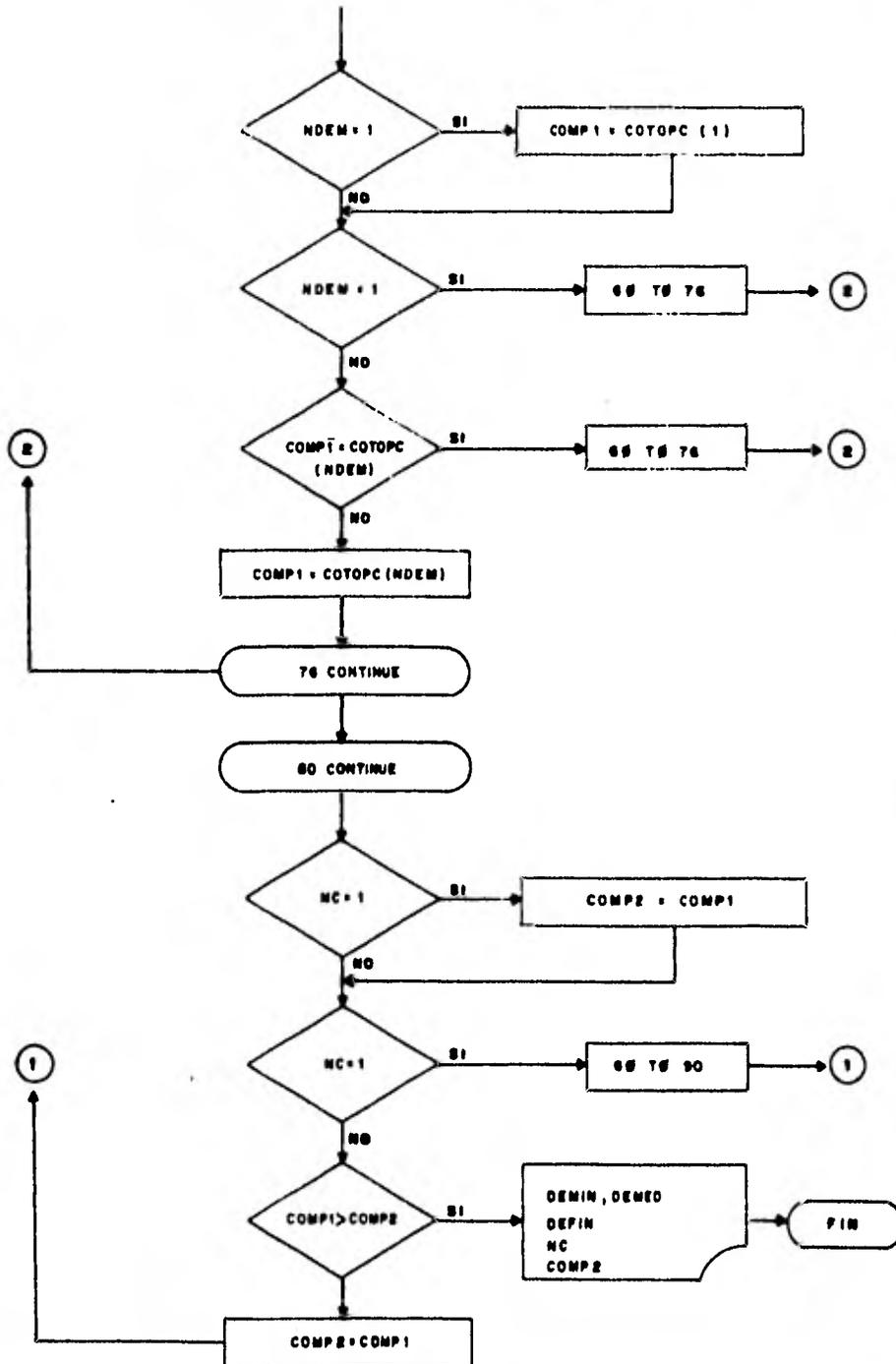


FIG. (6.9)

WORKFILE: OPTITRANSF (08/C⁵/E1)

```

47200 C SUBROUTINA OPTIM
47300 C -----
47400 C
47500 SUBROUTINE OPTIM
47600 COMMON/E0/CUTG(30),CCICFC(40),CCSPA(20)
47700 COMMON/E1/TEMP,KON,TEMP(12)
47800 COMMON/E2/AGETON,AGETCS,AGETCD,AGETCT,VEWE(15)
47900 COMMON/E3/MES,YEAR,G000,NCERE,NCCECA
48000 COMMON/E4/MONTH(12),DIA(3)
48200 COMMON/E6/NN2,AN,CENVE
48210 COMMON/E7/INTC,INTS,CARVA,COLNI,CCCA
48220 COMMON/E8/MANCO,TIFC,FREC,FASES,M,LRC,HTANG
48230 COMMON/E5/GADIL,REL(6)
48300 REAL INTB,INTD
48400 40 CONTINUE
48500 C 11 DO PARA CONTROLAR EL NUMERO DE CAMBIO
48600 DO 90 AC = 1, NCCECA
48700 C 11 SI EMPIEZA CON ESTA DEMANDA INICIAL
48800 DEMIN = 9.8416
48900 PRINT 42, AC
49000 PRINT 44
49100 42 FORMAT(//,5X,2NUMERO DE CAMBIO * 2,2X,12,/)
49200 44 FORMAT(2X,2DEMIN,2,2X,2LEMEC,2,4X,2DEFIN,2,4)
49300 1 2PERIODES,2,2X,2NCANUAL,2,2X,2CCSTELITARIO(2,MVA),2
49400 1 ,2A,/)
49500 C 11 DO PARA CONTROLAR LOS INCREMENTOS DE DEMIN.
49600 DO 76 NDEM = 1, 50
49610 VIDA = 30.0
49620 VRES = VIDA
49800 IF (NDL* .EQ. 1) CONTINUE

```

(Cont. Subrutina Optim)

```

49900 C 11 SE INCREMENTA LA DEMANDA INICIAL
50000      DEMIN = DEMIN + INTD
50100      SC CONTINUE
50200 C 11 LA DEMANDA INICIAL NO PASA DEL 110%
50400      NAV = C
50500 C 11 CONTROL DE NUMERO DE PERIODES
50600      DO 72 NP = 1, NC
50700          WDAVIN = 0.0
50800          WJ = C
50900          WDAFC = VIDA / NC
51000          IF (NC.EG.4.AND.NP.EG.4) NCAPC = NCAPC + 2
51100          IF (NC.EG.7.AND.NP.EG.7) NCAPC = NCAPC + 2
51200          IF (NC.EG.8.AND.NP.EG.8) NCAPC = NCAPC + 6
51300          IF (NC.EG.9.AND.NP.EG.9) NCAPC = NCAPC + 2
51400 C 11 CONTROL DEL ALTERO DE INTERVALOS ANUALES POR
51500 C 11 PERIODO Y CALCULO DE LOS COSTOS INCLUIDOS EN
51600 C 11 EL TRANSF.
51700      DO 70 NA = 1, NCAPC
51710          VIRES = VIRES + 1
51800          NAV = NAV + 1
51900 C 11 INICIALIZACION DE LA DEMANDA INICIAL
52000      IF (NA.EG.1) DEMI = DEMIN
52100      IF (NA.GT.1) DEMI = DEMIN*INTD**NA
52200      FALCAD = DEMI / 100.0
52300      CCFEFE = CARVA * C.C05 * 10.9198 * 1000.0
52400      CCFECC = 100.0 * CARVA * C.C15 * FALCAD * 2.0 * 10.9199
52500      CLSFE = CUPECC + CCFEFE
52600      CCEEP = CARVA * CCLLI / VIDA
52700      IF (DEMI.GE.(ENVL) GC TC 65
52800 C2 CONTINUE
52900      IF (NA.EG.1.AND.NP.EG.1) CCFIN = CARVA *

```

(Cont. Subrutina Optim)

```

53000      1      CELAI * ( INTS - 1 )
53100      IF (NA .GT. 1 .AND. NP .GE. 1 )CCFIN =CAIVA*
53200      1      CELAI*(1-(NAV - 1)/VICA) * (INTS - 1)
53300      IF ( FALUAD .GT. 1.0 ) FALCAD = 1.0
53400      IF ( NA .EQ. 1)CCTC(NA)=(CCDEF + CCFIN) / FALCAD
53500      1      + CCSPF + CCAGIN
53600      IF(NA .GT.1)CCTD(NA)=((CCDEF+CCFIN)/FALCAD +
53700      1      CLAGIN+CCSPE) /INTS+(NAV-1) +CCTC(NA-1)
53800      CCSFA(NP) = CCTD (NA)
53900      GO TO 66
54000      65      CONTINUE
54100      CCAGIN = 0.0
54200      C 11      DECREMENTO DE LA VIDA UTIL POR ENVEJECIMIENTO
54300      JU = JU + 1
54400      VEJ1 = IFIX ( VEJE(JU))
54500      VEJ2 = IFIX ( VEJE(JU-1))
54600      IF(NP.EQ.1 .AND. L.EC.1)VIRE=VIRE-VEJ1
54700      IF(NP.GT.1 .AND. L.EC.1)VIRE=VIRE-VEJ1
54800      IF(JU.GT.1) VIRE = VIRE - VEJ1
54900      IF(NP.EQ.1 .AND. L.EC.1)VIDAR = VIRE
55000      IF(NP.GT.1 .AND. L.EC.1)VIDAR = VIDAR-VEJ2
55100      IF(JU.GT.1) VIDAR = VIDAR - VEJ2
55200      IF (VIRE.GT.0.0)CCAGIN=(CCDEF/(INTS-1))*(INTS**VIDAR
55300      1      - INTS**VIRE) + CLLEP* VEJ1
55400      IF (VIRE.LE.0.0)CCAGIN=(CCDEF/(INTS-1))*(INTS**VIDAR
55500      1      - 1.0) + CCDEF * VEJ1
55600      NCAFC = NCAFC - VEJ1
55700      VIRE = VIRE
55800      66      CONTINUE
55900      CCAGIN = 0.0

```

(Cont. Subrutina Optim)

```

56000          IF( VIRES .LE. 0.0 ) GO TO 73
56100          70  CONTINUE
56400          72  CONTINUE
56500          73  CONTINUE
56600          DO 74 ND=1,NP
56700          *COTCF(NDEN)=CCSPA(ND) + CCTCF(NDEN)
56900          74  CONTINUE
56910          *COTCF(NDEN) = (COTCF(NDEN)+NP+CCCA
57000          DEMED=SQRT(1.0/2.0*(LEMN**2.0+CEMIN*DEM1*DEM1**2.0))
57100          COTOPC(NDEN)=COTCF(NDEN) / (DEMED+CAKVA/100.0)
57200          PRINT75,CEMIN,CEMED,LEMN,NC,NA,COTCF(NDEN)
57300          75  FORMAT(2X,F5.1,4X,F5.1,4X,F5.1,6X,I2,8X,I2,7X,F10.2)
57400  C 11  OPTIMIZACION DE LOS COSTOS
57500          IF ( NDEM .EQ. 1 ) CLP1 = COTCF(1)
57600          IF ( NDEM .EQ. 1 ) GO TO 76
57700          IE(CCP1 .LT. COTOPC(NDEN)),GO TO 76
58200          DEMN = CEMIN
58300          NDCA = NC
58400          DEMEDI = DEMED
58500          DEMFIN = DEM1
58600          CUMP1 = COTOPC ( NDEM )
58700          76  CONTINUE
58900  C 11  IMPRESION DE RESULTADOS OPTIMOS EN DETERMINADO
59000  C 11  CAMBIO
59010          PRINT 80,NC
59020          80  FORMAT(//2X,2LUSTOS OPTIMOS PARA2,2X,I2,2X,
59030          2LCA,2B10S2,/)
59100          PRINT 81,NDCA,DEMN,DEMEDI,DEMFIN,CCP1
59200          81  FORMAT(//2X,2NDCA2,2X,I2,2X,2DEMNI2,2X,F5.1,2X,
59300          2DF,2ENI2,2X, F5.1,2X,2LEMFIA2,2X,F5.1,2COSTC2
59400          1,2X,F10.2,/)

```

```
59500      IF ( NC * EC * 1 ) CCMP2 = CCMP1
59600      IF ( NC * EC * 1 ) GO TO 66
59700      IF ( CCMP1 * GT * CCMP2 ) GO TO 90
59760      86 CONTINUE
59800      C 11 SE ALMACENAN DATOS OPTIMOS PARA IMPRESION
59900      COMP2 = COMP1
60000      DE1 = DEINI
60100      DE2 = DEPECI
60200      DE3 = DEFIN
60300      DE4 = ACCA
60400      90 CONTINUE
60500      92 CONTINUE
60560      PRINT 93,MARC,KVA,TIPC,FREC,FASES,NUCLEO,ANIL
60561      1,KANIL,(REL(I),I=1,6)
60600      PRINT 94,CCMP2,DE4,DE1,LE2,DE3
60660      93 FORMAT(1F1,1X,2DATES DE PLACA2,////)
60661      11X,4MARC2,13X,A3, //
60662      11X,4KVA2,13X,F6.1, //
60663      13X,4TIPC2,11X,A5, //
60664      11X,4FREC2,12X,F6.1, //
60665      11X,4FASES2,12X,F4.1, //
60666      11X,4PESC EN KGS2,////
60667      11X,4NUCLEO Y BUBS2,2X,F7.1, //
60668      11X,4TARCLE Y ACCS2,2X,F7.1, //
60669      11X,4LTS DE ACEITE2,2X,F7.1, //
60670      11X,4RELACION2,7X,F6,////)
60700      94 FORMAT(1)2COSTOS OPTIMOS 12,////
60701      11X,4COSTO POR KVA2,1X,F10.2, //
60702      11X,4NUMERO DE CAMEIUS2,6X,I2, //
60703      11X,4DEMANDA INICIAL2,7X,F6.2, //
60704      11X,4DEMANDA MEDIA2,9X,F6.2, //
```

(Cont. Subrutina Optim)

```
00705      11X*DEMANDA FINAL*9X*F02*1111)
01100      90 CONTINUE
01200      RETURN
01300      END
```

6.7 ESTRUCTURACION DEL ARCHIVO DE DATOS

En esta sección se muestra el archivo de datos del programa y la forma en que están estructurados es la siguiente:

De la línea 100-2400	Curva de demanda de días normales.
De la línea 2500-4800	Curva de demanda de días sábados.
De la línea 4900-7200	Curva de demanda de días Domingos.
La línea 7300	COCA, COUNI, INTD, INT \$ TETAFL, TETA 1.
La línea 7400	Nombres abreviados de los meses
La línea 7500	Nombres de los tipos de días (normales, sábados y domingos).
La línea 7600	Temperatura ambiente máxima mensual (Instituto de Geografía - UNAM)
La línea 7700	Número de selección de resultados, año de vida en la cual se requiere la curva de temperatura y carga V. S. tiempo, número de

cambios hasta el cual se desea optimizar el transformador

- La línea 7800 Capacidad, calentamiento permisible en condiciones nominales, calentamiento inicial en el transformador, número de fases, frecuencia.
- La línea 7900 Tipo de enfriamiento, marca
- La línea 8000 Relación de transformación del transformador
- La línea 8100 Características del transformador WTANK, W NUBO, Y GAOIL

NOTA: Como se mencionó anteriormente, en este programa podemos obtener 4 diferentes resultados dependiendo del número que le asignemos a la línea 7700. De esta manera podemos obtener la curva horaria de temperatura y carga dependiendo del año en que se desee, el envejecimiento que ha sufrido el transformador, el resultado de la optimización o estos tres resultados a la vez.

(Cont. Estructura del Archivo de Datos)

6200 44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30,44.30
 6300 42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24,42.24
 6400 41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98,41.98
 6500 44.11,44.11,44.11,55.57,55.57,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11,44.11
 6600 51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59,51.59
 6700 69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40,69.40
 6800 74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51,74.51
 6900 76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69,76.69
 7000 71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66,71.66
 7100 63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52,63.52
 7200 54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09,54.09
 7300 2500.0,500.0,1.07,1.12
 7400 LINEFEUAKABUKAYJUNJULAGOSEIICCTHCVUIC
 7500 HURSAUUM
 7600 18.7,19.5,20.7,21.8,22.0,21.9,17.8,18.8,18.5,18.7,18.4,18.3
 7700 3,0.0,10
 7800 112.5,55.0,0.9,3,60
 7900 HTS GE
 8000 23000,21500,29000-2267,12?
 8100 170.0,720.0,345.0

7. RESULTADOS DEL PROGRAMA

A continuación se muestran los diferentes resultados del programa "OPTITRANSF", obtenidos para el transformador en estudio. Como se mencionó en el capítulo anterior, la impresión de estos resultados depende del número preseleccionado en el archivo de datos para la variable NOSERE que significa número de selección de resultados (1, 2, 3, 4) y mediante la cual podemos obtener la carga y temperatura de operación del transformador, el envejecimiento, la optimización o estos tres resultados a la vez. Analicemos todo esto para el transformador descrito anteriormente de 25 KVA's y posteriormente se mostrarán los resultados para transformadores de diferentes capacidades.

7.1 RESULTADOS DE CARGA Y TEMPERATURA DE OPERACION

Comencemos asignado el número 1 a la variable NOSERE con el cual obtenemos las gráficas de temperatura y carga de operación del transformador v.s. veinticuatro horas divididas intervalos de cinco minutos para los tres diferentes tipos de días: normales, sábados y domingos. En estas gráficas tenemos cuatro tipos de curvas en cada una, las cuales nos indican lo siguiente:

- γ Curva de demanda del transformador, %.
- x Curva de temperatura de operación del transformador, °C.
- └ Límite de carga del transformador, 25 = 100%

↳ Límite de temperatura de operación del transformador, 95°C

En la parte inferior de cada gráfica se pueden observar sus coordenadas; las abscisas están en el primer renglón y nos representan a veinticuatro horas divididas en intervalos de cinco minutos, las ordenadas se encuentran en el segundo y tercer renglón que nos indican a la demanda y temperatura de operación del transformador, respectivamente.

La figura 7.1 nos muestra la gráfica para días normales, la figura 7.2 para días sábados y la figura 7.3 para días domingos. Estas gráficas son durante el mes de Enero y que con objeto de mostrar como y cuando se ve afectada la vida del transformador (envejecimiento), se colocó con una demanda inicial de 138.6%. La temperatura inicial es la temperatura ambiente promedio durante el mes de Enero.

El área sombreada nos muestra el envejecimiento que sufre el transformador, al rebasar su temperatura máxima de operación, e integrando esta área como se vió en el capítulo 3 cuantificamos este envejecimiento.

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

DATOS DE PLACA DEL TRANSF.

MARKA	GE	
KVA	25.0	
TIPO	DA	
FREC	60.0	
FASES	3.0	
PESO EN KGS		
NUCLEO Y BCS	74.8	
TANQUE Y ACCS	90.7	
GAL DE ACEITE	189.2	
RELACION	13200	127/254

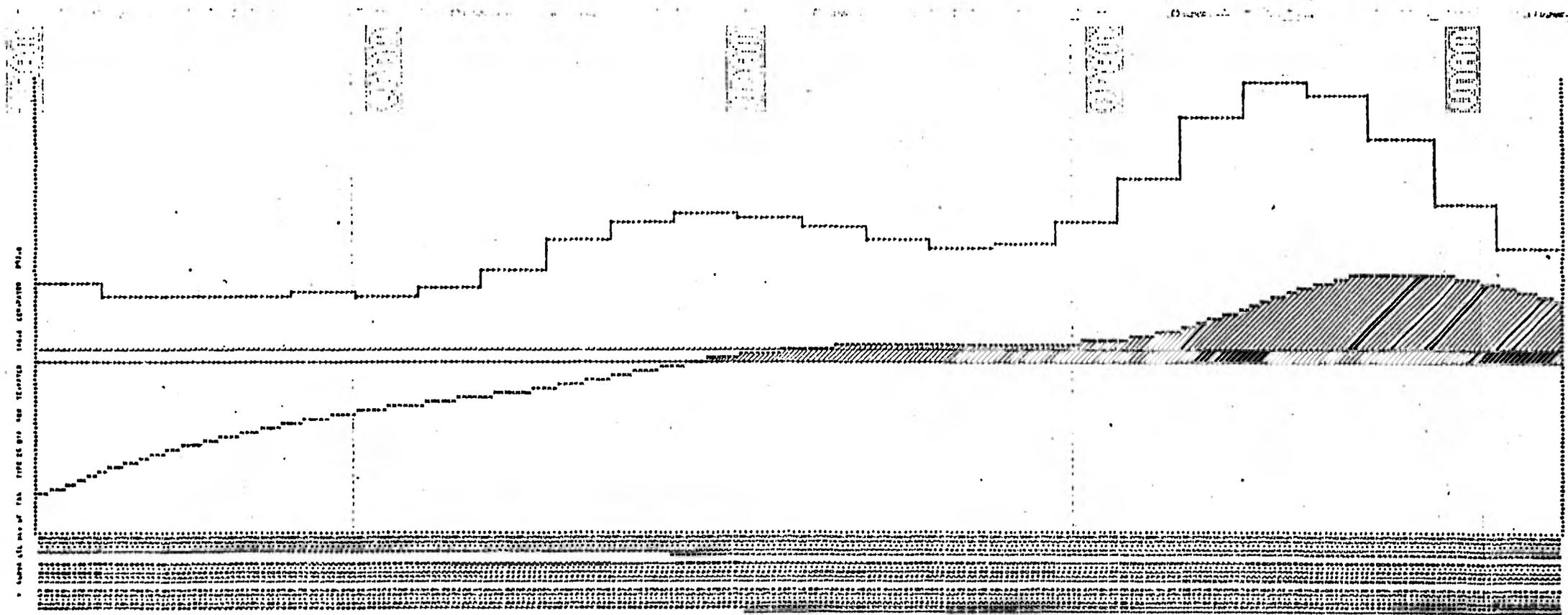
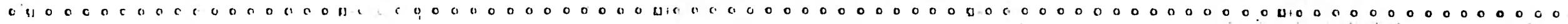


FIGURA (7.1)
Curvas del mes de Enero para
días normales



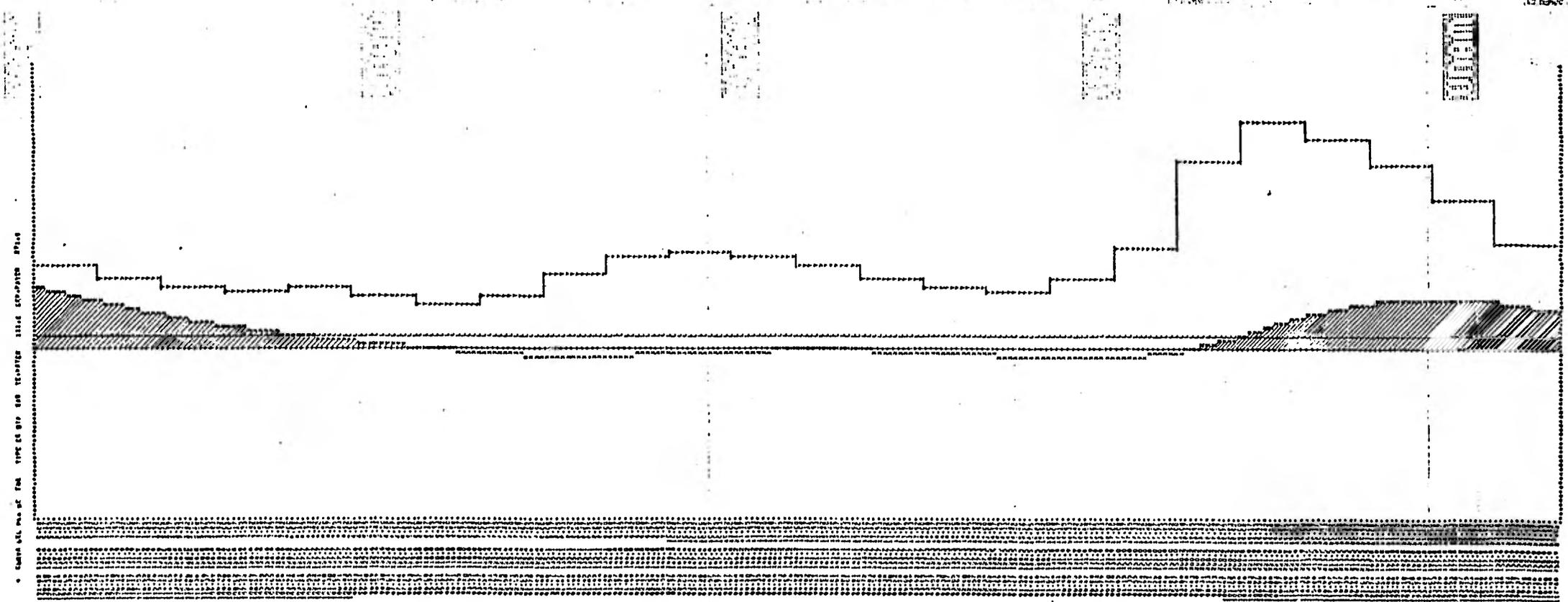
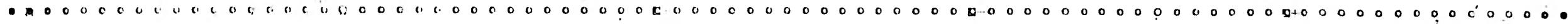


FIGURA (7.2)
Curvas del mes de Enero para
días sábados



7.2 RESULTADOS DE ENVEJECIMIENTO

Asignándole el número 2 a la variable NOSERE, obtenemos una tabla que nos muestra los resultados de envejecimiento del transformador, dependiendo de sus condiciones iniciales.

Al igual que en la sección anterior, se decidió sobrecargar al transformador con una demanda inicial promedio de 135.45% con objeto de poder observar el envejecimiento en que se ve afectado el transformador durante su vida útil.

Para esta demanda inicial y con una temperatura de operación promedio de 74.55 °C en días normales, para el primer año de vida durante el mes de Enero, se obtuvieron los siguientes resultados (Ver tabla 7.1). Las variables que aparecen en esta tabla tienen el siguiente significado:

YEAR Año de vida o de estudio del transformador
 MES Mes en estudio del transformador
 DIAS Tipo de días en estudio del transformador
 ENVEJ Envejecimiento del transformador para año, mes y días en estudio.
 E.TOT. Envejecimiento total acumulado del transformador
 V.INIC. Vida útil estimada del transformador (nuevo)
 VIRES Vida restante del transformador = V.INIC.- YEAR - ENVEJ.
 TE.MAYOR Temperatura mayor de operación, °C
 C.MAYOR Carga mayor de operación en %.

Estos resultados nos indican que el transformador de 25 KVA'S sujeto a las condiciones iniciales mencionadas en el párrafo

que precede, sólo tendrá una vida útil antes de que falle de 5 años 10 meses, terminando con una carga máxima y temperatura mayor de operación para días normales de 210.49% y 111.97°C respectivamente.

Es importante volver a mencionar que mientras la temperatura mayor de operación no rebase los 95°C, la vida del transformador se verá reducida únicamente por el número de años que lleva en operación, en caso contrario, al excedernos en esta temperatura se cuantifica el envejecimiento al que se le ha sometido y se substraer de su vida restante.

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

DATOS DE PLACA DEL TRANSF.

MARCA SE

KV# 25.0

TIPO CA

FREC 60.0

FASES 3.0

PESO EN KGS:

NUCLEO Y BOBS 74.8

TANQUE Y ACCS 98.7

GAL DE ACEITE 189.2

RELACION 13200-127/254

TABLA 7.1

YEAR	MES	DIAS	ENVEJ.	E.TOT.	V-INIC.	VIREST	E.MAYOR	C.MAYOR
:	ENE	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	74.55	135.45
1	ENE	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	73.26	118.76
1	ENE	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	70.01	107.69
1	FEB	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	77.72	135.13
1	FEB	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	75.78	118.48
1	FEB	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	70.78	107.44
:	MAR	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	83.71	147.06
1	MAR	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	81.41	128.94
:	MAR	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	75.66	116.93
1	ABR	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	83.72	144.52
:	ABR	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	81.48	126.72
1	ABR	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	75.80	114.91
1	MAY	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	86.82	149.59
:	MAY	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	84.42	131.16
1	MAY	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	78.43	118.94
1	JUN	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	80.80	143.36
:	JUN	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	73.58	125.70
1	JUN	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	72.96	113.99
:	JUL	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	73.01	140.20
1	JUL	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	70.00	100.00

(Cont. Tabla 7.1)

1	JUL	SEP	0.00	0.00	30.00	29.00	75.90	122.73
1	JUL	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	70.53	111.47
1	AGO	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	82.72	149.71
1	AGO	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	80.33	131.26
1	AGO	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	74.36	119.03
1	SEP	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	82.48	149.59
1	SEP	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	80.06	131.16
1	SEP	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	74.03	118.94
1	OCT	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	87.26	160.58
1	OCT	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	84.48	149.79
1	OCT	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	77.69	127.68
1	NOV	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	85.19	156.15
1	NOV	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	82.53	136.91
1	NOV	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	75.97	124.15
1	DIC	NOR	0.00	0.00	30.00	29.00	84.69	155.30
1	DIC	SAB	0.00	0.00	30.00	29.00	82.07	136.16
1	DIC	DOM	0.00	0.00	30.00	29.00	75.60	123.68

YEAR MES *DIAS* ENVEJ. *E. TOT. * V. INIC. *VIRES* TE. MAYOR *C. MAYOR*								
2	ENE	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	80.87	144.93
2	ENE	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	78.59	127.07
2	ENE	DOM	0.00	0.00	30.00	28.00	72.82	115.23
2	FEB	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	81.43	144.59

(Cont. Tabla 7.1)

2	FEB	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	79.18	126.77
2	FEB	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	73.52	114.96
2	MAR	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	89.03	157.35
2	MAR	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	85.38	137.97
2	MAR	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	79.95	125.11
2	ABR	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	87.93	154.54
2	ABR	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	85.33	135.59
2	ABR	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	78.89	122.75
2	MAY	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	91.29	160.07
2	MAY	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	89.51	140.35
2	MAY	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	81.73	127.27
2	JUN	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	84.94	153.40
2	JUN	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	82.37	134.56
2	JUN	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	76.01	121.97
2	JUL	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	81.98	150.11
2	JUL	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	79.55	131.53
2	JUL	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	73.46	119.28
2	AGO	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	87.20	160.19
2	AGO	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	84.43	140.45
2	AGO	DCM	0.00	0.00	30.00	28.00	77.66	127.36
2	SEP	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	86.95	160.07
2	SEP	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	84.15	140.35

(Cont. Tabla 7.1)

2	SEP	DOM	0.00	0.00	30.00	28.00	77.33	127.27
2	OCT	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	92.35	171.82
2	OCT	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	89.12	150.65
2	OCT	DOM	0.00	0.00	30.00	28.00	81.44	136.61
2	NOV	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	90.04	167.08
2	NOV	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	86.95	146.49
2	NOV	DOM	0.00	0.00	30.00	28.00	79.54	132.84
2	DIC	NOR	0.00	0.00	30.00	28.00	89.48	166.17
2	DIC	SAB	0.00	0.00	30.00	28.00	86.45	145.69
2	DIC	DOM	0.00	0.00	30.00	28.00	79.13	132.12
YEAR *MES* *DIAS* *ENVEJ.* *E. TOT.* *V. INIC.* *V. RES* *TE. MAYOR* *C. MAYOR*								
3	ENE	NOR	0.00	0.00	30.00	27.00	85.10	155.07
3	ENE	SAB	0.00	0.00	30.00	27.00	82.46	135.97
3	ENE	DOM	0.00	0.00	30.00	27.00	75.93	123.30
3	FEB	NOR	0.00	0.00	30.00	27.00	85.63	154.71
3	FEB	SAB	0.00	0.00	30.00	27.00	83.03	135.65
3	FEB	DOM	0.00	0.00	30.00	27.00	76.62	123.01
3	MAR	NOR	0.00	0.00	30.00	27.00	92.74	168.37
3	MAR	SAB	0.00	0.00	30.00	27.00	89.85	147.62
3	MAR	DOM	0.00	0.00	30.00	27.00	82.47	133.87
3	ABR	NOR	0.00	0.00	30.00	27.00	92.69	165.46

(Cont. Tabla 7.1)

3	ABR	SAB	0.00	0.00	30.00	27.00	89.67	145.08
3	ABR	DOM	0.00	0.00	30.00	27.00	92.40	131.56
3	MAY	NOR	0.03	0.51	30.00	26.49	96.36	171.27
3	MAY	SAB	0.00	0.00	30.00	26.49	93.13	150.17
3	MAY	DOM	0.00	0.00	30.00	26.49	85.45	136.18
3	JUN	NOR	0.00	0.00	30.00	26.49	89.64	164.14
3	JUN	SAB	0.00	0.00	30.00	26.49	86.66	143.92
3	JUN	DOM	0.00	0.00	30.00	26.49	79.46	130.51
3	JUL	NOR	0.00	0.00	30.00	26.49	86.49	160.52
3	JUL	SAB	0.00	0.00	30.00	26.49	83.66	140.74
3	JUL	DOM	0.00	0.00	30.00	26.49	76.77	127.63
3	AGO	NOR	0.00	0.00	30.00	26.49	92.26	171.40
3	AGO	SAB	0.00	0.00	30.00	26.49	89.05	150.28
3	AGO	DOM	0.00	0.00	30.00	26.49	81.40	136.28
3	SEP	NOR	0.00	0.00	30.00	26.49	92.02	171.27
3	SEP	SAB	0.00	0.00	30.00	26.49	89.78	150.17
3	SEP	DOM	0.00	0.00	30.00	26.49	81.06	136.18
3	OCT	NOR	0.04	0.78	30.00	25.71	98.11	183.95
3	OCT	SAB	0.00	0.00	30.00	25.71	94.36	161.20
3	OCT	DOM	0.00	0.00	30.00	25.71	85.68	146.18
3	NOV	NOR	0.01	0.20	30.00	25.51	95.52	178.77
3	NOV	SAB	0.00	0.00	30.00	25.51	91.95	156.75

(Cont. Tabla 7.1)

3	NOV	DOM	0.00	0.00	30.00	25.51	83.57	142.14
3	DIC	NOR	0.00	0.00	30.00	25.51	94.91	177.90
3	DIC	SAB	0.00	0.30	30.00	25.51	91.39	155.39
3	DIC	DOM	0.00	0.00	30.00	25.51	83.12	141.37
*YEAR*MES*DIAS*ENVEJ.*E.TOT.*V.INIC.*VIRES*T*.MAYOR*C.MAYOR*								
4	ENE	NOR	0.00	0.00	30.00	24.51	89.90	165.93
4	ENE	SAB	0.00	0.30	30.00	24.51	86.84	145.49
4	ENE	DOM	0.00	0.00	30.00	24.51	79.46	131.93
4	FEB	NOR	0.00	0.00	30.00	24.51	90.39	165.54
4	FEB	SAB	0.00	0.00	30.00	24.51	87.38	145.14
4	FEB	DOM	0.00	0.30	30.00	24.51	80.12	131.62
4	MAR	NOR	0.04	0.89	30.00	23.62	98.48	180.15
4	MAR	SAB	0.00	0.00	30.00	23.62	94.90	157.96
4	MAR	DOM	0.00	0.00	30.00	23.62	86.55	143.24
4	ABR	NOR	0.04	0.82	30.00	22.81	99.07	177.04
4	ABR	SAB	0.00	0.00	30.00	22.81	94.58	155.23
4	ABR	DOM	0.00	0.00	30.00	22.81	86.36	140.77
4	MAY	NOR	0.06	1.25	30.00	21.56	102.09	183.26
4	MAY	SAB	0.01	0.37	30.00	21.49	98.34	160.68
4	MAY	DOM	0.00	0.00	30.00	21.49	89.67	145.71
4	JUN	NOR	0.00	0.00	30.00	21.49	94.95	175.63

(Cont. Tabla 7.1)

4	JUN	SAB	0.00	0.00	30.00	21.47	71.50	133.97
4	JUN	DOM	0.00	0.00	30.00	21.47	83.36	139.64
4	JUL	NOR	0.00	0.00	30.00	21.49	91.59	171.75
4	JUL	SAB	0.00	0.00	30.00	21.49	83.31	150.59
4	JUL	DOM	0.00	0.00	30.00	21.49	80.52	136.56
4	AGO	NOR	0.04	0.77	30.00	20.71	93.00	183.40
4	AGO	SAB	0.00	0.00	30.00	20.71	94.26	150.30
4	AGO	DOM	0.00	0.00	30.00	20.71	85.62	145.82
4	SEP	NOR	0.04	0.71	30.00	20.00	97.75	183.26
4	SEP	SAB	0.00	0.00	30.00	20.00	93.99	160.68
4	SEP	DOM	0.00	0.00	30.00	20.00	85.27	145.71
4	OCT	NOR	0.07	1.45	30.00	18.55	104.62	196.72
4	OCT	SAB	0.02	0.10	30.00	18.46	100.26	172.48
4	OCT	DOM	0.00	0.00	30.00	18.46	90.46	156.41
4	NOV	NOR	0.06	1.18	30.00	17.28	101.73	191.29
4	NOV	SAB	0.01	0.04	30.00	17.23	97.57	167.72
4	NOV	DOM	0.00	0.00	30.00	17.23	83.12	152.09
4	DIC	NOR	0.06	1.11	30.00	16.12	101.05	190.24
4	DIC	SAB	0.01	0.03	30.00	16.09	96.96	166.91
4	DIC	DOM	0.00	0.00	30.00	16.09	87.63	151.26
*YEAR*RES*DIAS*ENVEJ.*E.TOT.*V.INI*.*VIRE*TE.MAYOR*C.MAYOR*								
5	ENE	NOR	0.01	0.13	30.00	14.95	95.32	177.54

(Cont. Tabla 7.1)

```

.....
5  ENE  SAB  0.00  0.00  30.00  14.96  91.77  155.67
.....
5  ENE  DOM  0.00  0.00  30.00  14.96  83.43  141.17
.....
5  FEB  NOR  0.01  0.30  30.00  14.65  95.78  177.12
.....
5  FEB  SAB  0.00  0.00  30.00  14.66  92.29  155.30
.....
5  FEB  DOM  0.00  0.00  30.00  14.66  84.08  140.83
.....
5  MAR  NOR  0.07  1.48  30.00  13.18  104.75  192.76
.....
5  MAR  SAB  0.02  0.11  30.00  13.07  100.60  169.01
.....
5  MAR  DOM  0.00  0.00  30.00  13.07  91.16  153.27
.....
5  ABR  NOR  0.07  1.43  30.00  11.65  104.17  199.44
.....
5  ABR  SAB  0.02  0.10  30.00  11.54  100.11  166.10
.....
5  ABR  DOM  0.00  0.00  30.00  11.54  93.83  150.62
.....
5  MAY  NOR  0.10  1.93  30.00  9.62  108.56  196.09
.....
5  MAY  SAB  0.06  0.32  30.00  9.30  104.22  171.93
.....
5  MAY  DOM  0.00  0.00  30.00  9.30  94.42  155.91
.....
5  JUN  NOR  0.06  1.11  30.00  8.19  100.96  187.92
.....
5  JUN  SAB  0.01  0.03  30.00  8.16  96.95  164.77
.....
5  JUN  DOM  0.00  0.00  30.00  8.16  87.77  149.42
.....
5  JUL  NOR  0.03  0.54  30.00  7.51  97.35  183.77
.....
5  JUL  SAB  0.00  0.00  30.00  7.51  93.55  161.13
.....
5  JUL  DOM  0.00  0.00  30.00  7.51  84.76  146.12
.....
5  AGO  NOR  0.07  1.44  30.00  6.08  104.48  196.24
.....
5  AGO  SAB  0.02  0.09  30.00  5.98  100.14  172.06
.....

```

(Cont. Tabla 7.1)

5	AGO	DOM	0.06	0.00	30.00	5.98	99.38	156.03
5	SEP	NOR	0.07	1.40	30.00	4.58	104.24	196.09
5	SEP	SAB	0.02	0.09	30.00	4.49	99.87	171.93
5	SEP	DOM	0.00	0.00	30.00	4.49	99.93	155.91
5	OCT	NOR	0.11	2.27	30.00	2.22	111.97	210.49
5	OCT	SAB	0.09	0.44	30.00	1.77	106.91	184.55
5	OCT	DOM	0.06	0.32	30.00	1.77	95.36	167.36
5	NOV	NOR	0.09	1.88	30.00	-0.11	109.73	204.68

7.3 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACION

Con el número de selección de resultados igual a 3, obtenemos la impresión de los resultados de la optimización para el transformador en estudio, de acuerdo al método que se mencionó en el capítulo 5 y que se utilizó en este trabajo (Ver Tabla 7.2).

En esta tabla aparecen los siguientes parametros:

Número de cambios	Número de veces que se va a cambiar al transformador. Si el número de cambios es igual a 1, significa que el transformador va a permanecer en el lugar donde está instalado 30 años si su vida útil no se ve afectada por el envejecimiento. Si es igual a 5, significa que va a estar en 5 diferentes lugares durante 6 años en cada uno, sujeto a las mismas condiciones en las que estuvo en su primer período de vida, etc.
DEMIN	Demanda media inicial por período
DEMED	Demanda media por período
DEMFIN	Demanda media final por período
PERIODOS	Número de veces que se va a cambiar al transformador de lugar.

NO. ANUAL	Número de años que va a permanecer el transformador en cada período.
COSTO UNITARIO	Costo unitario en \$/KVA del transformador desde su adquisición hasta su desecho.

Al terminar los cálculos para un determinado número de cambios y variando la demanda inicial de un 9.8% hasta un 270.9%, en intervalos de 7%, obtenemos los resultados óptimos para este período. De esta manera, se calculan estos resultados para 1 cambio hasta el número deseado de cambios y finalmente, analizando los costos mínimos para todos estos períodos, obtenemos los resultados de la optimización del transformador.

En la tabla 7.2, donde se varía el número de cambios de 1 hasta 10, analizamos la optimización para el transformador de 25 KVA, cuyos resultados óptimos fueron los siguientes:

Para un cambio, el transformador permaneció 30 años con una demanda inicial de 27.15%, una demanda media de 120.14% y una demanda media final en el último año de 193.18%, con un costo unitario de 832.39 \$/KVA, esto es, el costo total óptimo (mínimo) en que incurre el transformador sujeto a las condiciones anteriores fue de $832.39 \times 25 = \$ 20,809.75$

Cabe mencionar que como se está suponiendo una vida útil del transformador de 30 años, cuando el número de cambios es igual a 4, 7, 8 y 9, tenemos que considerar lo siguiente:

Si el número de cambios es igual a 4, tenemos 4 períodos de 7 años cada uno, que en total nos representan 28 años de vida útil y nos están faltando los dos últimos años de su vida esperada. Por lo tanto, en el último período se agregan estos dos años faltantes y en la impresión de los resultados de la optimización aparece en No. anual la suma de $7 + 2 = 9$ años, esto es, tenemos 3 períodos de 7 años y el último período será de 9 años.

De igual manera se procedió cuando el número de cambios es igual a 7, 8 y 9.

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

DATOS DE PLACA DEL TRANSF.

MARKA	GE	
FVA	25.0	
TIPO	GA	
FREC	60.0	
FASES	3.0	
PESO EN KGS.		
NUCLEO Y PCB	74.8	
TANQUE Y ACCS	90.7	
GAL DE ACEITE	185.2	
RELACION	13200	127/254

TABLA 7.2

NUMERO DE CAPUOS = 1

DLN1R	DLN4C	UF IN	PERIODOS	NO ANUAL	COSTO UNITARIO (\$/KVA)
40.8	43.5	70.0	1	1	33
46.5	46.6	74.9	1	1	33
49.3	49.6	80.2	1	1	33
53.1	53.3	85.8	1	1	33
57.9	57.1	91.8	1	1	33
61.8	61.1	98.2	1	1	33
65.8	65.5	102.4	1	1	33
69.8	69.5	107.4	1	1	33
74.9	74.8	112.3	1	1	33
80.1	80.1	118.7	1	1	33
85.4	85.7	124.7	1	1	33
91.7	91.7	131.0	1	1	33
98.2	98.1	137.4	1	1	33
104.4	104.3	144.0	1	1	33
112.4	112.3	150.5	1	1	33
120.2	120.1	157.2	1	1	33
128.1	128.0	164.0	1	1	33
136.0	135.9	170.7	1	1	33
144.0	143.9	177.2	1	1	33
152.0	151.9	183.7	1	1	33
160.0	159.9	190.2	1	1	33
168.0	167.9	196.7	1	1	33
176.0	175.9	203.2	1	1	33
184.0	183.9	209.7	1	1	33
192.0	191.9	216.2	1	1	33
200.0	199.9	222.7	1	1	33
208.0	207.9	229.2	1	1	33
216.0	215.9	235.7	1	1	33
224.0	223.9	242.2	1	1	33
232.0	231.9	248.7	1	1	33
240.0	239.9	255.2	1	1	33
248.0	247.9	261.7	1	1	33
256.0	255.9	268.2	1	1	33
264.0	263.9	274.7	1	1	33
272.0	271.9	281.2	1	1	33
280.0	279.9	287.7	1	1	33
288.0	287.9	294.2	1	1	33
296.0	295.9	300.7	1	1	33
304.0	303.9	307.2	1	1	33
312.0	311.9	313.7	1	1	33
320.0	319.9	320.2	1	1	33
328.0	327.9	326.7	1	1	33
336.0	335.9	333.2	1	1	33
344.0	343.9	339.7	1	1	33
352.0	351.9	346.2	1	1	33
360.0	359.9	352.7	1	1	33
368.0	367.9	359.2	1	1	33
376.0	375.9	365.7	1	1	33
384.0	383.9	372.2	1	1	33
392.0	391.9	378.7	1	1	33
400.0	399.9	385.2	1	1	33
408.0	407.9	391.7	1	1	33
416.0	415.9	398.2	1	1	33
424.0	423.9	404.7	1	1	33
432.0	431.9	411.2	1	1	33
440.0	439.9	417.7	1	1	33
448.0	447.9	424.2	1	1	33
456.0	455.9	430.7	1	1	33
464.0	463.9	437.2	1	1	33
472.0	471.9	443.7	1	1	33
480.0	479.9	450.2	1	1	33
488.0	487.9	456.7	1	1	33
496.0	495.9	463.2	1	1	33
504.0	503.9	469.7	1	1	33
512.0	511.9	476.2	1	1	33
520.0	519.9	482.7	1	1	33
528.0	527.9	489.2	1	1	33
536.0	535.9	495.7	1	1	33
544.0	543.9	502.2	1	1	33
552.0	551.9	508.7	1	1	33
560.0	559.9	515.2	1	1	33
568.0	567.9	521.7	1	1	33
576.0	575.9	528.2	1	1	33
584.0	583.9	534.7	1	1	33
592.0	591.9	541.2	1	1	33
600.0	599.9	547.7	1	1	33
608.0	607.9	554.2	1	1	33
616.0	615.9	560.7	1	1	33
624.0	623.9	567.2	1	1	33
632.0	631.9	573.7	1	1	33
640.0	639.9	580.2	1	1	33
648.0	647.9	586.7	1	1	33
656.0	655.9	593.2	1	1	33
664.0	663.9	599.7	1	1	33
672.0	671.9	606.2	1	1	33
680.0	679.9	612.7	1	1	33
688.0	687.9	619.2	1	1	33
696.0	695.9	625.7	1	1	33
704.0	703.9	632.2	1	1	33
712.0	711.9	638.7	1	1	33
720.0	719.9	645.2	1	1	33
728.0	727.9	651.7	1	1	33
736.0	735.9	658.2	1	1	33
744.0	743.9	664.7	1	1	33
752.0	751.9	671.2	1	1	33
760.0	759.9	677.7	1	1	33
768.0	767.9	684.2	1	1	33
776.0	775.9	690.7	1	1	33
784.0	783.9	697.2	1	1	33
792.0	791.9	703.7	1	1	33
800.0	799.9	710.2	1	1	33
808.0	807.9	716.7	1	1	33
816.0	815.9	723.2	1	1	33
824.0	823.9	729.7	1	1	33
832.0	831.9	736.2	1	1	33
840.0	839.9	742.7	1	1	33
848.0	847.9	749.2	1	1	33
856.0	855.9	755.7	1	1	33
864.0	863.9	762.2	1	1	33
872.0	871.9	768.7	1	1	33
880.0	879.9	775.2	1	1	33
888.0	887.9	781.7	1	1	33
896.0	895.9	788.2	1	1	33
904.0	903.9	794.7	1	1	33
912.0	911.9	801.2	1	1	33
920.0	919.9	807.7	1	1	33
928.0	927.9	814.2	1	1	33
936.0	935.9	820.7	1	1	33
944.0	943.9	827.2	1	1	33
952.0	951.9	833.7	1	1	33
960.0	959.9	840.2	1	1	33
968.0	967.9	846.7	1	1	33
976.0	975.9	853.2	1	1	33
984.0	983.9	859.7	1	1	33
992.0	991.9	866.2	1	1	33
1000.0	999.9	872.7	1	1	33

(Cont. Tabla 7.2)

COSTOS OPTIMOS PARA 1 CAMBIOS

NOVA 1 DEINI 27.2 DEMEDI 120.1 LEMFIN 193.2 COSTO 232.39

NUMERO DE CAMBIOS = 2

DEINI	LEMED	UFEM	PERIUDOS	NO. ANUAL	COSTO UNITARIO (C/KVA)
9.8	18.2	22.4	N	1	34.2
10.5	19.0	22.7	N	1	34.2
11.3	20.0	23.1	N	1	34.2
12.1	22.2	23.4	N	1	34.2
12.9	23.3	23.6	N	1	34.2
13.8	23.5	23.7	N	1	34.2
14.8	23.7	23.8	N	1	34.2
15.8	23.9	23.9	N	1	34.2
16.8	24.1	24.0	N	1	34.2
17.8	24.3	24.1	N	1	34.2
18.8	24.5	24.2	N	1	34.2
19.8	24.7	24.3	N	1	34.2
20.8	24.9	24.4	N	1	34.2
21.8	25.1	24.5	N	1	34.2
22.8	25.3	24.6	N	1	34.2
23.8	25.5	24.7	N	1	34.2
24.8	25.7	24.8	N	1	34.2
25.8	25.9	24.9	N	1	34.2
26.8	26.1	25.0	N	1	34.2
27.8	26.3	25.1	N	1	34.2
28.8	26.5	25.2	N	1	34.2
29.8	26.7	25.3	N	1	34.2
30.8	26.9	25.4	N	1	34.2
31.8	27.1	25.5	N	1	34.2
32.8	27.3	25.6	N	1	34.2
33.8	27.5	25.7	N	1	34.2
34.8	27.7	25.8	N	1	34.2
35.8	27.9	25.9	N	1	34.2
36.8	28.1	26.0	N	1	34.2
37.8	28.3	26.1	N	1	34.2
38.8	28.5	26.2	N	1	34.2
39.8	28.7	26.3	N	1	34.2
40.8	28.9	26.4	N	1	34.2
41.8	29.1	26.5	N	1	34.2
42.8	29.3	26.6	N	1	34.2
43.8	29.5	26.7	N	1	34.2
44.8	29.7	26.8	N	1	34.2
45.8	29.9	26.9	N	1	34.2
46.8	30.1	27.0	N	1	34.2
47.8	30.3	27.1	N	1	34.2
48.8	30.5	27.2	N	1	34.2
49.8	30.7	27.3	N	1	34.2
50.8	30.9	27.4	N	1	34.2
51.8	31.1	27.5	N	1	34.2
52.8	31.3	27.6	N	1	34.2
53.8	31.5	27.7	N	1	34.2
54.8	31.7	27.8	N	1	34.2
55.8	31.9	27.9	N	1	34.2
56.8	32.1	28.0	N	1	34.2
57.8	32.3	28.1	N	1	34.2
58.8	32.5	28.2	N	1	34.2
59.8	32.7	28.3	N	1	34.2
60.8	32.9	28.4	N	1	34.2
61.8	33.1	28.5	N	1	34.2
62.8	33.3	28.6	N	1	34.2
63.8	33.5	28.7	N	1	34.2
64.8	33.7	28.8	N	1	34.2
65.8	33.9	28.9	N	1	34.2
66.8	34.1	29.0	N	1	34.2
67.8	34.3	29.1	N	1	34.2
68.8	34.5	29.2	N	1	34.2
69.8	34.7	29.3	N	1	34.2
70.8	34.9	29.4	N	1	34.2
71.8	35.1	29.5	N	1	34.2
72.8	35.3	29.6	N	1	34.2
73.8	35.5	29.7	N	1	34.2
74.8	35.7	29.8	N	1	34.2
75.8	35.9	29.9	N	1	34.2
76.8	36.1	30.0	N	1	34.2
77.8	36.3	30.1	N	1	34.2
78.8	36.5	30.2	N	1	34.2
79.8	36.7	30.3	N	1	34.2
80.8	36.9	30.4	N	1	34.2
81.8	37.1	30.5	N	1	34.2
82.8	37.3	30.6	N	1	34.2
83.8	37.5	30.7	N	1	34.2
84.8	37.7	30.8	N	1	34.2
85.8	37.9	30.9	N	1	34.2
86.8	38.1	31.0	N	1	34.2
87.8	38.3	31.1	N	1	34.2
88.8	38.5	31.2	N	1	34.2
89.8	38.7	31.3	N	1	34.2
90.8	38.9	31.4	N	1	34.2
91.8	39.1	31.5	N	1	34.2
92.8	39.3	31.6	N	1	34.2
93.8	39.5	31.7	N	1	34.2
94.8	39.7	31.8	N	1	34.2
95.8	39.9	31.9	N	1	34.2
96.8	40.1	32.0	N	1	34.2
97.8	40.3	32.1	N	1	34.2
98.8	40.5	32.2	N	1	34.2
99.8	40.7	32.3	N	1	34.2
100.8	40.9	32.4	N	1	34.2

(Cont. Tabla 7.2)

193.2	215.3	230.6	2	4	226.5
200.7	230.2	253.2	2	4	227.5
221.2	246.2	273.9	2	4	227.5
230.6	263.7	284.9	2	4	227.5
253.2	282.2	310.2	2	4	227.5
270.9	301.9	331.9	2	4	227.5

COSTOS OPTIMOS PARA 2 CAMBIOS

NUMA 2 DEINI 40.7 DEMEDI 75.2 LEMFIN 105.1 COSTO 1548.76

NUMERO DE CAMBIOS = 3

DLR.11.	DLM.C	DEFIN	PERIODES	NO. ANUAL	COSTO UNITARIO (\$/KVA)
9.8	14.2	10.1	3	10	5244.94
10.5	15.2	14.4	3	10	4872.26
11.3	16.2	18.7	3	10	4523.78
12.1	17.4	22.2	3	10	4200.30
12.9	18.6	23.7	3	10	3930.99
13.8	19.9	27.8	3	10	3634.44
14.8	21.1	27.2	3	10	3403.21
15.8	22.4	29.1	3	10	3181.41
16.9	23.8	31.1	3	10	2970.43
18.1	26.0	33.3	3	10	2763.63
19.4	27.5	35.6	3	10	2563.66
20.7	29.0	38.1	3	10	2371.31
22.2	31.6	40.7	3	10	2187.40
23.7	34.1	43.6	3	10	2012.28
25.4	36.8	46.7	3	10	1845.52
27.2	39.1	49.9	3	10	1687.40
29.1	41.8	53.4	3	10	1537.38
31.1	44.6	57.2	3	10	1395.38
33.3	47.5	61.2	3	10	1261.54
35.6	51.0	63.8	3	10	1135.00
38.1	54.8	70.0	3	10	1015.00
40.7	58.7	74.9	3	10	901.84
43.6	62.8	80.2	3	10	795.15
46.7	67.1	85.8	3	10	695.15
49.9	71.6	91.8	3	10	601.55
53.4	76.5	98.2	3	10	515.51
57.2	82.3	105.1	3	10	436.29
61.2	88.0	112.4	3	10	363.56
65.4	94.2	120.3	3	10	296.10
70.0	100.8	128.0	3	10	233.93
74.9	107.5	137.0	3	10	177.07
80.2	115.4	147.0	3	10	125.47
85.8	123.1	157.0	3	10	79.07
91.8	132.2	168.0	3	10	38.07
98.2	141.8	180.0	3	10	2.52
105.1	151.9	193.0	3	10	1.07
112.4	161.6	206.0	3	10	0.97

(Cont. Tabla 7.2)

112	165	200	4	1	22
130	177	220	4	1	27
147	181	221	4	1	22
157	185	221	4	1	25
160	190	221	4	1	22
163	195	222	4	1	25
165	201	222	4	1	20
167	215	223	4	1	26
169	230	224	4	1	22
170	246	225	4	1	29
171	263	226	4	1	29
172	282	227	4	1	25
173	301	228	4	1	25

CUSTOS OPTIMOS PARA 3 CAMBIOS

NUCA 3 DEINI 46.0 DEMEDI 67.2 LEMFIN 65.0 CCSTO 1875.12

NUMERO DE CAMBIOS = 4

DEINI	DMEDI	DEMFIN	PERIODO	NO. ANUAL	COSTO UNITARIO (\$/KVA)
4.8	13.8	10.9	4	5	22
10.5	14.1	10.1	4	5	27
11.5	15.0	10.4	4	5	22
12.1	15.6	10.7	4	5	25
12.9	16.0	10.8	4	5	22
13.8	17.0	11.2	4	5	25
14.8	17.7	11.4	4	5	20
15.8	18.5	11.7	4	5	26
16.9	19.0	12.0	4	5	22
18.0	20.1	12.2	4	5	25
19.1	21.5	12.4	4	5	20
20.2	23.0	12.6	4	5	26
21.3	24.6	13.0	4	5	22
22.4	26.3	13.3	4	5	29
23.5	28.2	13.6	4	5	29
24.6	30.1	14.0	4	5	25
25.7	32.0	14.3	4	5	25
26.8	34.0	14.6	4	5	22
27.9	36.0	14.9	4	5	25
29.0	38.0	15.2	4	5	20
30.1	40.0	15.5	4	5	26
31.2	42.0	15.8	4	5	22
32.3	44.0	16.1	4	5	25
33.4	46.0	16.4	4	5	20
34.5	48.0	16.7	4	5	26
35.6	50.0	17.0	4	5	22
36.7	52.0	17.3	4	5	25
37.8	54.0	17.6	4	5	20
38.9	56.0	17.9	4	5	26
40.0	58.0	18.2	4	5	22
41.1	60.0	18.5	4	5	25
42.2	62.0	18.8	4	5	20
43.3	64.0	19.1	4	5	26
44.4	66.0	19.4	4	5	22
45.5	68.0	19.7	4	5	25
46.6	70.0	20.0	4	5	20
47.7	72.0	20.3	4	5	26
48.8	74.0	20.6	4	5	22
49.9	76.0	20.9	4	5	25
51.0	78.0	21.2	4	5	20
52.1	80.0	21.5	4	5	26
53.2	82.0	21.8	4	5	22
54.3	84.0	22.1	4	5	25
55.4	86.0	22.4	4	5	20
56.5	88.0	22.7	4	5	26
57.6	90.0	23.0	4	5	22
58.7	92.0	23.3	4	5	25
59.8	94.0	23.6	4	5	20
60.9	96.0	23.9	4	5	26
62.0	98.0	24.2	4	5	22
63.1	100.0	24.5	4	5	25
64.2	102.0	24.8	4	5	20
65.3	104.0	25.1	4	5	26
66.4	106.0	25.4	4	5	22
67.5	108.0	25.7	4	5	25
68.6	110.0	26.0	4	5	20
69.7	112.0	26.3	4	5	26
70.8	114.0	26.6	4	5	22
71.9	116.0	26.9	4	5	25
73.0	118.0	27.2	4	5	20
74.1	120.0	27.5	4	5	26
75.2	122.0	27.8	4	5	22
76.3	124.0	28.1	4	5	25
77.4	126.0	28.4	4	5	20
78.5	128.0	28.7	4	5	26
79.6	130.0	29.0	4	5	22
80.7	132.0	29.3	4	5	25
81.8	134.0	29.6	4	5	20
82.9	136.0	29.9	4	5	26
84.0	138.0	30.2	4	5	22
85.1	140.0	30.5	4	5	25
86.2	142.0	30.8	4	5	20
87.3	144.0	31.1	4	5	26
88.4	146.0	31.4	4	5	22
89.5	148.0	31.7	4	5	25
90.6	150.0	32.0	4	5	20
91.7	152.0	32.3	4	5	26
92.8	154.0	32.6	4	5	22
93.9	156.0	32.9	4	5	25
95.0	158.0	33.2	4	5	20
96.1	160.0	33.5	4	5	26
97.2	162.0	33.8	4	5	22
98.3	164.0	34.1	4	5	25
99.4	166.0	34.4	4	5	20
100.5	168.0	34.7	4	5	26
101.6	170.0	35.0	4	5	22
102.7	172.0	35.3	4	5	25
103.8	174.0	35.6	4	5	20
104.9	176.0	35.9	4	5	26
106.0	178.0	36.2	4	5	22
107.1	180.0	36.5	4	5	25
108.2	182.0	36.8	4	5	20
109.3	184.0	37.1	4	5	26
110.4	186.0	37.4	4	5	22
111.5	188.0	37.7	4	5	25
112.6	190.0	38.0	4	5	20
113.7	192.0	38.3	4	5	26
114.8	194.0	38.6	4	5	22
115.9	196.0	38.9	4	5	25
117.0	198.0	39.2	4	5	20
118.1	200.0	39.5	4	5	26
119.2	202.0	39.8	4	5	22
120.3	204.0	40.1	4	5	25
121.4	206.0	40.4	4	5	20
122.5	208.0	40.7	4	5	26
123.6	210.0	41.0	4	5	22
124.7	212.0	41.3	4	5	25
125.8	214.0	41.6	4	5	20
126.9	216.0	41.9	4	5	26
128.0	218.0	42.2	4	5	22
129.1	220.0	42.5	4	5	25
130.2	222.0	42.8	4	5	20
131.3	224.0	43.1	4	5	26
132.4	226.0	43.4	4	5	22
133.5	228.0	43.7	4	5	25
134.6	230.0	44.0	4	5	20
135.7	232.0	44.3	4	5	26
136.8	234.0	44.6	4	5	22
137.9	236.0	44.9	4	5	25
139.0	238.0	45.2	4	5	20
140.1	240.0	45.5	4	5	26
141.2	242.0	45.8	4	5	22
142.3	244.0	46.1	4	5	25
143.4	246.0	46.4	4	5	20
144.5	248.0	46.7	4	5	26
145.6	250.0	47.0	4	5	22
146.7	252.0	47.3	4	5	25
147.8	254.0	47.6	4	5	20
148.9	256.0	47.9	4	5	26
150.0	258.0	48.2	4	5	22
151.1	260.0	48.5	4	5	25
152.2	262.0	48.8	4	5	20
153.3	264.0	49.1	4	5	26
154.4	266.0	49.4	4	5	22
155.5	268.0	49.7	4	5	25
156.6	270.0	50.0	4	5	20
157.7	272.0	50.3	4	5	26
158.8	274.0	50.6	4	5	22
159.9	276.0	50.9	4	5	25
161.0	278.0	51.2	4	5	20
162.1	280.0	51.5	4	5	26
163.2	282.0	51.8	4	5	22
164.3	284.0	52.1	4	5	25
165.4	286.0	52.4	4	5	20
166.5	288.0	52.7	4	5	26
167.6	290.0	53.0	4	5	22
168.7	292.0	53.3	4	5	25
169.8	294.0	53.6	4	5	20
170.9	296.0	53.9	4	5	26
172.0	298.0	54.2	4	5	22
173.1	300.0	54.5	4	5	25
174.2	302.0	54.8	4	5	20
175.3	304.0	55.1	4	5	26
176.4	306.0	55.4	4	5	22
177.5	308.0	55.7	4	5	25
178.6	310.0	56.0	4	5	20
179.7	312.0	56.3	4	5	26
180.8	314.0	56.6	4	5	22
181.9	316.0	56.9	4	5	25
183.0	318.0	57.2	4	5	20
184.1	320.0	57.5	4	5	26
185.2	322.0	57.8	4	5	22
186.3	324.0	58.1	4	5	25
187.4	326.0	58.4	4	5	20
188.5	328.0	58.7	4	5	26
189.6	330.0	59.0	4	5	22
190.7	332.0	59.3	4	5	25
191.8	334.0	59.6	4	5	20
192.9	336.0	59.9	4	5	26
194.0	338.0	60.2	4	5	22
195.1	340.0	60.5	4	5	25
196.2	342.0	60.8	4	5	20
197.3	344.0	61.1	4	5	26
198.4	346.0	61.4	4	5	22
199.5	348.0	61.7	4	5	25
200.6	350.0	62.0	4	5	20

(Cont. Tabla 7.2)

74.2	103.6	129.7	4	5	23
83.8	117.5	147.4	4	5	24
90.2	125.5	160.7	4	5	25
100.1	144.4	185.5	4	5	26
112.4	154.5	200.7	4	5	27
120.3	165.5	221.2	4	5	28
137.7	185.1	221.2	4	5	29
147.9	190.0	221.2	4	5	30
157.7	200.0	221.2	4	5	31
160.7	200.0	221.2	4	5	32
184.5	250.1	254.6	4	5	33
193.4	250.1	254.6	4	5	34
200.0	250.1	254.6	4	5	35
221.1	266.6	273.3	4	5	36
236.6	266.6	273.3	4	5	37
253.5	282.2	287.9	4	5	38
270.5	301.6	331.6	4	5	39

COSTOS OPTIMOS PARA 4 CAMBIOS

NUCA 4 DEANI 53.4 REMEDI 73.4 LENFIN 51.0CCSTO 1531.49

NUMERO DE CAMBIOS = 5

DEANI	DEMEC	UFFIN	PERIODES	NO ANUAL	COSTE UNITARIO(C\$/KVA)
4.8	11.5	13.8	5	6	76.67.00
10.5	12.7	14.8	5	6	77.20.35
11.3	13.2	15.0	5	6	77.35.00
12.1	14.2	16.0	5	6	78.41.97
12.9	15.6	17.4	5	6	79.72.00
13.9	16.7	18.7	5	6	81.03.00
14.8	17.8	20.0	5	6	82.34.00
15.8	19.0	21.3	5	6	83.65.00
16.9	20.4	22.6	5	6	84.96.00
18.1	21.8	23.9	5	6	86.27.00
19.4	23.2	25.2	5	6	87.58.00
20.7	24.6	26.5	5	6	88.89.00
22.0	26.0	27.8	5	6	90.20.00
23.4	27.4	29.1	5	6	91.51.00
24.8	28.8	30.4	5	6	92.82.00
26.2	30.2	31.7	5	6	94.13.00
27.6	31.6	33.0	5	6	95.44.00
29.0	33.0	34.3	5	6	96.75.00
30.4	34.4	35.6	5	6	98.06.00
31.8	35.8	36.9	5	6	99.37.00
33.2	37.2	38.2	5	6	100.68.00
34.6	38.6	39.5	5	6	101.99.00
36.0	40.0	40.8	5	6	103.30.00
37.4	41.4	42.1	5	6	104.61.00
38.8	42.8	43.4	5	6	105.92.00
40.2	44.2	44.7	5	6	107.23.00
41.6	45.6	46.0	5	6	108.54.00
43.0	47.0	47.3	5	6	109.85.00
44.4	48.4	48.6	5	6	111.16.00
45.8	49.8	49.9	5	6	112.47.00
47.2	51.2	51.2	5	6	113.78.00

(Cont. Tabla 7.2)

446	56	62	69	74	79	84	89	94	99	104	109	114	119	124	129	134	139	144	149	154	159	164	169	174	179	184	189	194	199	204	209	214	219	224	229	234	239	244	249	254	259	264	269	274	279	284	289	294	299	304	309	314	319	324	329	334	339	344	349	354	359	364	369	374	379	384	389	394	399	404	409	414	419	424	429	434	439	444	449	454	459	464	469	474	479	484	489	494	499	504	509	514	519	524	529	534	539	544	549	554	559	564	569	574	579	584	589	594	599	604	609	614	619	624	629	634	639	644	649	654	659	664	669	674	679	684	689	694	699	704	709	714	719	724	729	734	739	744	749	754	759	764	769	774	779	784	789	794	799	804	809	814	819	824	829	834	839	844	849	854	859	864	869	874	879	884	889	894	899	904	909	914	919	924	929	934	939	944	949	954	959	964	969	974	979	984	989	994	999	1004	1009
-----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------	------

COSTOS OPTIMOS PARA 5 CAMBIOS

NUCA 5 DEINI 53.4 DEMEDI 64.5 LEFIA 74.9CCSTO 2262.61

NUMERO DE CAMBIOS = 6

DEINI	DEMEC	DEFIN	PERIUDOS	NO. ANUAL	COSTO UNITARIO (2/KVA)
4.8	11.4	14.9	6		69.3
10.5	12.2	14.8	6		73.3
11.3	13.1	15.0	6		77.3
12.1	14.0	15.1	6		81.3
12.9	14.9	15.2	6		85.3
13.8	15.8	15.3	6		89.3
14.6	16.7	15.4	6		93.3
15.5	17.6	15.5	6		97.3
16.4	18.5	15.6	6		101.3
17.3	19.4	15.7	6		105.3
18.2	20.3	15.8	6		109.3
19.1	21.2	15.9	6		113.3
20.0	22.1	16.0	6		117.3
20.9	23.0	16.1	6		121.3
21.8	23.9	16.2	6		125.3
22.7	24.8	16.3	6		129.3
23.6	25.7	16.4	6		133.3
24.5	26.6	16.5	6		137.3
25.4	27.5	16.6	6		141.3
26.3	28.4	16.7	6		145.3
27.2	29.3	16.8	6		149.3
28.1	30.2	16.9	6		153.3
29.0	31.1	17.0	6		157.3
29.9	32.0	17.1	6		161.3
30.8	32.9	17.2	6		165.3
31.7	33.8	17.3	6		169.3
32.6	34.7	17.4	6		173.3
33.5	35.6	17.5	6		177.3
34.4	36.5	17.6	6		181.3
35.3	37.4	17.7	6		185.3
36.2	38.3	17.8	6		189.3
37.1	39.2	17.9	6		193.3
38.0	40.1	18.0	6		197.3
38.9	41.0	18.1	6		201.3
39.8	41.9	18.2	6		205.3
40.7	42.8	18.3	6		209.3
41.6	43.7	18.4	6		213.3
42.5	44.6	18.5	6		217.3
43.4	45.5	18.6	6		221.3
44.3	46.4	18.7	6		225.3
45.2	47.3	18.8	6		229.3
46.1	48.2	18.9	6		233.3
47.0	49.1	19.0	6		237.3
47.9	50.0	19.1	6		241.3
48.8	50.9	19.2	6		245.3
49.7	51.8	19.3	6		249.3
50.6	52.7	19.4	6		253.3
51.5	53.6	19.5	6		257.3
52.4	54.5	19.6	6		261.3
53.3	55.4	19.7	6		265.3
54.2	56.3	19.8	6		269.3
55.1	57.2	19.9	6		273.3
56.0	58.1	20.0	6		277.3
56.9	59.0	20.1	6		281.3
57.8	59.9	20.2	6		285.3
58.7	60.8	20.3	6		289.3
59.6	61.7	20.4	6		293.3
60.5	62.6	20.5	6		297.3
61.4	63.5	20.6	6		301.3
62.3	64.4	20.7	6		305.3
63.2	65.3	20.8	6		309.3
64.1	66.2	20.9	6		313.3
65.0	67.1	21.0	6		317.3
65.9	68.0	21.1	6		321.3
66.8	68.9	21.2	6		325.3
67.7	69.8	21.3	6		329.3
68.6	70.7	21.4	6		333.3
69.5	71.6	21.5	6		337.3
70.4	72.5	21.6	6		341.3
71.3	73.4	21.7	6		345.3
72.2	74.3	21.8	6		349.3
73.1	75.2	21.9	6		353.3
74.0	76.1	22.0	6		357.3
74.9	77.0	22.1	6		361.3
75.8	77.9	22.2	6		365.3
76.7	78.8	22.3	6		369.3
77.6	79.7	22.4	6		373.3
78.5	80.6	22.5	6		377.3
79.4	81.5	22.6	6		381.3
80.3	82.4	22.7	6		385.3
81.2	83.3	22.8	6		389.3
82.1	84.2	22.9	6		393.3
83.0	85.1	23.0	6		397.3
83.9	86.0	23.1	6		401.3
84.8	86.9	23.2	6		405.3
85.7	87.8	23.3	6		409.3
86.6	88.7	23.4	6		413.3
87.5	89.6	23.5	6		417.3
88.4	90.5	23.6	6		421.3
89.3	91.4	23.7	6		425.3
90.2	92.3	23.8	6		429.3
91.1	93.2	23.9	6		433.3
92.0	94.1	24.0	6		437.3
92.9	95.0	24.1	6		441.3
93.8	95.9	24.2	6		445.3
94.7	96.8	24.3	6		449.3
95.6	97.7	24.4	6		453.3
96.5	98.6	24.5	6		457.3
97.4	99.5	24.6	6		461.3
98.3	100.4	24.7	6		465.3
99.2	101.3	24.8	6		469.3
100.1	102.2	24.9	6		473.3
101.0	103.1	25.0	6		477.3
101.9	104.0	25.1	6		481.3
102.8	104.9	25.2	6		485.3
103.7	105.8	25.3	6		489.3
104.6	106.7	25.4	6		493.3
105.5	107.6	25.5	6		497.3
106.4	108.5	25.6	6		501.3
107.3	109.4	25.7	6		505.3
108.2	110.3	25.8	6		509.3
109.1	111.2	25.9	6		513.3
110.0	112.1	26.0	6		517.3
110.9	113.0	26.1	6		521.3
111.8	113.9	26.2	6		525.3
112.7	114.8	26.3	6		529.3
113.6	115.7	26.4	6		533.3
114.5	116.6	26.5	6		537.3
115.4	117.5	26.6	6		541.3
116.3	118.4	26.7	6		545.3
117.2	119.3	26.8	6		549.3
118.1	120.2	26.9	6		553.3
119.0	121.1	27.0	6		557.3
119.9	122.0	27.1	6		561.3
120.8	122.9	27.2	6		565.3
121.7	123.8	27.3	6		569.3
122.6	124.7	27.4	6		573.3
123.5	125.6	27.5	6		577.3
124.4	126.5	27.6	6		581.3
125.3	127.4	27.7	6		585.3
126.2	128.3	27.8	6		589.3
127.1	129.2	27.9	6		593.3
128.0	130.1	28.0	6		597.3
128.9	131.0	28.1	6		601.3
129.8	131.9	28.2	6		605.3
130.7	132.8	28.3	6		609.3
131.6	133.7	28.4	6		613.3
132.5	134.6	28.5	6		617.3
133.4	135.5	28.6	6		621.3
134.3	136.4	28.7	6		625.3
135.2	137.3	28.8	6		629.3
136.1	138.2	28.9	6		633.3
137.0	139.1	29.0	6		637.3
137.9	140.0	29.1	6		641.3
138.8	140.9	29.2	6		645.3
139.7	141.8	29.3	6		649.3
140.6	142.7	29.4	6		653.3
141.5	143.6	29.5	6		657.3
142.4	144.5	29.6	6		661.3
143.3	145.4	29.7	6		665.3
144.2	146.3	29.8	6		669.3
145.1	147.2	29.9	6		673.3
146.0	148.1	30.0	6		677.3
146.9	149.0	30.1	6		681.3
147.8	149.9	30.2	6		685.3
148.7	150.8	30.3	6		689.3
149.6	151.7	30.4	6		693.3
150.5	152.6	30.5	6		697.3
151.4	153.5	30.6	6		701.3
152.3	154.4	30.7	6		705.3
153.2	155.3	30.8	6		709.3
154.1	156.2	30.9	6		713.3
155.0	157.1	31.0	6		717.3
155.9	158.0	31.1	6		721.3
156.8	158.9	31.2	6		725.3
157.7	159.8	31.3	6		729.3
158.6	160.7	31.4	6		733.3
159.5	161.6	31.5	6		737.3
160.4	162.5	31.6	6	</	

(Cont. Tabla 7.2)

19.4	21.4	27.4	7	E	45.2
20.7	22.5	28.1	7	C	46.3
22.2	23.6	31.1	7	C	49.9
23.7	24.8	33.3	7	C	51.7
25.4	26.0	35.6	7	C	53.4
27.2	27.5	38.1	7	C	54.8
29.1	29.1	40.7	7	C	56.3
31.1	30.7	43.6	7	C	58.0
33.3	32.4	46.7	7	C	59.9
35.6	34.3	49.9	7	C	61.7
38.1	36.4	53.2	7	C	63.4
40.7	38.6	57.0	7	C	65.2
43.6	40.9	61.2	7	E	67.1
46.7	43.3	65.4	7	E	69.0
49.9	45.8	70.0	7	E	71.0
53.4	48.4	74.9	7	E	73.0
57.0	51.1	80.2	7	E	75.0
61.2	53.9	85.8	7	E	77.0
65.4	56.8	91.8	7	E	79.0
70.0	59.8	98.2	7	E	81.0
74.9	62.9	105.1	7	E	83.0
80.2	66.2	112.4	7	E	85.0
85.8	69.7	120.3	7	E	87.0
91.8	73.4	128.7	7	E	89.0
98.2	77.2	137.4	7	E	91.0
105.1	81.1	146.7	7	E	93.0
112.4	85.1	156.6	7	E	95.0
120.3	89.2	167.0	7	E	97.0
128.7	93.4	178.0	7	E	99.0
137.4	97.7	189.5	7	E	101.0
146.7	102.1	201.7	7	E	103.0
156.6	106.6	214.2	7	E	105.0
167.0	111.2	227.1	7	E	107.0
178.0	115.9	230.6	7	E	109.0
189.5	120.7	234.6	7	E	111.0
201.7	125.6	239.1	7	E	113.0
214.2	130.6	244.1	7	E	115.0
227.1	135.7	249.6	7	E	117.0
230.6	140.9	255.6	7	E	119.0
234.6	146.2	262.1	7	E	121.0
239.1	151.6	269.1	7	E	123.0
244.1	157.1	276.6	7	E	125.0
249.6	162.7	284.6	7	E	127.0
255.6	168.4	293.1	7	E	129.0
262.1	174.2	302.1	7	E	131.0
269.1	180.1	311.6	7	E	133.0
276.6	186.1	321.6	7	E	135.0
284.6	192.2	332.1	7	E	137.0
293.1	198.4	343.1	7	E	139.0
302.1	204.7	354.6	7	E	141.0
311.6	211.1	366.6	7	E	143.0
321.6	217.6	379.1	7	E	145.0
332.1	224.2	392.1	7	E	147.0
343.1	230.9	405.6	7	E	149.0
354.6	237.7	419.6	7	E	151.0
366.6	244.6	434.1	7	E	153.0
379.1	251.6	449.1	7	E	155.0
392.1	258.7	464.6	7	E	157.0
405.6	265.9	480.6	7	E	159.0
419.6	273.2	497.1	7	E	161.0
434.1	280.6	514.1	7	E	163.0
449.1	288.1	531.6	7	E	165.0
464.6	295.7	549.6	7	E	167.0
480.6	303.4	568.1	7	E	169.0
497.1	311.2	587.1	7	E	171.0
514.1	319.1	606.6	7	E	173.0
531.6	327.1	626.6	7	E	175.0
549.6	335.2	647.1	7	E	177.0
567.1	343.4	668.1	7	E	179.0
585.6	351.7	689.6	7	E	181.0
604.6	360.1	711.6	7	E	183.0
624.1	368.6	734.1	7	E	185.0
644.1	377.2	757.1	7	E	187.0
664.6	385.9	780.6	7	E	189.0
685.6	394.7	804.6	7	E	191.0
707.1	403.6	829.1	7	E	193.0
729.1	412.6	854.1	7	E	195.0
751.6	421.7	879.6	7	E	197.0
774.6	430.9	905.6	7	E	199.0
798.1	440.2	932.1	7	E	201.0
822.1	449.6	959.1	7	E	203.0
846.6	459.1	986.6	7	E	205.0
871.6	468.7	1014.6	7	E	207.0
897.1	478.4	1043.1	7	E	209.0
923.1	488.2	1072.1	7	E	211.0
949.6	498.1	1101.6	7	E	213.0
976.6	508.1	1131.6	7	E	215.0
1004.1	518.2	1162.1	7	E	217.0
1032.1	528.4	1193.1	7	E	219.0
1060.6	538.7	1224.6	7	E	221.0
1089.6	549.1	1256.6	7	E	223.0
1119.1	559.6	1289.1	7	E	225.0
1149.1	570.2	1322.1	7	E	227.0
1179.6	580.9	1355.6	7	E	229.0
1210.6	591.7	1389.6	7	E	231.0
1242.1	602.6	1424.1	7	E	233.0
1274.1	613.6	1459.1	7	E	235.0
1306.6	624.7	1494.6	7	E	237.0
1339.6	635.9	1530.6	7	E	239.0
1373.1	647.2	1567.1	7	E	241.0
1407.1	658.6	1604.1	7	E	243.0
1441.6	670.1	1641.6	7	E	245.0
1476.6	681.7	1679.6	7	E	247.0
1512.1	693.4	1718.1	7	E	249.0
1548.1	705.2	1757.1	7	E	251.0
1584.6	717.1	1796.6	7	E	253.0
1621.6	729.1	1836.6	7	E	255.0
1659.1	741.2	1877.1	7	E	257.0
1697.1	753.4	1918.1	7	E	259.0
1735.6	765.7	1959.6	7	E	261.0
1774.6	778.1	2001.6	7	E	263.0
1814.1	790.6	2044.1	7	E	265.0
1854.1	803.2	2087.1	7	E	267.0
1894.6	815.9	2130.6	7	E	269.0
1935.6	828.7	2174.6	7	E	271.0
1977.1	841.6	2219.1	7	E	273.0
2019.1	854.6	2264.1	7	E	275.0
2061.6	867.7	2309.6	7	E	277.0
2104.6	880.9	2355.6	7	E	279.0
2148.1	894.2	2402.1	7	E	281.0
2192.1	907.6	2449.1	7	E	283.0
2236.6	921.1	2496.6	7	E	285.0
2281.6	934.7	2544.6	7	E	287.0
2327.1	948.4	2593.1	7	E	289.0
2373.1	962.2	2642.1	7	E	291.0
2419.6	976.1	2691.6	7	E	293.0
2466.6	990.1	2741.6	7	E	295.0
2514.1	1004.2	2792.1	7	E	297.0
2562.1	1018.4	2843.1	7	E	299.0
2610.6	1032.7	2894.6	7	E	301.0
2659.6	1047.1	2946.6	7	E	303.0
2709.1	1061.6	2999.1	7	E	305.0
2759.1	1076.2	3052.1	7	E	307.0
2809.6	1090.9	3105.6	7	E	309.0
2860.6	1105.7	3159.6	7	E	311.0
2912.1	1120.6	3214.1	7	E	313.0
2964.1	1135.6	3269.1	7	E	315.0
3016.6	1150.7	3324.6	7	E	317.0
3069.6	1165.9	3380.6	7	E	319.0
3123.1	1181.2	3437.1	7	E	321.0
3177.1	1196.6	3494.1	7	E	323.0
3231.6	1212.1	3551.6	7	E	325.0
3286.6	1227.7	3609.6	7	E	327.0
3342.1	1243.4	3668.1	7	E	329.0
3398.1	1259.2	3727.1	7	E	331.0
3454.6	1275.1	3786.6	7	E	333.0
3511.6	1291.1	3846.6	7	E	335.0
3569.1	1307.2	3907.1	7	E	337.0
3627.1	1323.4	3968.1	7	E	339.0
3685.6	1339.7	4029.6	7	E	341.0
3744.6	1356.1	4091.6	7	E	343.0
3804.1	1372.6	4154.1	7	E	345.0
3864.1	1389.2	4217.1	7	E	347.0
3924.6	1405.9	4280.6	7	E	349.0
3985.6	1422.7	4344.6	7	E	351.0
4047.1	1439.6	4409.1	7	E	353.0
4109.1	1456.6	4474.1	7	E	355.0
4171.6	1473.7	4539.6	7	E	357.0
4234.6	1490.9	4605.6	7	E	359.0
4298.1	1508.2	4672.1	7	E	361.0
4362.1	1525.6	4739.1	7	E	363.0
4426.6	1543.1	4806.6	7	E	365.0
4491.6	1560.7	4874.6	7	E	367.0
4557.1	1578.4	4943.1	7	E	369.0
4623.1	1596.2	5012.1	7	E	371.0
4689.6	1614.1	5081.6	7	E	373.0
4756.6	1632.1	5151.6	7	E	375.0
4824.1	1650.2	5222.1	7	E	377.0
4892.1	1668.4	5293.1	7	E	379.0
4960.6	1686.7	5364.6	7	E	381.0
5029.6	1705.1	5436.6	7	E	383.0
5099.1	1723.6	5509.1	7	E	385.0
5169.1	1742.2	5582.1	7	E	387.0
5239.6	1760.9	5655.6	7	E	389.0
5310.6	1779.7	5729.6	7	E	391.0
5382.1	1798.6	5804.1	7	E	393.0
5454.1	1817.6	5879.6	7	E	395.0
5526.6	1836.7	5955.6	7	E	397.0
5599.6	1855.9	6032.1	7	E	399.0
5673.1	1875.2	6109.6	7	E	401.0
5747.1	1894.6	6187.6	7	E	403.0
5821.6	1914.1	6266.6	7	E	405.0
5896.6	1933.7	6346.6	7	E	407.0
5972.1	1953.4	6427.1	7	E	409.0
6048.1	1973.2	6508.6	7	E	411.0
6124.6	1993.1	6590.6	7	E	413.0
6201.6	2013.1	6673.1	7	E	415.0
6279.1	2033.2	6756.6	7	E	417.0
6357.1	2053.4	6841.6	7	E	419.0
6435.6	2073.6	6927.6	7	E	421.0
6514.6	2093.9	7014.6	7	E	423.0
6594.1	2114.2	7102.6	7	E	425.0
6674.1	2134.6	7191.6	7	E	427.0
6754.6	2155.1	7281.6	7	E	429.0
6835.6	2175.7	7372.6	7	E	431.0
6917.1	2196.4	7464.6	7	E	433.0
6999.1	2217.2	7557.6	7	E	435.0
7081.6	2238.1	7651.6	7	E	437.0
7164.6	2259.1	7746.6	7	E	439.0
7248.1	2280.2	7842.6	7	E	441.0
7332.1	2301.4	7939.6	7	E	443.0
7416.6	2322.6	8037.6	7	E	445.0
7501.6	2343.9	8136.6	7	E	447.0
7587.1	2365.2	8236.6	7	E	449.0
7673.1	2386.6	8337.6	7	E	451.0
7759.6	2408.1	8439.6	7	E	453.0
7846.6	2429.6	8542.6	7	E	455.0
7934.1	2451.2	8646.6	7	E	457.0
8022.1	2472.9	8751.6	7	E	459.0
8110.6	2494.6	8857.6	7	E	461.0
8199.6	2516.4	8964.6	7	E	463.0
8289.1	2538.2	9072.6	7	E	465.0
8379.1	2560.1	9181.6	7	E	467.0
8469.6	2582.1	9291.6	7	E	469.0
8560.6	2604.1	9402.			

(Cont. Tabla 7.2)

DLH1R	DEMLC	DFR IN	PERIODOS	NO. ANUAL	COSTO UNITARIO (¢/KVA)
4.8	11.5	13.8	0	1	68.5
10.1	12.7	14.8	0	1	69.5
11.1	13.0	15.0	0	1	70.5
12.1	14.0	16.0	0	1	71.5
12.9	15.0	17.0	0	1	72.5
14.0	16.0	18.0	0	1	73.5
14.8	17.0	19.0	0	1	74.5
15.8	19.0	20.0	0	1	75.5
16.0	20.0	21.0	0	1	76.5
17.4	22.0	23.0	0	1	77.5
20.0	25.0	27.0	0	1	79.5
22.7	26.0	28.0	0	1	80.5
22.7	28.0	30.0	0	1	81.5
25.4	30.0	32.0	0	1	82.5
22.2	32.0	33.0	0	1	83.5
24.1	33.0	34.0	0	1	84.5
33.3	37.0	40.0	0	1	86.5
33.3	40.0	43.0	0	1	87.5
35.0	43.0	46.0	0	1	88.5
35.0	46.0	49.0	0	1	89.5
40.0	49.0	52.0	0	1	90.5
40.0	52.0	56.0	0	1	91.5
44.0	56.0	60.0	0	1	92.5
44.0	60.0	64.0	0	1	93.5
50.0	64.0	69.0	0	1	94.5
50.0	69.0	73.0	0	1	95.5
61.2	73.0	78.0	0	1	96.5
61.2	78.0	84.0	0	1	97.5
70.0	84.0	90.0	0	1	98.5
74.0	90.0	96.0	0	1	99.5
80.0	96.0	102.0	0	1	100.5
80.0	102.0	110.0	0	1	101.5
90.0	110.0	118.0	0	1	102.5
90.0	118.0	126.0	0	1	103.5
100.0	126.0	134.0	0	1	104.5
100.0	134.0	142.0	0	1	105.5
110.0	142.0	150.0	0	1	106.5
110.0	150.0	158.0	0	1	107.5
120.0	158.0	166.0	0	1	108.5
137.0	166.0	174.0	0	1	109.5
137.0	174.0	182.0	0	1	110.5
140.0	182.0	190.0	0	1	111.5
140.0	190.0	200.0	0	1	112.5
150.0	200.0	210.0	0	1	113.5
150.0	210.0	220.0	0	1	114.5
200.0	220.0	230.0	0	1	115.5
221.0	230.0	240.0	0	1	116.5
230.0	240.0	250.0	0	1	117.5
230.0	250.0	260.0	0	1	118.5
270.0	260.0	270.0	0	1	119.5
270.0	270.0	280.0	0	1	120.5

CUSTOS OPTIMOS FAHA 9 CANTIDOS

(Cont. Tabla 7.2)

NUCA 9 DEINI 57.2 DEMEDI 69.0 LEFIN 60.2CCSTO 2532.99

NUMERO DE CAMBIOS = 10

DEINIA	DEMED	UFIN	PERIODES	NO ANUAL	COSTO UNITARIO (€/KVA)
10	10	11	10	1	12
11	11	12	10		13
12	12	13	10		14
13	13	14	10		15
14	14	15	10		16
15	15	16	10		17
16	16	17	10		18
17	17	18	10		19
18	18	19	10		20
19	19	20	10		21
20	20	21	10		22
21	21	22	10		23
22	22	23	10		24
23	23	24	10		25
24	24	25	10		26
25	25	26	10		27
26	26	27	10		28
27	27	28	10		29
28	28	29	10		30
29	29	30	10		31
30	30	31	10		32
31	31	32	10		33
32	32	33	10		34
33	33	34	10		35
34	34	35	10		36
35	35	36	10		37
36	36	37	10		38
37	37	38	10		39
38	38	39	10		40
39	39	40	10		41
40	40	41	10		42
41	41	42	10		43
42	42	43	10		44
43	43	44	10		45
44	44	45	10		46
45	45	46	10		47
46	46	47	10		48
47	47	48	10		49
48	48	49	10		50
49	49	50	10		51
50	50	51	10		52
51	51	52	10		53
52	52	53	10		54
53	53	54	10		55
54	54	55	10		56
55	55	56	10		57
56	56	57	10		58
57	57	58	10		59
58	58	59	10		60
59	59	60	10		61
60	60	61	10		62
61	61	62	10		63
62	62	63	10		64
63	63	64	10		65
64	64	65	10		66
65	65	66	10		67
66	66	67	10		68
67	67	68	10		69
68	68	69	10		70
69	69	70	10		71
70	70	71	10		72
71	71	72	10		73
72	72	73	10		74
73	73	74	10		75
74	74	75	10		76
75	75	76	10		77
76	76	77	10		78
77	77	78	10		79
78	78	79	10		80
79	79	80	10		81
80	80	81	10		82
81	81	82	10		83
82	82	83	10		84
83	83	84	10		85
84	84	85	10		86
85	85	86	10		87
86	86	87	10		88
87	87	88	10		89
88	88	89	10		90
89	89	90	10		91
90	90	91	10		92
91	91	92	10		93
92	92	93	10		94
93	93	94	10		95
94	94	95	10		96
95	95	96	10		97
96	96	97	10		98
97	97	98	10		99
98	98	99	10		100
99	99	100	10		101
100	100	101	10		102
101	101	102	10		103
102	102	103	10		104
103	103	104	10		105
104	104	105	10		106
105	105	106	10		107
106	106	107	10		108
107	107	108	10		109
108	108	109	10		110
109	109	110	10		111
110	110	111	10		112
111	111	112	10		113
112	112	113	10		114
113	113	114	10		115
114	114	115	10		116
115	115	116	10		117
116	116	117	10		118
117	117	118	10		119
118	118	119	10		120
119	119	120	10		121
120	120	121	10		122
121	121	122	10		123
122	122	123	10		124
123	123	124	10		125
124	124	125	10		126
125	125	126	10		127
126	126	127	10		128
127	127	128	10		129
128	128	129	10		130
129	129	130	10		131
130	130	131	10		132
131	131	132	10		133
132	132	133	10		134
133	133	134	10		135
134	134	135	10		136
135	135	136	10		137
136	136	137	10		138
137	137	138	10		139
138	138	139	10		140
139	139	140	10		141
140	140	141	10		142
141	141	142	10		143
142	142	143	10		144
143	143	144	10		145
144	144	145	10		146
145	145	146	10		147
146	146	147	10		148
147	147	148	10		149
148	148	149	10		150
149	149	150	10		151
150	150	151	10		152
151	151	152	10		153
152	152	153	10		154
153	153	154	10		155
154	154	155	10		156
155	155	156	10		157
156	156	157	10		158
157	157	158	10		159
158	158	159	10		160
159	159	160	10		161
160	160	161	10		162
161	161	162	10		163
162	162	163	10		164
163	163	164	10		165
164	164	165	10		166
165	165	166	10		167
166	166	167	10		168
167	167	168	10		169
168	168	169	10		170
169	169	170	10		171
170	170	171	10		172
171	171	172	10		173
172	172	173	10		174
173	173	174	10		175
174	174	175	10		176
175	175	176	10		177
176	176	177	10		178
177	177	178	10		179
178	178	179	10		180
179	179	180	10		181
180	180	181	10		182
181	181	182	10		183
182	182	183	10		184
183	183	184	10		185
184	184	185	10		186
185	185	186	10		187
186	186	187	10		188
187	187	188	10		189
188	188	189	10		190
189	189	190	10		191
190	190	191	10		192
191	191	192	10		193
192	192	193	10		194
193	193	194	10		195
194	194	195	10		196
195	195	196	10		197
196	196	197	10		198
197	197	198	10		199
198	198	199	10		200
199	199	200	10		201
200	200	201	10		202
201	201	202	10		203
202	202	203	10		204
203	203	204	10		205
204	204	205	10		206
205	205	206	10		207
206	206	207	10		208
207	207	208	10		209
208	208	209	10		210
209	209	210	10		211
210	210	211	10		212
211	211	212	10		213
212	212	213	10		214
213	213	214	10		215
214	214	215	10		216
215	215	216	10		217
216	216	217	10		218
217	217	218	10		219
218	218	219	10		220
219	219	220	10		221
220	220	221	10		222
221	221	222	10		223
222	222	223	10		224
223	223	224	10		225
224	224	225	10		226
225	225	226	10		227
226	226	227	10		228
227	227	228	10		229
228	228	229	10		230
229	229	230	10		231
230	230	231	10		232
231	231	232	10		233
232	232	233	10		234
233	233	234	10		235
234	234	235	10		236
235	235	236	10		237
236	236	237	10		238
237	237	238	10		239
238	238	239	10		240
239	239	240	10		241
240	240	241	10		242
241	241	242	10		243
242	242	243	10		244
243	243	244	10		245
244	244	245	10		246
245	245	246	10		247
246	246	247	10		248
247	247	248	10		249
248	248	249	10		250
249	249	250	10		251
250	250	251	10		252
251	251	252	10		253
252	252	253	10		254
253	253	254	10		255
254	254	255	10		256
255	255	256	10		257
256	256	257	10		258
257	257	258	10		259
258	258	259	10		260
259	259	260	10		261
260	260	261	10		262
261	261	262	10		263
262	262	263	10		264
263	263	264	10		265
264	264	265	10		266
265	265	266	10		267
266	266	267	10		268
267	267	268	10		269
268	268	269	10		

(Cont. Tabla 7.2)

270.9	290.8	310.2	10	4	14591.67	
COSTOS OPTIMOS PARA 10 CAMBIOS						
NOGA 10 DEANI	57.2	DEMEDI	61.3	LEMPIN	65.40050	3036.75

RESULTADO DE LA OPTIMIZACION

DATOS DE PLACA

MARCA	GE
KVA	25.0
TAPL	CA
FRLU	60.0
FASLS	3.0
PESO EN KGS,	
NUCLEO Y BOBES	74.0
TANALU Y ACCS	90.1
LTS DE ACEITE	189.4
RELACION	13200*127/254

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	832.39
NUMERO DE CAPACIOS	1
DEMANDA INICIAL	27.15
DEMANDA MEDIA	120.14
DEMANDA FINAL	193.18

Finalmente, seleccionando el número 4 para la variable NOSERE, obtenemos la impresión de estos tres últimos resultados a la vez, que son la carga y temperatura de operación, el envejecimiento y la optimización.

Los motivos por los cuales se muestran los resultados de carga y temperatura de operación, y envejecimiento, sujetos a condiciones iniciales de sobrecarga, fue debido a que como podemos observar en la optimización del transformador de 25 KVA, con una demanda inicial de 27.2%, permanece útil a través de su vida esperada de 30 años, esto es, no causaría envejecimiento y por lo tanto no tendríamos zonas sombreadas en las gráficas y el envejecimiento sería cero, en otras palabras, son sólo ejemplos ilustrativos y no optimizados del comportamiento del transformador al verse afectada su vida útil.

7.4 RESULTADOS DE OTROS TRANSFORMADORES

En este inciso se muestran los resultados de la optimización para transformadores de diferentes capacidades (75, 112.5, 225, 400, 500, 700 y 750 KVA's). Resultados que analizaremos en el capítulo siguiente.

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 75 KVA

DATOS DE PLACA

MARCA	IG
KVA	75.0
TIPO	GA
FREC	60.0
FASES	3.0
PESO EN KGS:	
NUCLEO Y BOBES	569.0
TANQUE Y ACCS	133.0
LTS DE ACEITE	320.0
RELACION	23000/215CC/20000-22C/127

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	832.39
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	27.15
DEMANDA MEDIA	120.14
DEMANDA FINAL	193.18

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 112.5 KVA

DATOS DE PLACA

MARKA	ESA
KVA	112.5
TIPO	HTS
FRLC	60.0
FASLS	3.0
PESO EN KGS,	
NUCLEO Y BOBES	525.0
TANQUE Y ACCS	162.0
LTS DE ACEITE	259.0
RELACION	23000/215CC/20000-22C/127

COSTES OPTIMOS :

COSTE POR KVA	838.34
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	23.72
DEMANDA MEDIA	104.93
DEMANDA FINAL	168.73

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 225 KVA

DATOS DE PLACA

MARCA	LEM
KVA	225.0
TAFU	CA
FREC	60.0
FASLS	3.0
PESO EN KGS:	
NUCLEO Y BOBES	694.0
TANQUE Y ACCS	283.0
LTS DE ACEITE	403.0
RELACION	23000/21500/20000-220/127

COSTES OPTIMOS :

COSTE POR KVA	838.34
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	23.72
DEMANDA MEDIA	104.93
DEMANDA FINAL	168.73

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 400 KVA

DATOS DE PLACA

MARKA	GE
KVA	400.0
TIPO	CATI
FREC	60.0
FASLS	3.0
PESO EN KGS:	
NUCLEO Y BOBES	1057.0
TANQUE Y ACCS	685.0
LTS DE ACEITE	769.0
RELACION	23000/21500/20000-220/127

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	838.34
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	23.72
DEMANDA MEDIA	104.93
DEMANDA FINAL	168.73

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 500 KVA

DATOS DE PLACA

MARKA	ESA
KVA	500.0
TIPO	CA
FREC	60.0
FASES	3.0
PESO EN KGS,	
NUCLEO Y BOBES	1633.0
TANQUE Y ACCS	1160.0
LTS DE ACEITE	1352.0
RELACION	23000/21500/20000-220/127

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	838.34
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	23.72
DEMANDA MEDIA	104.93
DEMANDA FINAL	168.73

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 700 KVA

DATOS DE PLACA

MARCA	ESA
KVA	700.0
TAFU	CA
FRECU	60.0
FASLS	3.0
PESO EN KGS:	
NUCLEO Y BOBES	1949.0
TANQUE Y ACCS	1500.0
LTS DE ACELITE	1142.0
RELACION	23000/21500/20000-220/127

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	847.07
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	22.17
DEMANDA MEDIA	98.07
DEMANDA FINAL	157.69

RESULTADOS OPTIMOS PARA UN TRANSFORMADOR DE 750 KVA

DAIJS DE PLACA

MARCA	ESA
KVA	750.0
TIPO	QA
FREC	60.0
FASES	3.0
PESU EN KGS:	
NUCLEO Y BOBES	1949.0
TANQUE Y ACCS	1500.0
LTS DE ACEITE	1142.0
RELACION	23000/21500/20000-220/127

COSTOS OPTIMOS :

COSTO POR KVA	847.07
NUMERO DE CAMBIOS	1
DEMANDA INICIAL	22.17
DEMANDA MEDIA	98.07
DEMANDA FINAL	157.69

8. CONCLUSIONES

Los resultados del programa OPTITRANSF nos muestran que para un transformador de distribución de 25 KVA, trifásico, tipo OA y con las características mencionadas en el Capítulo 6, la política a seguir para que opere en condiciones óptimas, esto es, con un costo mínimo será:

Montar el transformador en una zona que tenga una demanda inicial de 6.78 KVA (DEMIN=27.15%) y que considerando que el crecimiento de la demanda es a razón del 7% anual-1977 -, permanecerá en ese lugar durante los 30 años de su vida útil esperada, finalizando con una demanda media anual de 48.29 KVA (DEMFİN=193.18%), con un costo total que de acuerdo a una tasa de interés anual del 12% - 1977- será de \$ 20,809.75 referido a valor presente.

Por otro lado, los resultados de la optimización para los transformadores de distribución de 75, 112.5, 225, 400, 500, 700 y 750 KVA's, nos indican que estos transformadores deben ser montados una sola vez y para desecharlos hay que esperar a que transcurran los 30 años de su vida esperada, en ese mismo lugar. Además podemos observar que conforme aumenta la capacidad del transformador, menor será la sobrecarga que le podamos exigir.

Es importante señalar que el costo unitario promedio por KVA, en la adquisición de los diferentes transformadores analizados, se consideró igual a \$ 500.00.

En la práctica, este precio varía dependiendo de la capacidad del transformador, como se muestra en la figura 8.1:

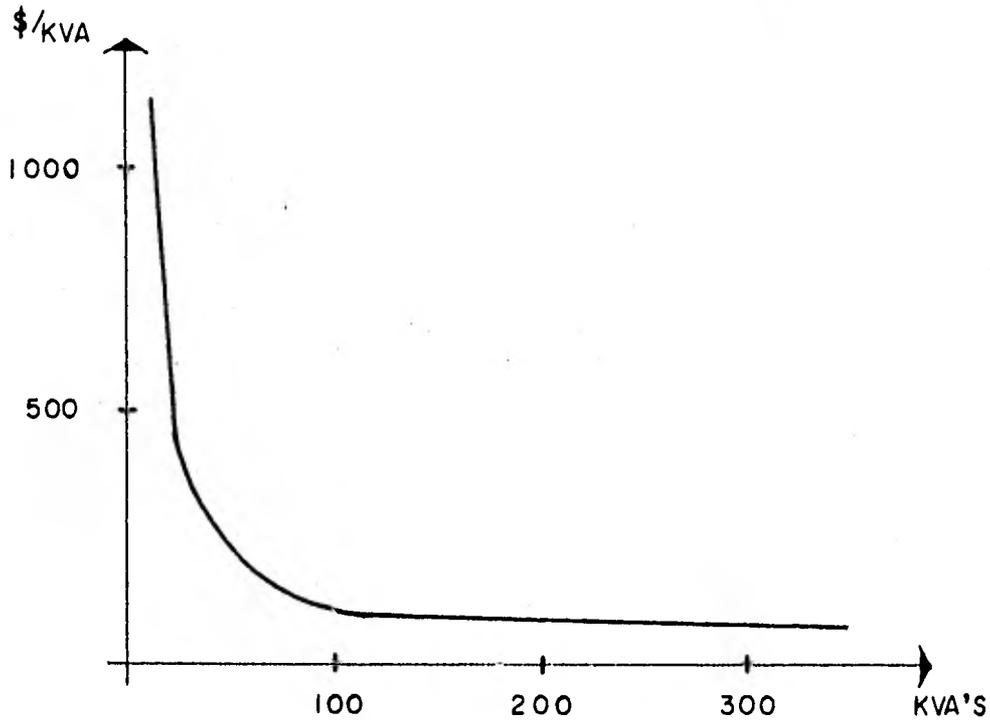


Figura 8.1

Debido a que el presente estudio se dedicó principalmente a la optimización de un transformador de 25 KVA, por cuestiones de comodidad en el manejo del programa se dejó este precio. Si se deseara analizar el costo unitario real para los transformadores de diferentes capacidades, habría que considerar un factor que se obtendría de la figura anterior.

Otra observación importante, es que todos los datos de entrada al programa fueron para el año de 1977; por lo tanto, todos los resultados fueron para el mismo año. Esto se debió a las complicaciones que se tuvieron durante la elaboración de este trabajo en la actualización del archivo de datos, por causas de fuerza mayor.

9. BIBLIOGRAFIA

Transformers for the Electric Power Industry

Richard L. Beam
Nicholas Chackan
Harold R. Moore
Edward C. Wentz

Editorial: McGraw - Hill Book Company, Inc. 1959

Transformer Engineering

L.F. Blume
A. Boyajian
G. Camilli
T. C. Lendox
S. Minneci
V. M. Montsinger

Editorial: John Wiley & Sonss, Inc. 1954

Aceite Aislante para Transformadores e Interruptores

Raúl Mendez Albores

Editorial: Vega, Preedición 1978.

Ingeniería Económica

George A. Taylor

Editorial: LIMUSA, 1976

Técnicas de Análisis Económico para Administradores de Ingenieros.

John R. Canada

Editorial: Diana, 1977

El Enfoque de Sistemas

Dr. Víctor Gerez Greiser

M. en C. Manuel Grivalva

Editorial: LIMUSA, 1976

Máquinas de Corriente Alterna

Michael Liwschitz - Garik

Clyde C. Whipple

Editorial: C.E.C.S.A., 1978

Máquinas Electromagnéticas y Electromecánicas

Leander W. Matsch

Editorial: Representaciones y Servicios de Ingeniería, S, A., 1974

Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas

Cálculo del Costo de las Pérdidas en Transformadores de Distribución.

Ing. Pelayo Fernández Villalobos

Mayo 1978, Vol. 2, Núm. 5.

Boletín del Instituto de Investigaciones Eléctricas

Mayo 1979, Vol. 3, Núm. 5

Ponencia de la C.F.E. "Optimización de Capacidad en
Transformadores"

Ing. Pelayo Fernández Villalobos
Departamento de Laboratorio
Enero, 1971