

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

**ANALISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL DIMENSIONAMIENTO
DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA UNIDAD DE GAS NUMERO 6
DE LA CENTRAL TERMICA DE ESCUINTLA.**

TESIS

**PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR**

MAURICIO DE LA TORRE ARMENGOL

**AL CONFERIRSELE EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Guatemala, octubre de 1,995

**PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central**

08
T(3682)
C-4

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de tesis titulado:

**ANALISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL DIMENSIONAMIENTO
DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA UNIDAD DE GAS NUMERO 6
DE LA CENTRAL TERMICA DE ESCUINTLA.**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica - Eléctrica con fecha 21 de mayo de 1,992 y número EIME.105.92.



Mauricio de la Torre Armengol

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Julio Ismael González Podszueck
Vocal 1°:	Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
Vocal 2°:	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
Vocal 3°:	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
Vocal 4°:	Br. Fernando Waldemar de Leon Contreras
Vocal 5°:	Br. Pedro Ignacio Escalante Pastor
Secretario:	Ing. Francisco Javier González López

**TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO**

DECANO:	Ing. Jorge Mario Morales González
EXAMINADOR:	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR:	Ing. Edgar Florencio Montufar Urizar
EXAMINADOR:	Ing. Enrique Edmundo Rufz Carballo
SECRETARIO:	Ing. Edgar Aurelio Bravatti Castro

Guatemala. 25 de noviembre de 1,993

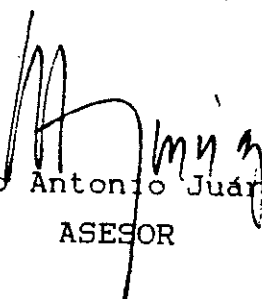
Ingeniero
Angel Jesús García Martínez
Coordinador del Area de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero García:

Por este medio me dirijo a usted para informarle que conjuntamente con el estudiante Mauricio de la Torre Armengol, hemos revisado el trabajo de tesis titulado "ANALISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA UNIDAD DE GAS NUMERO SEIS DE LA CENTRAL TERMICA DE ESCUINTLA", el cual he encontrado muy satisfactorio y en mi opinión llena los requisitos necesarios para su aceptación.

En tal sentido, me permito solicitarle que sea aprobado, en el entendido de que tanto el estudiante como el asesor nos hacemos responsables de su contenido, conclusiones y recomendaciones.

Atentamente,


Ing. Marco Antonio Juárez López
ASESOR



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 7 de septiembre de 1,995

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director.

Me permito dar aprobación al trabajo de tesis titulado: Análisis del problema generado por el mal dimensionamiento del transformador principal de la unidad de gas número 6 de la Central Térmica de Escuintla, desarrollado por el señor Mauricio de la Torre Armengol.

Sin otro particular, me suscribo de usted, atentamente.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. Garcia Martínez
Coordinador Area de Potencia

AJGM/sdem.

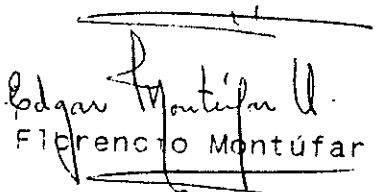


FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el visto bueno de Coordinador de Área, al trabajo de Tesis del estudiante Mauricio de la Torre Armengol, titulada: "ANALISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA UNIDAD DE GAS NUMERO 6 DE LA CENTRAL TERMICA DE ESCUINTLA"; procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar Florencio Montúfar Urizar
Director

Guatemala, 28 de septiembre de 1995



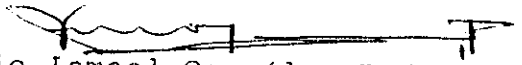
FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

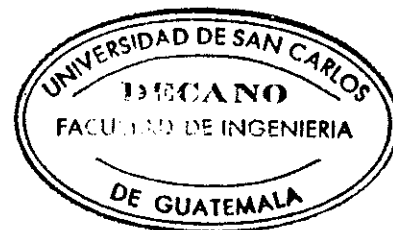
Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de tesis: "ANÁLISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA UNIDAD DE GAS NUMERO 6 DE LA CENTRAL TERMICA DE ESCUINTLA"; procede a la autorización de la impresión de la misma.

IMPRIMASE


Ing. Julio Ismael González Podszueck

Decano



Guatemala, 19 de octubre de 1995

ACTO QUE DEDICO

A:

MIS PADRES

**Carlos de la Torre García, q.e.p.d.
Nuria Armengol de de la Torre**

MI ESPOSA

Lucrecia Escamilla de de la Torre

MI HERMANO

Carlos de la Torre Armengol

MI FAMILIA

AGRADECIMIENTO

A mi asesor, Ing. Marco Antonio Juárez López.

A la Universidad de San Carlos de Guatemala.

A Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.

**ANÁLISIS DEL PROBLEMA GENERADO POR EL MAL
DIMENSIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA
UNIDAD DE GAS NÚMERO 6 DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ESCUINTLA**

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

INDICE

	Página
Lista de ilustraciones y tablas.....	i
Definición de simbología.....	iii
Abreviaturas.....	v
Glosario.....	vii
Introducción.....	ix
Capítulo 1: Descripción global del problema.....	1
Capítulo 2: Datos del equipo en operación.....	4
2.1 Transformador.....	4
2.1.1 Datos de placa.....	4
2.1.2 Datos reales de operación	6
2.2 Generador.....	8
2.2.1 Datos de placa.....	9
2.2.2 Otros datos del fabricante.....	9
2.2.3 Curva de capacidad.....	10
2.2.4 Datos reales de operación.....	11
2.2.5 Sistema de excitación.....	12
2.3 Ajuste de la protección de sobrevoltaje.....	14
Capítulo 3: Análisis técnico del problema.....	16
3.1 Voltajes y sobrevoltajes.....	16
3.2 Flujos de carga.....	21

Capítulo 4:	Solución al problema.....	29
4.1	El autotransformador.....	29
4.2	Características eléctricas.....	31
4.3	Viabilidad técnica.....	31
4.4	Pérdidas eléctricas.....	33
4.5	Comportamiento esperado.....	34
4.6	Flujos de carga.....	39
Capítulo 5:	Cambios necesarios en la subestación existente.....	45
Capítulo 6:	Evaluación económica de la solución al problema.....	50
	 Conclusiones.....	 58
	 Recomendaciones.....	 60
Apendice A:	Diagramas unifilares y curva de capacidad del generador.....	61
Apendice B:	Placas del transformador y autotransformador.....	65
Apendice C:	Probabilidad de falla del transformador.....	68
	 Bibliografía.....	 x

LISTA DE ILUSTRACIONES Y TABLAS

		Página
Figura 2.1	Diagrama vectorial de conexión.	5
Figura 2.2	Colocación de los diodos del excitador del generador.	13
Figura 2.3	Conexión del regulador de voltaje.	15
Figura 3.1	Cambio en el voltaje, como función de la potencia reactiva.	18
Figura 3.2	Diagrama unifilar de la Unidad de Gas No. 6, esquema original.	23
Figura 4.1 a	Transformador convencional.	30
Figura 4.1 b	Autotransformador.	30
Figura 4.2	Diagrama unifilar de la Unidad de Gas No. 6, con autotransformador.	40
Figura 5.1	Subestación original.	46
Figura 5.2	Subestación con el autotransformador.	48
Figura A.1	Diagrama unifilar.	62
Figura A.2	Diagrama unifilar.	63
Figura A.3	Curva de capacidad del generador.	64
Figura B.1	Placa del transformador.	66
Figura B.2	Placa característica del autotransformador.	67

Tabla 2.1	Valores de impedancia de transformador a distintas potencias.	6
Tabla 2.2	Valores de voltaje y corrientes.	7
Tabla 3.1	Resumen de resultados de los flujos de carga.	27
Tabla 3.2	Variación de voltaje al variar la carga real.	28
Tabla 4.1	Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 2-2	35
Tabla 4.2	Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 3-3	36
Tabla 4.3	Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 4-4	37
Tabla 4.4	Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 5-5	38
Tabla 4.5	Resumen de resultados de los flujos de carga	43
Tabla 4.6	Resumen de resultados de los flujos de carga	44
Tabla C.1	Datos estadísticos de fallas de transformadores	70

SIMBOLOGIA



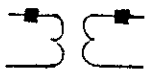
Interruptor de potencia.



Transformador de corriente (CT).

300/5 = relación de transformación

(3) = cantidad



Transformador de potencial (PT).

480/120 = relación de transformación



Interruptores de control e instrumentación.

AS = Ammeter Switch (Selector de amperímetro)

CS = Control Switch (Interruptor de control)

SS = Synchronizing Switch (Interruptor de sincronización)

TS = Test Switch (Interruptor de prueba)

VS = Voltmeter Switch (Selector de voltímetro)



Resistencia.



Fusible.



Conector.



Conexión a tierra física.

(kw)

Medidores.

A = Amperios

F = Frecuencia

V = Voltaje

W = vatios

VAR = Voltioamperios reactivos

PF = Factor de potencia

WH = vatios - hora

(No.)

Relevador de protección.

- | | |
|----|---|
| 25 | Relé de sincronización |
| 27 | Relé de bajo voltaje |
| 32 | Relé direccional de potencia |
| 40 | Pérdida de excitación |
| 49 | Relé de temperatura |
| 50 | Relevador instantáneo de sobrecorriente |
| 51 | Relevador retardado de sobrecorriente |
| 59 | Relé de sobrevoltaje |
| 60 | Relé de balance de voltaje |
| 63 | Relé de sobrepresión |
| 81 | Relevador de frecuencia |
| 86 | Relevador de bloqueo |
| 87 | Protección diferencial |

ABREVIATURAS

- SF₆:** Esta es la fórmula química del producto conocido como hexafluoruro de azufre.
- f.p:** Factor de potencia.
- MVA:** Megavoltioamperios. 10⁶ voltioamperios.
- LV:** Del inglés "low voltage" que significa bajo voltaje.
- HV:** Del inglés "high voltage" que significa alto voltaje.
- KV:** Kilovoltios. 10³ voltios.
- V:** Voltios.
- I:** Corriente.
- A:** Amperios.
- W:** Del inglés "Watt" que significa vatio.
- KW:** 10³ vatios.
- OA:** Del inglés "oil-air" o aceite y aire, que indica los elementos en transferencia para la disipación de calor de los transformadores.

- FA:** Del inglés "forced air" o aire forzado en el enfriamiento de transformadores.
- PT:** Del inglés "potential transformer" o transformador de potencial.
- CT:** Del inglés "current transformer" o transformador de corriente.
- Seg.:** Segundos.
- Hz:** Del inglés "Hertz" o ciclos.
- i:** Conjugado de la corriente.
- V:** Conjugado del voltaje.

GLOSARIO

ANSI:

El ANSI es el American National Standards Institute o Instituto Nacional Americano de Estándares y es una federación de organizaciones involucrada en la creación de normas (o estándares) que cubre todo el espectro de normativos.

Aislamiento Clase F:

El aislamiento se clasifica en diferentes categorías o clases, la F es sólo una de ellas. La clasificación surge del tipo de material que compone el aislamiento (algodón, papel, mica, cerámica, fibras o resinas, etc.) y del comportamiento y deterioro que tiene éste ante la temperatura que le rodea.

Barra infinita:

Usualmente cuando se analiza un subsistema que es únicamente fracción de todo un sistema eléctrico, como es el Sistema Nacional Interconectado, se define al resto del sistema como una barra infinita, que tiene la particularidad de mantenerse constante en sus características, aunque las variaciones en el subsistema analizado sean considerables.

Derivaciones:

Las derivaciones (en inglés "taps") son los puntos de una bobina a la que puede conectarse algo. En los transformadores, son generalmente, las posiciones a las que pueden conectarse los terminales de alta tensión.

Energía:

Se puede definir como energía a la potencia que produce o consume un dispositivo a lo largo del tiempo y comúnmente se expresa como kilovatios horas (KWh).

Fasor:

Es la representación de una variable compleja, como por ejemplo, un voltaje o una corriente, en forma de un vector cuya magnitud (o módulo) es la magnitud de la variable que representa y su ángulo que respecto al eje horizontal se conoce como ángulo de fase. Es similar a la notación polar.

Inducido:

Se conoce como inducido o devanado inducido de una máquina eléctrica a aquella bobina en la que se forma una diferencia de potencial entre sus terminales al hacer circular un campo magnético por su núcleo, por lo que no se encuentra eléctricamente conectada a ninguna fuente de voltaje y, por lo general, está conectada a la carga a la cual alimenta.

Potencia real:

Se conoce como potencia real a la capacidad que tiene un dispositivo de realizar trabajo. En electricidad, se expresa como el producto entre la corriente que fluye por el dispositivo; la tensión aplicada a este y coseno del ángulo entre los fasores de corriente y voltaje. Su unidad de medida es el vatio (W).

Nivel Básico de Impulso:

Generalmente se conoce como el BIL del transformador, y viene de las palabras en inglés Basic Impulse Level, las que son la forma abreviada de Basic Lightning Impulse Insulation Level. Traduciendo la última expresión, tenemos: nivel básico de aislamiento ante impulso atmosférico. Es pues éste el nivel de voltaje que puede resistir el aislamiento de una máquina eléctrica ante una descarga electroatmosférica.

INTRODUCCIÓN

Guatemala ha experimentado, año con año, un crecimiento constante, como resultado de los índices de natalidad, inmigraciones del campo hacia los centros productivos del país, etc., que se refleja en el aumento de las urbanizaciones, proyectos habitacionales, asentamientos, centros comerciales, centros industriales, etc.

Este crecimiento ha traído como consecuencia un proporcional aumento en la demanda de energía eléctrica y, por consiguiente, la necesidad de incrementar el número de redes de transmisión, distribución, subestaciones de transformación y sobre todo, un aumento en la necesidad de generación de energía eléctrica para poder suplir de este servicio a las áreas de crecimiento o centros de carga, lo cual se torna cada vez más difícil con el paso de los años; dificultad que se ve agravada debido a la creciente crisis económico-financiera que afronta el país y sobre todo, aquellas instituciones que dependen en forma directa o indirecta de las políticas económicas y de gobierno que dicta el Estado.

Esta crisis de generación llegó a niveles indeseables a mediados de 1,991 cuando por factores climáticos las plantas de generación hidráulica, de la que depende mayormente el suministro de energía eléctrica, se encontraron incapacitadas para suministrarla. En vista de esto, la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. debió optar por la adquisición e instalación de una unidad generadora de aproximadamente 51.6 MW ISO, la cual se instalaría en dos fases. La primera de ellas, finalizada en diciembre de ese mismo año; se trató de un turbina de gas con capacidad de aproximadamente 32 MW ISO y la cual es el foco de estudio del presente trabajo. La segunda fase de este proyecto contemplaba la instalación de una caldera de recuperación para aumentar la potencia en los 19 MW ISO restantes y cuya instalación se finalizó en marzo de 1,993, por lo cual no se consideró dentro del estudio llevado a cabo, y quedó el campo abierto para quien desee hacer un análisis complementario posterior a este respecto.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GLOBAL DEL PROBLEMA

Se sabe, por el estudio del comportamiento de las máquinas síncronas, que el voltaje en los terminales (V_t) de un generador de rotor cilíndrico de dos polos, como es el que nos ocupa, es función de la fuerza electromotriz inducida por el campo magnético de excitación (E_f), así como de la caída de voltaje producida en la reactancia de reacción de inducido o de armadura (X_m), en la resistencia del devanado inducido (R_a) y en la reactancia de dispersión del devanado inducido (X_d), por la corriente de inducido (I_a), lo que nos da como resultado la ecuación:

$$V_t = E_f - jI_a X_m - I_a(R_a + jX_d) \quad (1.1)$$

En la que, si definimos la reactancia síncrona (X_s) como la suma de las reactancias de armadura y dispersión, obtenemos:

$$V_t = E_f - I_a(R_a + jX_s) \quad (1.2)$$

de donde se puede concluir que si se tiene un voltaje dado en terminales, entonces nuestro voltaje inducido, sólo podrá variar en relación con el voltaje en terminales:

$$E_t = V_t + I_a(R_a + jX_s) \quad (1.3)$$

Pues bien, si tenemos un voltaje en terminales fijo, debido a que la red eléctrica a la que vamos a conectar nuestro generador que nos impone este voltaje, la única forma de ajustarnos a él es variando la excitación del generador hasta lograr dicho nivel, tanto durante la sincronización de la máquina con el sistema, como durante la operación.

Este es el caso en cuestión, pues debido a un error en la especificación del voltaje del lado de alta tensión del transformador principal de la unidad generadora, es necesario sobreexcitar el generador lo suficiente como para lograr llegar al voltaje de barra, lo que trae como consecuencia, que menos cantidad de potencia reactiva pueda ser entregada al sistema, llegando a tener disparos por sobrevoltajes al excitar la máquina casi a sus límites, para poder generar potencia reactiva.

Es entonces el marco de nuestro problema, una situación anormal en la que se ha de operar el generador de la Unidad de Gas Número 6, de la Central Térmica de Escuintla, a casi sus límites superiores de voltaje, con limitaciones en generación de potencia reactiva, por lo que se están desaprovechando características de la máquina, así como la operación del transformador principal de potencia de dicha unidad arriba de sus voltajes de diseño, ya que este transformador fue diseñado para operar a 63,000 voltios nominales o un máximo de 66,167 voltios y fue conectado a una red de 69,000 voltios +/- 5%. Esto se aclarará en detalle en los siguientes capítulos.

El análisis matemático del problema, que permite aclarar las ideas expresadas en los párrafos anteriores, se encuentra en el capítulo 3, donde podrá apreciarse la verdadera magnitud del mismo, así como la importancia que representa su solución.

Cabe mencionar que la operación idónea de un sistema eléctrico, no ha de requerir una alta generación de energía reactiva para ser consumida por los usuarios del servicio, pues esto representa pérdidas para las empresas de generación, transmisión y distribución. Sin embargo, es necesario que cualquier unidad generadora pueda aportar, sin limitaciones innecesarias, niveles adecuados de potencia reactiva.

CAPÍTULO 2

DATOS DEL EQUIPO EN OPERACIÓN

En el presente capítulo, se hace una descripción del equipo existente y en operación en la actualidad en la Unidad de Gas Número 6, y se enumerarán las diferentes características del equipo en cuestión (generador, transformador, y protección) que tengan relación directa con el problema que se está tratando, evitando en lo posible nombrar aquellos datos que no sean relevantes o de utilidad para los cálculos. Todo el equipo aparece en el diagrama unifilar de las figuras A.1 y A.2.

2.1 Transformador

El transformador principal de potencia utilizado para elevar el voltaje del generador al voltaje de la subestación es un transformador trifásico, inmerso en aceite, con conexión en estrella aterrizada en el lado de alta tensión y delta en el lado de baja tensión. Cuenta con enfriamiento forzado por aire, a base de dos etapas de ventilación para una potencia máxima total de 65.333 MVA.

2.1.1 Datos de placa

Si bien el transformador puede ser usado para dos voltajes en el lado de alta, 121 KV ó 63 KV, sólo se incluirán los datos de placa correspondientes al uso actual, 63 KV. Sin embargo, se incluye copia de la placa original en la figura B.1.

Como datos principales de diseño, entre los que se incluyen las potencias y los voltajes de operación, tenemos:

NÚMERO DE FASES:	3
CICLOS:	60
CLASE:	OA/FA/FA(2)
LÍQUIDO DE AISLAMIENTO:	ACEITE
RELACIÓN DE VOLTAJE:	63/ 12.47 KV
ALTURA DE OPERACIÓN:	3300 ft
CONEXIÓN (Figura 2.1):	Ynd1
NIVEL BÁSICO DE IMPULSO PARA ONDA COMPLETA (KV):	HV= 550
	HO= 110
	X = 110

POTENCIAS:

35000/46667 KVA OA/FA A UN INCREMENTO DE TEMPERATURA DE 55°C

52267/65333 KVA FA/FA(2) A UN INCREMENTO DE TEMPERATURA DE 65°C

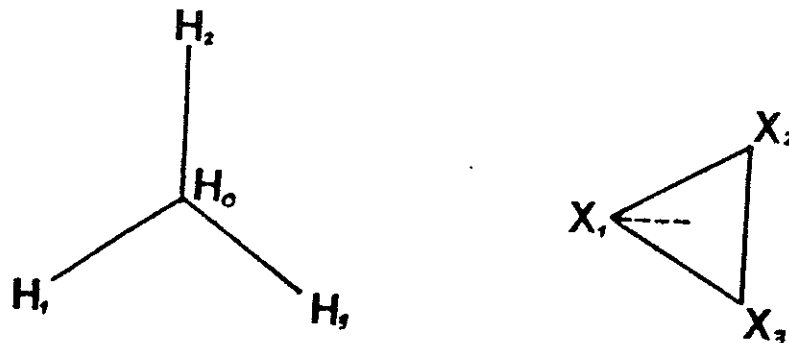


Figura 2.1

Diagrama vectorial de conexión.

La tabla 2.1 presenta las impedancias del transformador para sus diferentes potencias. Para esto, los fabricantes toman como temperatura ambiente base los 20°C, por lo que si al valor de temperatura de la tabla 2.1 le restamos el valor de temperatura ambiente base, se obtienen los valores de incremento que aparecen en los datos de potencia de la página anterior.

% Z a 63 KV	KVA BASE	°C
7.38	35000	75
9.74	46667	75
10.98	52267	85
13.70	65333	85

Tabla 2.1

Valores de Impedancia del Transformador
a distintas potencias.

En la tabla 2.2, se presentan los diferentes valores de voltaje de diseño, de acuerdo con cada posición de las derivaciones (o taps). Como dato adicional, se han incluido los valores de corriente nominal de carga para cada posición.

2.1.2 Datos reales de operación

Como se observa en los datos de placa del transformador principal de potencia, éste está diseñado para un voltaje de 63,000 voltios en el lado de alta tensión, con su respectivas derivaciones, y de 12,470 en el lado de baja tensión. El transformador se instaló para operar en un voltaje nominal de 66,167 voltios, que corresponde a la posición 1-1 en los taps. Si dividimos el voltaje nominal del

lado de alta tensión entre el voltaje de baja tensión, se obtiene la relación de transformación, que da como resultado 5.31.

IX. VANAIXO	VOLTIOS	AMPERIOS OA 55 °C	AMPERIOS FA 55 °C	AMPERIOS FA 65 °C	AMPERIOS FA(2) 65 °C	POSICION DEL TAP No. 1	POSICION DEL TAP No. 2
IV	66167	305	407	456	570	1	1
IV	64624	313	417	467	584	2	2
IV	63000	321	428	479	599	3	3
IV	61882	327	435	488	610	4	4
IV	60510	334	445	499	623	5	5
IV	58968	343	457	512	640	6	6
IV	57425	352	459	525	657	7	7
LV	12470	1620	2161	2420	3025		

Tabla 2.2

Valores de voltaje y corriente.

Generalmente, se diseña un sistema de 69,000 voltios (como el de Guatemala), para operar con una variación de +/- 5%, es decir, en un rango de 65,550 a 72,450. Sin embargo, se observó durante todo el año 1992 que el voltaje presente en la barra de 69,000 voltios de la subestación de la Central Térmica de Escuintla varía en valores entre 68,000 y 73,800 voltios, lo que da como resultado una variación entre 12,815 y 13,900 voltios para la barra de baja tensión del transformador¹. Cabe mencionar, que el voltaje en la subestación está impuesto por condiciones de operación del

1. La norma ANSI C.57.12.00 en su punto 4.1.6.1 indica que un transformador puede operar al 105% de su voltaje con carga, a 60 Hz, 0.8 fp. Si este fuera para 69 KV +/- 5%, para la posición de 72.45 KV

Sistema Nacional Interconectado, como un todo, no únicamente de la operación de la Unidad de Gas Número 6. Ahora bien, aunque existe este rango de operación de estas barras, es alrededor de 71,000 a 72,100 voltios donde generalmente se opera para el lado de alta y 13,400 a 13,600 voltios para el lado de baja del transformador.

2.2 Generador

El generador de la Unidad de Gas Número 6 de la Central Térmica de Escuintla es un generador dos polos, de rotor cilíndrico, enfriado por aire, con un sistema de excitación sin escobillas.

El núcleo del estator del generador está fabricado sobre un marco o estructura de acero que consiste en laminaciones estampadas de acero, aisladas por capas de barniz en ambos lados. Están prensadas por platos de acero y fijadas en su posición bajo presión, que se traslapan para evitar pérdidas y corrientes parásitas circulantes. Los devanados del estator están hechos de cobre, colocados en dos capas distribuidas uniformemente y conectados en estrella aterrizada.

El rotor está construido de una aleación de acero sólida, o maciza. Los devanados se ubican en ranuras maquinadas a lo largo del rotor y están fabricados de cobre. Adicionalmente, el rotor está provisto de devanados de compensación para evitar daños por la presencia de corrientes de secuencia negativa.

La excitación, de la que se hablará más adelante, es del tipo sin escobillas, es decir que va montado sobre el eje del rotor.

podría soportar 76.1 KV, lo cual nunca se ha alcanzado en ese punto del sistema.

2.2.1 Datos de placa

A continuación, se presentan los datos de placa del generador instalado en la Unidad de Gas Número 6.

SALIDA:	61,765 KVA
RPM:	3,600
VOLTS:	12,470
AMPS:	2,879
F. P.:	0.850
FASES:	3
CICLOS:	60
CONEXIÓN:	Estrella aterrizada
VOLTAJE EXCITACIÓN:	183
CORRIENTE EXCITACIÓN:	930
TIPO:	TURBO GENERADOR
ESPECIFICACIÓN:	ANSI C50.14
TEMPERATURA:	15°C
ALTITUD:	Hasta 1,000 metros
ENFRIAMIENTO:	Aire
AISLAMIENTO:	Clase F

2.2.2 Otros datos del fabricante

Entre otros datos técnicos que usualmente proporcionan los fabricantes, las impedancias pueden ser de relevante importancia para los cálculos del comportamiento de la máquina en el sistema eléctrico en la que opera, así como las constantes de tiempo. A continuación, se presentan estos y otros datos del generador.

Son entonces estos datos los siguientes:

RESISTENCIA DEL ROTOR (20°C)	(Ohms)	0.140
RESISTENCIA DE ESTATOR (20°C)	(Ohms)	0.0037
REACTANCIA SÍNCRONA	(X_d)	249.0 %
REACTANCIA TRANSITORIA	(X'_d)	23.1 %
REACTANCIA SUBTRANSITORIA	(X''_d)	15.6 %
REACTANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA	(X_2)	19.2 %
REACTANCIA DE SECUENCIA CERO	(X_0)	10.3 %
REACTANCIA SÍNCRONA EN CUADRATURA	(X_q)	250.0 %
REACTANCIA TRANSITORIA EN CUADRATURA	(X'_q)	27.5 %
REACTANCIA SUBTRANSITORIA EN CUADRATURA	(X''_q)	19.0 %
CONSTANTE TRANSITORIA CORTO CIRCUITO	(T'_d)	0.6 Seg.
CONSTANTE SUBTRANSITORIA CORTO CIRCUITO	(T''_d)	0.03 Seg.

2.2.3 Curva de Capabilidad

La curva de capabilidad, tal y como lo indica su nombre, es la curva que determina la capacidad de entregar potencia en generación de la máquina eléctrica en períodos de régimen de estado estable. La curva de capabilidad puede definirse, entonces, como la carta de operación del generador eléctrico.

Generalmente, para la elaboración de las curvas de capabilidad de un generador síncrono, se hacen algunas simplificaciones:

- a. No se toma en cuenta el efecto de saturación magnética del hierro, ya que las máquinas operan por debajo del punto en que dicho efecto es notable.

- b. Para máquinas de rotor cilíndrico, como el generador en cuestión, se utiliza la reactancia síncrona X_d . Esto es debido a que la reactancia síncrona del eje de cuadratura es aproximadamente igual. Para el caso que se está analizando, $X_d = 249\%$ y $X_q = 250\%$.
- c. Se desprecian los efectos de la resistencia y capacitancia.

Con estas simplificaciones, es posible describir el comportamiento de la máquina, partiendo de su diagrama fasorial de tensiones y corrientes.

La curva de capacidad del generador se presenta en la figura A.3.

2.2.4 Datos reales de operación

Como se mencionó en el punto 2.1.2, los voltajes a los que debió operar la barra de baja tensión del transformador de la Unidad de Gas No. 6 variaban de 12,815 a 13,757 voltios.

Pues bien, cuando se requiere sincronizar un generador, es necesario, entre otras cosas, que el voltaje en los terminales del generador se encuentre al mismo nivel que el voltaje de la barra a la que se piensa sincronizar.

Debido a que en este caso, la sincronización se lleva a cabo entre la barra de bajo voltaje del transformador principal y los terminales del generador (como usualmente se hace), los voltajes de operación del generador presentaron también una variación entre 12,815 y 13,900 voltios.

Cabe indicar que la tendencia de los voltajes (en este caso) ha sido de mantenerse cerca al límite superior del rango de operación. Esto es debido a la operación del Sistema Nacional.

Adicionalmente, el generador tiene el centro de la estrella del estator aterrizada a través de una resistencia de 80 ohmios, 100 amperios.

2.2.5 Sistema de excitación

Como se dijo antes, el sistema de excitación del generador es del tipo que no utiliza escobillas, es decir, no tiene elementos que sufran desgaste mecánico. Está ubicado en una prolongación del eje del rotor del generador, sobre el cual está el devanado inducido del excitador y los diodos de rectificación. Por otro lado, en su estator se encuentra el devanado de campo.

En la figura 2.2, se observa la colocación de los diodos en el eje del generador. Como se observa, cada diodo está protegido por su respectivo fusible, con lo cual, cuando un diodo falla por corto circuito, el fusible se abre. El generador puede generar hasta un 85% de su potencia con dos de sus diodos abiertos, ya sea en el fusible o en ellos mismos.

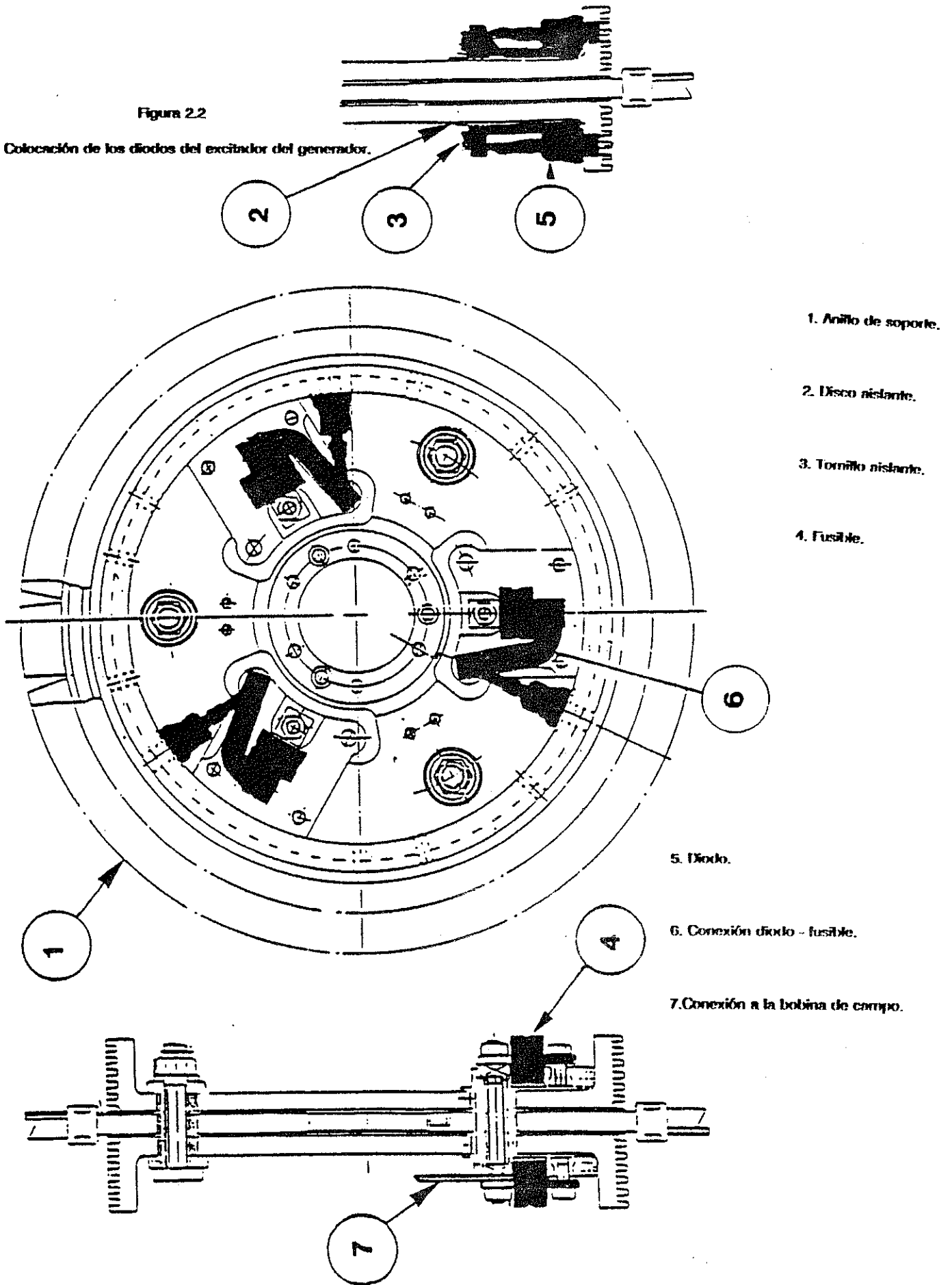
Para que el generador pueda producir potencia eléctrica, su campo magnético debe ser excitado y controlado. El regulador de voltaje es el sistema que permite controlar el voltaje del generador a aproximadamente 12.47 KV; esto es si se controla la intensidad del campo magnético del rotor.

Hay que recordar que para sincronizar un generador con un sistema eléctrico es necesario, entre otras cosas, contar con un nivel de voltaje igual al del sistema.

El sistema de excitación que utiliza la Unidad de Gas Número 6 es del tipo MAVR, que viene de las iniciales de su nombre en el idioma Inglés Modular Automatic Voltage Regulator, cuya traducción significa Regulador Modular Automático de Voltaje. El MAVR está diseñado para regulación de voltaje automática y semimanual y puede pasarse de un modo al otro aun durante la operación, simplemente con accionar un interruptor.

Figura 2.2

Colocación de los diodos del excitador del generador.



En la figura 2.3 se muestra el diagrama unifilar simplificado del generador, en el cual se puede observar la conexión del regulador de voltaje y su esquema de control. El regulador de voltaje utiliza un transformador de potencial (PT), como elemento de transición para medir el voltaje en el generador; éste tiene una relación de 12KV a 120 voltios (100:1). Cuando se opera en control automático de voltaje, el MAVR compara el valor de voltaje presente con el que tiene programado, ajustando los valores de la intensidad de campo a modo de mantener un voltaje adecuado.

2.3 Ajuste de la protección de sobrevoltaje

El generador de la Unidad de Gas Número 6 cuenta con protección de sobrevoltaje y de bajo voltaje, indicados normalmente en los diagramas eléctricos como 59 y 27. Ambos lo pueden proteger en caso de un mal funcionamiento del regulador de voltaje; en vista de que debido a períodos transitorios causados por operaciones o perturbaciones del sistema eléctrico al que se conecta el generador, pueden existir bajos voltajes y sobrevoltajes; ambos dispositivos de protección cuentan con un pequeño retardo en su accionar, para evitar disparos innecesarios. Asimismo, cuando se opera en una situación de un voltaje superior al nominal, es muy probable llegar a los puntos máximos de operación y que ocurran disparos; pues bien, éste es el caso; en los cálculos presentados en el capítulo 3, se podrá observar cómo al aumentar la excitación para generar energía reactiva, aumenta el voltaje en terminales, llegándose sobrevoltajes.

El relevador de sobrevoltaje está ajustado a 140 voltios, lo cual a través de un PT de relación 100:1, para 12 KV representa un voltaje en los terminales del generador de 14.0 KV, con un retardo de 10 segundos.

El relevador de bajo voltaje está ajustado a 127 voltios, lo cual a través de un PT de relación 100:1, para 12 KV, representa un voltaje en los terminales del generador de 12.7 KV, con un retardo de 10 segundos.

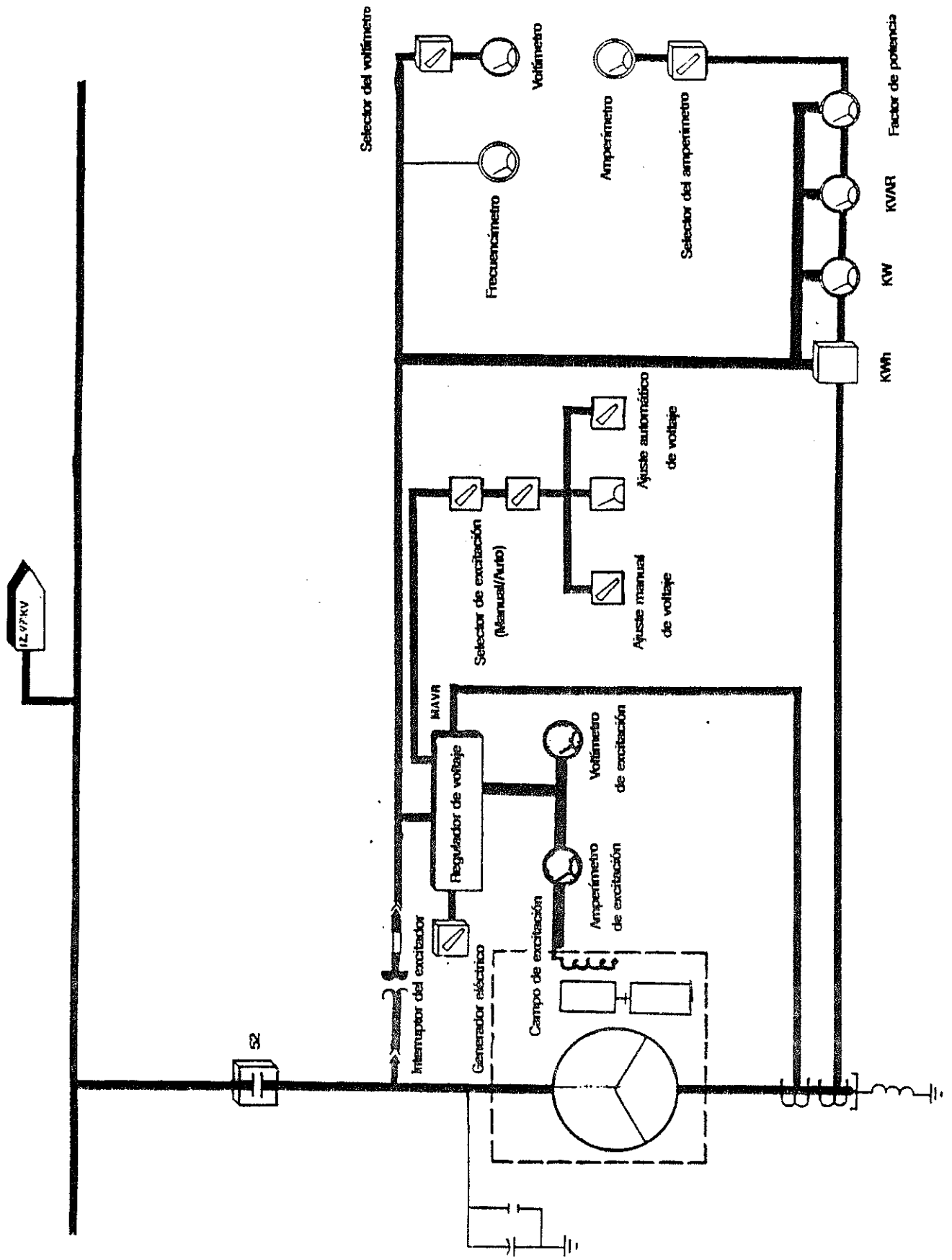


Figura 2.3
 Conexión del regulador de voltaje.

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS TÉCNICO DEL PROBLEMA

Para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia, es deseable para cada punto o nodo, conocer el valor de la potencia real (P), la potencia reactiva (Q), el voltaje (V) y el ángulo de fase del voltaje (α) para ciertas condiciones dadas de operación.

Como se mostrará en la sección 3.1, existe una estrecha relación entre el voltaje y la potencia reactiva en cada punto del sistema que se analice.

3.1 Voltajes y sobrevoltajes

Así como es posible determinar que la frecuencia de un sistema es función del balance entre la potencia real generada y la potencia real demandada, también es posible determinar que el nivel de voltaje en un punto del sistema está íntimamente ligado con el balance de la potencia reactiva en dicho punto.

Si bien es cierto que la generación de potencia reactiva no es exclusivamente un trabajo que deben desarrollar las unidades de generación, sino que puede ser desempeñado por capacitores

estáticos o por condensadores síncronos estratégicamente colocados, es usual que durante las horas pico en el consumo de energía eléctrica en un sistema aumente tanto en consumo de potencia real, como de potencia reactiva, por lo que las unidades generadoras deben proveer ambos, aunque no necesariamente en forma proporcional una con otra.

Para que esta situación sea fácilmente comprendida se hará el análisis cualitativo de dos barras de un sistema, unidas por una línea de transmisión, como se aprecia en la figura 3.1a. En la barra dos de dicha figura, se ha colocado una carga $P + jQ$; como no existe generación en esta barra, la carga debe ser transportada desde la barra 1, a través de una línea de transmisión.

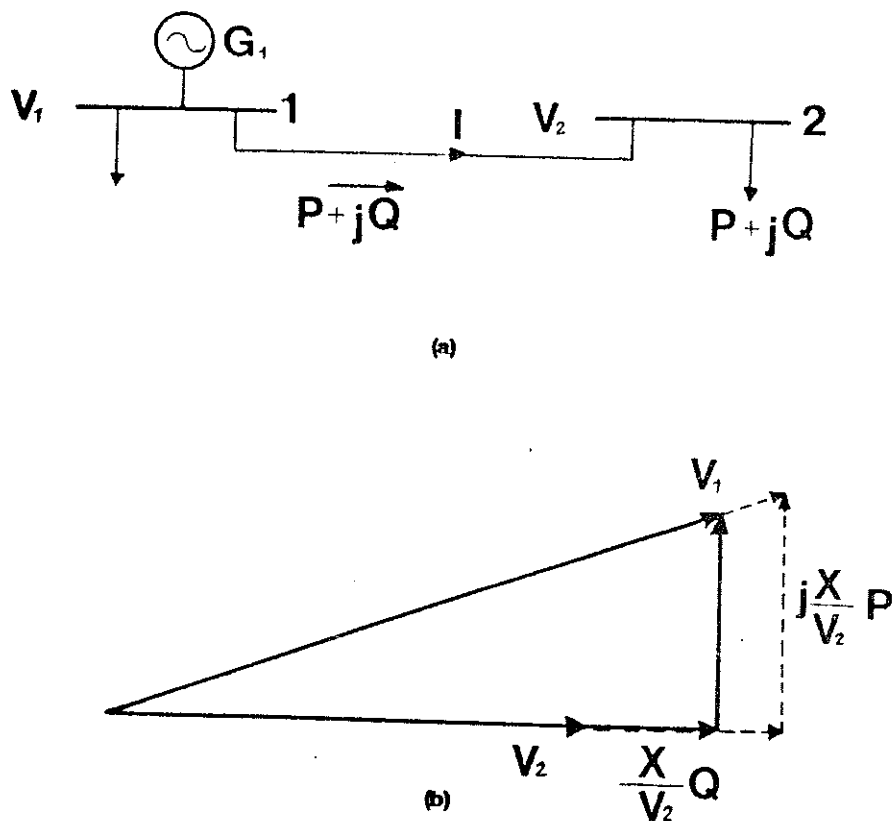


Figura 3.1

Cambio en el voltaje, como función de la potencia reactiva.

a) Diagrama de flujo de potencias, b) Diagrama vectorial.

Para dicho análisis, se harán ciertas simplificaciones razonables que son válidas y cuya desviación del resultado esperado es despreciable:

1. El voltaje de barra V_p se mantiene constante en su magnitud. Es decir, se ha seleccionado el voltaje V_p como voltaje de referencia, debido a la utilidad que esto tendrá más adelante para el análisis numérico del problema planteado.
2. La resistencia de la línea de transmisión es insignificante (por lo tanto puede despreciarse), por lo que su impedancia será asumida como puramente inductiva,

$$Z = jX \quad (3.1)$$

3. En la figura 3.1a, se ha indicado que la potencia que fluye por la línea es igual a $P + jQ$. Al haber despreciado la resistencia de la línea, no hay pérdidas en ella para la potencia real, pero sí hay pérdidas de potencia reactiva en la reactancia de la línea, por lo que la potencia reactiva debe ser un poco mayor en el punto de envío.

Este tipo de simplificaciones se hacen también al efectuar los flujos de carga del inciso 3.2. Para ello sería deseable asumir voltajes constantes en la barra de recibo, que es el sistema nacional, para cada flujo de carga que se calcule. Sin embargo, esto no es posible con el programa que se está utilizando, ya que para los flujos de carga se requiere el voltaje del lado generador como parámetro de entrada; pero sí es posible con base en los parámetros que se ingresen y los que da como resultado el programa, para determinar el comportamiento del sistema que será planteado.

Debido a la caída de voltaje a lo largo de la línea de transmisión, se obtiene la siguiente relación de voltaje:

$$V_1 = V_2 + IZ \quad (3.2)$$

Además la corriente que fluye por la línea de transmisión satisface la relación:

$$V_2 I^* \approx P + jQ \quad (3.3)$$

de donde,

$$I \approx (P - jQ)/V_2^* = (P - jQ)/V_2 \quad (3.4)$$

Este último paso es consecuencia de elegir a V_2 como fasor de referencia, por lo que su ángulo de fase con el eje horizontal es de 0° . Entonces, de la ecuación (3.2) se obtiene

$$V_1 = V_2 + jX(P - jQ)/V_2 = V_2 + XQ/V_2 + jP/V_2 \quad (3.5)$$

En vista de que V_1 tiene una componente real mucho mayor que su componente imaginaria (es decir, que el ángulo entre V_1 y V_2 es pequeño, considerando que V_2 tiene únicamente componente real), y con base en el anterior análisis se deduce que si aumenta la demanda de potencia real P , la variación de la magnitud de V_1 deberá ser pequeña para que el generador cubra dicha demanda. En forma contraria, si aumenta la demanda de potencia reactiva Q , la magnitud V_1 deberá crecer considerablemente y en forma esencialmente proporcional a XQ/V_2 , para cubrir dicha demanda de potencia reactiva. Esta situación puede observarse al analizar el comportamiento de los voltajes al variar la magnitud de las líneas punteadas de la figura 3.1b, una por una.

Es típico de todo sistema que las cargas sean mayormente inductivas, es decir, que requieran de potencia reactiva para su funcionamiento. Es debido a ello, que cuando crece la demanda (horas pico), el voltaje tenga tendencia a bajar, ya que los voltajes en los generadores están limitados.

Recíprocamente, en horas de baja carga, los voltajes tendrán tendencia a elevarse, debido a la baja demanda de potencia reactiva. Existe la posibilidad de que los elementos del sistema generen potencia reactiva en estas situaciones, por lo que V_1 deberá ser menor que V_2 ; para evitar esto, existen, en los sistemas, reactores estratégicamente colocados para controlar esta situación.

Es de hacer notar, que no existe una excesiva rigidez en mantener los voltajes constantes en la operación de un sistema, aunque es deseable conservarlos dentro de ciertos límites aceptables.

Todo equipo instalado en un sistema de potencia ha sido diseñado para operar a un cierto voltaje. Si el sistema se desvía de dicho valor de voltaje, el desempeño del equipo sufre las consecuentes variaciones; asimismo, existe un detrimento del tiempo de vida útil de este. Es por esto que existe la necesidad de que exista un control de voltaje adecuado, aunque generalmente no se adoptan rangos de operación muy estrechos o inflexibles (lo cual si es el caso de la frecuencia). Para esto, existen normas y estándares internacionales que especifican las variaciones aceptables en los valores de voltaje de operación para los equipos y sistemas.

El término "sobrevoltaje" se podría definir basándonos en la definición del prefijo "sobre-" que dice: por encima de, arriba de, etc. De esto podemos decir que sobrevoltaje significa por encima del voltaje normal o nominal del equipo o sistema que se tome como referencia.

En el caso del problema específico de la Unidad de Gas No. 6, se ha visto la necesidad de elevar el voltaje en los terminales del generador para lograr llegar a los altos niveles que impone el sistema a través del transformador mal especificado. Es decir, el sistema tiene un voltaje nominal de operación, que sufre variaciones en su operación normal, que desde el punto de vista del sistema no puede considerarse como sobrevoltaje. Ahora bien, lo que no es sobrevoltaje para el sistema sí lo es para el transformador en cuestión. Si existe un sobrevoltaje en el lado de alta tensión debe existir entonces un sobrevoltaje aproximadamente proporcional en el lado de baja tensión, debido a

que la relación de transformación es una función matemática aproximadamente lineal (que usualmente se maneja como tal, debido a que en su sencillez no induce errores considerables).

Es debido a esto que es necesario sobrecargar el generador, para lograr que su voltaje se acople al del transformador. Aunque el generador soporta operar a voltajes por encima del nominal, éste ve el alto nivel de voltaje en sus terminales, como si fuera la consecuencia de la presencia de un exceso de potencia reactiva generada por el sistema. Debido a esto es que el generador compensa este exceso y pierde entonces la capacidad de entregar potencia reactiva al sistema, ya que no le es posible elevar más el voltaje, debido a sus características propias de fabricación.

Por otro lado, el hecho de que el transformador esté constantemente sometido a sobrevoltaje produce esfuerzos excesivos en el aislamiento del mismo, el cual se deteriora en forma progresiva e irreversible y afecta su vida útil, ya que se produce un envejecimiento acelerado.

3.2 Flujos de carga

Flujos de carga, estudios de carga, flujos de potencia son algunos de los tantos nombres que se le ha dado al estudio del comportamiento de voltajes, potencias y ángulos de fase en los diferentes puntos de un sistema para las condiciones operativas presentes o esperadas.

Si bien son herramientas poderosas para analizar y crear esquemas de operación en los sistemas eléctricos de potencia, también permiten analizar el comportamiento de algunos elementos del sistema para condiciones dadas, para determinar así si la operación es segura o riesgosa para el equipo o el sistema. Si éste es el caso, en esta sección se usarán los flujos de carga para observar el comportamiento de los elementos principales de la Unidad de Gas No. 6.

En vista de la complejidad de estos cálculos, debido a que se trata de procesos matemáticos iterativos (o repetitivos), se han creado programas de computadora que realizan este trabajo a gran velocidad, ya que hacerlo manualmente representaría invertir en ello mucho tiempo y cuando se obtuvieran los resultados, las condiciones del sistema podrían haber cambiado tanto, que serían inservibles.

A continuación, utilizando uno de muchos programas de computadora para analizar flujos de carga, para así poder observar el comportamiento del equipo en cuestión, dentro del esquema del problema planteado. Este programa fue bautizado como "Programa de Flujos de Potencia" y fue creado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Para este análisis, se tomará como base el diagrama unifilar de la figura 3.2, que representa los elementos principales del subsistema. Los elementos que allí aparecen, podían haberse simplificado en una fuente y una impedancia en serie, aplicando el teorema de Thevenin con lo cual los resultados no cambiarían, pero esto complicaría la visualización del problema y alejaría su análisis del contexto real.

Como puede observarse en la figura 3.2, el nodo 2 y el nodo 3 están unidos por una línea sin impedancia, es decir, son un mismo punto. Como podrá verse en el capítulo 4, esta condición variará y aparecerá una nueva impedancia entre el nodo 2 y el nodo 3. El nodo 2 no aparecerá identificado en los flujos de carga de este capítulo, en vista de que, por ahora, el nodo 2 y el 3 son el mismo.

Se ha considerado, para el análisis, la carga que los equipos auxiliares representan al sistema planteado, estando estos equipos alimentados por los nodos 4 y 5 y, además, se ha asumido esta carga como constante. Puede observarse que entre el nodo 1 y el nodo 4, y entre el nodo 1 y el nodo 5 aparecen representadas impedancias; éstas pertenecen a los transformadores que alimentan las

barras de 480 voltios de los equipos auxiliares, de donde a su vez se alimentan los servicios de bombas de lubricación, bombas de agua, bombas de combustible, iluminación, etc. Dichos transformadores aparecen identificados en el diagrama unifilar de la planta (fig. 2.1b) como T1 y T2, respectivamente. En vista de que se han tomado en cuenta dichas cargas, con sus transformadores, a continuación se presentan los datos que son de relevancia, respecto a ellos:

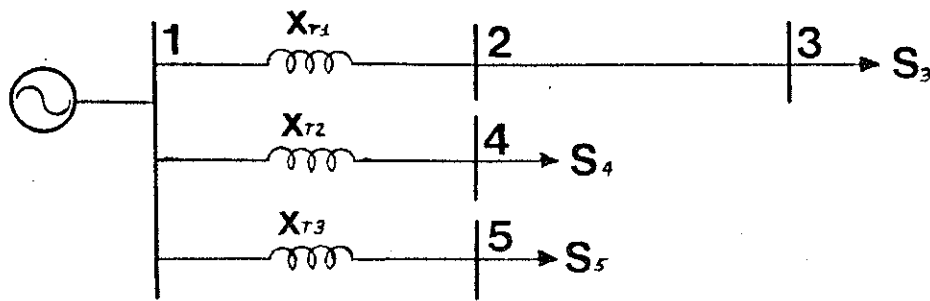


Figura 3.2

Diagrama Unifilar de la Unidad de Gas No. 6, esquema original.

Capacidad:	1,500 KVA
Relación de voltaje:	12,470/480-277
Conexión:	Dyn1
Derivaciones:	11,847/ 12,158/ 12470/ 12,782/ 13,094
Impedancia de T2:	5.93 %
Impedancia de T3:	6.07 %

Como puede observarse, la única diferencia entre T2 y T3, consiste en sus impedancias.

Para el análisis del problema en los flujos de carga, es necesario convertir los voltajes e impedancias a valores por unidad (p.u.). Para hallar dichos valores se ha tomado como referencia una potencia base de 100 MVA y como voltaje base el voltaje del transformador principal de la máquina (es decir 63 KV en el nodo 3 y 12.47 KV en el nodo 1), cuyos cálculos se presentan a continuación:

Transformador principal (T1):

$Z = 7.38 \%$, para una base de 63 KV y 35 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{11} = j0.0738 * (100\text{MVA}/35\text{MVA}) = j0.2108571 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es (este dato se utiliza en el programa bajo el nombre de TAP:

$$\text{TAP} = (63\text{KV}/66.167\text{KV}) = 0.95214$$

Transformador auxiliar (T2):

$Z = 5.93 \%$, para una base de 12.47 KV y 1.5 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{12} = j0.0593 * (100\text{MVA}/1.5\text{MVA}) = j3.95333 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es:

$$\text{TAP} = (12.47\text{KV}/10.094\text{KV}) = 0.95234$$

Transformador auxiliar (T3):

$Z = 6.07 \%$, para una base de 12.47 KV y 1.5 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{1,3} = j0.0607 * (100\text{MVA}/1.5\text{MVA}) = j4.04667 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es:

$$\text{TAP} = (12.47\text{KV}/13.094\text{KV}) = 0.95234$$

Adicionalmente la carga presente en los nodos 4 y 5, es la siguiente:

$$S_4 = 0.8 + j0.6 \text{ MVA} \quad \text{y} \quad S_5 = 0.14 + j0.1 \text{ MVA}$$

Se correrán algunos flujos de carga, manteniendo constante la carga de los auxiliares (en la realidad es aproximadamente constante, ya que sólo varían bajo ciertas condiciones especiales de temperatura en la unidad), variando el voltaje en el nodo de generación entre 13.2 y 13.9 KV, lo que corresponde a 1.0585 y 1.1147 p.u. (para la base de 12.47KV), respectivamente. Asimismo, se variarán los valores de carga en el nodo 3 entre 27 y 30 MW, y 2 y 6 MVAR. Al final de los flujos de carga, se hará el análisis necesario para su interpretación.

Para los flujos de carga que se corrieron, sus resultados se obtienen en cuatro grupos de datos que contienen lo siguiente:

1. Los parámetros introducidos y bajo los cuales se corre el flujo de carga, los que se han determinado con base en las lecturas de operación de la Unidad de Gas No. 6.
2. El resultado de los flujos de carga, presentando los flujos entre cada nodo, su potencia real y reactiva generada y absorbida, su voltaje y su ángulo de fase.
3. Los parámetros de impedancia en la interconexión entre cada nodo, y nuevamente los voltajes respectivos.
4. Un resumen donde se incluyen todos los parámetros ingresados, las potencias, impedancias y voltajes.

Dentro del programa utilizado, es necesario para cada flujo, introducir el voltaje en la barra de generación, por lo que el voltaje en la barra del sistema (nodo 3) varía. La realidad del caso analizado es diferente, acoplamos el voltaje en la barra de generación, para un voltaje de sistema fijo, es decir, debido a las dimensiones del sistema, prácticamente no varía su voltaje al variar el del nodo de generación (nodo 1). El análisis de esta situación se hará más adelante.

En la tabla 3.1, puede observarse un resumen comparativo de los resultados de los flujos de carga, en donde se han multiplicado los valores de voltaje en por unidad que entrega el resultado de los flujos de carga por los valores base, para obtener así los valores reales presentes en KV. Asimismo se incluyen los valores de carga del sistema y de generación de la Unidad de Gas No. 6 en MW y MVAR.

Numero Prueba	KVnodo 1	KVnodo 3	KVnodo 4	KVnodo 5	Carga MW	Carga MVAR	Generado MW	Generado MVAR
1	13.2	69.73	0.52	0.53	27	2	28	4
2	13.2	69.22	0.52	0.53	30	6	31	8.3
3	13.9	72.99	0.55	0.56	30	6	30.9	8.1
4	13.9	73.47	0.55	0.56	27	2	27.9	3.8
5	13.6	71.86	0.54	0.55	28	2	28.9	4
6	13.3	70.25	0.53	0.54	29	2	29.1	3.4
7	13.6	71.85	0.54	0.55	30	2	30.9	4.1
8	13.5	71.08	0.54	0.54	29	4	29.9	6.1
9	13.8	72.59	0.55	0.56	27	5	27.9	6.9
10	13.7	72.03	0.54	0.55	30	5	30.9	7.2

Tabla 3.1

Resumen de resultados de los flujos de carga.

Del resumen de los flujos de carga presentado en la tabla 3.1, comparando las pruebas 1 y 2, se puede observar que al mantener constante el voltaje en la barra de generación (nodo 1), al aumentar la carga tanto real como reactiva, hay un menor voltaje en la barra de carga (nodo 3); la razón de esto es que al aumentar la corriente de carga aumenta también la caída de voltaje en la impedancia del transformador principal, por la relación $V = I * Z$. Igual ocurre al comparar las pruebas 3 y 4, ó 5 y 7. Ahora bien, ¿qué ocurriría si el voltaje del nodo 3 debiera mantenerse

constante (que es lo que ocurre en la realidad) y fuera necesario incrementar la carga? Pues para compensar la caída de tensión en la impedancia del transformador, sería necesario que el voltaje del generador aumentara en el nodo 1, tal y como se demostró cualitativamente en la sección 3.1.

Puede observarse también, que al aumentar únicamente la carga real (pruebas 5 y 7), la variación en el voltaje es menos significativa que cuando aumenta la carga reactiva, lo que puede observarse en la Tabla 3.2.

Numero Prueba	KVnodo 1	KVnodo 3	KVnodo 4	KVnodo 5	Carga MW	Carga MVAR	Generado MW	Generado MVAR
5	13.6	71.86	0.54	0.55	28	2	28.9	4
7	13.6	71.85	0.54	0.55	30	2	30.9	8.3

Tabla 3.2

Variación de voltaje al variar la carga real.

CAPÍTULO 4

SOLUCIÓN AL PROBLEMA

Las opciones de solución al problema fueron, en su momento: instalar un transformador principal con voltajes adecuados, o colocar un autotransformador en serie con el transformador principal existente. La primera es la configuración usual que puede encontrarse en cualquier planta como la estudiada, por lo que no merece ningún análisis. Colocar un autotransformador en serie con el transformador principal de la Unidad de Gas No. 6 fue la opción ofrecida por el suministrante de la planta, con el fin de que el transformador principal existente, los transformadores de servicios auxiliares, el generador y el equipo de medición y protección, puedan operar dentro de los rangos aceptables de voltajes, para evitar así el posible deterioro de estos equipos. La otra opción viable era la de sustituir el transformador principal por otro, cuyos rangos de voltaje fueran adecuados a los niveles de voltaje de operación impuestos.

Se hará una breve descripción de cuál será la función del autotransformador en el sistema, corriéndose también flujos de carga para así visualizar los efectos de su instalación en los voltajes de operación.

4.1 El autotransformador

Un autotransformador se define comúnmente como un transformador que tiene únicamente un embobinado en lugar de dos (como tendría un transformador convencional), para cada fase, en el cual, el terminal de baja tensión no es más que una derivación de dicho devanado. En el caso del autotransformador, la transferencia de energía entre sus terminales se hace a través de inducción magnética y de conducción eléctrica, en vez de sólo inducción magnética, como ocurre con el transformador.

Debido a su construcción, los autotransformadores son utilizados normalmente para relaciones de transformación cercanas a la unidad.

En el caso de autotransformadores trifásicos, es común que éstos estén conectados en estrella, tal y como ocurre con el autotransformador de la Unidad de Gas No. 6 de la Central Térmica de Escuintla, para no crear desfase angular entre los voltajes primario y secundario.

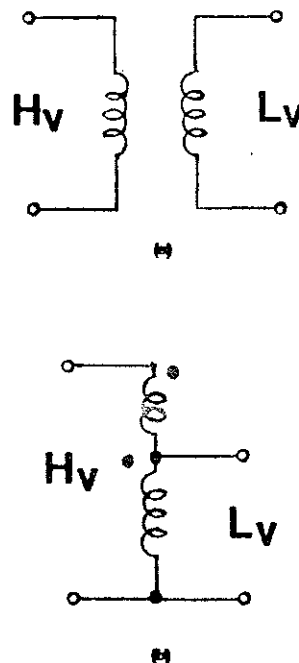


Figura 4.1

a) Transformador convencional. b) Autotransformador.

4.2 Características eléctricas

Los autotransformadores se caracterizan porque su relación de transformación es pequeña (por lo regular menor que 2:1), debido a que los niveles de aislamiento para los devanados de baja y alta tensión son los mismos, al estar éstos eléctricamente conectados, por lo que el costo del aislamiento sería elevado si se fabricaran para relaciones grandes de voltaje.

Debido a la particular característica de los devanados eléctricamente conectados, es fácil confundir su operación con la de un divisor de voltaje, pero se diferencia de éste en que el divisor tiene una corriente baja en el lado de baja tensión y una corriente alta en el lado de alta tensión, mientras que en el autotransformador, al igual que en el transformador, la corriente es inversamente proporcional al nivel del voltaje, debido a que se debe mantener el nivel de potencia entre ambos lados de éste. Es decir, en el divisor de voltaje la transferencia de energía, se hace sólo eléctrica y no magnéticamente.

Tal como se indicó en la sección anterior, no se crea ningún desfase fasorial, que merezca ser considerado, entre el voltaje del lado de baja tensión y en de alta tensión.

La placa con las características del autotransformador de la Unidad de Gas No. 6 puede observarse en la figura B.2. En dichos datos de placa, se observa que la impedancia es mucho menor que la de un transformador común, como lo es el transformador principal de la unidad. Pues bien, esa es otra de las características de un autotransformador, una impedancia reducida, por lo tanto, menores pérdidas, y se logra una operación de altísima eficiencia.

4.3 Viabilidad técnica

La conexión de un autotransformador en serie con el transformador principal de la Unidad de Gas No. 6 presenta tanto ventajas como desventajas, desde el punto de vista técnico.

Entre las ventajas, pueden enumerarse las siguientes:

1. **No debe hacerse ninguna modificación en la conexión del ducto de cables que conectan el generador con el transformador de salida.**
2. **Su instalación es rápida, lo que permite continuidad de operación de la máquina.**
3. **No existe la posibilidad de tener que hacer modificaciones en el cimiento del transformador principal, como podría ocurrir si se hubiera optado por sustituir dicho transformador en vez de colocar un autotransformador elevador.**
4. **Se obtienen los voltajes descados para la operación, sin sobreforzar el equipo.**
5. **Al ser el autotransformador de menor tamaño que un transformador convencional, los movimientos de instalación son más simples.**
6. **Al ser su rendimiento muy alto no produce pérdidas considerables. Al hacer el análisis económico, se podrá determinar el peso de esta ventaja, sobre la desventaja número 1, que se encuentra a continuación.**

Entre las desventajas de esta configuración, se pueden enumerar las siguientes:

1. **La conexión de una impedancia en serie aumenta las pérdidas (aunque no considerablemente) y "aleja" la máquina, eléctricamente hablando. Ha de tenerse en cuenta que este efecto no deseable, no se compensa con la ventaja número 6, mencionada anteriormente.**

2. **Se adiciona un elemento más al sistema. Se sabe que la probabilidad de ocurrencia de fallos en un sistema aumenta en forma proporcional al aumento de elementos que componen dicho sistema.**
3. **La construcción de un cimiento adicional para colocar el autotransformador.**

El análisis económico de la solución adoptada para el problema en cuestión puede encontrarse en el capítulo 6.

4.4 Pérdidas eléctricas

El transformador principal de la Unidad de Gas No. 6 presenta las siguientes pérdidas sin carga y con carga, según las pruebas rutinarias efectuadas por el fabricante:

Pérdidas en vacío:	34.4 KW
Pérdidas bajo carga (35 MVA)	128.718 KW
Pérdidas totales	163.118 KW

Ahora, para el autotransformador, se tienen que las pérdidas sin carga y las pérdidas con carga son:

Pérdidas en vacío:	4.11 KW
Pérdidas bajo carga (31.5 MVA)	15.45 KW
Pérdidas totales:	19.56 KW

Como puede verse, las pérdidas adicionales producidas por el autotransformador son relativamente bajas comparadas con las del transformador principal y muy bajas comparadas con la capacidad de generación de la Unidad de Gas No. 6, en el modo de operación considerado. Es decir,

que 19.56 KW, comparados con 30 MW, corresponden a pérdidas de 0.000652 % de la potencia total generada.

En vista de que las condiciones del sistema son constantemente variables, también lo son las pérdidas en los transformadores, por lo que así se toman cuando se hacen evaluaciones de tipo económico, lo cual se hará a lo largo del capítulo 6.

4.5 Comportamiento esperado

Debido a la relación de voltajes del autotransformador, 72KV/63KV (es decir, una relación de transformación de 1.1429), se ha de tratar de ajustar el cambiador de las derivaciones del transformador principal de la Unidad de Gas No. 6 a una posición que permita tener un voltaje de aproximadamente de 12.47 KV en los terminales del generador al momento de la sincronización; se sabe que no puede mantenerse constante este voltaje durante la operación, ya que el voltaje de barra no es constante y en vista de que el cambiador no puede estarse operando continuamente, ya que para hacerlo es necesario desenergizar el transformador, con lo cual se asume un voltaje que varía en un rango determinado.

Asumiendo que las relaciones de transformación son perfectamente lineales y sin pérdidas (tomando para ello el modelo ideal del transformador), se calcularán los voltajes en el lado de baja tensión del transformador principal, para varias posiciones del cambiador de derivaciones del transformador principal. En el cálculo de éstos, se incluirá la relación de transformación del autotransformador mencionada antes.

Al colocar el cambiador de derivaciones en la posición 2-2, se obtiene lo siguiente:

Voltaje nominal lado de alta tensión:	64.624 KV
Relación de voltaje:	5.1824

Ahora, para varios voltajes de barra, se han calculado los voltajes en terminales del generador al momento de la sincronización, lo que puede verse en la Tabla 4.1.

Como se ve en dicha tabla, esta posición se descarta, debido a que, opuesto a lo que ocurría sin el autotransformador, se observa que es necesario subexcitar el generador para llegar a los niveles de voltaje esperados.

VOLTAJE DE BARRA EN LA SUBESTACION	VOLTAJE EN LADO DE BAJA TENSION DEL TRANSFORMADOR
69,000 voltios	11,650 voltios
70,000 voltios	11,819 voltios
71,000 voltios	11,988 voltios
72,000 voltios	12,157 voltios
73,000 voltios	12,325 voltios

Tabla 4.1

Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 2.2.

Al colocar el cambiador de derivaciones en la posición 3-3, se obtiene lo siguiente:

Voltaje nominal lado de alta tensión: 63.00 KV
 Relación de voltaje: 5.0521

Ahora, para varios voltajes de barra, se han calculado los voltajes en terminales del generador al momento de la sincronización, los cuales pueden observarse en la tabla 4.2.

Nuevamente en la posición 3-3, es necesario operar la mayor parte del tiempo con el generador subexcitado.

VOLTAJE DE BARRA EN LA SUBESTACION	VOLTAJE EN LA XO DE BAJA TENSION DEL TRANSFORMADOR
69,000 voltios	11,950 voltios
70,000 voltios	12,124 voltios
71,000 voltios	12,297 voltios
72,000 voltios	12,470 voltios
73,000 voltios	12,643 voltios

Tabla 4.2

Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 3.3.

Procediendo igual al colocar el cambiador de derivaciones en la posición 4-4, se obtiene lo siguiente:

Voltaje nominal lado de alta tensión: 61.882 KV
 Relación de voltaje: 4.9625

Ahora, para varios voltajes de barra, se han calculado los voltajes en terminales del generador al momento de la sincronización, lo cual puede verse en la tabla 4.3.

VOLTAJE DE BARRA EN LA SUBESTACION	VOLTAJE EN LADO DE BAJA TENSION DEL TRANSFORMADOR
69,000 voltios	12,166 voltios
70,000 voltios	12,343 voltios
71,000 voltios	12,519 voltios
72,000 voltios	12,695 voltios
73,000 voltios	12,872 voltios

Tabla 4.3

Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 4-4.

En la posición 4-4, se podría operar en niveles aceptables de voltaje para la barra de carga, con niveles aceptables de voltaje en la barra de generación. Es decir, el generador operaría en rangos cercanos a su voltaje nominal.

Por último, al colocar el cambiador de derivaciones en la posición 5-5, se obtiene lo siguiente:

Voltaje nominal lado de alta tensión: 60.510 KV
 Relación de voltaje: 4.8524

Ahora, para varios voltajes de barra, se han calculado los voltajes en terminales del generador al momento de la sincronización, lo cual puede observarse en la tabla 4.4.

Tal como se mencionó en el capítulo 2, el rango usual de operación oscila entre 71,000 voltios y 72,100 voltios, para la barra de 69 KV, por lo que si se observa la tabla 4.3, se verá que la posición para el cambiador de derivaciones que mejor se acomoda a esto es la 4-4 y posiblemente la 5-5.

VOLTAJE DE BARRA EN LA SUBESTACION	VOLTAJE EN LA BARRA DE ALTA TENSION DEL TRANSFORMADOR
69,000 voltios	12,442 voltios
70,000 voltios	12,623 voltios
71,000 voltios	12,803 voltios
72,000 voltios	12,983 voltios
73,000 voltios	13,163 voltios

Tabla 4.4

Voltajes con el cambiador de derivaciones en la posición 5-5.

Para que esto sea más claro, se utilizan tanto la posición 4-4 como la 5-5 para los flujos de carga de la siguiente sección, en la que, a diferencia de como se calculó para las tablas anteriores, si se toma en cuenta el comportamiento de las impedancias del transformador principal y del autotransformador.

4.6 Flujos de carga

Los flujos de carga corridos para este capítulo, son exactamente iguales a los del capítulo 3, con la excepción de que ahora se ha instalado un autotransformador entre los nodos 2 y 3, cuya impedancia aparece en el diagrama unifilar de la figura 4.2.

Tal como en la sección 3.2, se usarán los flujos de carga para observar el comportamiento de los elementos principales de la Unidad de Gas No. 6, con la adición de un autotransformador en serie con el transformador principal.

Para el análisis con flujos de carga, se tomará como base el diagrama unifilar de la figura 4.2, que representa los elementos principales del subsistema. Como se mencionó en la sección 3.2, los elementos que allí aparecen podían haberse simplificado en una fuente y una impedancia en serie, al aplicar el teorema de Thevenin con lo cual los resultados no cambiarían, pero esto complicaría la visualización del problema y alejaría su análisis del contexto real.

Como puede observarse en la figura 4.2, el nodo 2 y el nodo 3 están unidos ahora por una impedancia X_A , por lo que dichos nodos ya no son un mismo punto. Ahora, el nodo 2 sí aparecerá identificado en los flujos de carga de este capítulo, en vista de que el nodo 2 y el nodo 3 ya no son el mismo.

Nuevamente se ha considerado, para el análisis, la carga que los equipos auxiliares representan al sistema planteado; estos equipos están alimentados por los nodos 4 y 5 y además, se ha asumido esta carga como constante.

Igual como se procedió anteriormente, para el análisis del problema en los flujos de carga es necesario convertir los voltajes e impedancias a valores por unidad (p.u.). Para hallar dichos valores, se ha tomado como referencia una potencia base de 100 MVA y como voltaje base el voltaje del

transformador principal de la máquina (es decir 63 KV en el nodo 2 y 12.47 KV en el nodo 1, así como 72 KV en el nodo 3), cuyos cálculos se presentan a continuación:

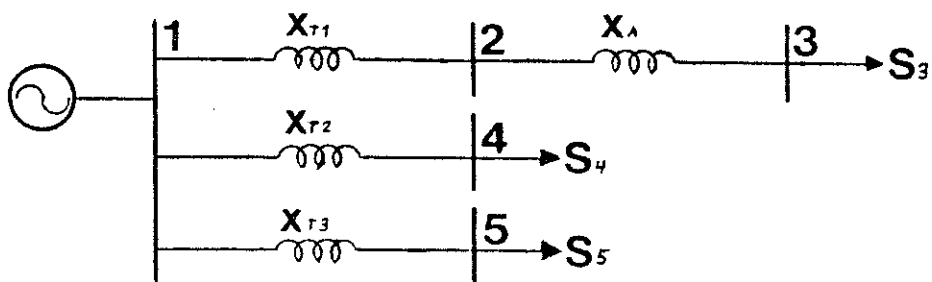


Figura 4.2

Diagrama Unifilar de la Unidad de Gas No. 6,
con autotransformador.

Transformador principal (T1):

$Z = 7.38 \%$, para una base de 63 KV y 35 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{T1} = j0.0738 * (100\text{MVA}/35\text{MVA}) = j0.2108571 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es:

$$\text{TAP} = (63\text{KV}/61.882\text{KV}) = 1.0180666, \text{ para la posición 4-4.}$$

$$\text{TAP} = (63\text{KV}/60.510\text{KV}) = 1.0411502, \text{ para la posición 5-5.}$$

Transformador auxiliar (T2):

Z = 5.93 %, para una base de 12.47 KV y 1.5 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{12} = j0.0593 * (100\text{MVA}/1.5\text{MVA}) = j3.95333 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es:

$$\text{TAP} = (12.47\text{KV}/12.47\text{KV}) = 1.0$$

Transformador auxiliar (T3):

Z = 6.07 %, para una base de 12.47 KV y 1.5 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{13} = j0.0607 * (100\text{MVA}/1.5\text{MVA}) = j4.04667 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del transformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es:

$$\text{TAP} = (12.47\text{KV}/12.47\text{KV}) = 1.0$$

Autotransformador (T_A):

Z = 1.3 %, para una base de 63 KV y 31.5 MVA, por lo que es necesario convertirlo a la base empleada para el sistema;

$$X_{1A} = j0.013 * (100\text{MVA}/35\text{MVA}) = j0.0412698 \text{ p.u.}$$

La relación entre el valor de voltaje nominal del autotransformador y el voltaje nominal de la derivación a la que opera es 1, ya que el autotransformador tiene únicamente una relación de transformación:

$$TAP = (72KV/72KV) = 1.0$$

Nuevamente se ha considerado que la carga presente en los nodos 4 y 5 es constante ($S_4 = 0.8 + j0.6$ MVA y $S_5 = 0.14 + j0.1$ MVA).

Como se mencionó en la sección 4.5, para dicho flujos de carga se hicieron pruebas de flujos de carga tanto para la posición 4-4 como para la posición 5-5 del cambiador de derivaciones del transformador principal. Observando los resultados de los flujos de carga, se llega a la misma deducción encontrada anteriormente de que la posición 4-4 es la más adecuada para la operación utilizando el autotransformador.

En la tabla 4.5, que aparece a continuación de los resultados impresos de los flujos de carga, puede observarse un resumen comparativo de los resultados de dichos flujos para la posición 4-4, en donde se han multiplicado los valores de voltaje en por unidad (que entrega el resultado de los flujos de carga) por los valores base, para obtener así los valores reales presentes en KV. Asimismo se incluyen los valores de carga que presenta el sistema en ese punto, así como de generación de la Unidad de Gas No. 6 en MW x MVAR.

Del resumen de los flujos de carga presentado en la tabla 4.5, comparando las pruebas 1, 2 y 3, se puede observar que al mantener el voltaje en la barra de generación (nodo 1) dentro de parámetros aceptables, es posible obtener valores normales de operación en la barra de carga (nodo 3), sin que se esté sobreesforzando ninguno de los equipos. Ahora bien, qué ocurriría si el voltaje del nodo 3 debiera fuera mayor que 72.25 KV, ya que el voltaje del generador no debe ser mayor de 13.1

KV (que es el 5%)? Pues para compensar esto, se reduce la generación de potencia reactiva, para que la corriente de carga disminuya y consecuentemente disminuya la caída de tensión en las impedancias del transformador y del autotransformador.

Prueba	Vnodo 1	Vnodo 2	Vnodo 3	Vnodo 4	Vnodo 5	Carga	Generación
1	12.7	59.33	66.97	0.477	0.487	24MWx25MVAR	24.9MWx29.2MVAR
2	13.1	61.83	69.98	0.493	0.502	27MWx22MVAR	27.9MWx26.9MVAR
3	13.4	63.74	72.25	0.505	0.514	27MWx20MVAR	27.9MWx23.6MVAR

Tabla 4.5

Resumen de resultados de los flujos de carga con autotransformador.

En la tabla 4.6, puede observarse un resumen comparativo de los resultados de los flujos de carga que se corrieron para la posición 5-5, en donde se han multiplicado los valores de voltaje en por unidad que entrega el resultado de los flujos de carga por los valores base, para obtener así los valores reales presentes en KV. Igual que antes, se incluyen los valores de carga del sistema, como de generación e MW x MVAR.

Del resumen de los flujos de carga presentado en la tabla 4.6, se puede observar que en esta posición del cambiador de derivaciones del transformador principal, se tiene que sobreexcitar demasiado el generador para que el voltaje en la barra de carga (nodo 3) llegara a sus valores de operación, por lo que esta posición queda descartada y nuevamente se concluye que la posición 4-4 debe elegirse como posición de operación.

Busbn	Vnodo 1	Vnodo 2	Vnodo 3	Vnodo 4	Vnodo 5	Carga	Generación
4	12.62	52.93	64.13	0.474	0.483	24MWx28MVAR	24.9MWx33.0MVAR
5	12.8	58.89	66.59	0.481	0.491	18MWx22MVAR	18.9MWx25.1MVAR
6	12.98	60.13	68.11	0.488	0.498	17MWx20MVAR	17.9MWx22.6MVAR
7	13.2	59.42	66.95	0.495	0.509	27MWx30MVAR	27.9MWx35.5MVAR

Tabla 4.6

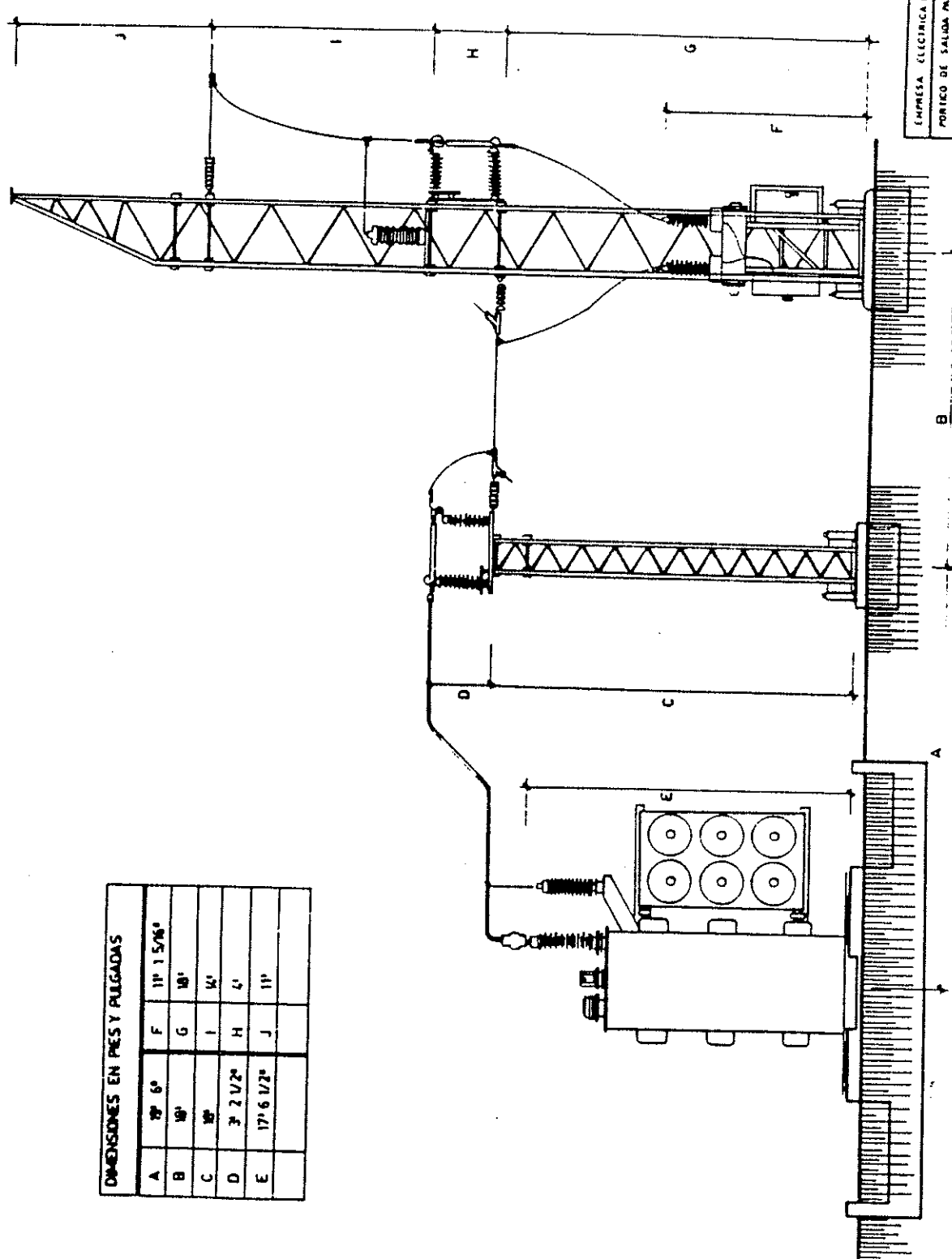
Resumen de resultados de los flujos de carga con autotransformador.

CAPÍTULO 5

CAMBIOS NECESARIOS EN LA SUBESTACIÓN EXISTENTE

Debido a que en la Unidad de Gas No. 6 existía ya una subestación construída, cuyo detalle puede observarse en la figura 5.1, en la cual se encontraba instalado el transformador principal, dos seccionadores (o interruptores de aire para operar sin carga) y un interruptor principal de SF₆, era necesario, dentro de la solución planteada, que los cambios a la subestación cumplieran con lo siguiente:

1. Los cambios que se realizarán en la subestación de la Unidad de Gas No. 6 no debían incluir cambios de ninguna índole en la subestación de la Central Térmica de Escuintla, así como tampoco trabajos prolongados, para no entorpecer su operación. Asimismo, se debía efectuar el trabajo de modo de afectar a la menor cantidad de usuarios.
2. Los trabajos deberían ser efectuados con miras a interrumpir en forma mínima la operación (o la disponibilidad) de la Unidad de Gas No. 6, debido a que de la disponibilidad de una unidad depende, en parte, su confiabilidad.
3. La inversión adicional debido a los cambios debía ser mínima (ver capítulo 6).



DIMENSIONES EN PIES Y PULGADAS

A	19' 6"	F	11' 1 5/16"
B	19'	G	18'
C	19'	I	14'
D	3' 2 1/2"	H	4'
E	17' 6 1/2"	J	11'

EMPRESA ELECTRICA DE GUATEMALA S.A.
 PORTICO DE SALIDA PARA VERIFICACION
 DIBUJO: H.L.C.B.
 ESCALA: 1:100
 FECHA: 25/11/88

Figura 5.1
Subestación Original.

4. **El material sobrante de los cambios debía ser mínimo y en lo posible, reutilizable en otro proyecto.**

Con base en las condiciones anteriores, se llegó a la configuración que puede verse en la figura 5.2, donde se puede observar que se hicieron los siguientes cambios:

1. **Se construyó el cimiento para la colocación del autotransformador. Este cimiento se fundió de forma que no interfiriera con la operación de la Unidad y que las estructuras fueran fácilmente removibles.**
2. **Se trasladó el seccionador del lado del transformador (de barra) a la misma estructura en que se encuentra el seccionador del lado de la subestación.**
3. **Se eliminaron los aisladores que sostenían la barra que unía ambas estructuras metálicas, los cuales son reutilizables en otro proyecto.**
4. **Se eliminó la estructura pequeña situada entre el transformador y la estructura de remate, la cual es reutilizable en otro proyecto.**
5. **Se perdieron los cimientos que sostenían la estructura pequeña y sus pernos de anclaje.**
6. **Los trabajos efectuados dentro de la subestación de la Central Térmica incluyeron la apertura de la línea que une esta subestación de la subestación de la Unidad de Gas No. 6. Asimismo, fue necesaria la apertura de ciertas líneas de transmisión que están sobre el área, con el fin de poder maniobrar una grúa para la colocación del autotransformador, lo cual implicó que la carga de ciertas áreas de la Costa Sur fuera transferida a otras líneas, garantizando así la**

continuidad del servicio, con lo que ni un solo usuario se vio afectado por los trabajos realizados.

Los costos de estos cambios se evaluarán en el siguiente capítulo, donde han sido incluidos dentro de los costos de instalación que se han sumado al valor de compra del autotransformador.

CAPÍTULO 6

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA SOLUCIÓN AL PROBLEMA

Rara vez se incluye dentro de los programas de estudios de los cursos de la carrera de Ingeniería Eléctrica, evaluaciones y análisis económicos de las alternativas que son técnicamente viables, lo cual produce un vacío de conocimiento en el Ingeniero que se inicia en la práctica de su profesión, ya que para toda empresa es necesario que sus inversiones sean al máximo productivas. La intención al incluir este capítulo es, por consiguiente, la de evaluar económicamente la conveniencia de sustituir el transformador principal de la Unidad de Gas No. 6 contra la de instalar un autotransformador en serie con el transformador existente, que es de hecho la solución adoptada.

Se hará un análisis sencillo, en el cual no se incluirán aquellos factores económicos que no tengan una marcada influencia en el costo del transformador; éstos son los siguientes:

1. Costos fijos.
2. Costos de pérdidas sin carga.
3. Costos de pérdidas con carga.
4. Inflación, depreciación, etc.

El costo calculado corresponde a un costo anual nivelado, el cual habrá de mantenerse durante la vida útil de la Unidad de Gas No. 6. La idea no es conocer exactamente cuánto excede una inversión a la otra, sino evaluar la opción más ventajosa desde el punto de vista económico.

Las tasas de inflación y de retorno consideradas representan índices que podrían verse incrementados dadas las condiciones actuales del país, las cuales también podrían cambiar. Asimismo, se harán los cálculos en dólares americanos, ya que en esta moneda se cotizan los equipos en el mercado internacional y por ser una moneda más estable, y se hace al final la conversión a quetzales, con el entendido de que la tasa de cambio es un elemento que varía día a día.

A continuación, se presentará un análisis de los costos que representa la utilización del autotransformador como solución de un problema técnico, a lo largo de la vida útil del proyecto.

Se sabe que todas las máquinas eléctricas operan como partes integrales de un sistema eléctrico, y ésta no es una excepción. Dentro de todo sistema eléctrico de potencia, debe ser considerado el factor económico. Es por ello que para evaluar el valor del costo de operación del autotransformador es necesario considerar costos de generación. Entre éstos existen dos costos principales: a. el costo de la potencia instalada y b. el costo de la producción de energía. Si bien estos últimos se utilizarán, no se analizará cómo está integrado el desglose de éstos (salarios, combustibles, repuestos, lubricantes, etc.), por no considerarse importante.

El valor de la potencia instalada es:

Potencia instalada:	$P =$	30,000 KW
Costo de Instalación:	$C_i =$	\$ 20,000,000.00
Tasa de retorno:	$r =$	25 %
Período de vida:	$n =$	20 años

Factor de recuperación de capital:

$$FRC = [r - (1 + r)^n] / [(1 + r)^n - 1] \quad (6.1)$$

$$FRC = 0.2529$$

Anualidad de inversión:

$$A_i = C_i * FRC \quad (6.2)$$

$$A_i = \$ 5,058,000.00 / \text{año}$$

Costo de demanda:

$$C_{D_i} = A_i / P \quad (6.3)$$

$$C_{D_i} = \$ 168.6 / (\text{KW año})$$

Considerando ahora los costos de operación de la Unidad de Gas No. 6, tenemos:

Costo de la energía:

$$C_E = \$ 0.06 / \text{KWh}$$

Costos fijos (depreciación, mantenimiento, seguros):

$$C_F = 16 \%$$

El efecto de la inflación en los precios de la demanda y de la energía se determina considerando un factor de escalamiento que considera, entre otros, la tasa de inflación (a):

Tasa de inflación:

$$a = 15 \%$$

Factor de escalamiento:

$$F_E = \left(\{1 - [(1 + a) / (1 + r)]^n\} / (r + a) \right) * FRC \quad (6.4)$$

$$F_E = 2.155$$

La carga que llevó la Unidad de Gas No. 6, y por lo tanto su equipo de transformación, a lo largo de año 1992, fue la siguiente:

	Carga (KVA)	Tiempo (horas)
1.	28,000	3,017
2.	29,000	1,026
3.	30,000	1,990
4.	0	2,727
TOTAL		8,760

Carga promedio:

$$C_p = (C_1 T_1 + C_2 T_2 + C_3 T_3 + C_4 T_4) / (T_1 + T_2 + T_3 + T_4) \quad (6.5)$$

$$C_p = 19,855.02 \text{ KVA}$$

Factor de carga:

$$F_c = C_p / \text{Carga máxima} \quad (6.6)$$

$$F_c = 0.662$$

Factor de pérdidas:

$$F_p = 0.9 * (F_c)^2 + 0.1 * (F_c) \quad (6.7)$$

$$F_p = 0.4604$$

Factor de responsabilidad de pérdidas:

$$F_R = 1.0$$

Una vez obtenidos todos los parámetros antes nombrados, se entra ya a la determinación de la inversión inicial que requiere cada una de las dos opciones que van a ser evaluadas, para así pasar a formar la ecuación de evaluación económica que nos permitirá conocer los costos anuales nivelados para cada alternativa. En este caso, no se considerará dentro de la inversión inicial el precio de compra de cada opción, debido a que dicha inversión fue pagada en la compra de la unidad. Por otro lado, las opciones de instalar un transformador nuevo o de agregar un autotransformador no representaban un costo de compra, sino sólo la inversión de la de la instalación de cualquiera de las opciones. Es por ello que se considerarán únicamente los costos de instalación y de pérdidas para ambas opciones. De esto tenemos que la inversión inicial es de:

Caso No. 1: Instalación de un transformador de idénticas características al existente, pero con la adecuada relación de voltajes requerida para operar en Escuintla. El costo de instalación de esta opción es de $C_1 = \$ 15,000.00$, que incluye montaje, instalación y alquiler de grúa.

Caso No. 2: Instalación de un autotransformador en serie con el existente, para lograr la adecuada relación de voltajes requerida por la unidad para operar en Escuintla. El costo de instalación de esta opción es de $C_1 = \$ 20,000.00$, que incluye montaje, instalación y alquiler de grúa, así como la construcción de un cimiento para dicho autotransformador.

Además del capítulo 4, tenemos que las pérdidas a usar para cada caso son:

Transformador de 35 MVA:

Pérdidas sin carga

$$PSC_1 = 34.4 \text{ KW}$$

Pérdidas con carga

$$PCC_1 = 124.718 \text{ KW}$$

Autotransformador de 31.5 MVA:

Pérdidas sin carga

$$PSC_2 = 4.11 \text{ KW}$$

Pérdidas con carga

$$PCC_2 = 14.45 \text{ KW}$$

Con todos los elementos calculados antes, se puede ya pasar a integrar la ecuación del costo anual nivelado, la que está definida como:

$$\begin{aligned} \text{COSTO ANUAL NIVELADO} = & \text{COSTOS FIJOS ANUALES NIVELADOS} + \\ & \text{COSTO ANUAL POR PERDIDAS SIN CARGA} + \quad (6.8) \\ & \text{COSTO ANUAL POR PERDIDAS CON CARGA} \end{aligned}$$

Reescribiendo la ecuación (6.8) en términos de las variables definidas tenemos:

$$\begin{aligned} \text{CAN} = & (C_I * C_I) + (C_D * F_E + 8,760 * C_E * F_I) * \text{PSC} + \\ & (C_D * F_R * F_E + 8,760 * C_E * F_E * F_P) * (C_I)^2 * \text{PCC} \quad (6.9) \end{aligned}$$

Reemplazando los valores de las variables conocidas en la ecuación (6.9) se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{CAN} = & (0.16 * C_I) + [(168.6 * 2.155) + (8,760 * 0.06 * 2.155)] * \text{PSC} + [(168.6 * 1.0 * 2.155) + \\ & (8,760 * 0.06 * 2.155 * 0.4604)] * (C_I)^2 * \text{PCC} \end{aligned}$$

Lo que da como resultado:

$$\text{CAN} = 0.16C_I + 1496.001\text{PSC} + 884.81 * (C_I)^2 * \text{PCC} \quad (6.10)$$

Siendo la ecuación 6.10, la expresión para el costo anual nivelado para la operación de un sistema de transformación para la Unidad de Gas No. 6, encontramos que en su deducción y en ella

misma aparece un término (C_p) que se define como la carga pico equivalente expresada en por unidad y cuya expresión es:

$$C_p = \text{Potencia máxima} / \text{capacidad del transformador} \quad (6.11)$$

Calculando ahora los costos para cada una de las opciones definidas tenemos:

Caso No. 1: reemplazar el transformador existente por uno de idénticas características, a excepción de los voltajes.

Para este caso: $C_p = 30 \text{ MVA} / 35 \text{ MVA} = 0.857$, de donde,
 $(C_p)^2 = 0.7347$

Entonces,

$$CAN_1 = 0.16 * 15,000.00 + 1496.001 * 34.4 + 884.81 * 0.7347 * 124.718$$

$$CAN_1 = \$ 134,937.85$$

Si aplicamos una tasa de cambio de Q. 5.80 x \$ 1.00 tenemos

$$CAN_1 = Q. 782,639.55$$

Caso No. 2: agregar un autotransformador en serie con el transformador existente. Para este caso se considera el costo de instalación del autotransformador, pero debe considerarse el costo de las pérdidas tanto del transformador como del autotransformador.

Para este caso: $C_p = 30 \text{ MVA} / 31.5 \text{ MVA} = 0.9524$, de donde,

$$(C_1)^2 = 0.9070$$

Entonces,

$$\text{CAN}_2 = 0.16 * 20,000.00 + 1496.001 * (34.4 + 4.11) + 884.81 * 0.7347 * 124.718 + 884.81 * 0.9070 * 15.45$$

$$\text{CAN}_2 = \$ 154,285.39$$

Si aplicamos una tasa de cambio de Q. 5.80 x \$ 1.00 tenemos

$$\text{CAN}_2 = \text{Q. } 894,855.26$$

De lo anterior observamos que existe un costo adicional de \$ 19,347.54 (Q. 122,215.73) al año en la opción de colocar un autotransformador en serie contra la de reemplazar el transformador principal.

Se pudo observar que no se consideraron costos adicionales por el enfriamiento forzado de los transformadores, sin embargo, la Unidad de Gas No. 6 tiene la posibilidad de incrementar aproximadamente en un 50 % su potencia de salida, con lo que la diferencia de costos se ve incrementada.

CONCLUSIONES

1. La falta de políticas de inversión a largo plazo en la planificación del desarrollo infraestructural del país trae eventuales consecuencias, como la de tener que cargar con la mala especificación del transformador principal de la Unidad de Gas No. 6, por parte de quien suministró el equipo
2. El hecho de poderse comprobar la existencia de voltajes por encima de lo permitido en el área de la Central Térmica de Escuintla, denota algún tipo de problema en la operación del sistema.
3. Algunos programas de flujos de carga pueden variar en la forma de arrojar sus resultados, por lo que es importante la interpretación que se dé a éstos. Por ejemplo, el hecho de no poder dejar constante el voltaje de la barra del lado de alta tensión en el programa utilizado, requiere de la debida amplitud de criterio para poder traducir esos resultados a los términos deseados, aunque sea sólo cualitativamente, ya que hacerlo cuantitativamente requeriría efectuar todo tipo de cálculos como los que utiliza el programa. Como se mencionó, el mantener constante el valor del voltaje en la barra de carga, requiere una variación de éste en la barra de generación.
4. La no linealidad que existe en las relaciones de voltaje de los transformadores, se pone en evidencia al observar, en los resultados de los flujos de carga, la caída de tensión que se presenta en la impedancia de éste.
5. La instalación de un autotransformador en serie es una opción técnicamente viable, sin embargo, es evidente que aumentan las pérdidas por transformación, lo cual tiene una repercusión directa en el precio de venta del KWh producido por la Unidad de Gas No. 6.

- 6. Con los resultados de los flujos de carga se comprueba la interrelación que existe entre la potencia reactiva y el voltaje, lo cual había sido demostrado en el capítulo 3.**
- 7. La instalación del autotransformador es equivalente a alejar eléctricamente la Unidad de Gas No. 6 de la subestación de la Central Térmica de Escuintla, ya que equivale a introducir una impedancia similar a la de una línea de transmisión entre los terminales de la unidad y el punto de interconexión con la Subestación.**
- 8. Si bien la instalación del autotransformador es técnicamente viable, el reemplazo de la Unidad de Gas No. 6 por uno de adecuadas características y especificaciones, es la solución ideal. Con esto se demuestra que las soluciones emergentes pueden ser viables, pero no idóneas.**

RECOMENDACIONES

1. **Establecer políticas de planificación a largo plazo que permitan el desarrollo balanceado del país, y donde se ofrezcan las condiciones para el mismo, no únicamente paliativos temporales para satisfacer las demandas que surgen de él, ya que es común observar planes de desarrollo a largo plazo que no son respetados, debido a los cambios administrativos que sufre el Estado y sus dependencias.**

2. **Efectuar un análisis de ingeniería para determinar las causas y consecuencias del hecho de que existan elevados voltajes en Escuintla.**

3. **Reemplazar el sistema de transformación de la Unidad de Gas No. 6, que de por sí es inusual, por un único transformador con las características adecuadas para su operación confiable y con la versatilidad necesaria en la generación de potencia reactiva.**

4. **Para la utilización del autotransformador, se recomienda considerar la incidencia de su impedancia en los niveles de corto circuito, y cómo afecta esto sobre la protección de la Unidad de Gas No. 6.**

APÉNDICE A
DIAGRAMAS UNIFILARES Y CURVA DE CAPABILIDAD DEL GENERADOR

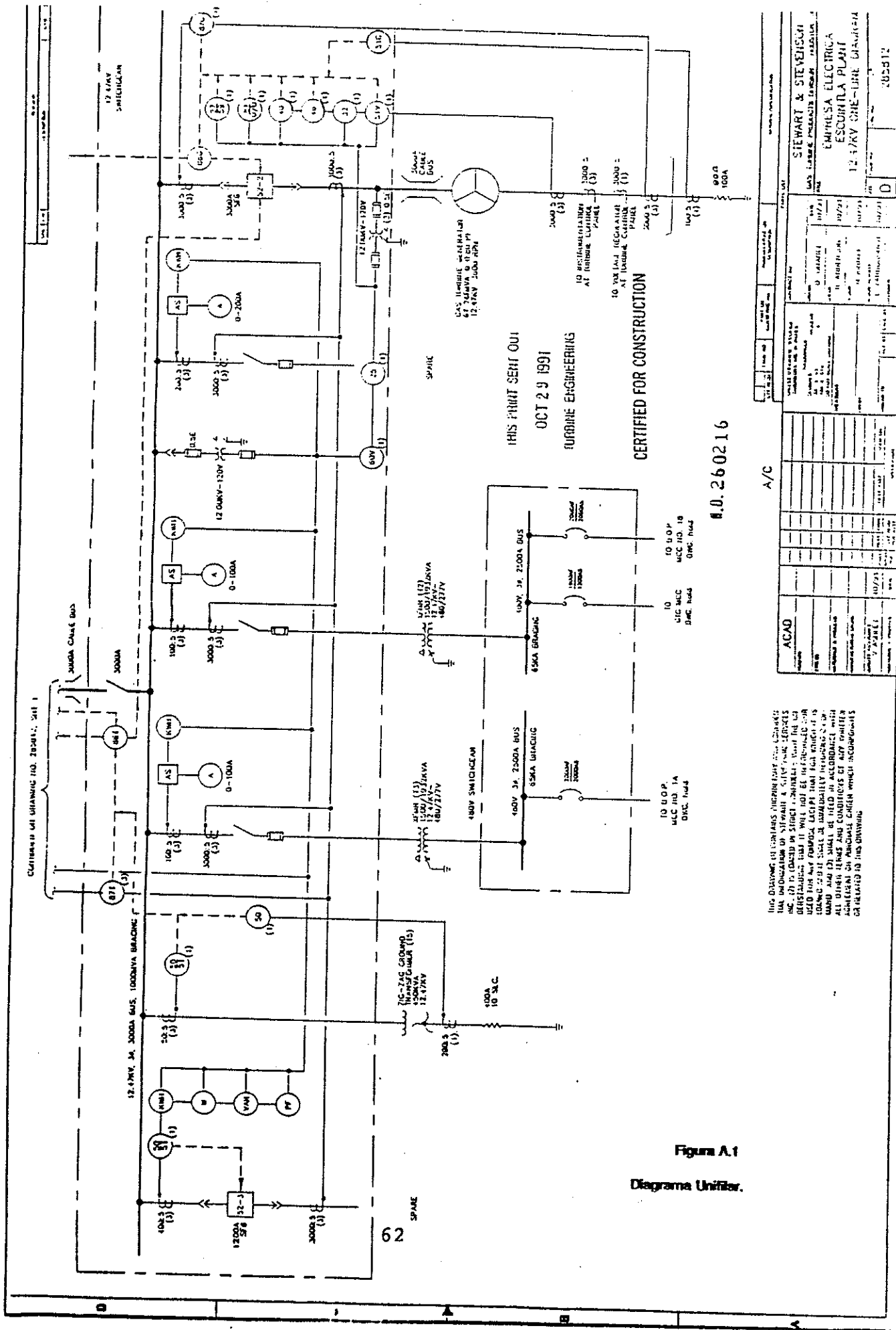


Figure A.1
Diagrama Unitfilter.

THIS DRAWING IS CERTIFIED FOR CONSTRUCTION. ANY CHANGES TO BE MADE TO THIS DRAWING MUST BE APPROVED BY THE ENGINEER OF RECORD AND THE CLIENT. THE ENGINEER OF RECORD IS NOT RESPONSIBLE FOR THE ACCURACY OF THE INFORMATION PROVIDED TO HIM BY OTHER PERSONS OR FOR THE ACCURACY OF THE INFORMATION PROVIDED BY HIM TO OTHER PERSONS. THE ENGINEER OF RECORD IS NOT RESPONSIBLE FOR THE ACCURACY OF THE INFORMATION PROVIDED BY HIM TO OTHER PERSONS.

NO.	DATE	BY	DESCRIPTION
1	10/29/91
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

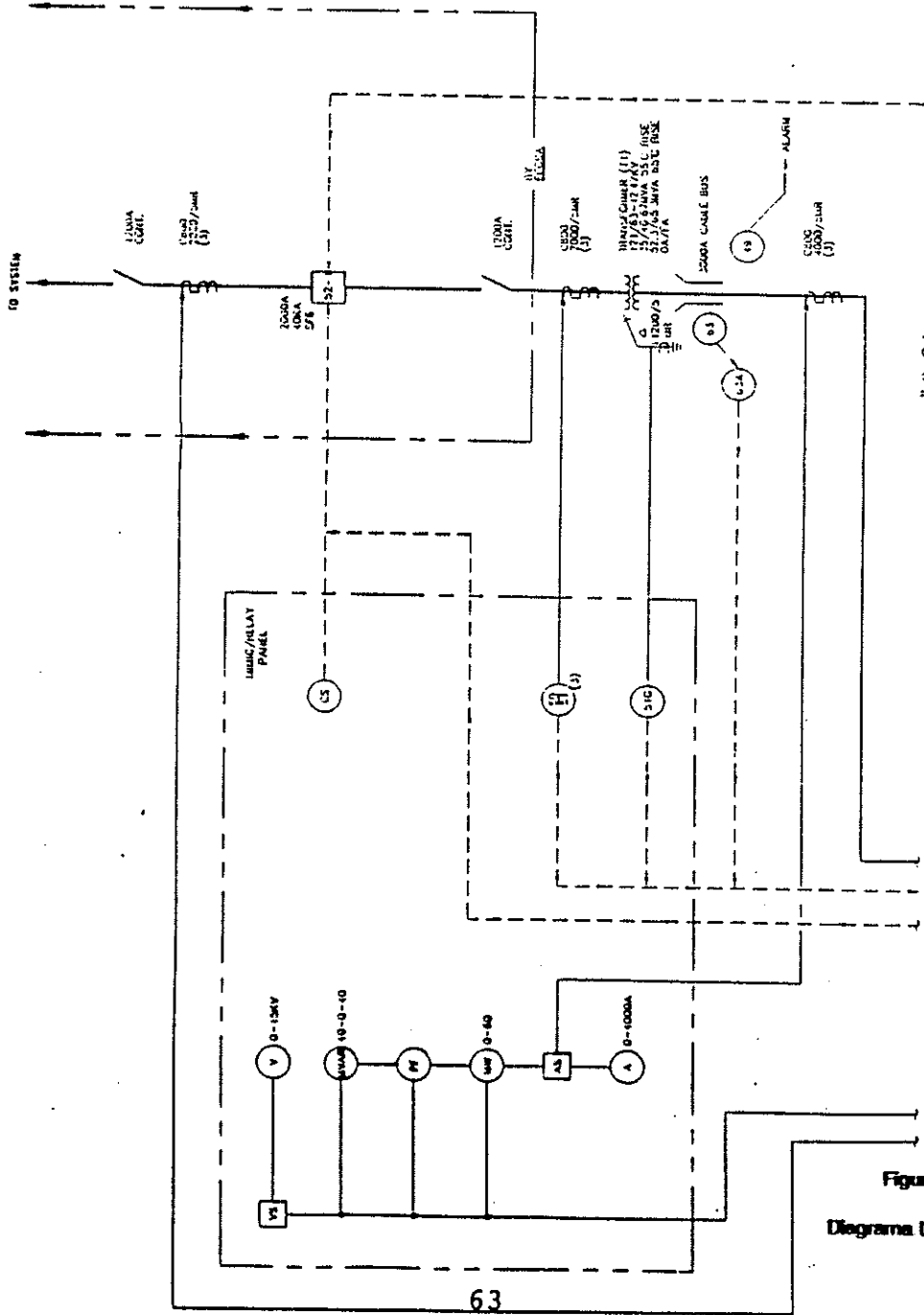
STEWART & STEVENSON
 EMPHISA ELECTRICAL
 ESCORTILLA PLANT
 12.47KV CHEMUR UNIT FILTER

NO. 2055912

THIS FIRST SET OF
 OCT 29 1991
 ENGINEERING

CERTIFIED FOR CONSTRUCTION

THIS DRAWING IS THE PROPERTY OF STEWART & STEVENSON AND SHALL REMAIN THEIR PROPERTY. IT IS TO BE USED ONLY FOR THE PROJECT AND SITE SPECIFICALLY IDENTIFIED HEREON. NO PART OF THIS DRAWING IS TO BE REPRODUCED OR TRANSMITTED IN ANY FORM OR BY ANY MEANS, ELECTRONIC OR MECHANICAL, INCLUDING PHOTOCOPYING, RECORDING, OR BY ANY INFORMATION STORAGE AND RETRIEVAL SYSTEM, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF STEWART & STEVENSON. THE CONTRACTOR SHALL BE RESPONSIBLE FOR OBTAINING ALL NECESSARY PERMITS AND APPROVALS FROM ALL AGENCIES AND AGENCIES INVOLVED IN THE PROJECT. THE CONTRACTOR SHALL BE RESPONSIBLE FOR OBTAINING ALL NECESSARY PERMITS AND APPROVALS FROM ALL AGENCIES AND AGENCIES INVOLVED IN THE PROJECT. THE CONTRACTOR SHALL BE RESPONSIBLE FOR OBTAINING ALL NECESSARY PERMITS AND APPROVALS FROM ALL AGENCIES AND AGENCIES INVOLVED IN THE PROJECT.



I.U. 260216

FOR CONSULTATION SEE DRAWING NO. 200812, SHEET 2

Figure A2
 Diagrama Unifilar.

ACAD		A/C	
NO.	DATE	NO.	DATE
1	10/29/91	1	10/29/91
2	10/29/91	2	10/29/91
3	10/29/91	3	10/29/91
4	10/29/91	4	10/29/91
5	10/29/91	5	10/29/91
6	10/29/91	6	10/29/91
7	10/29/91	7	10/29/91
8	10/29/91	8	10/29/91
9	10/29/91	9	10/29/91
10	10/29/91	10	10/29/91

STEWART & STEVENSON
 EMPRESA ELECTRICA
 ESCUELA PLAZA
 03/12-47KV ONE-ONE
 245512

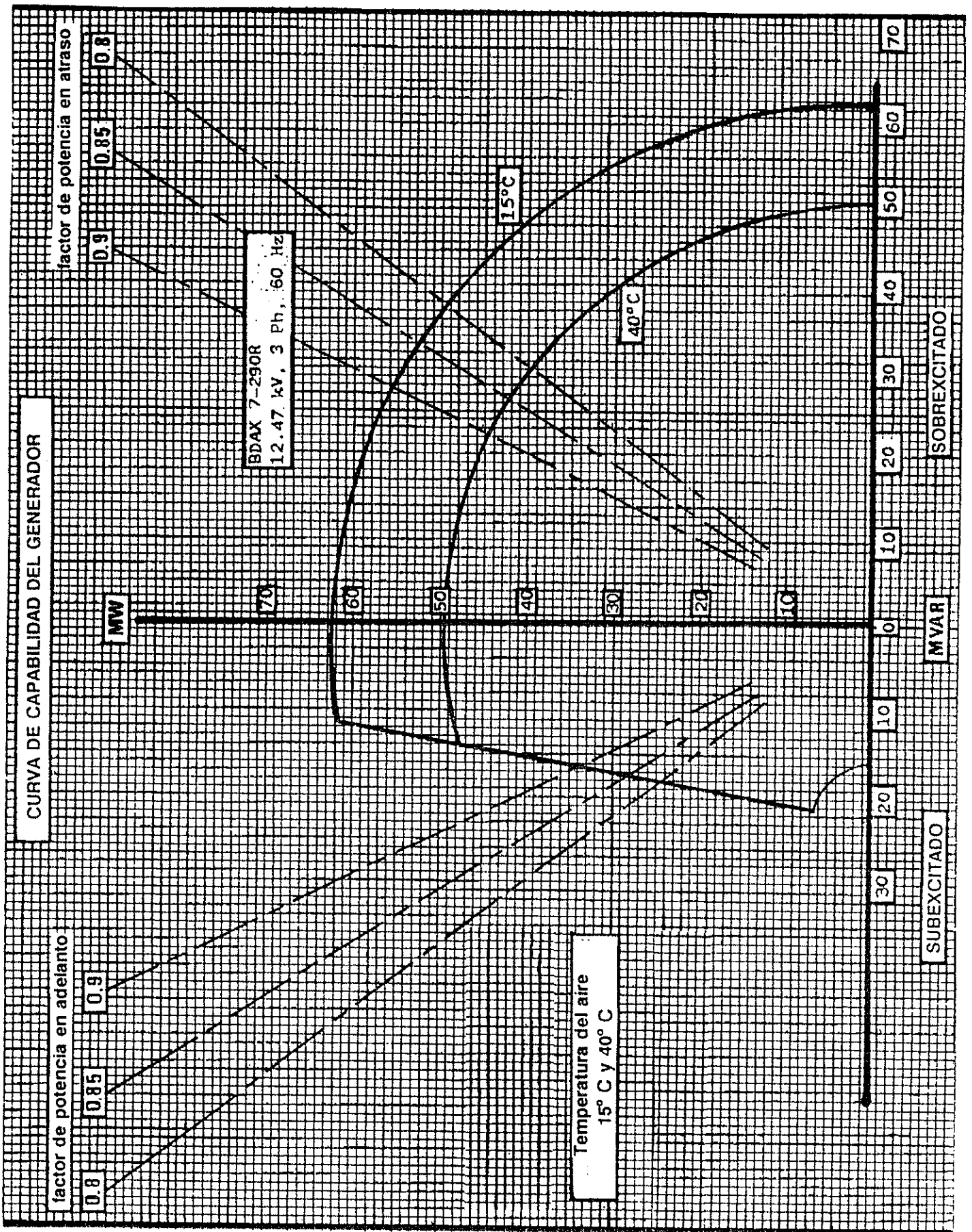


Figura A3

Curva de Capacidad.

PLACAS DE TRANSFORMADOR Y AUTOTRANSFORMADOR

APÉNDICE B

PROLEC®

OIL-IMMERSED TRANSFORMER

3 PHASES 60 Hz CLASS OA/FA/(FA) FUT.

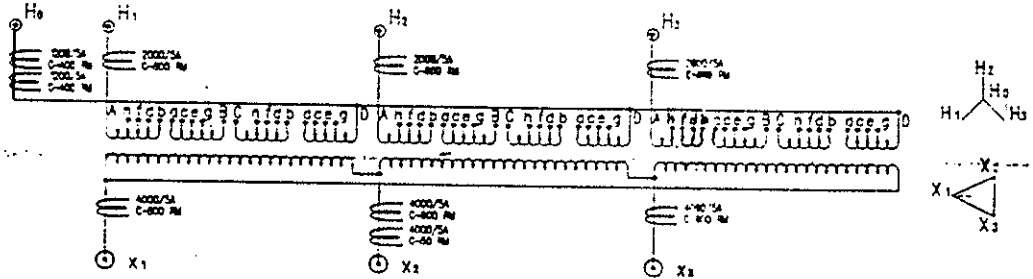
INSULATING LIQUID OIL NON-PCB SERIAL No PH46-01

35000/46667 KVA OA/FA AT TEMPERATURE RISE OF 55°C
 52267/65333 KVA FA/(FA FUT) AT TEMPERATURE RISE OF 65°C

12.1 KV	63 KV	KVA BASE	°C
7.33	7.38	35000	75
9.84	9.74	46667	75
11.04	10.98	52267	85
13.80	13.70	65333	85

VOLTAGE RATIO Kv		
12.1/12.47		
63/12.47		
BASIC IMPULSE LEVEL		
FULL WAVE (KV)		
HV=550	HO=110	X=110

ALTITUDE 3300 Ft



WINDING	VOLTS	CONNECTIONS				NO LOAD TAP CRANER POSITION	
		AMPS				No. I	No. II
		OA 55°C	FA 1 55°C	FA 1 65°C	FA 2 65°C FUT		
HIGH TAP	11134	53	204	225	285	1	1
	30797	54	205	231	288	2	2
	72748	55	208	233	292	3	3
	127706	56	211	236	295	4	4
	125252	57	214	239	298	5	5
	249564	58	218	241	302	6	6
	193751	59	221	244	305	7	7
	22191	60	224	247	308	8	8
	191000	61	227	249	312	9	9
	182478	62	230	252	315	10	10
	176175	63	233	255	320	11	11
	161931	64	236	258	324	12	12
	148550	65	239	261	328	13	13
	66257	66	242	264	332	14	14
64624	67	245	267	336	15	15	
63000	68	248	270	340	16	16	
61382	69	251	273	344	17	17	
59530	70	254	276	348	18	18	
57928	71	257	279	352	19	19	
56275	72	260	282	356	20	20	
54475	73	263	285	360	21	21	
LOW VOLTAGE	12470	1820	2181	2420	3025	FOR INTERNAL CONNECTIONS AT BOARD FOR 12.1 KV CONNECT B WITH C, A & D ARE NOT USED. FOR 63 KV CONNECT A WITH C & B WITH D.	

INSULATING LIQUID (GALLONS.)	
TANK	3895
RADIATORS	9.05
TOTAL	4800

APPRX. WEIGHTS (LBS.):	
COPE AND COILS	61100
TANK AND FITTING	38600
INSULATING LIQUID	36100
TOTAL	135800

CARETAKING:

- DO NOT OPERATE TAP CHANGER WITH THE TRANSFORMER ENERGIZED.
- DO NOT OPERATE TRANSFORMER IF THE INSULATION LIQUID LEVEL INDICATOR IS IN THE LOWEST PART OF THE SCALE.
- DISTANCE BETWEEN THE HIGHEST POINT OF MAN HOLE TO THE INSULATING LIQUID LEVEL AT 25°C
- LIQUID LEVEL CHANGE PER 10°C
- SOUND LEVEL AT 52261 KVA.
- MAXIMUM OPERATING PRESSURES OF LIQUID PRESERVATION SYSTEM
 5 lbf/in² POSITIVE AND 2 lbf/in² POSITIVE
- TANK DESIGNED FOR 15 lbf/in² VACUUM FILLING
- TRANSFORMER OIL NON-PCB LESS THAN 1P.P.W.
- CHANGE IN SECONDARY VOLTAGE IS DONE BY COPPER LINKS LOCATED INSIDE THE TRANSFORMER TANK. SEE DRAWING, PH460J8803.

16 3/4
1
78

Figura B.1

Placa del transformador.

U.S. TRANSFORMER WEST INC.

POCATELLO IDAHO, 83201

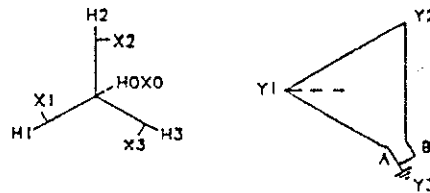
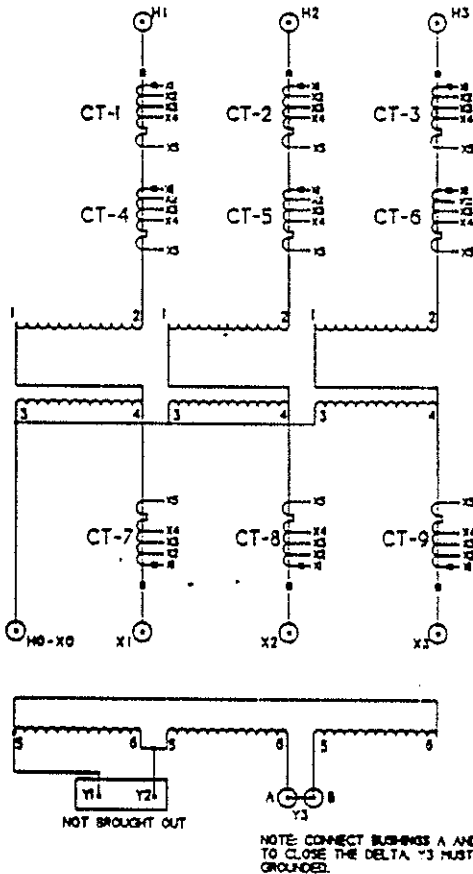
REMANUFACTURED

AUTOTRANSFORMER

S/N CLASS 0A/FA/FA THREE PHASE 60 HERTZ
 HV (CU) 350 KV BIL 72000 GrdY/41570 VOLTS
 LV (CU) 350 KV BIL 63000 GrdY/36370 VOLTS
 TV (CU) 75 KV BIL BURIED
 NEUTRAL 350 KV BIL
 CONTINUOUS TEMPERATURE RISE 65°C 31.5/42/52 MVA
 IMPEDANCE 1.3 % AT 72000-63000 VOLTS AND 31.5 MVA

HIGH VOLTAGE	
VOLTS (L-L) (H)	AMPS @ 52 MVA
72000	417
FOR STEP-UP OPERATION	

LOW VOLTAGE	
VOLTS (L-L) (X)	AMPS @ 52 MVA
63000	477



BUSHING CURRENT TRANSFORMER
 MULTI-RATIO ACC. CLASS C400
 CT: 12.3.4.5.6

CURRENT RATIO	TAP	CURRENT RATIO	TAP
50:5	X2-X3	300:5	X2-X4
100:5	X0-X2	400:5	X2-X4
150:5	X0-X3	450:5	X3-X5
200:5	X4-X5	500:5	X2-X5
250:5	X3-X4	600:5	X0-X5

BUSHING CURRENT TRANSFORMER
 MULTI-RATIO ACC. CLASS C200
 CT: 7.8.9

CURRENT RATIO	TAP	CURRENT RATIO	TAP
50:5	X2-X3	300:5	X2-X4
100:5	X0-X2	400:5	X0-X4
150:5	X0-X3	450:5	X3-X5
200:5	X4-X5	500:5	X2-X5
250:5	X3-X4	600:5	X0-X5

APPROXIMATE	WEIGHT (LBS)	VOLUME (GAL)
UNTANKING (CORE & COIL)	32000	---
TANK AND FITTINGS	22350	---
OIL - MAIN TANK	27000	5800
OIL - RADIATORS	2250	300
TOTAL	83600	3900

OIL LEVEL BELOW TOP OF MANHOLE FLANGE AT 25°C (77°F) 14.75 INCHES!
 OIL LEVEL CHANGES 0.02 INCHES PER 1°F CHANGE IN OIL TEMP.
 TRANSFORMER TANK TO WITHSTAND FULL VACUUM AND 5 POUNDS
 POSITIVE PRESSURE.
 TRANSFORMER FILLED WITH INHIBITED OIL.

READ INSTRUCTIONS BEFORE INSTALLATION OR OPERATION.
 THE UNIT DOES NOT CONTAIN PCB AT THE OF INITIAL FILLING.

ORIGINALLY MANUFACTURED BY H.K. PORTER CO.

Figura B.2

Placa característica del autotransformador

APÉNDICE C

PROBABILIDAD DE FALLA DEL TRANSFORMADOR

El objeto de haber agregado este apéndice es el analizar cuál sería la probabilidad de falla del transformador de la Unidad de Gas No. 6, si no se llevara a cabo ninguna de la alternativa planteada a lo largo de esta tesis.

Uno de los aspectos mas importantes en cualquier proceso es la confiabilidad de los elementos que participan en él.

Cuando se habla de procesos industriales, entre los que está incluida la producción de energía eléctrica, se ha definido a la confiabilidad como la probabilidad de que un sistema opere sin producirse fallas durante un período de tiempo determinado, bajo condiciones establecidas.

Partiendo de la definición anterior, podemos inferir que un sistema no es inconfiable si éste falla por no respetar los parámetros de operación para los que fue diseñado. Es decir, si el transformador en cuestión fallara por no respetar sus niveles de voltaje, no podemos decir que sea poco confiable desde el punto de vista de su diseño, aunque puede serlo desde el punto de vista de su operación en las condiciones previamente definidas en esta tesis.

Hay otro concepto que se relaciona con la confiabilidad y es el de la fiabilidad. Se define la fiabilidad como la disciplina o ciencia, cuyo objetivo es la evaluación y la mejora de la confiabilidad de un sistema. Hay que aclarar que la fiabilidad no es un análisis con base en perspectivas fatalistas. Es decir, la fiabilidad es aquella herramienta que nos permite cuantificar el riesgo o, dicho de otra forma, cuantificar la probabilidad de falla de un sistema.

Al someterse el transformador a sobretensiones, puede esperarse una falla de ruptura de aislamiento. Igualmente, según datos históricos de los años de 1983 a 1992 para transformadores similares al estudiado, producidos por el mismo fabricante y utilizados por la Comisión Federal de Electricidad de México¹, puede esperarse que una falla sea mas probable durante los primeros años de operación.

En vista de que no existen datos históricos que indiquen una interrelación entre la edad del transformador y el tipo de falla, estos eventos se tratarán como sucesos independientes².

Según la recopilación de datos mencionada, 52.11% de los transformadores de potencia fallan por daños en su aislamiento, el restante 47.89% falla por otras causas.

Asimismo, 35.26% de los transformadores fallan entre el primero y quinto años de operación, 24.74% entre los 6 y los 10 años, 19.47% entre los 11 y los 15 años, 12.11% entre los 25 años, 2.10% entre los 26 y los 30 años, 1.05% entre los 31 y los 35 años, y 0.53% después de los 35 años.

¹. La Comisión Federal de Electricidad de México es en el mundo el mayor usuario de transformadores de potencia de la marca del que se está analizando, según información proporcionada por el fabricante.

². El autor asume que el lector cuenta con los conocimientos básicos de estadística probalística, por lo que no se entrará en definiciones de esta disciplina (como "sucesos independiente").

Si se denota la probabilidad de que la falla sea por aislamiento como $P(A)$ y la probabilidad de que la falla ocurra en un determinado período de tiempo como $P(F_i)$, entonces la probabilidad $P(Q_i)$ de que el transformador falle en un período dado a causa de una ruptura del aislamiento estará dado por

$$P(Q_i) = P(F_i) P(A) \quad (C.1)$$

donde el subíndice "i" indica el número del período.

En la tabla C.1, se han resumido los datos antes mencionados y los resultados para $P(Q_i)$.

i	F_i	$P(F_i)$	$P(Q_i)$
1	1 - 5	0.3526	0.1837
2	6 - 10	0.2474	0.1283
3	11 - 15	0.1947	0.1016
4	15 - 20	0.1211	0.0632
5	21 - 25	0.0474	0.0248
6	25 - 30	0.0210	0.0110
7	31 - 35	0.0105	0.0056
8	36 o más	0.0053	0.0029

$P(A) = 0.5211$, para todos los casos.

Tabla C.1

Datos estadísticos de fallas de transformadores.

De la tabla C.1 podemos ver que existe una probabilidad de 18.37% de que una falla por ruptura de aislamiento ocurra durante los cinco primeros años de operación.

BIBLIOGRAFIA

1. CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas. Jaime Alemán Casas et. al. Colombia: McGraw-Hill. 1987.
2. EDMINISTER, Joseph. Circuitos eléctricos. José Bescos Belarra, Angel Gutiérrez Vázquez. Segunda edición. Colombia: McGraw-Hill. 1969.
3. ELGERD, Olle I. Electric energy systems theory. India: Tata McGraw-Hill Publishing Company. 1978.
4. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Curso de transformadores y motores eléctricos de inducción. Tercera Edición. México: Limusa. 1984.
5. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Guía de coordinación de aislamiento en subestaciones eléctricas. México: s.p.i. s.f.
6. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de diseño para subestaciones eléctricas. Preedición. México: Ed. Limusa. 1983.
7. GINGRICH, Harold W. Máquinas eléctricas, transformadores y controles. Alfonso Rodríguez Z. México: Prentice Hall Hispanoamericana. 1980.
8. GOURISHANKAR, Vembu. Conversión de energía electromecánica. Guillermo Aguilar. México: Representaciones de servicios e Ingeniería, S. A. 1975.

9. **KINGSLEY, Charles et. al. Teoría y análisis de las máquinas eléctricas. Enrique Belza Valls. Segunda edición. México: Editorial Hispano Europea, S. A. 1984.**
10. **KOSOW, Irving L. Máquinas eléctricas y transformadores. Jorge Casas Jorba et. al. España: Editorial Reverté, S. A. 1980.**
11. **MOTA PALOMINO, Ricardo. Programa de flujos de potencia. México: Comisión económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). 1990.**
12. **PARK, William R. Cost engineering analysis: a guide to the economic evaluation of engineering projects. Estados Unidos: Wiley-Interscience. 1973.**
13. **STEPHENS, Richard E. et. al. EEl Method for economic evaluation of distribution transformers. Estados Unidos: s.p.i. 1980.**
14. **STEVENSON, William D. Análisis de sistemas eléctricos de potencia. Jairo Osuna Suárez. Segunda edición. México: McGraw-Hill. 1988.**
15. **TAYLOR, George A. Ingeniería Económica. Alfredo Díaz Mata. Segunda edición. México: Ed. Limusa. 1990.**
16. **Bitácora de operación de la Unidad de Gas No. 6. Guatemala: Instituto Nacional de Electrificación.**
17. **Certificados de ajuste de las protecciones de la Unidad de Gas No. 6. Estados Unidos: Bath Electrical Services Inc. 1992.**

18. Electric distribution systems engineering handbook. Estados Unidos: Ebasco Services, Inc., McGraw-Hill Publications Co. 1987.
19. Electrical Transmission and Distribution Reference Book. Cuarta edición. Estados Unidos: Westinghouse Electric Corporation. 1964.
20. Estadística de fallas de transformadores de potencia para los años 1983 a 1992. México: Comisión Federal de Electricidad. 1992.
21. IEEE Standard general requirements for liquid immersed distribution, power, and regulating transformers C57.12.00-1980. Estados Unidos: American National Standards Institute, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1980.
22. LM5000 PD Performance test for Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. Estados Unidos: Stewart & Stevenson Services Inc. 1991.
23. LM5000-STIG120 O & M manuals. Estados Unidos: Stewart & Stevenson Services Inc. 1992.
24. Quality assurance. México: PROLEC, S. A. DE C. V. 1989.
25. Quality documentation dossier. Estados Unidos: Brush Electric Machines, LTD. 1991.
26. Selección, ajuste y coordinación de protecciones eléctricas. Cuernavaca - Mexico: Centro De Investigaciones Eléctricas. s.f.