

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

TEMA:

**“CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA,
INCIDENCIA EN LA VIDA ÚTIL, PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y
CONDICIONES OPERATIVAS”**

AUTORES:

**EDUARDO AGUSTÍN CAJAMARCA ENCALADA
XAVIER FRANCISCO SIGUA MAXI**

DIRECTOR:

ING. DIEGO CHACÓN

CUENCA – ECUADOR

2010

Ing. Diego Chacón

Certifica:

Que la tesis ha sido desarrollada en su totalidad por los señores Eduardo Agustín Cajamarca Encalada y Xavier Francisco Sigua Maxi bajo mi dirección, por lo que autorizo su presentación.

Cuenca, Diciembre del 2010.

Ing. Diego Chacón
Director

Los conceptos empleados y análisis realizados de esta tesis, son de entera responsabilidad de los autores

Cuenca, Diciembre del 2010.

EDUARDO AGUSTIN CAJAMARCA ENCALADA

XAVIER FRANCISCO SIGUA MAXI

AGRADECIMIENTO

Queremos dejar constancia de nuestro agradecimiento a la Universidad Politécnica Salesiana Sede Matriz Cuenca, por todos estos hermosos años de estudio, trabajo y sacrificio recorridos en sus aulas; a la CENTROSUR que nos brindo la confianza y apoyo en el desarrollo de este proyecto y de manera muy especial, a los Ingenieros: Diego Chacón, Armando Guamán y Patricio Quituisaca que con su acertada dirección nos han ayudado a concluir con éxito este proyecto.

Los autores

DEDICATORIA

A mi padre y madre Agustín y Sonia les dedico todo el esfuerzo puesto en este proyecto por ser el símbolo de la paciencia, la comprensión y del amor incondicional.

A mis hermanos María del Pilar, Andrés y Johanna por su apoyo y aliento en los momentos difíciles.

Eduardo

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre que durante toda mi vida me apoyado y quien ha sido ejemplo de perseverancia, dedicación y trabajo. A mi familia, Erikita y mi pequeño quienes son mi motivo de vida y quienes han estado presente en esos buenos y malos momentos, y en especial para mi viejo que se que desde allá está disfrutando al igual que yo de esta meta alcanzada.

Xavier

ÍNDICE DEL CONTENIDO

CAPITULO I

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1.1 Funcionamiento.....	2
1.1.1 Potencia.....	3
1.1.2 Clases de aislamiento.....	4
1.1.3 Clases de refrigeración.....	5
1.2 Elementos constructivos.....	9
1.2.1 Núcleo.....	9
1.2.2 Bobinas.....	13
1.2.2.1 Bobinado Pancake.....	18
1.2.2.2 Bobinado en capas (Barril).....	19
1.2.2.3 Bobinado Helicoidal.....	19
1.2.2.4 Bobinado en discos.....	20
1.2.3 Accesorios.....	21
1.2.3.1 Indicador de nivel de aceite.....	21
1.2.3.2 Dispositivo de alivio de presión.....	22
1.2.3.3 Indicador de temperatura de líquido.....	23
1.2.3.4 Indicador de temperatura del bobinado.....	23
1.2.3.5 Relé de presión súbita.....	24
1.2.3.6 Respiradores del desecante.....	24
1.2.4 Sistema de preservación de líquido.....	24
1.2.4.1 Relé Buchholz.....	26
1.3 Tipos de transformadores de potencia.....	27
1.3.1 Por el tipo de aislamiento.....	28
1.3.1.1 Transformadores aislados con aceite mineral.....	28
1.3.1.2 Transformadores aislados con aceite vegetal.....	28
1.3.1.3 Transformadores aislados con askeral.....	31

1.3.1.4 Transformadores aislados con flourogas.....	32
1.3.1.5 Transformadores aislados con nitrógeno y aire.....	32
1.3.2 Por el tipo de enfriamiento.....	33
1.3.2.1 Transformadores enfriados con ventilador.....	33
1.3.2.2 Transformadores con enfriamiento forzado.....	33
1.3.2.3 Transformadores enfriados por agua.....	33
1.4 Tipos de conexiones.....	33
1.4.1 Polaridad de transformadores monofásicos.....	34
1.4.2 Desplazamiento angular de transformadores trifásicos.....	35
1.4.3 Conexiones de transformadores trifásicos.....	35
1.4.4 Conexión Estrella-Estrella.....	37
1.4.5 Conexión Delta-Delta.....	38
1.4.6 Conexiones Delta-Estrella y Estrella-Delta.....	39
1.4.7 Transformadores de bobinas múltiples.....	40
1.4.8 Interconexión estrella y puesta a tierra de transformadores.....	41
1.4.9 Transformadores en paralelo.....	42

CAPITULO II

SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA E IMPACTO EN SU VIDA ÚTIL

2.1 Generalidades.....	44
2.2 Efectos de sobrecarga.....	45
2.3 Vida del aislamiento de un transformador.....	46
2.3.1 Generalidades.....	46
2.3.2 Aislamiento sólido –Papel.....	46
2.3.3 Aislamiento liquido –aceite.....	47
2.3.3.1 Funciones del aceite.....	47
2.3.3.1.1 Aislamiento eléctrico.....	47
2.3.3.1.2 Disipación de calor.....	47

2.3.3.1.3 Propósitos de diagnóstico.....	48
2.3.4 Fuentes de contaminación.....	48
2.3.4.1 Externas.....	48
2.3.4.2 Internas.....	49
2.3.5 Expectativa de vida del transformador.....	49
2.4 Temperatura ambiente y su influencia en la carga.....	51
2.4.1 Generalidades.....	51
2.4.2 Aproximación de temperatura ambiente para transformadores refrigerados por aire.....	51
2.4.3 Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal.....	52
2.5 Cálculo de temperaturas.....	53
2.5.1 Calculo de temperatura y pérdidas de vida para cargas de corta duración sobre la capacidad nominal del transformador	53
2.5.2 Método de conversión real a ciclo de carga equivalente.....	54
2.5.3 Ecuaciones para el cálculo de calentamiento transitorio de transformadores sumergidos en aceite.....	56
2.5.3.1 Determinación de las ecuaciones de temperatura.....	57
2.5.3.2 Corrección de ecuaciones.....	59
2.5.3.3 Constante de tiempo.....	59
2.5.3.4 Pérdida en Bobinas (Pérdida de carga).....	60
2.5.3.5 Viscosidad del aceite.....	61
2.6 Carga de transformadores de potencia.....	61
2.6.1 Carga base para una expectativa de vida normal.....	61
2.6.1.1 Condiciones Básicas.....	61
2.6.1.2 Carga para una expectativa de vida normal bajo condiciones específicas.....	62
2.6.1.2.1 Carga por temperatura de aceite.....	62
2.6.1.2.2 Carga continua en base a pruebas de elevación promedio de temperatura en las bobinas.....	63
2.6.1.2.3 Cargabilidad en base a cargas de corta duración superiores a la nominal.....	64

2.6.1.2.4 Carga por indicador de temperatura del punto más caliente.....	64
2.6.2 Sobrecarga de corta duración con moderado sacrificio de vida.....	64
2.6.2.1 Envejecimiento del aislamiento debido a la operación por encima de 110 ° C de temperatura en el punto más caliente.....	64
2.6.2.2 Métodos para la determinación de cargas por encima de la nominal, con algún sacrificio de vida.....	66
2.6.2.2.1 Transformadores con características específicas conocidas.....	66
2.6.2.2.2 Transformadores con características específicas desconocidas o cargas conservadoras.....	67
2.6.2.2.3 Características asumidas para los transformadores que permiten cargas en tablas 3 (a) -3 (u).....	67
2.6.2.2.4 Límites de temperatura y carga.....	67
2.6.2.2.5 Ciclos de carga.....	67
2.6.2.2.6 Bases para un moderado sacrificio de vida. Cargas tabla 3(a) - 3(u).....	68
2.7 Recolección de datos operativos de determinado número de TP de la CENTROSUR. Análisis técnico y resultado.....	68
2.7.1 Cálculo de cargabilidad al transformador de potencia de la S/E 07.....	68
2.7.1.1 Análisis de Resultados.....	71
2.7.1.1.1 Curvas de pérdida de vida en función del porcentaje de sobrecarga.....	71
2.7.1.1.2 Curvas de elevación de temperatura en el punto más caliente del bobinado en función del porcentaje de sobrecarga.....	73
2.7.1.1.3 Curvas de elevación de temperatura en la parte superior del aceite en función del porcentaje de sobrecarga.....	75
2.7.2 Cálculo de cargabilidad al transformador de potencia de la SE14.....	77
2.7.2.1 Determinación de elevación de temperatura en la parte superior del aceite.....	78
2.7.2.2 Elevación de temperatura en el punto más caliente del conductor al gradiente de la parte superior del aceite.....	80
2.7.2.3 Temperatura del punto más caliente del conductor.....	81
2.7.2.4 Porcentaje de pérdida de vida.....	82

CAPITULO III

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CONDICIONES OPERATIVAS

3.1 Operación del transformador dentro del sistema eléctrico.....	83
3.1.1 Sistema eléctrico de potencia.....	83
3.1.2 La Subestación.....	84
3.2 Análisis técnico del número de transformadores por subestación.....	86
3.2.1 Importancia del número de unidades transformadoras en una subestación.....	86
3.2.2 Beneficios de tener una serie de unidades transformadoras en una SE.....	87
3.3 Análisis económico del número de transformadores por subestación.....	90
3.3.1 Introducción.....	90
3.3.2 Comportamiento del crecimiento espacial.....	90
3.3.3 Tendencia de crecimiento Local "S".....	91
3.4 Cargabilidad máxima considerando margen para transferencia de cargas.....	92
3.5 Análisis técnico-económico a una subestación en particular propiedad de la CENTROSUR.....	105
3.5.1 Antecedentes.....	105
3.5.2 Equipamiento.....	106
3.5.3 Análisis y resultados técnicos.....	108
3.5.3.1 Evolución de la demanda y cargabilidad.....	108
3.5.3.2 Características proyectadas para la SE07.....	110
3.5.3.3 Características de la unidad transformadora.....	110
3.5.4 Análisis económico.....	112
3.5.4.1 Precio de las horas de vida extras que pierde el transformador.....	112
3.5.4.2 Costo de la energía no servida.....	113

CAPITULO IV

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SU INFLUENCIA EN EL ASPECTO ECONÓMICO

4.1 Importancia de analizar las pérdidas de energía en la selección de transformadores.....	115
4.1.1 Evaluación de las pérdidas.....	115
4.2 Pérdidas de energía.....	116
4.3 Armónicos en transformadores de potencia.....	117
4.3.1 Generalidades.....	117
4.3.2 Índices de calidad.....	118
4.3.3 Límites.	118
4.3.4 Efectos en los transformadores.....	120
4.4 El factor k	120
4.4.1 Desclasificación de transformadores - factor K.....	120
4.4.2 Transformadores de factor K.....	124
4.4.3 Análisis de TDH de la SE07.....	124
4.4.4 Análisis de TDH en los transformadores de potencia de la CENTROSUR.....	129
4.5 Impacto de las pérdidas en la vida útil del transformador.....	133
4.6 Transformadores con pérdidas convencionales y pérdidas reducidas - análisis económico: relación entre costos y pérdidas para su correcta elección.....	134
4.6.1 Generalidades.....	134
4.6.2 Impedancia en transformadores.....	137
4.6.3 Ecuaciones para la evaluación de pérdidas.....	138
4.6.4 Cálculo de pérdida anual al transformador TR1 de la SE07 (RICAURTE).....	140
4.6.5 Evaluación de pérdidas para la unidad proyectada. TR2 - SE07.....	142
4.6.6 Influencia de la antigüedad.....	144
4.6.7 Pérdida anual por antigüedad TR1-SE07.....	146

4.6.8 Posibles ahorros de energía.....	147
4.7 CRITERIOS DE EXPANSION.....	148
4.7.1 Introducción.....	148
4.7.2 Planificación.....	148
4.7.3 Regla de mediatriz.....	149
4.7.4 Territorios de servicio de subestaciones como baldosas.....	150
4.7.5 Consideraciones en el sitio, tamaño y área de servicio de una subestación.....	152
4.7.6 La baldosa óptima y cómo reacciona a los cambios en el diseño.....	152
4.7.7 Normas para la ubicación de una subestación.....	154
4.7.8 Ubicación de una subestación cerca de los límites del territorio de servicio.....	157
4.7.9 Influencia del nivel de tensión.....	158
4.7.10 Análisis del sistema CENTROSUR.....	160
ANEXOS.....	170
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	180
BIBLIOGRAFÍA.....	189

INTRODUCCIÓN

El propósito principal de este proyecto se centra en el estudio de los transformadores de potencia, conocer su construcción, funcionamiento y el análisis de cómo influye una sobrecarga en su vida útil. Se intenta dar pautas y recomendaciones de cómo debe estar conformada una subestación para garantizar el desempeño óptimo dentro del sistema eléctrico de potencia, así como establecer un margen de cargabilidad para labores de contingencias. Así también determinar el grado de cargabilidad en las subestaciones que conforman el sistema eléctrico de distribución de la empresa CENTROSUR en busca de no comprometer el envejecimiento acelerado de las unidades transformadoras.

La calidad de energía es un parámetro que no puede ser desatendido y por ello se analiza las pérdidas de energía, los causantes de que estas se incrementen y la manera de contrarrestarlas, con el fin de obtener el mayor beneficio económico para la empresa. Por último, analizar la zona de concesión de la empresa CENTROSUR dentro del territorio ecuatoriano con el fin de establecer recomendaciones para futuros proyectos de expansión de la misma.

CAPITULO I

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

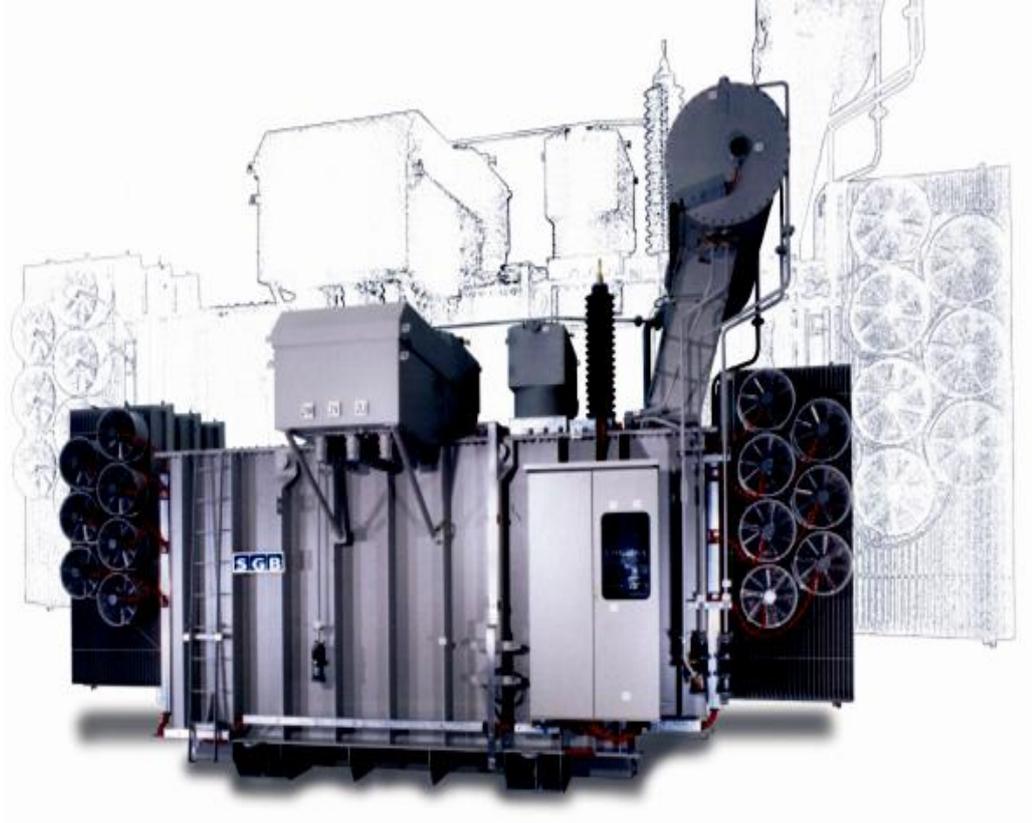


Figura 1. 1 Transformador de potencia.

Fuente: SGB, Transformadores de potencia, www.sgb-trafo.de.

La invención del transformador, data del año de 1884 para ser aplicado en los sistemas de transmisión que en esa época eran de corriente directa y presentaban limitaciones técnicas y económicas. El primer sistema comercial de corriente alterna con fines de distribución de la energía eléctrica que usaba transformadores, se puso en operación en los Estados Unidos de América, en el año de 1886 en Great Barington, Mass, en ese mismo año, se transmitió energía eléctrica a 2000 V en corriente alterna a una distancia de 30 kilómetros, en una línea construida en Cerchi, Italia. A partir de esta pequeña aplicación inicial, la industria eléctrica en el mundo ha ido avanzando de tal forma que en la actualidad es factor de desarrollo de los pueblos, formando parte importante en esta industria el transformador.¹

¹ EL TRAF0 www.alipso.com/monografías/tranforma/

1.1 FUNCIONAMIENTO

El transformador es un dispositivo eléctrico estático que no posee partes móviles, que cambia potencia eléctrica alterna de un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna a otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común. Estas bobinas no están usualmente conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo.²

Los transformadores de potencia son usados en los sistemas eléctricos para transferir energía entre circuitos mediante el uso de la inducción electromagnética. El término transformador de potencia es usado para referirse a los transformadores usados entre el generador y los circuitos de distribución, y estos por lo general están entre potencias de 500 kVA y superiores. Los sistemas de energía típicamente consisten de un gran número de lugares de generación, puntos de distribución, e interconexiones dentro del sistema o con sistemas cercanos y/o vecinos. La complejidad del sistema conduce a una variedad de voltajes de distribución y transmisión. Los transformadores de potencia son usados en cada uno de estos puntos donde hay una conversión entre niveles de voltaje.

Los transformadores de potencia son seleccionados en base a la aplicación, y su diseño es más complejo cuanto mayor sea la unidad. Los transformadores de potencia que están disponibles para la operación *step-up* (elevación) son usados principalmente en el generador, y los de operación *step-down* (reducción) son utilizados principalmente para alimentar los circuitos de distribución. Los transformadores de potencia están disponibles en aparatos de una sola fase o tres fases.

La construcción de un transformador depende de su aplicación. Transformadores para uso en interiores son principalmente del tipo seco, pero también puede ser en líquido inmerso.

² CHAPMAN, Stephen, *Máquinas eléctricas*, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá - Colombia, 2000, p.61.

Para uso en exteriores, los transformadores son generalmente de líquido inmerso. Nuestro estudio se centra en los transformadores al aire libre, inmersos en líquido, como el que se muestra en la Figura 1.2.



Figura 1. 2 Transformador de potencia de tres fases, 24/32 MVA, OA/FA, 69/22 kV.
Fuente: CENTROSUR, (SE04 - Parque Industrial).

1.1.1 Potencia

En los EE.UU, los transformadores se clasifican en función de la potencia de salida que ellos son capaces de ofrecer continuamente a una tensión nominal y frecuencia específica, bajo condiciones de operación normales, esto es sin exceder las limitaciones de temperatura interna prescritas. Se sabe que el aislamiento se deteriora con el aumento de la temperatura, por lo que el aislamiento elegido para el uso en transformadores se basa en cuánto tiempo puede este durar limitando la temperatura de funcionamiento. La temperatura que el aislamiento permite llegar en condiciones de funcionamiento determina la potencia de salida del transformador, llamado kVA.

Los transformadores están diseñados para limitar la temperatura en base a la carga deseada, incluido el aumento en la temperatura promedio de un bobinado, el aumento de la temperatura en el punto más caliente de un bobinado, y en el caso de unidades inmersas en líquido, el aumento de temperatura en la parte superior del líquido.

Los transformadores de potencia han sido agrupados en tres segmentos de mercado basados en rangos de tamaño.

Estos tres segmentos son:

1. Transformadores de potencia pequeños: 500 kVA a 7500 kVA.
2. Transformadores de potencia medianos: 7500 kVA a 100 MVA.
3. Transformadores de potencia grandes: 100 MVA y superiores.

Considerar que el rango superior de pequeña potencia y el rango inferior de potencia media puede variar entre 2.500 y 10.000 kVA en toda la industria.

1.1.2 Clases de aislamiento

La clase de aislamiento de un transformador se determinará en función de los niveles de prueba que es capaz de soportar. El aislamiento del transformador es evaluado por el BIL - Basic Insulation Level - (Nivel básico de aislamiento), en relación con la capacidad de voltaje. Internamente, un transformador se considera un sistema de aislamiento no-auto-regenerado, en su mayoría constituido de poros, material de celulosa impregnada por el medio líquido aislante. Externamente, los bushings del transformador y más importante aún los equipos de protección que se deben coordinar con la potencia del transformador para protegerlo de sobretensiones transitorias.

Los bobinados conectados en estrella en un transformador de potencia de tres fases normalmente tienen el punto común fuera del tanque a través de un bushing neutral. Dependiendo de la aplicación, por ejemplo, en el caso de un aterramiento sólido del

neutro contra un aterramiento del neutro a tierra a través de una resistencia o un reactor, o incluso un neutro sin aterrizar, el neutro puede tener de una clase inferior de aislamiento que el de los terminales de línea. Existen pautas para la evaluación del neutro, basado en la situación. Es importante señalar que la clase de aislamiento del neutro puede limitar los niveles de prueba de las terminales de línea para ciertas pruebas. Una reducción en el porcentaje de voltaje para el neutro puede reducir significativamente el costo de las unidades más grandes y autotransformadores.

1.1.3 Clases de refrigeración

Ya que ningún transformador es realmente un transformador "ideal", cada uno tendrá un cierto grado de pérdida de energía, que principalmente es convertida en calor. Los métodos de eliminación de este calor pueden depender de la aplicación, el tamaño de la unidad, y la cantidad de calor que necesita ser disipada.

El medio de aislamiento dentro de un transformador, por lo general aceite, sirve a múltiples propósitos, en primer lugar de actuar como un aislante, y segundo, para proporcionar un buen medio a través del cual permita eliminar el calor.

Los devanados y el núcleo son las principales fuentes de calor, aunque las estructuras internas metálicas también pueden actuar como una fuente de calor. Es necesario tener conductos y pasajes de refrigeración en la proximidad de las fuentes de calor a través de la cual el medio de enfriamiento puede fluir de manera que el calor puede ser eliminado efectivamente del transformador. La circulación natural del aceite por un transformador a través de la convección se ha denominado como efecto "termosifón". El calor es transportado por el medio aislante hasta las paredes del tanque para de aquí ser transferido al ambiente externo. Los radiadores, típicamente desmontables, proveen un incremento del área de la superficie evaluable para la transferencia de calor por convección sin aumentar el tamaño del tanque. En pequeños transformadores, lados integrales tubulares o aletas se utilizan para proporcionar este aumento en la superficie. Ventiladores pueden ser instalados para aumentar el volumen de aire que se mueve a través de la superficie a enfriar, aumentando así la tasa de disipación de calor. Los transformadores más grandes que no pueden ser efectivamente enfriados con radiadores y ventiladores usan bombas

que difunden el aceite por el transformador y por medio de intercambiadores de calor externos, o enfriadores, que puede utilizar el aire o el agua como medio de enfriamiento secundario. Permitir que el líquido fluya a través de los devanados del transformador por convección natural se identifica como "flujo no dirigido". En casos donde se utilizan bombas, e incluso algunos casos donde solamente los ventiladores y radiadores son utilizados, el líquido a menudo es dirigido hacia algunos y todos los bobinados. A este se le llama "flujo dirigido" debido a que hay cierto grado de control del flujo del líquido a través de los bobinados.

Al uso de equipos auxiliares tales como ventiladores y bombas con enfriadores, se le llama circulación forzada, esta incrementa la refrigeración y por lo tanto la potencia del transformador, sin aumentar el tamaño físico de la unidad.

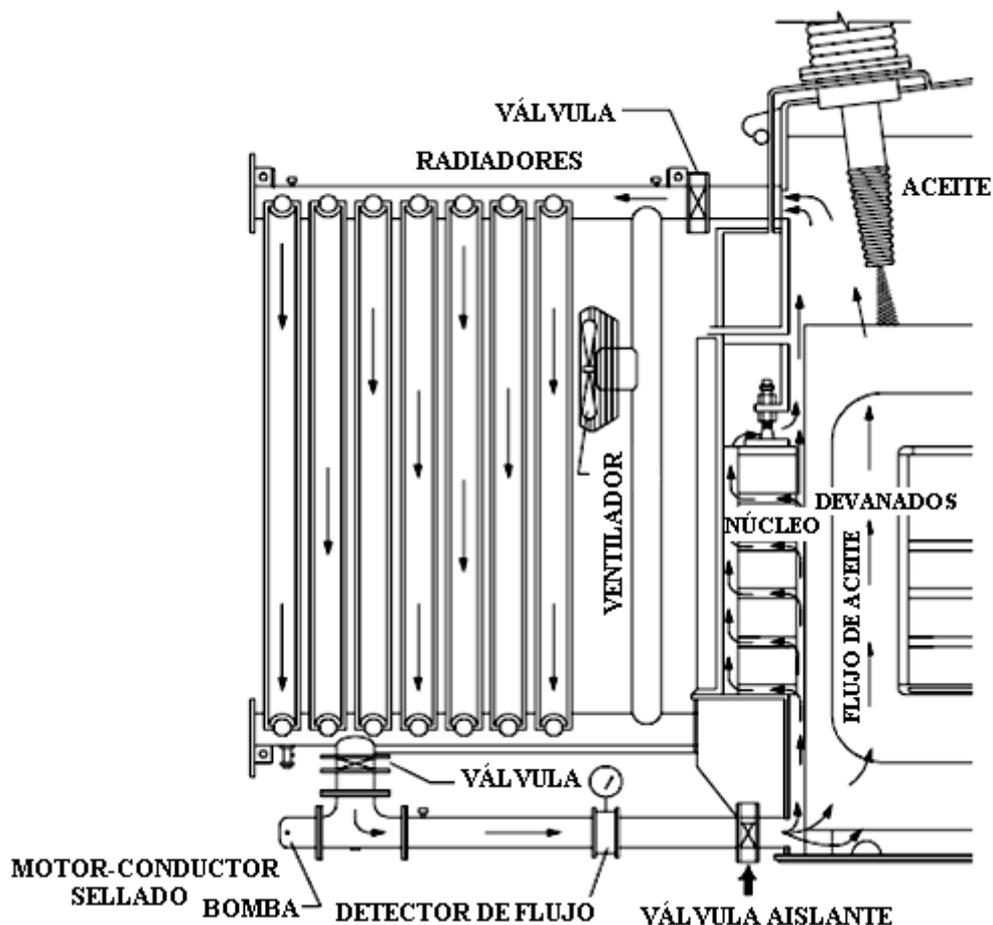


Figura 1.3 Flujo típico del aceite.

Fuente: U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Físt 3-30 Transformers Maintenance, 2000.

La potencia se determina en base a la temperatura de la unidad esto en coordinación con el equipo de refrigeración que está funcionando. Normalmente, un transformador puede tener múltiples capacidades correspondientes a múltiples etapas de enfriamiento, como el equipo de refrigeración suplementario pueda ser puesto en marcha únicamente con el incremento de carga.

Los métodos de refrigeración para los transformadores sumergidos en líquido se han organizado dentro de clases de refrigeración identificados por cuatro letras de designación como se muestra en la figura 1.4

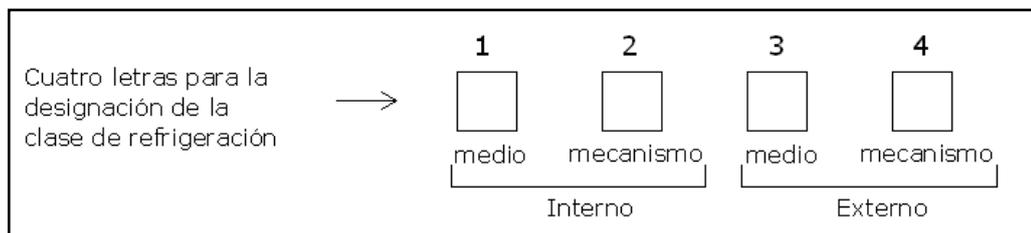


Figura 1.4 Asignación de medios y mecanismos de refrigeración

La Tabla 1.1 enlista el código de letras usadas para la designación de cuatro letras.

Este sistema de identificación se ha logrado mediante la estandarización entre las diferentes organizaciones internacionales de normalización y representa un cambio de lo que se ha utilizado tradicionalmente donde OA clasificaba un transformador como líquido sumergido por auto-refrigeración, ahora es designado por el nuevo sistema como ONAN, en nuestro entorno todavía se utiliza la nomenclatura tradicional de dos letras.

Del mismo modo, la anterior clasificación de FA se identifica ahora como ONAF. FOA podría ser OFAF ó ODAF, dependiendo de si el flujo de aceite dirigido se emplea o no. En algunos casos, hay transformadores con flujo dirigido en los devanados sin circulación forzada a través de equipos de refrigeración.

		Letra Código	Descripción
Interno	Primera letra (Medio de refrigeración)	O	Líquido con punto de inflamación menor que o igual a 300 °C
		K	Líquido con punto de inflamación mayor que 300 °C
		L	Líquido con punto de inflamación no medible
	Segunda letra (Mecanismo de refrigeración)	N	Convección natural a través de equipos de refrigeración y Arrollamientos
		F	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, convección natural en arrollamientos
		D	Circulación forzada a través de equipos de refrigeración, flujo dirigido en arrollamientos principales
Externo	Tercera letra (Medio de refrigeración)	A	Aire
		W	Agua
	Cuarta letra (Mecanismo de refrigeración)	N	Convección natural
		F	Circulación forzada

Tabla 1.1 Clases de enfriamiento, descripción de letras.

Un ejemplo de clasificaciones múltiples podría ser ONAN / ONAF / ONAF, donde el transformador tiene una potencia base, donde se enfría por convección natural y dos potencias suplementarias donde grupos de ventiladores están encendidos para proporcionar enfriamiento adicional para que el transformador sea capaz de suministrar los kVA adicionales. Esta clasificación habría sido designado OA / FA / FA por las normas anteriores.

1.2 ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS

La construcción de un transformador de potencia varía en toda la industria. El arreglo básico es esencialmente el mismo y se ha visto un cambio poco significativo en los últimos años. Un transformador consta de dos partes esenciales: El núcleo magnético y los devanados, estos están relacionados con otros elementos destinados a las conexiones mecánicas y eléctricas entre las distintas partes del sistema de enfriamiento, al medio de transporte y a la protección de la máquina en general. En cuanto a las disposiciones constructivas, el núcleo determina características relevantes, de manera que se establece una diferencia fundamental en la construcción de transformadores dependiendo de la forma del núcleo.

1.2.1 Núcleo

El núcleo proporciona la ruta magnética para canalizar el flujo, consiste de delgadas láminas de acero que son eléctricamente separadas por una fina capa de material aislante. El núcleo de acero puede ser laminado en caliente o en frío, de grano orientado y de grano no orientado, e incluso de láser trazado para mejorar el rendimiento. Su grosor varía entre 0,23 mm a más de 0,36 mm. La sección transversal central puede ser circular o rectangular, con núcleos circulares comúnmente se nombran como construcción cruciforme.

Núcleos rectangulares se utilizan para pequeñas capacidades y también para transformadores auxiliares utilizados dentro de un transformador de potencia. Los núcleos rectangulares utilizan un ancho único de flejes de acero, mientras que los núcleos circulares utilizan una combinación de diferentes anchos de franja para aproximarse a una sección circular, como en la Figura 1.5.

El tipo de acero y disposición depende de la potencia nominal del transformador en relación con los factores de costo tales como labor y el rendimiento.

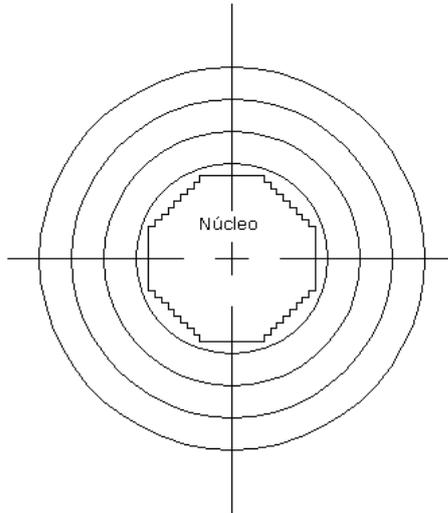


Figura 1.5 Núcleos circulares utilizan una combinación de diferentes anchos de franja para aproximarse a una sección circular.

Al igual que otros componentes en el transformador, el calor generado por el núcleo debe ser adecuadamente disipado. Mientras el acero y el revestimiento puede ser capaz de soportar temperaturas más altas, estos entrarán en contacto con materiales aislantes con limitadas capacidades de temperatura. En unidades más grandes, los conductos de refrigeración son usados en el interior del núcleo para adicionar un área de superficie de convección, y las secciones de la laminación pueden ser divididas para reducir pérdidas localizadas.

El núcleo se mantiene unido, pero aislado de las estructuras mecánicas y es conectado a tierra en un solo punto, a fin de disipar la acumulación electrostática. La localización del aterramiento del núcleo es normalmente un punto de fácil acceso en el interior del tanque, pero también puede ser llevado a través de un casquillo en la pared del tanque o por la parte superior para el acceso externo. Este punto de conexión a tierra debe ser desmontable para propósitos de pruebas, como la comprobación de tierras no intencionales. Múltiples tierras, tales como un caso donde el cual el núcleo sin querer entra en contacto con otra tierra de alguna estructura metálica interna, esto puede proporcionar un camino para la circulación de corrientes inducidas por el flujo principal, así como un flujo de dispersión, creando así las concentraciones de pérdidas que pueden resultar en el calentamiento localizado.

La densidad de flujo máximo del núcleo de acero normalmente es diseñado lo más cerca de la rodilla de la curva de saturación, para requerimientos de sobre excitaciones y tolerancias requeridas que existan debido a los materiales y procesos de fabricación. Para transformadores de potencia la densidad de flujo es normalmente entre 1,3 T y 1,8 T, con el punto de saturación para el acero magnético que debe estar alrededor de 2,03 T a 2,05 T.

Hay dos tipos básicos de construcción de núcleo utilizados en transformadores de potencia: de columnas y acorazado. En la construcción a columnas, hay un camino único para el circuito magnético. La figura 1.6 muestra un esquema de un núcleo de una sola fase, con las flechas que indican el camino magnético. Para aplicaciones de una sola fase, las bobinas suelen dividirse sobre las dos columnas del núcleo como se muestra.

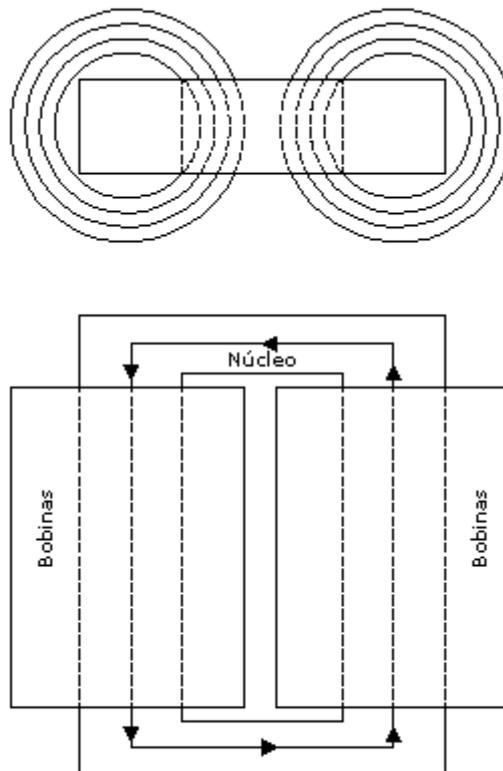


Figura 1.6 Esquema de construcción de un núcleo a columnas de una sola fase.

En aplicaciones de tres fases, las bobinas de una fase particular, están normalmente en la misma columna, como se ilustra en la Figura 1.7. Los bobinados se construyen

por separado y son colocados sobre sus columnas respectivas durante la fase de montaje.

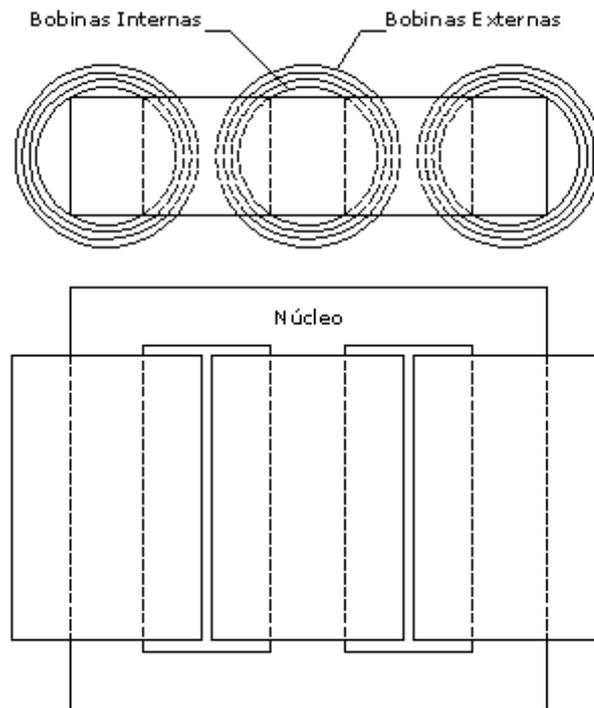


Figura 1.7 Esquema de construcción de un núcleo a columnas de tres fases.

La Figura 1.8 muestra lo que se conoce como ensamblaje "E" de un núcleo de columnas de tres fases durante la fase de montaje.



Figura 1.8 a) Ensamblaje "E", b) Núcleo terminado antes de la adición de bobinas.

Fuente: www.sgb-trafo.de, Partners in Power.

En la construcción de tipo acorazado, el núcleo ofrece varias rutas para el circuito magnético. La figura 1.9 es un esquema de un núcleo de forma acorazado de una sola fase, con los dos caminos magnéticos ilustrados. El núcleo típicamente es apilado directamente alrededor de las bobinas, que son generalmente devanados tipo "pancake", aunque algunas aplicaciones son tales que el núcleo y los arrollamientos se ensamblan de manera similar a la forma en columnas. Debido a las ventajas a corto circuito y transitorios de voltaje, la forma acorazada tiende a ser usado con más frecuencia en los transformadores más grandes, donde las condiciones pueden ser más severas. Las variaciones de construcción de forma acorazada de tres fases incluido las de cinco y siete columnas depende del tamaño y la aplicación.

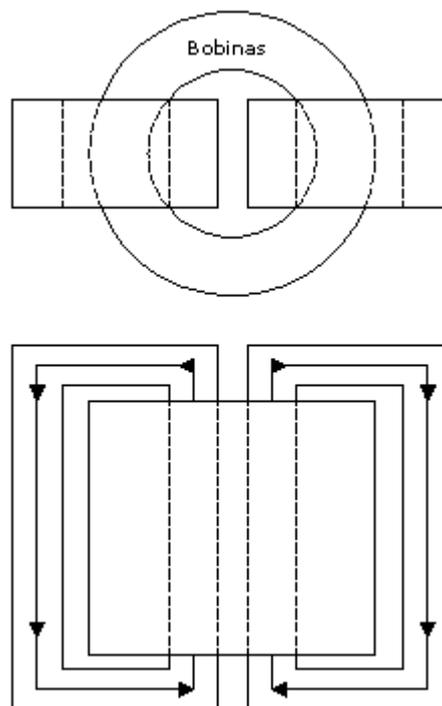


Figura 1.9 Esquema de construcción de un núcleo acorazado de una sola fase.

1.2.2 Bobinas

Los bobinados consisten de conductores portadores de corriente, enrollados alrededor de las secciones del núcleo, y estos deben estar debidamente aislados, apoyados, y enfriados para soportar condiciones de operación y de prueba. El cobre y el aluminio son los materiales primarios utilizados como conductores en bobinados

de transformadores de potencia. Mientras que el aluminio es más ligero y generalmente es menos costoso que el cobre, una mayor sección transversal de conductor de aluminio debería ser utilizada para transportar una corriente similar a la que transporta el cobre. El cobre tiene mayor resistencia mecánica y se utiliza exclusivamente en casi todos los rangos de menor tamaño, donde los conductores de aluminio podrían ser perfectamente aceptables. En casos donde fuerzas extremas se encuentran, los materiales como aleaciones plata-cobre puede ser utilizado para fuerzas aun mayores. Los conductores utilizados en transformadores de potencia son típicamente hilos con una sección transversal rectangular, aunque algunos transformadores de capacidades más bajas pueden utilizar hoja o papel de aluminio.

Hilos múltiples pueden ser enrollados en paralelo y luego ser unidos en los extremos de la bobina, en este caso es necesario transportar los hilos en los diversos puntos de la bobina para evitar la circulación de corrientes alrededor de los lazos creados por la unión de los hilos en los extremos. Hilos individuales pueden ser sometidos a diferencias en el flujo de campo debido a sus posiciones respectivas dentro de la bobina, que crean diferencias en voltajes entre los hilos y conducen corrientes de circulación a través de los lazos conductores. La transposición apropiada de los hilos anula estas diferencias del voltaje y elimina o reduce considerablemente las corrientes de circulación. Una variación de esta técnica, en la que participan muchos hilos conductores rectangulares combinadas en un cable, se llama cable continuamente transpuesto (CTC), como se muestra en la Figura 1.10.

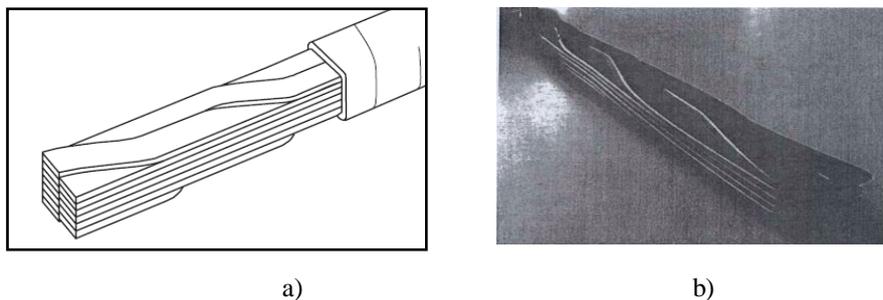


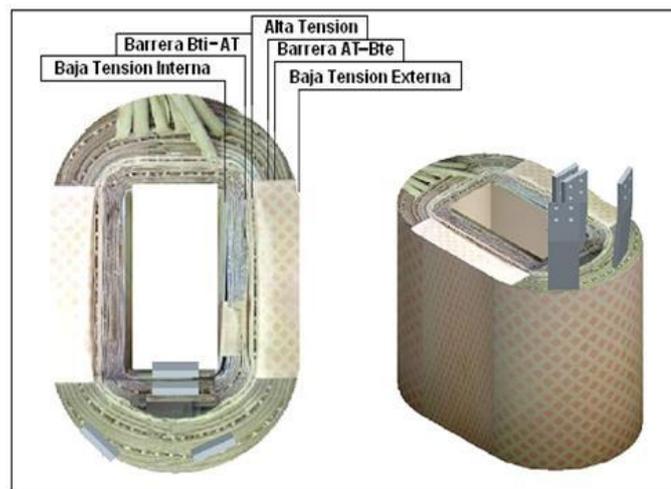
Figura 1.10 Cable continuamente transpuesto (CTC).

Fuente: a) Fuente: DESMET JAN & DELAERE GREGORY, Armónicos: Selección y Clasificación de los Transformadores, 2005. b) JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

En transformadores de columnas, las bobinas son generalmente arregladas concéntricamente alrededor de la columna, según lo ilustrado en la figura 1.11, que muestra una bobina que se encuentra bajo otra bobina en la columna de un transformador de tres fases.



a)



b)

Figura 1.11 Bobinado concéntrico. a) Insertadas en el núcleo, b) Disposición de bobinas.

Fuente: Mantenimiento de transformadores, mantrixelectronics.blogspot.com.

Un diagrama esquemático de cómo están dispuestas las bobinas en una aplicación trifásica también fue mostrado en la figura 1.7. Los transformadores acorazados utilizan un arreglo concéntrico similar o un arreglo interpolado, según lo ilustrado en figura esquemática 1.12 y la fotografía en la figura 1.16

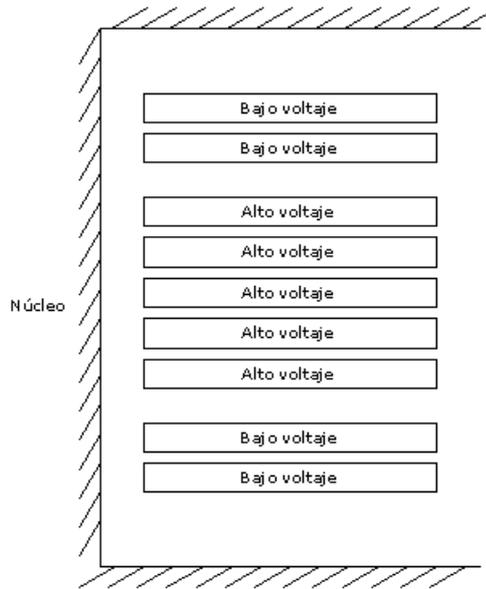


Figura 1.12 Ejemplo de apilamiento (intercalado) en la disposición de las bobinas en la construcción acorazada.

Con un arreglo intercalado, las bobinas individuales están apiladas, separadas por barreras de aislamiento y conductos de enfriamiento. Las bobinas suelen estar conectadas con el interior de una bobina conectada en el interior de una bobina adyacente y, asimismo, el exterior de una bobina conectada en el exterior de una bobina adyacente. Juegos de bobinas son ensamblados en grupos, que luego forman el bobinado primario o bobinado secundario.

Al considerar bobinados concéntricos, se entiende generalmente que las bobinas circulares tienen fuerza mecánica intrínsecamente más alta que bobinas rectangulares, mientras que las bobinas rectangulares pueden tener menores costos asociados a materiales y mano de obra. Las bobinas rectangulares permiten un uso más eficiente del espacio, pero su uso se limita a los pequeños transformadores de potencia y un bajo porcentaje de transformadores de mediana potencia, donde las fuerzas internas no son extremadamente elevadas. A medida que la capacidad

aumenta, las fuerzas aumentan significativamente y es necesario aumentar la resistencia en las bobinas, y realizar entonces bobinas circulares, o la construcción de forma acorazada. En algunos casos especiales, se utilizan bobinas de forma elíptica.

Las bobinas concéntricas suelen ser enrolladas sobre cilindros con separadores adjuntos a fin de formar un conducto entre los conductores y el cilindro. Como se mencionó anteriormente, el flujo de líquido a través de las bobinas se pueden basar únicamente en la convección natural, o el flujo puede ser controlado mediante el uso de los obstáculos o barreras colocados estratégicamente dentro del bobinado.

La figura 1.13 y la figura 1.14 muestran la comparación entre un arreglo de bobinados de flujo no dirigido y flujo dirigido. Este concepto es a veces referido a como se guía el flujo del líquido.

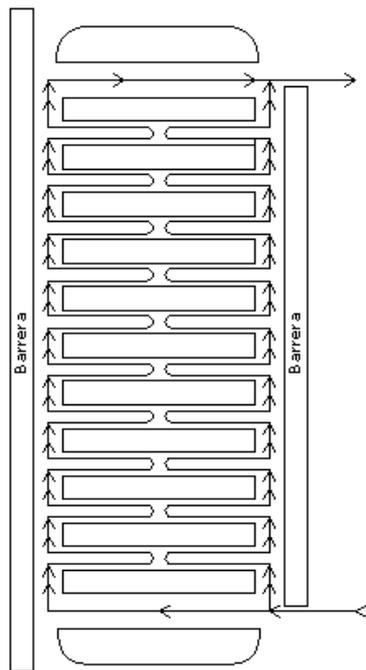


Figura 1.13 Flujo no dirigido.

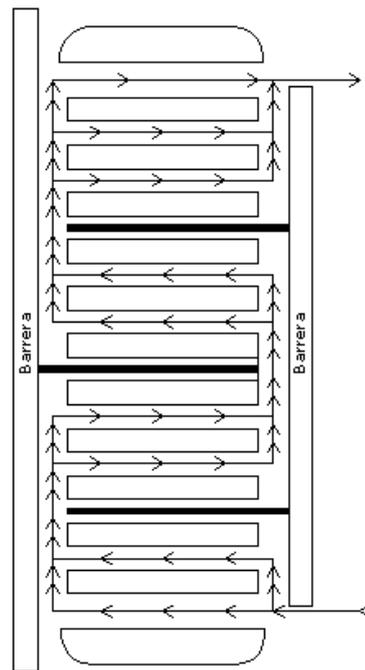


Figura 1.14 Flujo dirigido.

Una variedad de diferentes tipos de bobinas han sido utilizados en transformadores de potencia a través de los años. Las bobinas pueden ser enrolladas en orientación derecha, orientación vertical, como este sea necesario con bobinas más grandes y pesadas, o pueden ser enrollados horizontalmente y colocados en posición vertical

sobre la terminación. Como se mencionó anteriormente, el tipo de bobinado depende de la potencia del transformador, así como la construcción del núcleo.

1.2.2.1 Bobinado tipo Pancake

Varios tipos de bobinados se conocen comúnmente como bobinados "pancake" debido a la disposición de los conductores en los discos. Sin embargo, el término más a menudo se refiere a un tipo de bobina que se utiliza casi exclusivamente en transformadores de forma acorazada.

Los conductores están enrollados en torno a una forma rectangular, con la mayor cara del conductor orientada horizontal o verticalmente. La figura 1.15 ilustra cómo estas bobinas son típicamente enrolladas. Este tipo de bobinado se presta al arreglo o disposición intercalado. (Figura 1.16).

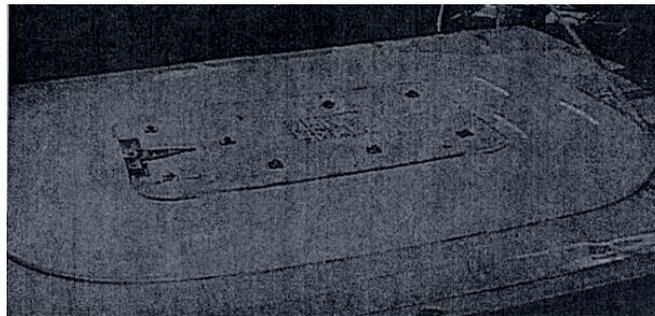


Figura 1.15 Bobinado pancake durante el proceso de enrollamiento.

Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

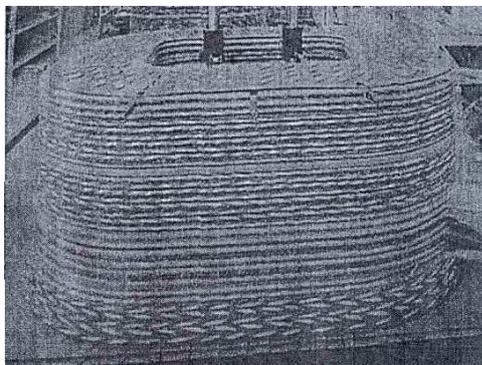


Figura 1.16 Bobinado pancake apilado.

Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

1.2.2.2 Bobinado en capas (Barril)

Bobinado en capas (barril) están entre los más simples de los bobinados en que los conductores aislados se enrollan directamente uno junto a otro alrededor del cilindro y espaciadores. Varias capas pueden ser enrolladas uno encima del otro, con las capas separadas por un aislamiento sólido, conductos, o una combinación. Varios hilos pueden ser enrollados en paralelo si la magnitud de corriente así lo exige. Variaciones de este arrollamiento se suelen utilizar para aplicaciones tales como bobinados de taps, utilizados en los transformadores cambiadores de carga (LTC), y bobinados terciarios utilizados para, entre otras cosas, la supresión del tercer armónico. La Figura 1.17 muestra un bobinado en capas durante el montaje que podría ser utilizado como un bobinado regulador en un transformador LTC.

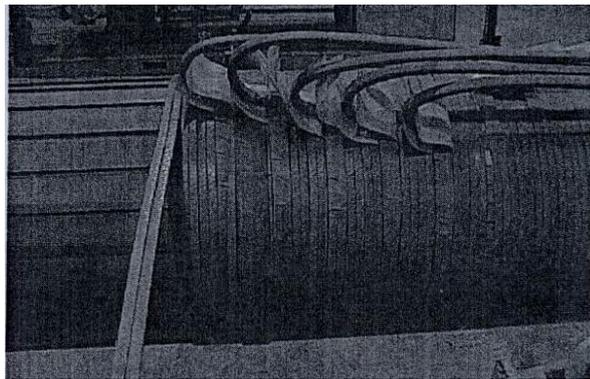


Figura 1.17. Bobinado en capas

Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

1.2.2.3 Bobinado helicoidal

Los bobinados helicoidales son también conocidos como de bobinados tornillo o espiral, con cada término que caracterizan con precisión la construcción de los bobinados. Un bobinado helicoidal consta de unos pocos hasta más de 100 hilos aislados enrollados en paralelo continuamente a lo largo de la longitud del cilindro, con separadores insertados entre las curvas o discos adyacentes y transposiciones apropiadas incluidas para reducir al mínimo las corrientes que circulan entre hilos paralelos. La forma de construcción es tal que la bobina se parece a un sacacorchos.

La Figura 1.18 muestra un bobinado helicoidal durante el proceso de enrollamiento. Arrollamientos helicoidales se utilizan para las aplicaciones de altas corrientes frecuentemente encontradas en las clases de bajo voltaje.

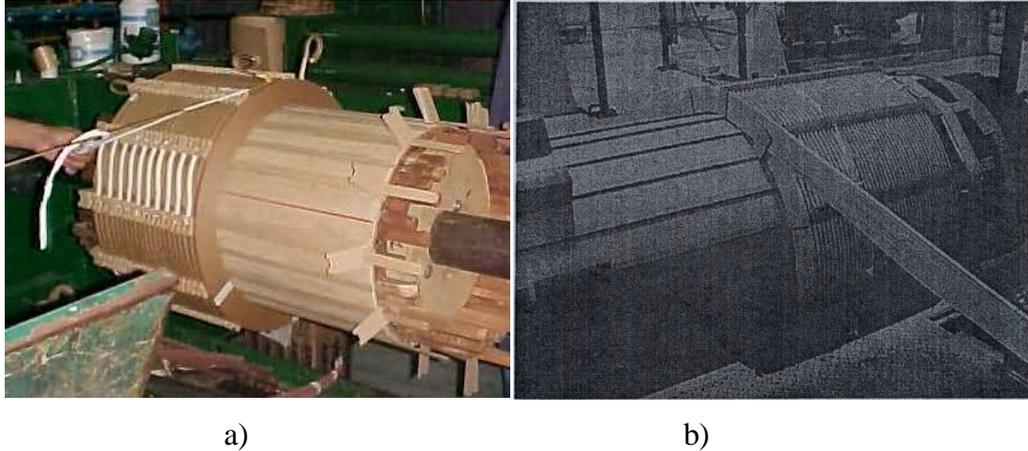


Figura 1.18 Bobinado helicoidal durante el montaje.

Fuente: a) www.tadeoczerweny.com b) JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

1.2.2.4 Bobinado en discos

Un bobinado en disco, puede envolver un solo hilo o varios hilos de conductores aislados enrollados en una serie de discos paralelos de orientación horizontal, con los discos conectados, ya sea dentro o fuera como un punto de cruce. Cada disco cuenta con varias vueltas enrolladas sobre otras vueltas, con los cruces alternando entre el interior y exterior. La figura 1.19 describe el concepto básico, y la figura 1.20 muestra los típicos cruces durante el proceso de enrollamiento. La mayoría de bobinas de la clase de 25-kV y más, son utilizados en transformadores de columnas son del tipo disco. Dada la alta tensión que participan en la prueba y operación, se requiere especial atención para evitar las altas tensiones entre los discos y vueltas cerca del final del bobinado cuando son sometidos a variaciones transitorias de tensión. Numerosas técnicas se han desarrollado para asegurar una distribución aceptable de tensión a lo largo del bobinado bajo estas condiciones.

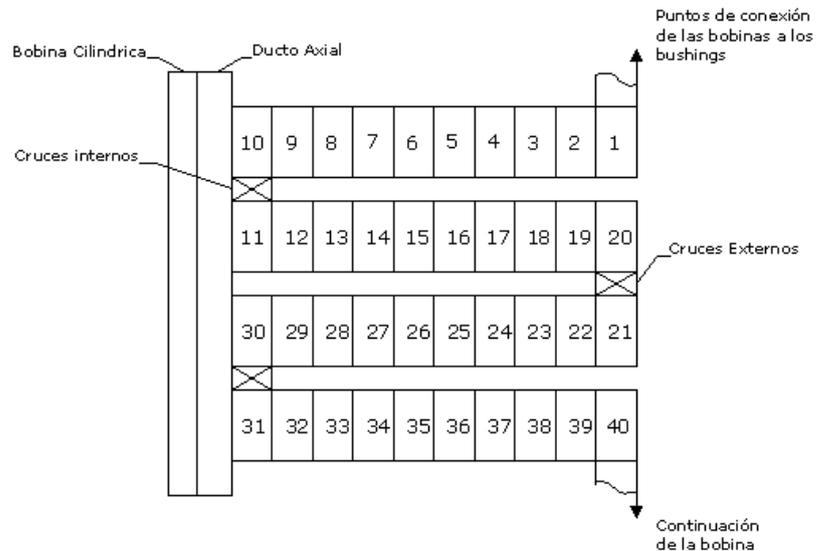


Figura 1.19 Bobinado en disco básico

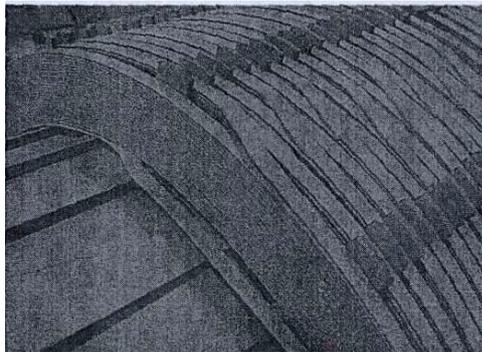


Figura 1.20 Bobinado en disco, cruces internos y externos.

Fuente: JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007

1.2.3. Accesorios

Hay muchos diferentes accesorios utilizados para vigilar y proteger los transformadores de potencia, algunos de los cuales se consideran de característica estándar, y otros de los cuales se utilizan sobre requerimientos diversos. Algunos de los accesorios básicos se muestran a continuación.

1.2.3.1 Indicador de nivel del aceite

Un indicador de nivel del aceite es de característica estándar en tanques de transformadores inmersos en líquido, ya que el medio líquido es esencial para la

refrigeración y el aislamiento. Este indicador suele ser un dispositivo de cara redonda situado en un lado del tanque, el cual indica cambios que se producen en el nivel de líquido.

Con el mecanismo de acoplamiento magnético mostrado en la figura 1.21 a medida que aumenta el nivel de aceite, el flotador gira un imán dentro del tanque. Fuera de la cisterna, otro imán rota de la misma manera y a su vez mueve el puntero. El centro de la esfera es normalmente marcado a una temperatura de 25 ° C (77 ° F). Altos y bajos puntos de nivel también están marcados para seguir los cambios de nivel del aceite, cuando este se expande y se contrae con los cambios de temperatura.

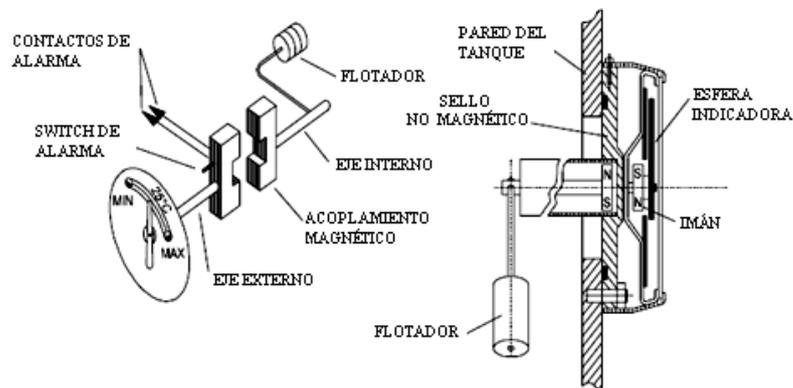


Figura 1.21 Funcionamiento del indicador de nivel de aceite.

Fuente: U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Fist 3-30 Transformers Maintenance, 2000.

1.2.3.2 Dispositivos de alivio de presión

Los dispositivos de alivio de presión están montados en el tanque del transformador para aliviar el exceso de presión interna que pueda darse durante las condiciones de funcionamiento o en caso de una falla o cortocircuito, el arco resultante vaporiza al instante al aceite circundante, causando una rápida reconstitución de la presión. Si el dispositivo de alivio de presión no funciona correctamente y la presión no es suficientemente aliviada dentro de unos cinco milisegundos, puede resultar en una ruptura catastrófica del tanque, propagación de llama sobre una amplia área, etc. En transformadores más grandes, se pueden requerir varios dispositivos de descompresión debido a las grandes cantidades de aceite.

Los dispositivos de alivio de presión Newer son válvulas que se cierran automáticamente subsiguientes a un alivio de presión. Los muelles son sostenidos en compresión por la tapa y presiona sobre un disco con juntas sobre la abertura en el tope del tanque. Si la presión en el tanque excede la presión de funcionamiento, el disco se mueve hacia arriba y alivia la presión. Como la presión disminuye, los muelles cierran la válvula. Un dispositivo de alivio es mostrado en posición abierta en la siguiente figura.

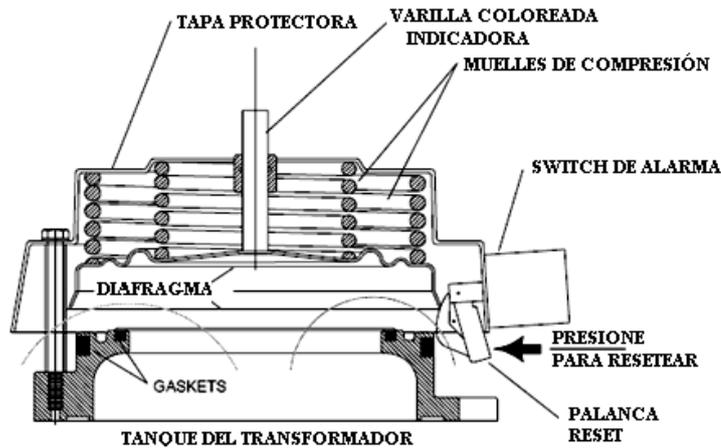


Figura 1.22 Funcionamiento del dispositivo de alivio de presión.

Fuente: U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Físt 3-30 Transformers Maintenance, 2000

1.2.3.3 Indicador de temperatura de líquido

El indicador de temperatura de líquido mide la temperatura del líquido interno en un punto cercano a la parte superior del líquido utilizando una sonda que se introduce en un pozo y es montada a través de un lado del tanque del transformador.

1.2.3.4 Indicador de temperatura del bobinado

Un método de simulación de temperatura en un bobinado es usado para aproximar la temperatura en el punto más caliente de la bobina. Una aproximación es necesaria debido a las dificultades que implica tomar directamente la medición de temperatura en el bobinado.

El método aplicado a los transformadores de potencia implica un transformador de corriente, que se localiza para incurrir en una corriente proporcional a la corriente de la carga a través del transformador. El transformador de corriente alimenta un circuito que esencialmente adiciona calor a la lectura de temperatura en la parte superior del líquido, que se aproxima una lectura que modela la temperatura de la bobina. Este método se basa en el diseño o datos de prueba de la diferencia de temperatura entre el líquido y las bobinas, llamados gradiente de la bobina.

1.2.3.5 Relé de presión súbita

Un relé de presión súbita es utilizado para indicar un rápido aumento de la presión interna que puede ocurrir cuando hay un fallo interno, el arco interno puede vaporizar al instante al aceite circundante causando una falla catastrófica como ruptura del tanque y una propagación de llama en un área amplia. Esto puede dañar o destruir otros equipos adicionales al transformador y presentar extremo peligro a los trabajadores. Estos relés se pueden montar en la parte superior o lateral del transformador, o también pueden funcionar en un espacio de líquido o gas. El relé de presión súbita es colocado para funcionar antes del dispositivo de alivio de presión. El relé puede ignorar cambios normales de presión tales como oleadas de las bombas de aceite, cambios de temperatura, etc.

1.2.3.6 Respiradores del desecante

Los respiraderos desecantes utilizan un material tal como gel de silicona para permitir que el aire entre y salga del tanque, quitando la humedad mientras el aire pasa a través de él. La mayoría de los tanques son de respiración algo libre, y tal dispositivo, si es mantenido correctamente, permite un grado de control sobre la calidad del aire que entra en el transformador.

1.2.4 Sistemas de preservación de líquido

Hay varios métodos para conservar las propiedades del líquido del transformador. Los sistemas de preservación intentan aislar el ambiente interno del transformador del ambiente exterior (atmósfera), mientras comprenda que un cierto grado de

interacción, o "respiración", es necesario para acomodar las variaciones de presión que se producen en condiciones operativas, tales como la expansión y contracción de los líquidos con la temperatura. Los sistemas de libre respiración, donde el líquido es expuesto a la atmósfera, ya no se utilizan. Los métodos más comúnmente utilizados se muestran a continuación y se ilustra en la figura 1.23.

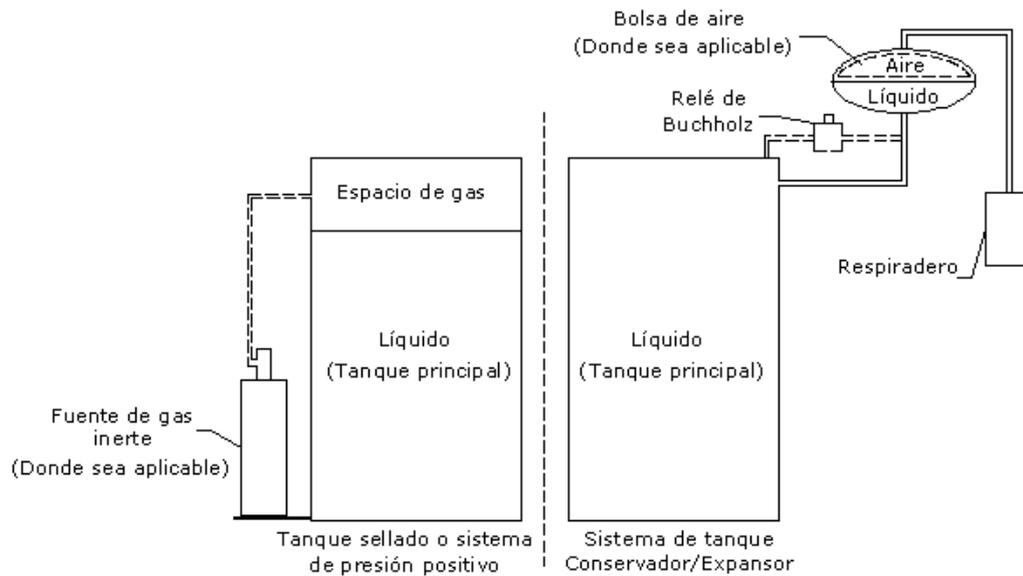


Figura 1.23 Disposición general de los sistemas de preservación de líquido.

- El sistema de sellado del tanque, tiene el interior del tanque sellado de la atmósfera y mantiene una capa de gas o cojín que se encuentra por encima del líquido. El volumen del gas más el del líquido se mantienen constantes. Las presiones internas negativas pueden existir en los sistemas de tanque sellado a bajas cargas o temperaturas con presiones positivas según carga y temperatura aumenten.
- Los sistemas de presión positiva implican el uso de gases inertes para mantener una presión positiva en el espacio de gas. Un gas inerte, generalmente de una botella de nitrógeno comprimido, se inyecta ampliando el espacio de gas cuando la presión interna sale fuera del rango.
- Sistemas conservadores (tanque de expansión) son usados con y sin bolsas de aire, también llamado vejigas y diafragmas, e implican el uso de un tanque

auxiliar separado. El tanque principal del transformador es completamente llenado con líquido, el tanque auxiliar está parcialmente lleno, y el líquido se expande y se contrae en el depósito auxiliar. El tanque auxiliar se le permite respirar, por lo general a través de un respiradero de deshidratación. El uso de una bolsa de aire en el depósito auxiliar puede proporcionar una mayor separación de la atmósfera.

1.2.4.1 Relé Buchholz

El relé de Buchholz se encuentra solamente en los transformadores de potencia que utilizan un sistema de preservación de líquido y suele ser instalado en la tubería entre el tanque principal del transformador y el tanque conservador. El propósito del relé de Buchholz es detectar las fallas que pueden ocurrir en el transformador. Un modo de operación se basa en la generación de gases en el transformador durante ciertas fallas internas de menor importancia. Los gases acumulados en el relé, desplazan el líquido en el relé, hasta un volumen específico, a la vez que un flotador actúa un contacto o un interruptor. Otro modo de operación implica aumentos súbitos en la presión en el tanque principal del transformador, una señal de falla importante en el transformador. Tal aumento en la presión fuerza el líquido a conducirse a través de la tubería entre el tanque principal y el conservador, a través del relé de Buchholz, que actúa otro contacto o interruptor.



Figura 1.24 Relé de Buchholz.

Fuente:<http://blog.educastur.es/sanchezlastraieect/2010/02/04/rele-buchholz/>

El relé tiene dos modos de detección diferentes. En una lenta acumulación de gas, tal vez debido a una sobrecarga leve, el gas producido por la descomposición del aceite aislante se acumula en la parte superior del relé. Un interruptor de flotador en el relevo se utiliza para iniciar una señal de alarma que también sirve para detectar fugas de aceite.

1.3 TIPOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los sistemas de aislamiento en los transformadores de potencia están constituidos por un fluido líquido o gas junto con materiales sólidos. Se han usado aceites derivados del petróleo para aislar los transformadores desde 1886 y se emplean usualmente en todos los transformadores medianos y grandes. Se manejó Askeral desde 1932 hasta la mitad de la década de 1970, cuando se convirtió en una preocupación la inflamabilidad del aceite mineral y por razones de protección ambiental, y desde entonces se suspendió su fabricación. Ha sido remplazado por gran variedad de fluidos de alto punto de inflamación (silicones, hidrocarburos de alto punto de inflamación, bencenos clorinados o clorofluorocarbonos). Los sistemas de gas utilizan nitrógeno, aire y fluorogases. Los fluorogases se utilizan para evitar la combustibilidad y limitar los efectos secundarios de fallas internas. Se han construido algunos transformadores con líquidos de bajo punto de ebullición, como el freón, que permiten una mejor transferencia de calor mediante un sistema de enfriamiento en dos fases.

Existen otros aspectos que establecen diferencias entre tipos de transformadores, como es por ejemplo el sistema de enfriamiento, que establece la forma de disipación del calor producido en los mismos, o bien en términos de su potencia y voltaje para aplicaciones. Por lo expuesto antes los tipos de transformadores de potencia según su aislamiento y sistema de enfriamiento se describen a continuación:

1.3.1 Por el tipo de aislamiento

1.3.1.1 Transformadores aislados con aceite mineral.

Aceite de origen mineral, refinado de petróleo crudo que posee propiedades eléctricas aislantes. Posee excelentes características para la transferencia del calor, bajo costo, alta resistencia dieléctrica, como su capacidad para recuperarse después del sobreesfuerzo dieléctrico hacen al aceite mineral, el material aislante para transformadores de mayor utilización. El aceite se refuerza con aislamiento sólido de varias maneras. El aislamiento principal incluye, por lo general, barreras de cartón hecho a base de madera (cartón prensado), alternándose ordinariamente las barreras con espacios de aceite.

El aislamiento que se coloca sobre los conductores del devanado suele ser barniz o papel enrollado, que puede ser de base de madera o de nylon. El uso del aislamiento directamente sobre el conductor inhibe realmente la formación de descargas iniciales potencialmente perjudiciales en el aceite, y con ello aumenta la resistencia de la estructura.

Se utiliza también envoltura de papel grueso en las terminales que salen del devanado. En este caso, el aislamiento sirve para reducir el esfuerzo en el aceite al mover la interfaz de la superficie del conductor (en donde el esfuerzo es elevado) a una distancia alejada del conductor (en donde el esfuerzo es considerablemente menor).

Nuevamente, el esfuerzo en el aceite establece la cantidad de papel que se necesita, y las consideraciones térmicas establecen el tamaño mínimo del conductor para el aislamiento necesario.

1.3.1.2 Transformadores aislados con aceite vegetal

El aceite vegetal viene a reemplazar el uso de la silicona, pues es un aislante amigable con el medio ambiente, seguro y capaz de soportar temperaturas de hasta 360 grados. En pruebas de biodegradabilidad, al pasar 21 días se degrada en un

promedio de 98%, el aceite mineral lo hace en un 30% y la silicona sólo hasta un 5%. Los aceites vegetales se emplean, sobre todo, para la impregnación de papeles y tejidos aislantes y como secantes en la fabricación de barnices aislantes. Los más interesantes desde el punto de vista electrotécnico son:

- *El aceite de linaza*, se obtiene a partir de las semillas del lino, el aceite se extrae por prensado y en caliente; algunas veces, con ayuda de disolvente, tales como el éter de petróleo. Aun después de filtrado, contiene impurezas que deben eliminarse. Para ello, se procede por decantación, dejando que las impurezas se depositen en el fondo o, en otros casos, por procedimientos diversos (calentamiento y enfriamiento sucesivos, empleo de sustancias químicas, etc.) que aceleran el proceso de purificación del aceite. Su peso específico a 15°C es de 0,932 a 0,936 gr/cm; su constante dieléctrica $E = 3,3$; y su resistividad volumétrica es de $0,61 \times 10$ ohmios cm / cm.
- *El aceite de tung*, también llamado aceite de madera de china, se extrae de las semillas del árbol tung. Estas semillas son parecidas a las nueces ordinarias y llevan varias celdillas que contienen un gramo cada una; se secan, se tuestan y, finalmente, se trituran, extrayendo posteriormente el aceite por presión.
- *El aceite fresco*, es muy venenoso y de olor desagradable, está constituido a base de ácidos grasos. Entre sus propiedades más importantes están la de que se seca muy rápidamente, tanto en tiempo seco como en tiempo húmedo; y de que actúa como un acelerador en las mezclas de aceites linaza-tung ya que se secan más rápido juntos que separados. Su peso específico a 15°C es de 0,938 a 0,942 gr/cm; su constante dieléctrica es de $E = 3,5$; y su resistividad volumétrica de $0,08 \times 10$ ohmios cm / cm.
- *El fluido Envirotamp FR3*, usa como base aceite de semilla de grado comestible, que está comprobado de ser no-tóxico y también biodegradable por la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OCDE). También, el fluido Envirotamp FR3 es biodegradable de acuerdo con pruebas realizadas por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. El fluido Envirotamp FR3 extiende de cinco a ocho veces la vida útil del

aislamiento de papel de comportamiento térmico aumentado, aún más que el de aislamiento de papel de comportamiento térmico normal, usado a menudo en muchos países suramericanos, reduciendo el costo total del ciclo de vida de un transformador. El aumento en la vida útil del aislamiento también resulta en un alargamiento de la vida útil del transformador ó en un aumento en la capacidad para sobrellevar cargas en exceso de su capacidad nominal durante períodos de demanda máxima, sin conducir a la falla prematura del aislamiento.

- *BIOTEMP*®, es el nombre comercial de un líquido avanzado biodegradable aislante eléctrico compuesto de aceite vegetal de alto contenido en ácido oleico extraído de fuentes agrícolas naturales renovables. El líquido tiene excelentes propiedades dieléctricas con gran estabilidad a altas temperaturas y una excelente resistencia al fuego y a la explosión: 330 °C y 360 °C respectivamente, mientras que en el aceite mineral los valores son de 145 °C y 160 °C.

BIOTEMP® es muy compatible con materiales aislantes sólidos y es biodegradable en un 97 % en 21 días. Es un aceite inhibido y ha sido aprobado según ASTM D2440, “Métodos estándar de ensayo sobre estabilidad a la oxidación para aceites minerales aislantes“, y según ASTM D3487 tipo II, ya que no contiene PCB. En la tabla 1.2 se incluye una comparación entre *BIOTEMP*® y otros líquidos aislantes.

El aceite vegetal *BIOTEMP*® puede absorber el agua, aumentando así la vida del papel aislante sumergido en él. De hecho, un estudio basado en mediciones de la resistencia a la tracción y del grado de polimerización ha demostrado que el papel Kraft sumergido en *BIOTEMP*® dura el doble que el papel sumergido en aceite de transformador derivado del petróleo. Esta propiedad, combinada con las mejores propiedades térmicas de *BIOTEMP*®, significa que un transformador puede soportar una mayor temperatura instantánea en sus devanados. Debido a estas propiedades térmicas, los requisitos de instalación del transformador son algo menos complicados en cuanto que: no son necesarias barreras contra incendios en la bahía de la

subestación los costes de responsabilidad y seguros contra incendios son menores los requisitos de sistemas de extinción de incendios en la bahía de la subestación se pueden optimizar de una manera eficaz la distancia entre el transformador y los equipos adyacentes es menos crítica.

PROPIEDADES TÍPICAS DE LOS LIQUIDOS AISLANTES DE TRANSFORMADORES				
	BIOTEMP	Aceite mineral	HAT	Silicona
Eléctricas				
Resistencia dieléctrica, KV (ASTM D877)	45	30	40	43
Físicas				
Viscosidad, 100 °C	10	3	11.5	16
(ASTM D445) 40 °C	45	12	110	38
0 °C	300	76	2200	90
Punto de inflamación °C (ASTM D92)	330	145	285	300
Punto de incendio ° C (ASTM D92)	360	160	308	330
Calor específico (cal/g/°C) (ASTM D2766)	0.47	0.43	0.45	0.36
Coefficiente de expansión (por °C) (ASTM D1903)	6.88×10^4	7.55×10^4	7.3×10^4	1.04×10^4
Punto de fluidez °C (ASTM D97)	-15 a -25	-40	-24	-55
Peso específico (ASTM D1298)	0.91	0.91	0.87	0.96
Color (ASTM D1500)	< 0.5	0.5	0.5-2.0	< 0.5
Medioambientales				
Biodegradación acuática (%). Prueba de 21 días utilizando CEC-L-33-A-93/94	97	25.2	27.1	0

Tabla 1.2 Propiedades típicas de los líquidos aislantes de transformadores - H.T.H = Hidrocarburo líquido a alta temperatura (ASTM D5222).

Fuente: ABB, Engrasado y listo, J. C. Mendes, A. S. G. Reis, E. C. Nogawa, C. Ferra, A. J. A. L. Martins, A. C. Passos, 2007.

1.3.1.3 Transformadores aislados con askeral.

Los transformadores aislados con askeral son de similar construcción a la de los transformadores aislados con aceite. La constante dieléctrica relativamente alta del askeral ayuda a transferir el esfuerzo dieléctrico a los elementos sólidos. El askeral posee una capacidad limitada de recuperarse después de un sobreesfuerzo dieléctrico, y como resultado, la resistencia es limitada en los campos dieléctricos no uniformes. Los askerales rara vez se usan en voltajes de operación mayores de 34.5 kV, y son potentes disolventes; sus productos de descomposición son tan dañinos que se han dejado de fabricarse por lo anteriormente señalado.

1.3.1.4 Transformadores aislados con fluorogases.

Los fluorogases gozan de mejor resistencia dieléctrica que el nitrógeno o el aire. No obstante sus características de transferencia de calor son menores a las del aceite, pero mejores que el nitrógeno o el aire debido a su mayor densidad. La resistencia dieléctrica como la capacidad de transferencia de calor aumentan con la presión; de hecho la resistencia dieléctrica a 3 atm de presión manométrica en donde trabajan algunos transformadores aislados con fluorocarbono logra aproximarse a la del aceite.

El aislamiento con gas se refuerza con aislamiento sólido que se utiliza en forma de barreras, aislamiento en capas o en discos, aislamiento en las vueltas o aislamiento de guía similar al de los transformadores sumergidos en aceite. Habitualmente, es económico operar los transformadores aislados con fluorogases a temperaturas más altas que los transformadores aislados con aceite. Entre los materiales aislantes sólidos convenientes se cuentan el vidrio, el asbesto, la mica, resinas de alta temperatura, cerámicas, etc. El esfuerzo dieléctrico que se da en el gas es varias veces mayor que el que obra en el aislamiento sólido adyacente; debe tenerse cuidado de evitar sobreesfuerzo en el gas.

1.3.1.5 Transformadores aislados con nitrógeno y aire.

Generalmente están limitados a transformadores con voltajes de operación de 34.5 kV y menores. Los transformadores aislados con aire se instalan frecuentemente en lugares limpios y se ventilan a la atmósfera. En atmósferas contaminadas es necesaria una construcción sellada, y se utiliza nitrógeno a presión de 1 atmósfera, aproximadamente, y algunas temperaturas de operación elevadas.

1.3.2 Por el tipo de enfriamiento

1.3.2.1 Transformadores enfriados con ventilador.

Estos transformadores usan ventiladores externos para mejorar la disipación de calor de los radiadores, y ciertas veces bombas internas para hacer circular el aceite por los radiadores y en ocasiones también a través de los ductos de enfriamiento existentes en el núcleo y las bobinas.

1.3.2.2 Transformadores con enfriamiento forzado.

Estos transformadores utilizan intercambiadores de calor de aceite-a-aire que requieren tanto ventiladores de aire como bombas para aceite para todas las condiciones de operación. Normalmente es posible obtener 67% más capacidad con los ventiladores y las bombas trabajando. Los transformadores de enfriamiento forzado no tienen capacidad de carga continua sin bomba y ventiladores.

1.3.2.3 Transformadores enfriados por agua.

Estos transformadores poseen, por lo general, extracción del aceite por la parte superior del tanque; el aceite extraído se bombea para que se dirija a un enfriador externo, y luego regresa al fondo del tanque.

1.4 TIPOS DE CONEXIONES

Al decidir las conexiones de un transformador en una aplicación específica, hay muchas consideraciones que deben tenerse en cuenta y la solución final debe ser necesariamente un compromiso. Por tanto, es necesario estudiar en detalle las diversas características de las conexiones del transformador junto con los requisitos en las que el transformador será operado. Las ventajas y desventajas de cada tipo de conexión deben ser comprendidas y tomadas en consideración.

1.4.1 Polaridad de transformadores monofásicos

El término polaridad que se aplica a transformadores se utiliza para indicar la relación de fase entre los devanados primario y secundario de un transformador determinado o para indicar la dirección relativa instantánea de fasores de tensión en los bobinados de diferentes transformadores. Esto facilita la conexión rápida y precisa de transformadores en servicio. Los fabricantes de transformadores han normalizado los terminales para indicar su polaridad.

Para transformador monofásico de dos devanados, Los terminales de alta tensión están etiquetados como H1 y H2, mientras que los terminales de baja tensión están etiquetados XI y X2. Cuando los transformadores van a operar en paralelo, los terminales marcados se unen. Los transformadores pueden ser de polaridad sustractiva o aditiva. Cuando terminales como H1 y XI se unen, cuando la tensión entre los otros terminales abiertos es la diferencia de voltajes de cada bobina se denomina transformador con polaridad sustractiva. Para transformadores con polaridad aditiva, la tensión entre los bornes abiertos será la suma de las tensiones de cada bobina.

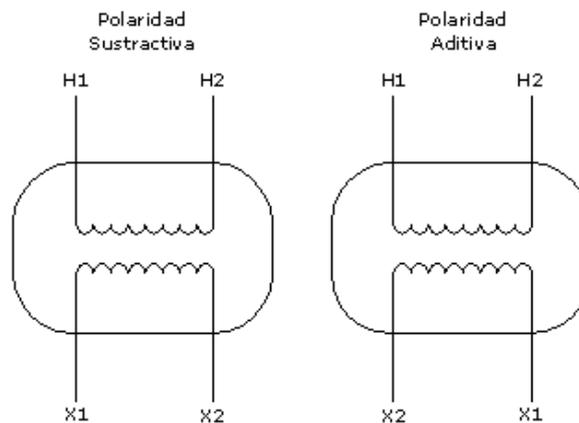


Figura 1.25 Terminales marcados de un transformador monofásico.

Las normas especifican polaridad sustractiva para todos los transformadores con excepción de los transformadores monofásicos de 200 kVA y más pequeños y con devanados de alta tensión de 8.660 voltios y menores. En cualquier caso, la polaridad del transformador es identificado por las marcas en terminales como se muestra en la Figura 1.25. La polaridad sustractiva en consecuencia se ha marcado para los

terminales de las bobinas primaria y secundaria, uno frente al otro. Por polaridad aditiva, los terminales de las bobinas son marcadas en diagonal.

1.4.2 Desplazamiento angular de transformadores trifásicos

El desplazamiento angular se define como el ángulo de fase en grados entre la línea de tensión al neutro de referencia identificados como terminal de alto voltaje y la línea a voltaje de neutro que corresponde al terminal de baja tensión. El ángulo es positivo cuando el terminal de baja tensión se retrasa al terminal de alta tensión.

La convención para la dirección de la rotación de los fasores de tensión se toma en sentido contrario a las agujas del reloj. Dado que la mayor parte de la energía eléctrica generada y transmitida es trifásica, los transformadores trifásicos son de gran interés. La conexión de transformadores trifásicos o tres transformadores monofásicos en un banco trifásico puede crear un desplazamiento angular entre las terminales de primaria y secundaria. El desplazamiento angular estándar para dos transformadores se muestra en la Figura 1.26. Las referencias para el desplazamiento angular se muestran como líneas discontinuas.

El desplazamiento angular es el ángulo entre las líneas trazadas desde el neutro a HL y del neutro a XI en sentido horario de HI a XI. El desplazamiento angular entre las terminales primario y secundario se puede cambiar de 0° a 330° en pasos de 30° simplemente alterando las tres conexiones de fase del transformador. Por lo tanto, la selección de las conexiones adecuadas del transformador trifásico permitirá la conexión de los sistemas con distintos desplazamientos angulares.

1.4.3 Conexiones de transformadores trifásicos

Conexiones trifásicas puede hacerse por medio de tres transformadores monofásicos o utilizando un transformador trifásico. Ventajas del transformador trifásico es que cuesta menos, el peso es menor, se requiere menos espacio, y tiene menores pérdidas que tres transformadores monofásicos.

Cálculos de circuito en bancos de transformadores trifásicos en condiciones de equilibrio se pueden hacer al tratar con sólo uno de los transformadores o fases. Es más conveniente utilizar valores de línea a neutro, ya que impedancias pueden ser añadidos directamente a la línea de transmisión. Todas las impedancias se deben convertir en el mismo lado del banco de transformadores, multiplicando ellos por el cuadrado de la relación de voltaje.

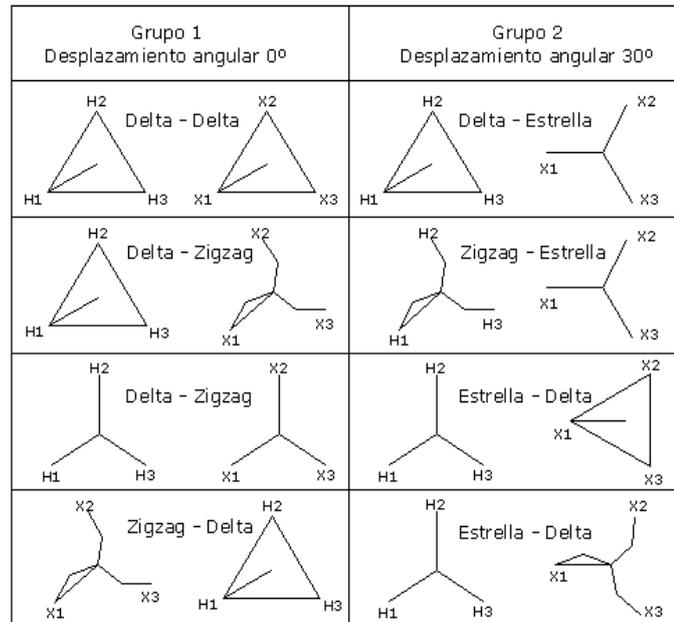


Figura 1.26 Desplazamiento angular estándar de transformadores trifásicos.

Las conexiones de los transformadores trifásicos se pueden comparar entre sí con respecto a:

- Relación de kVA de salida y valoración interna de kVA del banco.
- Grado de simetría de voltaje con cargas de fase desequilibradas.
- Tensión y corriente de armónicos.
- La disponibilidad de tierra del transformador.
- Falla del sistema- nivel de corriente.

- Falla del sistema, conmutación y tensiones transitorias.

En algunos casos, se utilizan las características de operación para determinar la relación más adecuada para cada aplicación.

1.4.4 Conexión Estrella-Estrella

Al unir los terminales de los bobinados similares con la misma polaridad se deriva el neutro de la conexión en estrella. Este punto neutro está disponible y puede ser llevado a cabo para cualquier propósito deseado, tales como tierra o mediciones de corriente de secuencia cero y protección. Para los sistemas de transmisión de alta tensión, el uso del transformador conectado en estrella es más económico debido a la tensión en la fase de cada bobinado es un factor 1,73 inferior a la tensión entre las líneas. Si el punto neutro está a tierra, no es necesario aislarlo de la tensión de línea. Se proporciona a menudo un devanado terciario conectado en delta para uno o más de los siguientes fines.

Estabilización del neutro. Si un transformador conectado en Y con un terciario conectado en delta se conecta a un sistema en delta no aterrizado o a un sistema en Y con tierra deficiente, incrementa la estabilidad del neutro del sistema. Por lo tanto, un cortocircuito monofásico a tierra en la línea de transmisión tendrá menor caída de voltaje en la fase en cortocircuito y menor elevación de voltaje en las otras dos fases.

Un transformador trifásico de tres cuerpos conectado en Y sin delta terciaria suministra muy poca estabilidad del neutro, y por lo general, es necesaria la delta terciaria. Conexiones en Y requieren de una delta terciaria para ofrecer estabilidad al neutro. Al aumentar la estabilidad del neutro, aumenta la corriente de falla en el neutro en el cortocircuito monofásico, y esto puede necesitarse para optimizar la protección por relevadores del sistema.

Las componentes de tercera armónica de la corriente de excitación encuentran una trayectoria de impedancia relativamente baja en una delta terciaria tratándose de un transformador conectado en Y, y menos de la corriente de excitación de la tercera armónica surge en las líneas de transmisión conectadas, en donde podría originar

interferencia con los circuitos de comunicación. Si no se suministra una trayectoria para la corriente de tercera armónica en los transformadores trifásicos del tipo de casco conectados en Y o en bancos de transformadores monofásicos se obtendrá como resultado un voltaje excesivo de tercera armónica de línea a neutro. El tanque de un transformador trifásico de tres miembros y tipo de núcleo conectado en Y actúa como un devanado en delta con alta impedancia en relación a los demás devanados. Como resultado, hay muy poco voltaje de tercera armónica de línea a neutro y no se requiere un terciario separado en delta para reducirlo. A partir de un terciario en delta puede alimentarse una carga externa. Esto puede incluir capacitores sincrónicos o estáticos para optimizar las condiciones de operación del sistema.

1.4.5 Conexión Delta-Delta

La conexión delta-Delta tiene una ventaja económica frente a la estrella-estrella para conexiones de baja tensión, ya que la corriente de bobinas se reduce en un factor de 1,73 a 58% de los que en la conexión estrella-estrella.

Tensión y corriente en simetría con respecto a las tres líneas se obtiene sólo en conexiones delta y zigzag. Transformadores conectados en Delta no introducen el tercer armónico o sus múltiplos en las líneas de energía. Los componentes de tensión de tercer armónico inducido están separados 360° . Por lo tanto, todos están en fase y la causa de corriente de tercer armónico fluye dentro del bobinado en delta. Esta corriente de tercer armónicos actúa como corriente de excitación y causa tensión de tercer armónico que se induce en cada bobina que está en oposición al tercer armónico componente de tensión que fue inducida por la corriente de excitación sinusoidal de las líneas. Como resultado, el tercer armónico es eliminado de la tensión del secundario.

Otra ventaja de la conexión delta-delta, si consta de tres transformadores monofásicos, es que un transformador se puede quitar y las otras dos fases de operan al 86,6% de su capacidad en la conexión en triángulo abierto. La principal desventaja de la conexión delta-delta es que el neutro no está disponible. Como resultado, las fases no pueden estar conectados a tierra, excepto en las esquinas. El diseño del aislamiento es más costoso porque este tipo de conexión de transformador trifásica

tiene un alto rango de voltajes durante una falla del sistema o tensiones transitorias. El suministro de neutro artificial para el sistema con un transformador de puesta a tierra pueden ayudar a controlar estas tensiones. En conexión delta los costos de aislamiento aumentan con la tensión creciente. En consecuencia, este tipo de conexión es generalmente limitada a una tensión máxima del sistema de 345 kV.

Las diferencias en la relación de voltaje de cada fase causan una corriente que circula en los deltas primario y secundario que sólo está limitada por la impedancia de las unidades. Las diferencias en las impedancias de las fases individuales causa la división de carga desigual entre las fases. Cuando una corriente se extrae de los terminales de una fase del secundario fluye en las bobinas de las tres fases. La corriente se divide entre las fases inversamente con la impedancia de los caminos paralelos entre las terminales.

1.4.6 Conexiones Delta-Estrella y Estrella-Delta

La conexión delta-estrella o estrella-delta posee menos características discutibles que cualquier otra conexión. En general, estas combinan la mayoría de las ventajas de las conexiones estrella-estrella y delta-Delta. Voltaje completo y corriente en simetría es gestionada por la presencia de delta. La corriente de terceros armónicos que circula en la bobina delta, y no aparece voltaje de tercer armónico en las tensiones de fase en el lado en estrella. Los devanados de alta tensión se pueden conectar en estrella, y el neutro puede ser llevado a cabo para la puesta a tierra para minimizar el costo del aislamiento, las diferencias de corriente de magnetización, porcentaje de voltaje o la impedancia entre las unidades monofásicas se ajustan por una pequeña circulación de corriente en delta. Todos estos factores resultan en tensiones de desequilibrio de fase en el delta, lo que causa una corriente circular en delta.

Si las bobinas primarias de cuatro hilos, secundario conectado en estrella que suministra las cargas desequilibradas están conectados en el delta, la carga desequilibrada puede ser fácilmente acomodada. Habrá tensiones desequilibradas en el secundario causado por la diferencia en la regulación en cada fase, pero esto es normalmente insignificante.

Aunque la conexión delta-estrella tiene la mayoría de las ventajas de la estrella-estrella y delta-delta, todavía tiene varias desventajas. Esta conexión introduce un desplazamiento de fase de 30° entre los arrollamientos primario y secundario que ha de ser igualado en paralelo. Un banco delta-estrella no puede funcionar con sólo dos fases en una emergencia.

1.4.7 Transformadores de bobinas múltiples

Transformadores de más de dos bobinas, junto al mismo núcleo se utilizan con frecuencia en sistemas de potencia y distribución para interconectar tres o más circuitos con diferentes voltajes o aislar eléctricamente dos o más circuitos secundarios. Para estos propósitos, un transformador de bobinas múltiples es menos costoso y más eficiente que un número equivalente transformadores de dos bobinas. La disposición de las bobinas se puede variar para cambiar la reactancia de dispersión entre los pares de bobinas. De esta manera, se optimizan la regulación de voltaje y las necesidades a corto circuito. La aplicación de transformadores de bobinas múltiples permite:

- Interconexión de varios sistemas de energía que operan a diferentes voltajes.
- Uso de un bobinado terciario conectado en delta para la estabilización del neutro, que también puede ser utilizado para suministrar cargas externas.
- Control de regulación de voltaje y potencia reactiva.
- Aislamiento eléctrico de circuitos secundarios.
- Duplicación de la oferta a una carga crítica.
- Conexión de los equipos de filtrado de armónicos
- Una fuente de energía auxiliar en una subestación.

Algunos de los problemas con el uso de transformadores de bobinas múltiples están asociados con la impedancia de fuga efecto que tiene sobre la regulación de voltaje, corrientes de corto-circuito, y la división de la carga entre los diferentes circuitos. Todas las bobinas están acopladas magnéticamente para el flujo de fuga y se ven afectados por la carga de otras bobinas. Por consiguiente, es esencial comprender el comportamiento de impedancia de dispersión de este tipo de transformador para poder calcular la regulación de tensión de cada devanado y el intercambio de carga entre los bobinados. Para transformadores de tres bobinas, la reactancia de dispersión entre cada par de bobinas debe convertirse en una estrella del circuito equivalente. El transformador de cuatro bobinas, junto con el mismo núcleo no es utilizado debido a la interdependencia de la regulación de voltaje de cada bobina a la carga en los otros devanados.

1.4.8 Interconexión estrella y puesta a tierra de transformadores

La interconexión estrella-estrella tiene ventajas de la conexión estrella-Delta con la ventaja adicional del neutro. Las conexiones en estrella o en zigzag permiten corrientes de fase de carga desequilibrada sin crear graves tensiones neutras. Esta conexión también ofrece una ruta de acceso de corrientes de terceros armónicos creado por la no linealidad del material del núcleo magnético. Como resultado al interconectar en estrella tensiones neutras son eliminadas. Sin embargo, la impedancia de secuencia cero de interconexión de devanados en estrella a menudo es tan bajo que la tercera armónica y corrientes de secuencia cero se producirán cuando el neutro está directamente conectado a tierra. Estas corrientes se pueden limitar a un nivel aceptable mediante la conexión de un reactor entre el neutro y tierra. La conexión estrella-estrella tiene la desventaja de que requiere un 8% adicional de la capacidad interna kVA. Esto y la complejidad adicional de las cargas hacen que este tipo de conexión del transformador sea más costosa que los otros tipos comunes discutidos anteriormente.

El neutro estable es inherente a la interconectar en estrella o en zigzag, ha hecho posible su utilización como un transformador de puesta a tierra para sistemas que se aislarían de otra manera. Esto se muestra en la figura 1.27.

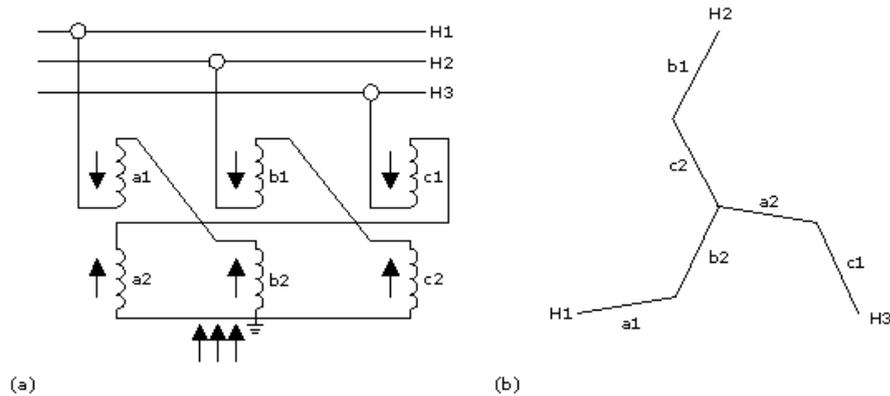


Figura 1.27 Interconexión estrella-transformador aterrado. (a) Distribución de corriente de falla en las bobinas de línea a tierra. (b) los voltajes de funcionamiento normal en las bobinas.

Las conexiones con el segundo conjunto de bobinas se pueden invertir para producir los desplazamientos angulares de bobinas se muestran en la figura 1.21 Para una línea de carga neutra o una línea de falla de tierra en el sistema, la corriente está limitada por la reactancia de dispersión entre las dos bobinas en cada fase del transformador conectado a tierra.

1.4.9 Transformadores en paralelo.

Transformadores que tienen marcadas las terminales, puede funcionar en paralelo, conectando de manera similar las terminales marcadas con tal que sus relaciones, tensiones, desplazamiento angular, resistencias, reactancias, y conexiones a tierra sean tales que permitan el funcionamiento en paralelo.

La diferencia de tensiones en terminales sin carga de los transformadores provoca una circulación de flujo de corriente entre los transformadores en paralelo. Esta corriente fluye a cualquier carga. La impedancia del circuito, que usualmente es la suma de impedancias de los transformadores que están funcionando en paralelo, limita la circulación corriente. Como resultado, la capacidad del transformador para llevar la corriente de carga se reduce por la circulación de corriente cuando los transformadores están en paralelo. Para relaciones de voltaje con una desviación de menos del 0,5%, como es requerido por las normas IEEE, la corriente de circulación entre los transformadores en paralelo es generalmente insignificante.

Las corrientes de carga en transformadores en paralelo están divididas inversamente con las impedancias de los transformadores en paralelo. Generalmente, la diferencia en la resistencia tiene un efecto insignificante en la circulación de corriente porque la reactancia de dispersión de los transformadores en cuestión es mucho mayor que la resistencia. Transformadores con diferentes valores de impedancia se pueden hacer para dividir su carga en proporción a sus capacidades de carga mediante la colocación de un reactor en serie con un transformador de manera que la impedancia resultante de las dos ramas cree la repartición de la carga requerida.

Cuando bancos de transformadores Delta-delta están conectados en paralelo, las tensiones están totalmente determinadas por el circuito externo, pero la división de la corriente entre las fases depende de las características internas de los transformadores. Mucho cuidado debe tenerse en la selección de los transformadores, en particular, transformadores monofásicos en bancos trifásicos, si la capacidad total de los bancos se va a utilizar cuando las relaciones de transformación en todas las fases no son iguales. En la conexión delta-estrella, la división de la corriente es indiferente a las diferencias de las características individuales de los transformadores.

CAPITULO II

SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA E IMPACTO EN SU VIDA ÚTIL

2.1 GENERALIDADES

Nuestro estudio está basado en las recomendaciones generales para la carga de transformadores de potencia inmersos en aceite mineral y otros aceites de aislamiento de hasta máximo 100 MVA señalado en la placa de identificación según la norma ANSI/IEEE C57.92.1981, la cual se basa principalmente en el envejecimiento del aislamiento del bobinado. Se debe reconocer que puede haber limitaciones de cargas por encima de la capacidad del transformador distinta a la capacidad de las bobinas y el sistema de refrigeración. Entre estas limitaciones están: expansión del aceite, presión en unidades selladas, bushings, taps, calentamiento por flujo disperso, así como la capacidad térmica de los equipos asociados, tales como cables, reactores, disyuntores, desconexión de interruptores y transformadores de corriente.

Las altas temperaturas ambiente también pueden restringir la capacidad de carga en un transformador. Cualquier transformador que espera llevar cargas pesadas, donde la temperatura en la parte superior del aceite puede alcanzar valores límites, por lo que debe poseer un buen aceite con un punto de inflamación no inferior a 145 ° C. La operación en los puntos más calientes a temperaturas por encima de 140 °C puede causar gases en el aislamiento sólido (papel) y en el aislamiento líquido (aceite). La gasificación puede producir un riesgo potencial para la integridad de la rigidez dieléctrica del transformador.

Los transformadores son a veces instalados en cabinas interiores, con ventilación natural. Este tipo de instalación da como resultados una temperatura ambiente más alta que la del aire exterior. El incremento en la temperatura ambiente efectiva para el funcionamiento esperado del transformador debe ser determinado antes que las limitaciones de carga sean estimadas.

2.2 EFECTOS DE SOBRECARGA

La aplicación de cargas que exceden el nivel de las especificaciones de placa (sobrecarga) implica cierto grado de riesgo. A continuación detallamos las áreas de riesgo que hay que tomar en consideración cuando se carga transformadores de potencia por encima del nivel especificado en la placa.

- a) La creación de gas libre procedente del aislamiento del bobinado y de los conductores terminales calentados por la carga y por las corrientes de Foucault hacen peligrar la integridad dieléctrica.
- b) Al operar a una alta temperatura se originará una reducción en la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Dichos efectos son más preocupantes durante los períodos de sobre corriente.
- c) La expansión térmica de conductores, materiales aislantes, o partes estructurales a altas temperaturas puede producir deformaciones permanentes que favorecen a la creación de fallas mecánicas o dieléctricas.
- d) La presión acumulada en los bushings, para corrientes sobre el nivel especificado pueden dar como consecuencia el filtrado/goteo de empaquetaduras, pérdida de aceite, y posteriormente una falla dieléctrica.
- e) El aumento de resistencia en los puntos de contacto de los taps, es consecuencia de la acumulación de productos resultado de la degradación del aceite. En caso extremo, puede producirse un embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y un desarrollo violento de gas. A pesar de tener cierta capacidad de sobrecarga cuando son nuevos, ésta puede disminuir debido a la formación de una película fina en los contactos que ocurre durante servicio normal.
- f) Cuando la temperatura en la parte superior del aceite excede los 105 °C (de acuerdo con IEEE Std.C57.12.00-1993), existe el riesgo de que la expansión del aceite sea mayor que la capacidad contenedora del tanque y puede tener

como resultado una presión que ocasione que entre en operación el dispositivo de desahogo de presión expulsando al aceite.

- g) Se debe considerar la influencia del voltaje y frecuencia al determinar las limitaciones para la sobrecarga. Aunque probablemente haya poco control de estos parámetros durante una sobrecarga, ya que bajo estas condiciones la regulación del voltaje a través del transformador puede incrementarse significativamente (dependiendo de la impedancia del transformador) debido a la carga incrementada de la potencia y la posible caída del factor de potencia.
- h) Los bushings están diseñados para un límite de temperatura en los puntos más calientes de 105 °C en caso de corriente nominal y con una temperatura en la parte superior del aceite de 95 °C promediado en un periodo de 24 horas. Al funcionar por encima de éstos valores causa pérdida de vida de los bushings.

2.3 VIDA DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

2.3.1 Generalidades

El envejecimiento o deterioro del aislamiento es una función del tiempo y la temperatura. Dado que, en la mayoría de los aparatos, la distribución de la temperatura no es uniforme, la parte que está operando a la temperatura más alta normalmente será sometida al mayor deterioro. Por lo tanto, en los estudios de envejecimiento, es habitual considerar los efectos de envejecimiento producidos por la más alta temperatura (punto más caliente).

2.3.2 Aislamiento sólido -Papel

El papel y el cartón prensado se componen principalmente de celulosa, que es un polímero natural originario de una planta. Cada molécula de celulosa está inicialmente compuesta por aproximadamente 1000 unidades de un monómero que es muy similar a la glucosa. A medida que la molécula de celulosa se degrada, la

cadena del polímero se rompe y el número promedio de unidades que se repiten en cada molécula de celulosa disminuye.

2.3.3 Aislamiento líquido -aceite

El fluido aislante que tiene el mayor uso en los equipos eléctricos es el aceite mineral. Existen materiales aislantes que pueden ser superiores a los hidrocarburos con respecto a las propiedades dieléctricas y térmicas, sin embargo, hasta la fecha, ninguno ha logrado la combinación necesaria de un rendimiento igual o mejor en relación a su costo. En consecuencia, el aceite mineral continúa siendo el principal tipo de aislamiento líquido que se utiliza en equipos eléctricos.

2.3.3.1 Funciones del aceite

2.3.3.1.1 Aislamiento eléctrico

La función primaria del aceite aislador es proporcionar un medio dieléctrico que actúa como aislante que rodea los conductores energizados. Otra función del aceite aislador es proporcionar una capa protectora a las superficies metálicas en el dispositivo. Esta capa protege contra reacciones químicas, tales como oxidación, que puede influenciar la integridad de conexiones, afectar a la formación de moho, y contribuir a la contaminación consiguiente del sistema.

2.3.3.1.2 Disipación de calor

Una función secundaria del líquido aislador es servir como disipador del calor. Esto es de particular importancia en los transformadores, donde el calentamiento localizado de las bobinas y el núcleo suelen ser severas. La ayuda del aceite está en la eliminación del calor de estas áreas y distribución de energía térmica sobre una masa generalmente grande de aceite y el tanque del dispositivo. El calor del aceite se puede entonces transferir mediante la conducción, la convección, y la radiación al ambiente circundante.

Para asegurarse de que un aceite dado se realice satisfactoriamente en cuanto a la disipación de calor, varias especificaciones se ponen en el aceite las que se basan sobre ciertos factores que influyen en la capacidad de disipar calor sobre una amplia gama de condiciones de funcionamiento posibles. Estos factores incluyen propiedades tales como: viscosidad, punto de congelación, y punto de inflamación.

2.3.3.1.3 Propósitos de diagnóstico

La tercera función del líquido aislador es servir como indicador de la condición operativa del equipo inmerso en líquido. La condición química y eléctrica del fluido aislante refleja la condición operativa del dispositivo eléctrico. En cierto modo, el fluido puede proporcionar la información de diagnóstico sobre el dispositivo eléctrico como la sangre puede proporcionar la información de diagnóstico sobre el cuerpo humano pues la condición de la sangre es de hecho sintomática de la salud total del cuerpo.

De la misma manera, el fluido aislante se puede ver como diagnóstico de sus funciones primarias como aislador y disipador del calor. También puede ser visto como un indicador de diagnóstico de la salud operativa de los equipos inmersos en líquido. Esto es posible porque cuando las fallas se desarrollan en el equipo inmerso en líquido, hacen que la energía se disipe a través del líquido. Esta energía puede causar una degradación química del líquido. Un análisis de estos productos de degradación puede proporcionar información sobre el tipo de falla que está presente.

2.3.4 Fuentes de contaminación

2.3.4.1 Externas

Las fuentes externas de contaminación pueden ser minimizadas generalmente manteniendo un sistema sellado, pero en algunos tipos de equipo (por ejemplo, sin dispositivos de respiración) esto no es posible. Ejemplos de fuentes externas de contaminación son humedad, oxígeno, y desechos sólidos introducidos durante el mantenimiento del equipo o durante el procesamiento del aceite.

2.3.4.2 Internas

Las fuentes internas de contaminación se pueden controlar solamente en cierto modo porque estas fuentes de contaminación son generalmente las reacciones químicas (como la oxidación de celulosa y la oxidación de aceite) que están constantemente en curso. Las fuentes internas de contaminación no pueden ser paradas, pero su tasa es determinada por factores conocidos y a menudo controlables. Ejemplos de estos factores son: la temperatura y el contenido en oxígeno del sistema. Fuentes internas de contaminación son:

- Partículas no-metálicas (partículas celulosa del papel y del cartón prensado.)
- Partículas de metal del desgaste mecánico o eléctrico.
- Humedad de la degradación química de la celulosa
- Productos químicos de la degradación del aceite que resultan de su oxidación.

2.3.5 Expectativa de vida del transformador

Las predicciones de la expectativa de vida de un transformador están basadas en las curvas de expectativa de vida del aislamiento mostradas en la Figura 2.1 y que no tienen en cuenta el deterioro de las juntas, la oxidación de los tanques, etc. que se resultan de otros factores diferentes al de la temperatura en los bobinados.

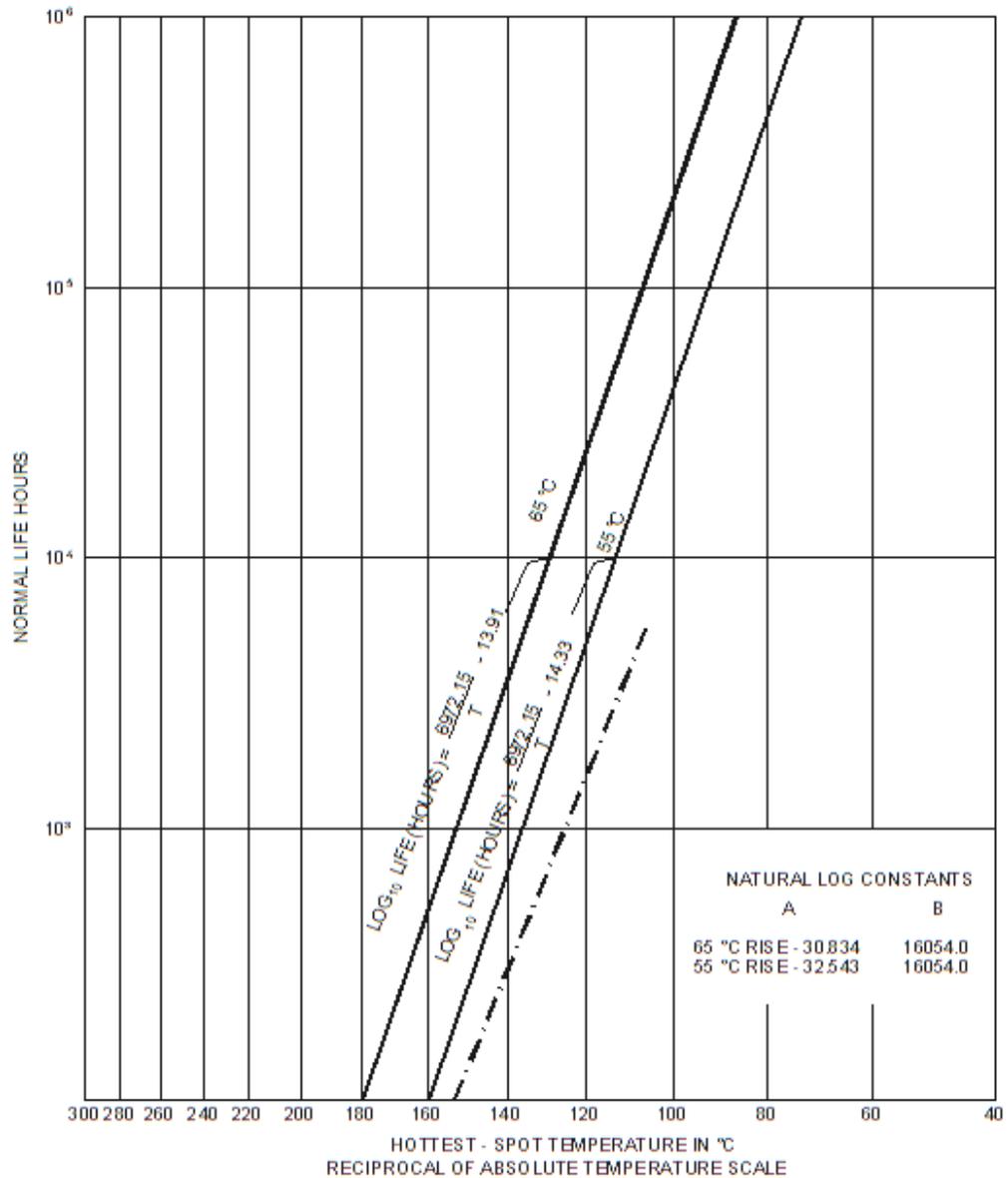


Figura 2.1. Curva de expectativa de vida

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

Debido a que los efectos acumulativos de temperatura y tiempo en el deterioro del aislamiento de los transformadores no están establecidos, no es posible predecir con alto grado de exactitud la duración de vida de un transformador ni incluso en condiciones estrictamente controladas, mucho menos en virtud de una amplia variedad de condiciones de servicio.

2.4 TEMPERATURA AMBIENTE Y SU INFLUENCIA EN LA CARGA

2.4.1 Generalidades

La temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la capacidad de carga de un transformador ya que la elevación de temperatura para cualquier tipo de carga debe ser añadida a la del ambiente para determinar las temperaturas absolutas de funcionamiento. Las capacidades del transformador se basan en un promedio de temperatura ambiente de 30 ° C en un periodo de 24 h. Este es el ambiente estándar utilizado en esta guía.

La temperatura ambiente que se utilizan para transformadores refrigerados por agua es la temperatura del agua de refrigeración, más 5 ° C para permitir la posible pérdida de eficiencia de enfriamiento debido a los depósitos sobre la superficie de las bobinas refrigeradas. La temperatura del aire ambiente visto por un transformador es el aire en contacto con sus radiadores o intercambiadores de calor.

2.4.2 Aproximación de temperatura ambiente para transformadores refrigerados por aire

A menudo es necesario predecir la carga que un transformador puede llevar con seguridad en un momento futuro en un ambiente desconocido. La temperatura ambiente probable de cualquier mes se puede aproximar a la de los informes preparados por el Servicio Nacional de Meteorología para las diversas secciones del país:

- 1) *Temperatura promedio*: Usar el valor diario de temperatura promedio para el mes en curso, promediada a través de varios años.
- 2) *Promedio de temperatura máxima diaria*: Usar el promedio de las máximas temperaturas diarias del mes en curso, promediada a través de varios años.

Estas temperaturas ambientes pueden ser usadas de la siguiente manera: Para cargas con expectativa de vida normal es recomendable usar el ítem 1). Para cargas de corta duración con moderado sacrificio de expectativa de vida usar el ítem 2). Durante un día cualquiera, el promedio de temperatura máxima puede exceder los valores procedentes de 1) o 2). Es aconsejable tomar como promedios diarios los valores indicados en 1) y 2) más 5°C, puesto que el envejecimiento a altas temperaturas no es completamente compensado por el decrecimiento del envejecimiento a temperaturas inferiores a la del promedio.

2.4.3 Influencia de la temperatura ambiente sobre la carga para una expectativa de vida normal

La temperatura ambiente promedio puede cubrir periodos de 24 horas con temperaturas máximas no mayor que 10 °C más que la temperatura promedio para aire y 5 °C para agua. La tabla 2.1 da el aumento o disminución de las capacidades de cargas para distintos ambientes diarios promedio de 30 °C para el aire y 25 °C para el agua. Se recomienda que el margen de 5 °C descrito en 2.4.1 deba emplearse al aplicar los factores de la Tabla 2.1. La tabla 2.1 es para una aproximación rápida.

CARGA EN BASE A TEMPERATURAS			
(Temp. Ambiente y promedio de elevación de temperatura menor de los valores límites)			
(Para una aproximación rápida)			
(Rango de temperatura ambiente 0 °C a 50 °C)			
Tipo de Refrigeración		% de Capacidad	
		Disminución de carga por cada grado de elevación de temperatura	Incremento de carga por cada grado de disminución de temperatura
Auto refrigerado	OA	1.5	1
Por Agua	OW	1.5	1
Aire forzado	OA/FA, OA/FA/FA	1	0.75
Aceite forzado	FOA,FOW y OA/FOA/FOA	1	0.75

Tabla 2.1 Carga en base a la temperatura.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

La tabla 2.1 abarca una gama de ambientes de 0 ° C a 50 ° C para el enfriamiento por aire. Un chequeo debería hacerse con el fabricante antes de cargar al transformador en base a la temperatura ambiente del aire inferior a 0 ° C o superior a 50 ° C. Puesto que la temperatura ambiente es un factor importante en la determinación de la capacidad de carga de un transformador, este debería ser controlado para instalaciones interiores por la ventilación adecuada y debe considerarse siempre en las instalaciones al aire libre.

2.5 CÁLCULO DE TEMPERATURAS

2.5.1 Calculo de temperatura y pérdidas de vida para cargas de corta duración sobre la capacidad nominal del transformador

Cargas de corto tiempo por encima de su capacidad nominal consumen diferentes porcentajes de vida del aislamiento para transformadores con características que se muestran en la Tabla 2.2

CARACTERÍSTICAS ASUMIDAS A CARGA NOMINAL – ELEVACIÓN DE 65 °C DE TEMPERATURA					
	OA u OW	FA 133% ó menos	Modo de refrigeración efectiva		
			FA ** sobre 133%	No dirigido FOA ó FOW	Dirigido FOA ó FOW
Elevación de temperatura del punto más caliente (Sobre la ambiente) °C	80	80	80	80	80
Elevación de temperatura en la parte superior del aceite (Sobre la ambiente) °C	55	50	45	45	45
Constante de tiempo de la parte superior del aceite. (h)	3	2	1.25	1.25	1.25
Constante de tiempo del punto más caliente del conductor. (h)	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
Relación de carga a pérdidas del hierro	3.2	4.5	6.5	6.5	6.5
*m (exponente de bobina)	0.8	0.8	0.8	0.8	1
*n (exponente de aceite)	0.8	0.9	0.9	1	1

Tabla 2.2 Características asumidas a carga nominal – Elevación de 65 °C de temperatura

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

* m: potencia exponencial de pérdida de bobinas vs. el aumento de la temperatura de bobinas.

* n: potencia exponencial de la pérdida total vs. el aumento de temperatura en la parte superior del aceite.

Los valores indicados de m y n son aproximados, en particular en diseños más complicados, están sujetas a estudio.

** Algunos diseños OA / FA / FA siguen más de cerca los valores de FA (133% o menos).

2.5.2 Método de conversión real a ciclo de carga equivalente

Normalmente, el ciclo de carga diaria no es tan simple, como el ciclo de la línea continua que se muestra en la figura 2.4, que consta de fluctuaciones de carga durante el día. Normalmente hay un período en el ciclo de carga al día cuando la carga se acumula en un valor mucho mayor que cualquier otro alcanzado en otros momentos. En general, el valor máximo o pico de carga no se alcanza y pasa de repente, sino que se acumula y se cae poco a poco.

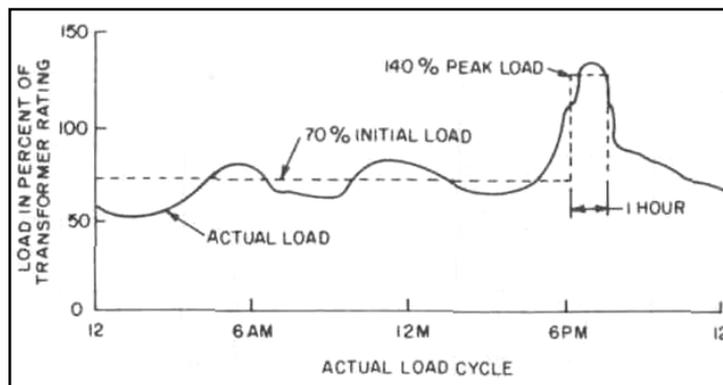


Figura 2.2 Ciclo de carga real.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

Para utilizar las recomendaciones de carga, la fluctuación del ciclo de carga real se debe convertir a un equivalente térmico, un ciclo de carga de dos pasos, como es representado por la línea discontinua en la figura 2.2. Un transformador que alimenta una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante, cuyo efecto es aproximadamente el mismo que el de una carga intermedia que se mantiene constante durante el mismo período de tiempo. Esto se debe a las características de almacenamiento de calor de los materiales en el transformador. La carga equivalente para cualquier parte de un ciclo diario de carga puede ser expresada por la ecuación 2.1.

$$\text{Ecuivalente de carga} = \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n}} \quad (\text{Ecuación 2.1})$$

Donde:

L_1, L_2, \dots Las diferentes etapas de carga en %, por unidad, kVA reales o corriente de carga.

n Número total de cargas consideradas en tantos periodos.

t_1, t_2, \dots Duraciones respectivas de estas cargas, en horas.

La carga equivalente inicial es la carga rms obtenida por medio de la ecuación 2.1 en un período elegido antes de la carga máxima. Los intervalos de tiempo (t) de 1 hora son sugeridos para una mayor simplificación de la ecuación 2.1, para un período de 12 horas, se convierte en:

$$\text{Ecuivalente de carga inicial} = 0.29 \sqrt{L_1^2 + L_2^2 + L_3^2 + \dots + L_{12}^2} \quad (\text{Ecuación 2.2})$$

Donde:

L_1, L_2, \dots, L_{12} Carga promedio por inspección para intervalos de 1 hora en un periodo de 12 horas antes de la carga máxima.

La carga máxima equivalente de un ciclo de carga es la carga rms obtenida mediante la ecuación 2.1. La duración estimada del pico tiene una influencia considerable sobre el valor pico rms. Si el período de tiempo para la ecuación 2.1 que se aplica es demasiado largo, el valor de pico rms puede ser considerablemente inferior a la demanda pico máxima. Para protegerse contra el sobrecalentamiento debido a breves cargas elevadas durante el período pico, el valor rms para el periodo de carga máxima no debe ser inferior al 90 % de la demanda máxima.

2.5.3 Ecuaciones para el cálculo de calentamiento transitorio de transformadores sumergidos en aceite

A continuación se detalla una lista de símbolos utilizados para el cálculo, todas las temperaturas están en ° C y todos los tiempos están en horas.

θ_a = Temperatura ambiente.

θ_g = Elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura en la parte superior del aceite.

$\theta_g(fl)$ = Elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la temperatura superior del aceite a carga nominal.

θ_{hs} = Temperatura del punto más caliente de la bobina.

θ_o = Elevación de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente.

θ_{fl} = Elevación de la temperatura del aceite sobre la temperatura ambiente a carga nominal.

θ_i = Elevación inicial de temperatura en la parte superior del aceite para $t=0$.

θ_u = Elevación final de temperatura en la parte superior del aceite para carga L.

K = Relación de carga L a carga nominal.

L = Carga en cuestión, en todas las unidades.

R = Relación de pérdidas de carga con carga nominal a perdidas sin carga.

e = 2,71828 (base del logaritmo natural).

t = Duración de la carga en horas.

τ_o = Constante de tiempo térmica del transformador para cualquier tipo de carga L y para cualquier diferencia de temperatura específica entre la última elevación de la parte superior del aceite y la elevación inicial del aceite.

$$\tau_o = \frac{c (\theta_u - \theta_i)}{P} \quad (\text{Ecuación 2.3})$$

τ_{hs} = Constante de tiempo del punto más caliente.

P = Cambio en la pérdida total en vatios debido al cambio en la carga.

τ_r = Constante de tiempo de transformador para la carga nominal a partir de aumento de temperatura inicial de 0° C.

P_{fl} = Pérdida total en vatios a carga nominal.

C = Capacidad térmica del transformador (Wh / ° C).

2.5.3.1 Determinación de las ecuaciones de temperatura.

- Temperatura del punto más caliente:

$$\theta_{hs} = \theta_a + \theta_o + \theta_g \quad (\text{Ecuación 2.4})$$

- Ecuación de calentamiento transitorio para la elevación de temperatura en la parte superior del aceite sobre la temperatura ambiente:

$$\theta_o = (\theta_u - \theta_i) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_o}} \right) + \theta_i \quad (\text{Ecuación 2.5})$$

- Elevación final de temperatura en la parte superior del aceite para carga L:

$$\theta_u = \theta_{fl} \left[\frac{(K^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (\text{Ecuación 2.6})$$

- Elevación final de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la parte superior del aceite para carga L:

$$\theta_g = \theta_g(fl)K^{2m} \quad (\text{Ecuación 2.7})$$

$\theta_g(fl)$ = Elevación promedio de temperatura del conductor sobre la parte superior del aceite¹ +15 °C² (Ecuación 2.8)

¹kVA nominales de prueba del fabricante.

²La elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la elevación promedio del conductor se supone que es 15 °C para 65 °C de elevación de temperatura, 10 °C para 55° C de elevación de temperatura en el transformador. (Los valores son generalmente inferiores a los 15 ° C y 10 ° C, pero podría ser mayor en algunos diseños).

- m = 0,8 para la OA, OA / FA, OA / FA / FA y flujo no dirigida FOA, FOW, OA / FA / FOA, OA / FOA / FOA.
- m = 1,0 para flujo dirigido FOA, FOW
- n = 0,8 para OA
- n = 0,9 para OA / FA, OA / FA / FA,
- n = 1,0 para FOA, FOW, OA / FA / FOA, OA / FOA / FOA
- n = Exponente de potencia de la pérdida total contra la elevación de temperatura en la parte superior del aceite.
- m = Exponente de potencia de pérdida de bobinas contra la elevación de temperatura en las bobinas.

- Constante de tiempo a kVA nominales:

$$\tau_r = \frac{C\theta_{fl}}{P_{fl}} \quad (\text{Ecuación 2.9})$$

Para transformadores de flujo no dirigido:

- C = 0,06 (peso del núcleo y conjunto de bobina en libras) + 0,04 (peso del tanque y los accesorios en libras) + 1.33 (galones de aceite).

Para transformadores de flujo dirigido:

- C = 0,06 (peso del núcleo y conjunto de bobina en libras) + 0,06 (peso del tanque y los accesorios en libras) + 1,93 (galones de aceite)

2.5.3.2 Corrección de ecuaciones

En teoría, varias correcciones deben hacerse al utilizar las ecuaciones anteriores en el cálculo de elevaciones transitorias de aceite, como las correcciones en:

- (1) Constante de tiempo para carga superior a la nominal.
- (2) Pérdida final del conductor al final del período de carga.
- (3) Viscosidad del aceite.

Al hacer los cálculos de carácter general basados en suposiciones de las características del transformador y la temperatura máxima del punto más caliente del conductor, generalmente tienen un gran factor de seguridad, y se obtiene un resultado lo suficientemente cerca para todos los efectos prácticos.

2.5.3.3 Constante de tiempo

La constante de tiempo es el tiempo que sería necesario para que la temperatura del aceite cambie del valor inicial al valor final si la tasa inicial de cambio se mantiene hasta que la temperatura máxima sea alcanzada. Si n (exponencial de potencia de la pérdida total vs la elevación de temperatura en la parte superior del aceite) es igual a la unidad, el 63% de la variación de temperatura se produce en un período de tiempo igual a la constante de tiempo, independientemente de la relación de aumento de la temperatura inicial y el aumento de la temperatura final. Si n no es la unidad, el porcentaje varía, y es una función de la elevación de la temperatura inicial y el aumento de la temperatura final. En particular, si n es igual a 0,8, el porcentaje es de 67% si la elevación de la temperatura inicial es cero.

Si el aumento de la temperatura inicial es mayor que cero, el porcentaje es inferior a 67%, y disminuye a medida que el aumento de la temperatura inicial se aproxima a un determinado aumento de la temperatura final. Si la temperatura inicial es aproximadamente igual a la temperatura final, ligeramente por encima o por debajo

de ella, el porcentaje es de aproximadamente 63%. Si la temperatura inicial es mayor que la temperatura máxima, el porcentaje es menor que 63%.

Dado que la evaluación del porcentaje exacto de los casos en que n no es la unidad y donde el aumento de la temperatura inicial no es cero, se hace muy laboriosa, con frecuencia se recomienda utilizar el valor aproximado del 63%. En los casos más frecuentes, donde n es de aproximadamente 0,8, el error resultante de este procedimiento no es grande comparado con el error esperado en los datos de entrada.

Si n = 1, la ecuación 2.9 es correcta para cualquier tipo de carga y cualquier temperatura de partida. Si n o m es inferior a 1 la ecuación 2.9 sólo es válida para la carga completa de arranque en frío. Si n es menor que 1, la constante de tiempo para cualquier carga y para cualquier temperatura de partida, ya sea para un ciclo de calentamiento o enfriamiento se da en las ecuaciones 2.10 y 2.11.

$$\tau_o = \tau_r \frac{\left(\frac{\theta_u}{\theta_{fl}}\right) - \left(\frac{\theta_i}{\theta_{fl}}\right)}{\left(\frac{\theta_u}{\theta_{fl}}\right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\theta_i}{\theta_{fl}}\right)^{\frac{1}{n}}} \quad (\text{Ecuación 2.10})$$

Si el arranque es en frío, como $\theta_i = 0$, la ecuación 10 se reduce a:

$$\tau_o = \tau_r \left(\frac{\theta_u}{\theta_{fl}}\right)^{\left(1 - \frac{1}{n}\right)} \quad (\text{Ecuación 2.11})$$

2.5.3.4 Pérdida en Bobinas (Pérdida de carga)

Como la resistencia de la bobina para condiciones finales es mayor cuando la temperatura es mayor para cargas por encima de la nominal, un factor de corrección de la resistencia puede ser aplicado a las ecuaciones 2.6 y 2.7. El factor de corrección es un multiplicador que se aplicará a K^2 en cada ecuación para reflejar el cambio en la pérdida de bobinas, debido al aumento de la resistencia en la bobina.

Los valores de los exponentes, m y n , utilizados en la ecuación no pueden ser correctos cuando se aplican las correcciones de resistencia. El fabricante debe ser consultado cuando dichas correcciones van a ser incluidas.

2.5.3.5 Viscosidad del aceite

La elevación de la temperatura final del aceite para una entrada constante de calor disminuye ligeramente a medida que aumenta la temperatura del aceite. Esto se debe a una disminución de la viscosidad del aceite. El cambio de la viscosidad tiende a compensar el efecto de aumento de la resistencia.

2.6 CARGA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.6.1 Carga base para una expectativa de vida normal

2.6.1.1 Condiciones Básicas

1. La carga base de un transformador para una expectativa de vida normal es una carga continua a potencia nominal cuando opera bajo condiciones normales de servicio. Se supone que la operación bajo estas condiciones es equivalente a la operación en una temperatura ambiente constante de $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ para el enfriamiento por aire o de $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ para refrigeración por agua. La expectativa de vida normal será el resultado de operar continuamente con una temperatura del conductor en su punto más caliente de $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ en cualquier período de 24 horas.
2. La temperatura en el punto más caliente del conductor determina la pérdida de vida debido a la carga. Esta temperatura no puede medirse directamente en diseños comerciales debido al riesgo de tensión al colocar un detector de temperatura en la ubicación correcta. El punto más caliente en concepto se basa en pruebas de modelos de laboratorio.
3. La temperatura del punto más caliente a la carga nominal se toma generalmente como la suma de la temperatura promedio y $15\text{ }^{\circ}\text{C}$, (si las temperaturas de refrigeración de entrada y salida varían, una mejor estimación de la temperatura

del punto más caliente es posible haciendo un ajuste en los 15 °C, consultar con el fabricante) para el punto más caliente. Para transformadores sumergidos en aceite mineral, el funcionamiento continuo bajo las condiciones anteriores, para una expectativa de vida normal, esta temperatura se ha asumido como una máxima de 110 ° C.

2.6.1.2 Carga para una expectativa de vida normal bajo condiciones específicas

2.6.1.2.1 Carga por temperatura de aceite

La temperatura del aceite por sí sola no debe utilizarse como una guía para la carga de los transformadores. El punto más caliente al gradiente de la superficie del aceite a plena carga puede ser determinado a partir de las pruebas en fábrica mediante la ecuación 2.8, o, a falta de datos, un valor debe ser asumido. El punto más caliente al gradiente de la superficie del aceite a plena carga debe ser corregida para la carga actual usando la ecuación 2.7 o la figura 2.4. Este gradiente restado de 110 ° C dará la máxima temperatura de aceite admisible para una expectativa de vida normal.

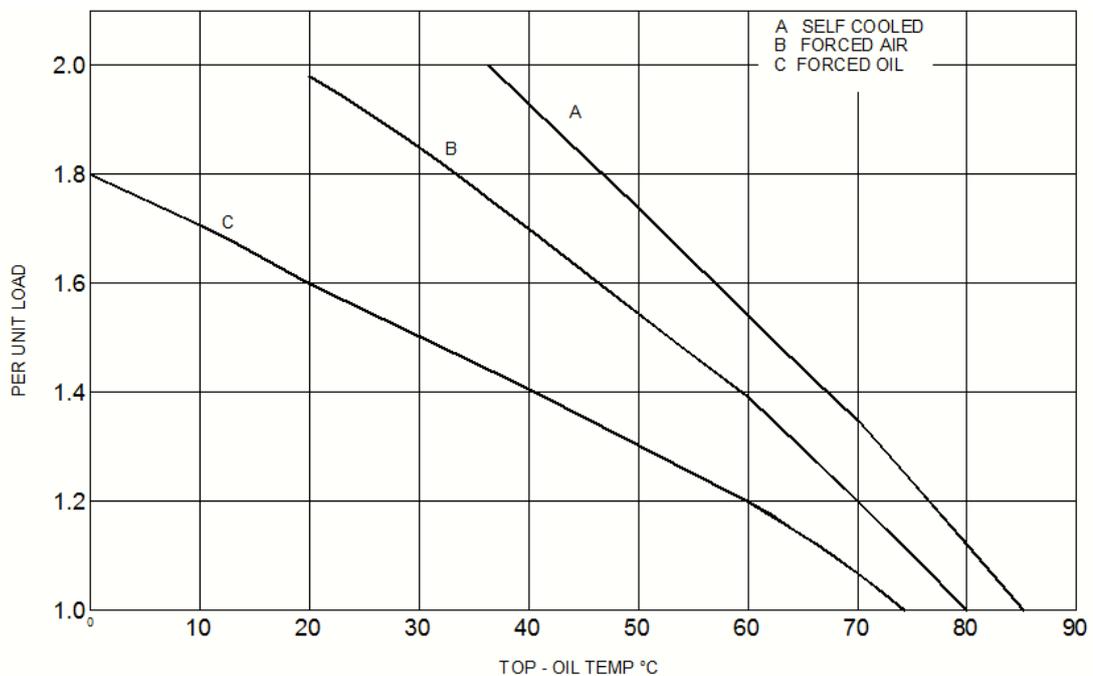


Figura 2.3 Sobrecarga continúa aproximada para una expectativa de vida normal-elevación de 65 °C. Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

Si las características del transformador no se conocen con precisión, un máximo de temperatura en la parte superior del aceite derivado de la figura 2.3 se puede utilizar como una aproximación. La carga de la figura 2.3 se basa en una diferencia de 25 ° C entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura en la parte superior del aceite a la carga nominal en transformadores autorefrigerados, 30 ° C para transformadores refrigerados por aire forzado (133 % y menos) y 35 ° C para transformadores con refrigeración forzada de aceite.

2.6.1.2.2 Carga continua en base a pruebas de elevación promedio de temperatura en las bobinas

Por cada °C en exceso de 5 ° que el promedio de la elevación de la prueba de temperatura en la bobina es inferior a 65 °C, la carga del transformador puede aumentar por encima de la carga nominal de los porcentajes dados en la Tabla 2.1. Un margen de 5 ° se utiliza para proporcionar un margen de tolerancia en la medición de la elevación de la temperatura. La capacidad de carga así obtenida es la que el transformador puede llevar a una elevación de temperatura de 65 ° C. Dado que esto puede aumentar la carga más allá de la prevista por el diseñador, las limitaciones dadas en el punto 2.1 se debe comprobar antes de tomar ventaja de este incremento de carga.

Algunos transformadores están diseñados para tener una diferencia entre el punto más caliente y la temperatura promedio en el conductor mayor a 15 ° C. Esto dará como resultado un aumento en la temperatura promedio en la bobina de al menos 65 ° C, pero el aumento de temperatura en el punto más caliente del bobinado puede estar en el valor límite de 80 °C. Tales transformadores no deben ser cargados por encima de su capacidad. Esta condición puede existir en los transformadores con grandes diferencias (mayores que 30 ° C) entre la superficie y la parte inferior del aceite, y podrán controlarse aproximadamente midiendo la temperatura superior e inferior del radiador.

2.6.1.2.3 Cargabilidad en base a cargas de corta duración superiores a la nominal

Los transformadores pueden operar por encima de 110 ° C en los puntos más calientes durante períodos cortos, siempre que estos operen durante períodos mucho más largos a temperaturas por debajo de 110 ° C. Esto se debe al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y por lo tanto permite llevar con seguridad cargas sobre la nominal bajo la mayoría de condiciones sin perjudicar la expectativa normal de vida del transformador.

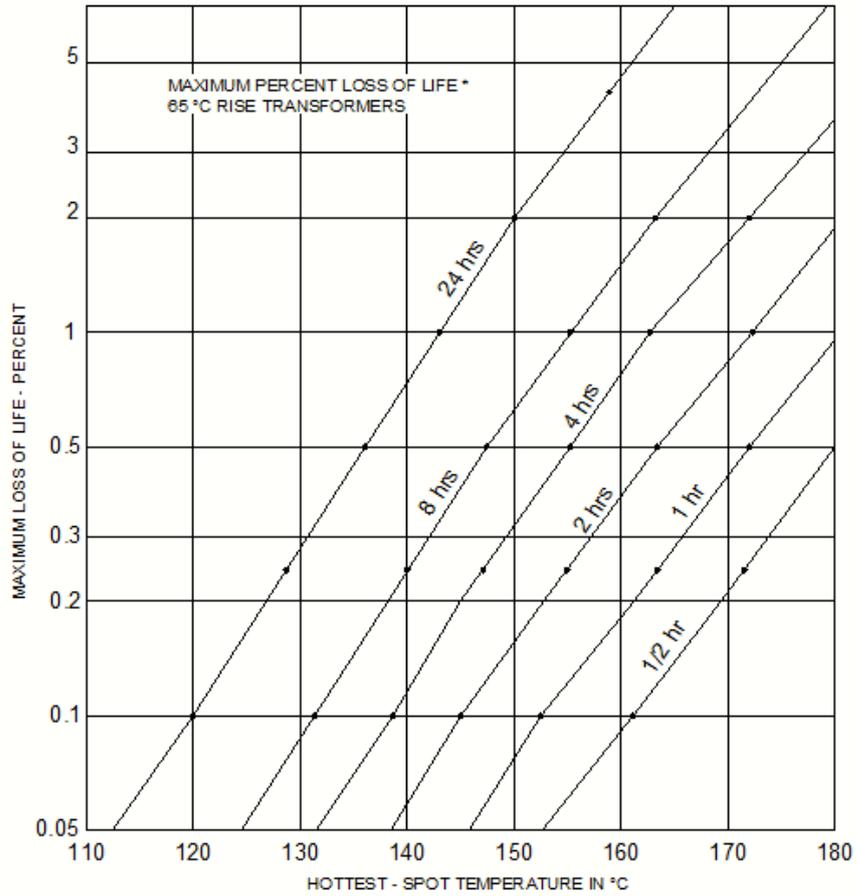
2.6.1.2.4 Carga por indicador de temperatura del punto más caliente

Dispositivos de temperatura del punto más caliente son suministrados, e indican una simulación de temperatura del punto más caliente. Estos dispositivos pueden ser utilizados como una guía para limitar las cargas. Los relés térmicos, al ser usados, indican temperaturas alcanzadas en los bobinados, estos relés están calibrados para su uso con los transformadores específicos y simula la temperatura del punto más caliente, teniendo en cuenta antes de cargarlo, las cargas existentes y la temperatura ambiente. Mayores cargas están permitidas para períodos cortos que para largos períodos de tiempo debido a la constante de tiempo del transformador.

2.6.2 Sobrecarga de corta duración con moderado sacrificio de vida

2.6.2.1 Envejecimiento del aislamiento debido a la operación por encima de 110 ° C de temperatura en el punto más caliente

1. Cuando el efecto del envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto acumulativo de envejecimiento de un número de ciclos de carga es mayor que el efecto del envejecimiento de operación continua a la carga nominal en el mismo período de tiempo, el aislamiento se deteriora a un ritmo más rápido de lo normal. La tasa de deterioro es una función del tiempo y la temperatura y es comúnmente expresada como porcentaje de pérdida de la vida. Gráficos y tablas que muestran el porcentaje de pérdida de vida para las diversas combinaciones de tiempo y temperatura constante se dan en figura 2.4.



*Expresado como porcentaje de pérdida de vida para una ocurrencia de duración de tiempo específico para un funcionamiento a la temperatura indicada.

Temperatura del punto más caliente en grados						
Pérdida máxima de vida (%)						
Duración						
Horas	0,1	0,3	0,5	1	2	4
½	161	172	180			
1	153	163	172	180		
2	145	155	163	172	180	
4	138	147	155	163	172	180
8	131	140	147	155	163	172
24	120	129	136	143	150	158

Figura 2.4 Pérdida máxima de vida – Elevación de 65 °C

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

2. Debe quedar claro que, si bien la información utilizada para el envejecimiento del aislamiento es considerada conservadora y muy útil en la estimación de la

pérdida relativa de vida debido a las cargas por encima de la nominal bajo diversas condiciones, esta información sólo puede ser un indicador de vida del aislamiento del transformador. El deterioro del aislamiento en general se caracteriza por una reducción en la fuerza, tanto mecánica y dieléctrica. Un transformador con el aislamiento en esta condición podrá continuar en servicio durante muchos meses o incluso años. Por otra parte, cualquier movimiento inusual de los conductores que puedan ser causados por la expansión de los conductores, debido al calentamiento resultante de una carga pesada o de grandes fuerzas electromagnéticas resultantes de corto circuito, puede alterar el aislamiento debilitándolo.

3. La incertidumbre de las condiciones de servicio y la amplia gama de cargas cubiertas son razones por las que esta guía de carga es conservadora en sus cargas sugeridas. Algunas de las variables son: grandes diferencias en la temperatura ambiente entre las localidades, las diferencias en altitud; restringida circulación de aire causada por los edificios y muros, la historia previa de carga de emergencia que no puede ser conocido por el operador, y las variaciones en las características de diseño de la Tabla 2.2.

Como una guía, una pérdida media de vida de 1% por año, o un 4% en cualquier operación de emergencia se considera razonable para algunos usuarios.

2.6.2.2 Métodos para la determinación de cargas por encima de la nominal, con algún sacrificio de vida

2.6.2.2.1 Transformadores con características específicas conocidas

Si las características específicas de un transformador son conocidas y la capacidad máxima recomendada es solicitada, el usuario puede calcular la elevación de la temperatura del aceite en el punto más caliente utilizando la solución gráfica ilustrada en la sección 2.7.2 o las fórmulas básicas en la sección 2.5.2. Con estos datos, el usuario puede determinar la carga admisible para sus condiciones, teniendo en cuenta la temperatura ambiente, el número probable de cargas durante la vida del transformador, y el porcentaje aproximado de la vida que está dispuesto a sacrificar.

2.6.2.2.2 Transformadores con características específicas desconocidas o cargas conservadoras

Cuando las características específicas del transformador no se conocen o cuando la operación conservadora sobre la capacidad nominal es satisfactoria, referirse a las tablas capacidad Tabla 3 (a) -3 (u), en la norma ANSI/IEEE C57.92-1981, para tabulaciones de carga permitidas de distintas duraciones, seguidas de condiciones explícitas de precarga.

2.6.2.2.3 Características asumidas para los transformadores que permiten cargas en tablas 3 (a) -3 (u)

Los transformadores varían mucho en las características que afectan su capacidad a corto tiempo. Cualquier guía general que se aplica a todos los transformadores de una clase determinada se debe basar en las características que dan resultados conservadores. Las características que se muestran en la Tabla 2.2 se consideran típicas de un transformador de potencia y son para uso general.

2.6.2.2.4 Límites de Temperatura y Carga

A continuación, se recomienda limitar de forma individual las temperaturas y las cargas que se utilizan en las tablas 3 (a) -3 (u) en la norma ANSI/IEEE C57.92-1981.

Temperatura máxima del aceite parte superior:	110 ° C.
Máxima temperatura de punto más caliente del conductor	180 ° C.
Máxima carga de corta duración	2 veces la nominal

2.6.2.2.5 Ciclos de carga

Los transformadores generalmente operan en un ciclo de carga que se repite cada 24 h. Este ciclo de carga puede ser constante o puede tener uno o varios picos durante el período de 24 horas. El ciclo de carga actual se puede convertir en un ciclo de dos

pasos por el método indicado en 2.5.2 Cuando las cargas actuales promedio antes de la carga máxima difieren de estas tabulaciones, la precisión suficiente puede obtenerse por interpolación.

2.6.2.2.6 Bases para un moderado sacrificio de vida. Cargas tabla 3 (a) - 3 (u)

Los valores de carga en las tablas 3 (a) -3 (u) se basan en los datos de esperanza de vida mostrados en la figura 2.3, las características del transformador supuestas en la tabla 2.2 y el cálculo del perfil de temperatura del punto más caliente para el ciclo de carga diaria y la condición de temperatura ambiente que existe durante un período de 24 horas. La pérdida de valores de la vida que se muestra en las tablas 3 (a) -3 (u) son en adición a la pérdida normal de la vida de 0,0369 % por 24 h, lo cual sería el resultado de una operación continua a la carga nominal en un ambiente constante de 30 ° C.

2.7 Recolección de datos operativos de determinado número de transformadores de potencia de la CENTROSUR. Análisis técnico y resultado.

2.7.1 Cálculo de cargabilidad al transformador de potencia de la S/E 07

Se necesita estudiar la posibilidad de sobrecarga al transformador de S/E 07 (Ricaurte) de 10 MVA (OA), 12.5 MVA (FA), 69 kV/22kV, con estados de precarga (carga previa a la sobrecarga) variable, por lapsos de 1 hora, 2 horas y 4 horas, con una temperatura ambiente promedio de 30 °C. Se pretende establecer recomendaciones para el tratamiento de la sobrecarga al transformador.

DATOS DE TRANSFORMADOR		
Código de Subestación	SE07	
Nombre de Subestación	Ricaurte	
Marca	BBC	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	OA	10
	FA	12,5
Potencia Terciario (MVA)	OA	3,3
	FA	4,17
Voltaje (KV)	(P)	69
	(S)	22
	(T)	2,39
Tipo de conexión	(P)	Yno
	(S)	yno
	(T)	Delta 5
Pérdidas (KW)	Vacío	11
	Plena carga	65,25
Intercambiador bajo carga (S/N)	N	
Fecha de inicio de operación	1994	

Fuente: CENTROSUR - Datos TR1 SE07

DATOS DE TEMPERATURA	
Temperatura del punto más caliente del aceite	50 °C
Temperatura del punto más caliente de los devanados	70 °C

Fuente: Registro de temperaturas en el TR1 de la SE07-año 2009

VIDA UTIL (operación continua - Temp. en el punto más caliente 100 ° C)	
22 años	192 720 horas

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, *Distribution, Power and Regulating Transformers*, C57 1994 Edition, C57.92-1981, p. 15

Nota: Si la temperatura del punto más caliente del transformador es inferior a 100 ° C la vida útil es superior a los 30 años

PÉRDIDA DE VIDA ÚTIL	
Pérdida de Vida Diaria Normal	0,0369%

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, *Distribution, Power and Regulating Transformers*, C57 1994 Edition, C57.92-1981, p. 10.

LÍMITES DE TEMPERATURA Y CARGA	
Temperatura máxima del aceite (parte superior)	110 ° C
Máxima temperatura de punto más caliente del conductor	180 ° C
Carga máxima de corta duración	2 veces la nominal

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, *Distribution, Power and Regulating Transformers*, C57 1994 Edition, C57.92-1981, p. 16.

Resultados obtenidos:

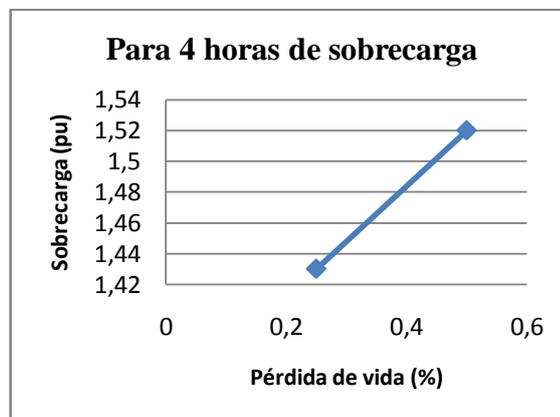
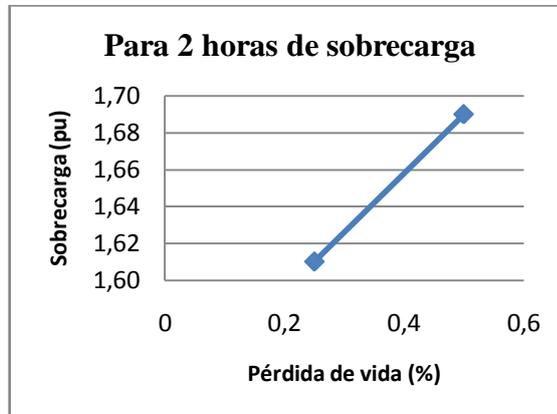
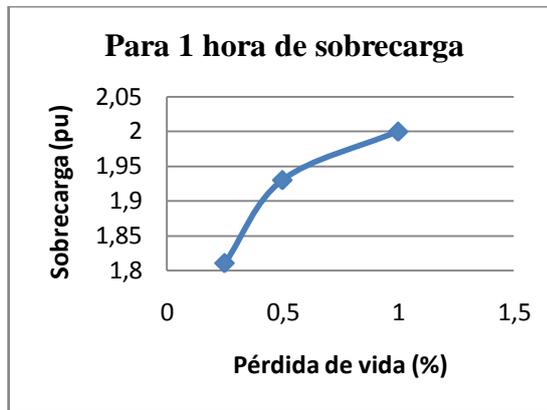
RESULTADOS DEL TRANSFORMADOR TR1 DE SE07				
Sobrecarga	Pérdida de Vida	Sobrecarga	Punto más caliente	Tope del aceite
(Horas)	(%)	(Por Unidad)	Temp. (° C)	Temp. (° C)
1	0,25	1,81	169	104
	0,5	1,93	179	108
	1	2	<u>186</u>	110
2	0,25	1,61	162	109
	0,5	1,70	172	<u>113</u>
4	0,25	1,43	153	109
	0,5	1,52	163	<u>115</u>

Los resultados mostrados corresponden a tabla 3(d) del Anexo para cargas con normal y moderado sacrificio de vida a una temperatura ambiente de 30 °C, para transformadores con refrigeración OA y un porcentaje de precarga del 100% de su capacidad nominal. Los valores que se encuentran subrayados exceden los límites de temperatura anteriormente establecidos.

2.7.1.1 Análisis de resultados

El transformador de la SE07 ha operado durante 16 años bajo temperaturas inferiores a 100 °C por lo que la vida útil del mismo se la considera superior a 30 años según la norma, de continuar operando de esta forma habría consumido aproximadamente el 50 % de su vida útil.

2.7.1.1.1 Curvas de pérdida de vida en función del porcentaje de sobrecarga



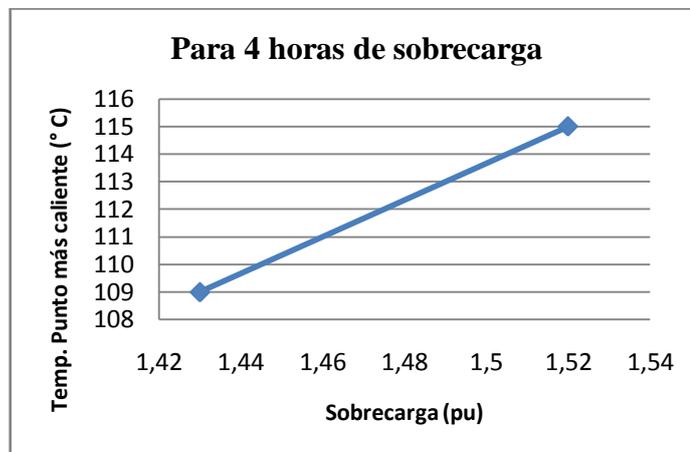
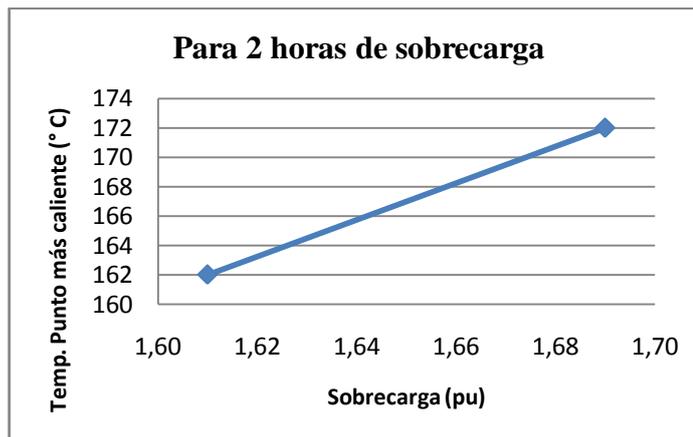
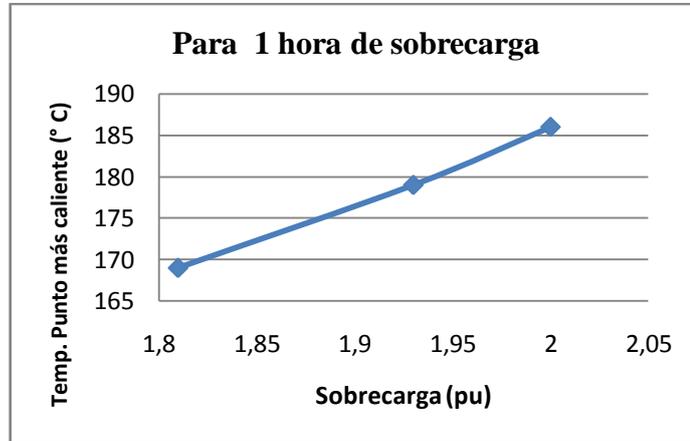
PÉRDIDA DE VIDA DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
1 HORA	Sobrecarga de 81 %	350.4 horas (14 días)
1 HORA	Sobrecarga de 93 %	700.8 horas (29.2 días)
1 HORA	Sobrecarga del 100 %	1401.6 horas (58.4 días)

PÉRDIDA DE VIDA DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
2 HORAS	Sobrecarga de 61 %	350.4 horas (14 días)
2 HORAS	Sobrecarga de 69 %	700.8 horas (29.2 días)

PÉRDIDA DE VIDA DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
4 HORAS	Sobrecarga de 43 %	350.4 horas (14 días)
4 HORAS	Sobrecarga de 52 %	700.8 horas (29.2 días)

La sobrecarga a la que es sometido un transformador determina la pérdida de vida en el aislamiento del mismo, en nuestro ejemplo logramos el mismo porcentaje de pérdida de vida al disminuir la carga a medida que se incrementa su tiempo de sobrecarga.

2.7.1.1.2 Curvas de elevación de temperatura en el punto más caliente del bobinado en función del porcentaje de sobrecarga



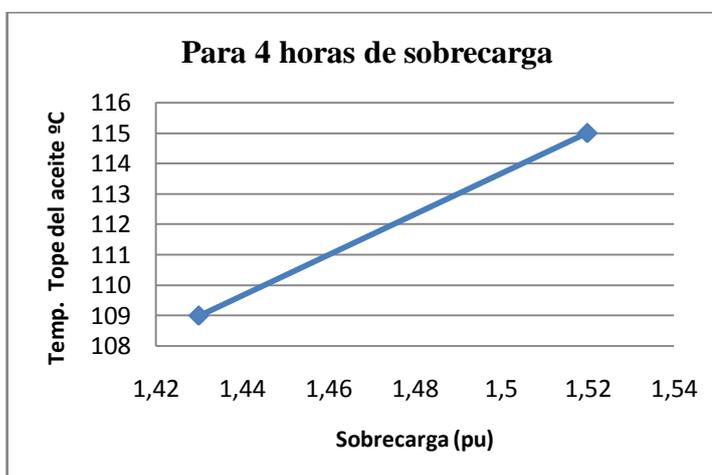
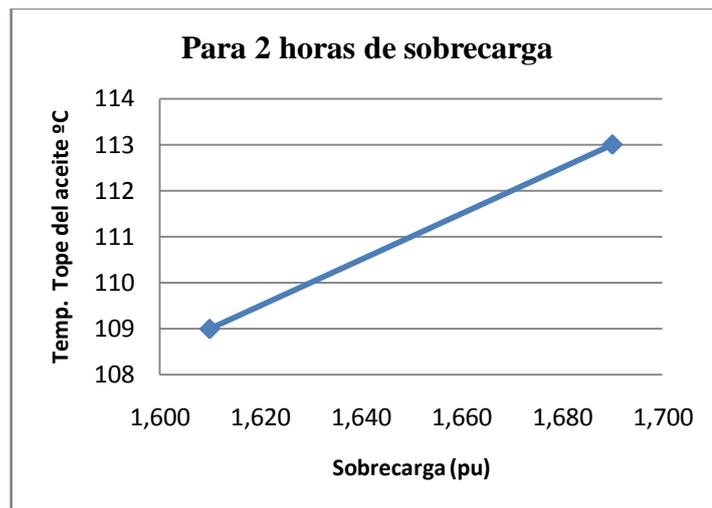
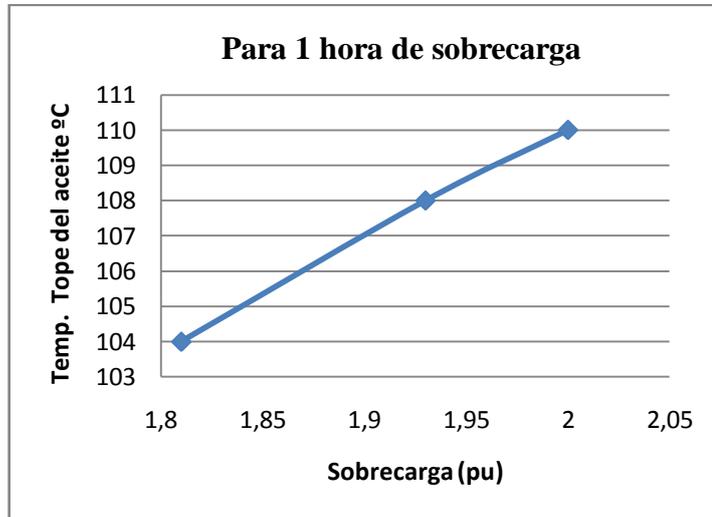
ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
1 HORA	Sobrecarga de 81 %	169 °C
1 HORA	Sobrecarga de 93 %	179 °C
1 HORA	Sobrecarga del 100 %	<u>186 °C</u>

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
2 HORAS	Sobrecarga de 61 %	162 °C
2 HORAS	Sobrecarga de 69 %	172 °C

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFOMADOR DE LA SE07		
4 HORAS	Sobrecarga de 43 %	153 °C
4 HORAS	Sobrecarga de 52 %	163 °C

La temperatura alcanzada durante una sobrecarga del 100 % en un periodo de 1 hora es superior al límite máximo de temperatura del punto más caliente del conductor establecido (180 °C), por lo que se recomienda sobrecargarlo hasta un máximo de 93%.

2.7.1.1.3 Curvas de elevación de temperatura en la parte superior del aceite en función del porcentaje de sobrecarga



ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFORMADOR DE LA SE07		
1 HORA	Sobrecarga de 81 %	104 °C
1 HORA	Sobrecarga de 93 %	108 °C
1 HORA	Sobrecarga del 100 %	110 °C

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFORMADOR DE LA SE07		
2 HORAS	Sobrecarga de 61 %	109 °C
2 HORAS	Sobrecarga de 69 %	<u>113 °C</u>

ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL TOPE DEL ACEITE DURANTE SOBRECARGA DEL TRASFORMADOR DE LA SE07		
4 HORAS	Sobrecarga de 43 %	109 °C
4 HORAS	Sobrecarga de 52 %	<u>115 °C</u>

La temperatura alcanzada durante una sobrecarga del 52 % en un periodo de 4 horas, 69 % en un periodo de dos horas son superiores al límite máximo de temperatura en la parte superior del aceite de 110 °C, por lo que se recomienda no sobrecargarlo para mencionadas duraciones.

2.7.2 Cálculo de cargabilidad al transformador de potencia de la SE14

Se requiere conocer las características operativas del transformador TR1 de la SE14 cuando este sea sometido a una sobrecarga de corta duración de 50 % por un lapso de dos horas.

DATOS DE TRANSFORMADOR		
Código de Subestación	SE14	
Nombre de Subestación	Lentag	
Marca	ABB	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	OA	10
	FA	12,5
Potencia Terciario (MVA)	OA	3,3
	FA	4,17
Voltaje (KV)	(P)	69
	(S)	22
	(T)	2,39
Tipo de conexión	(P)	Yno
	(S)	yno
	(T)	Delta 5
Pérdidas (KW)	Vacío	10.87
	Plena carga	71.785
Intercambiador bajo carga (S/N)	N	
Fecha de inicio de operación	2001	

Al asumir que el valor de precarga es de 30% se presenta el siguiente método de resolución gráfico, en el cual se consideran los siguientes parámetros:

Relación de pérdidas	3.2
Elevación de temperatura en la parte superior del aceite sobre temperatura ambiente a carga nominal	55° C
Constante de tiempo	3
Elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre el ambiente.	80° C
m	0.8
n	0.8

Los datos obtenidos corresponden a la tabla 2.2

2.7.2.1 Determinación de elevación de temperatura en la parte superior del aceite

1. En la figura 2.5 a ubicamos el valor de precarga (30 %) y nos movemos horizontalmente a la curva de relación de pérdidas ($R = 3.2$), nos dirigimos hacia abajo a la curva de elevación de temperatura del aceite a carga nominal (55°C), nos movemos horizontalmente y leemos la elevación de temperatura inicial del aceite 26°C .

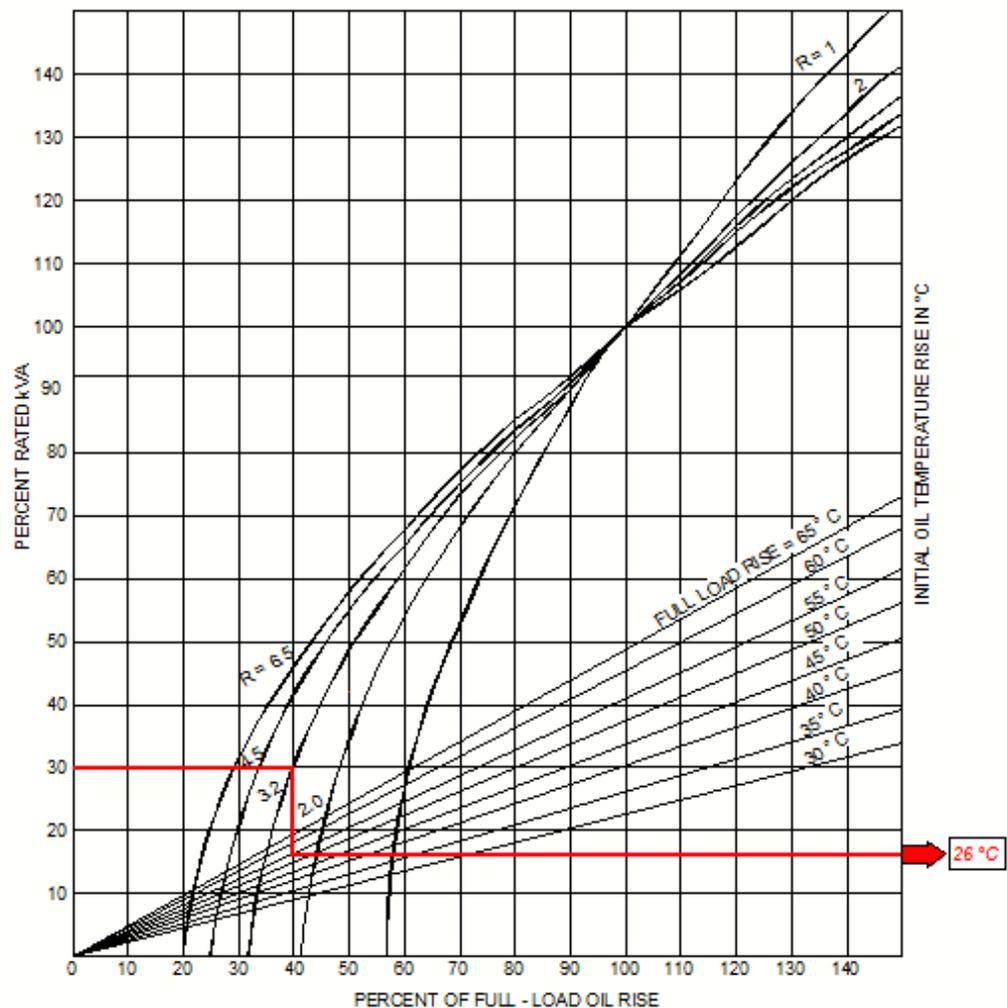


Figura 2.5 Elevación inicial del aceite.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

- Determinamos la última elevación de temperatura en la parte superior del aceite para una sobrecarga de corta duración de 50 %. En la figura 2.6 ubicamos el 150 % de carga al lado derecho de la gráfica y nos dirigimos horizontalmente a la curva de relación de pérdidas ($R = 3.2$). nos dirigimos hacia abajo a la curva de elevación de temperatura del aceite a carga nominal (55°C) y nos dirigimos horizontalmente para la lectura de la última elevación de temperatura del aceite a la izquierda del gráfico 94°C .

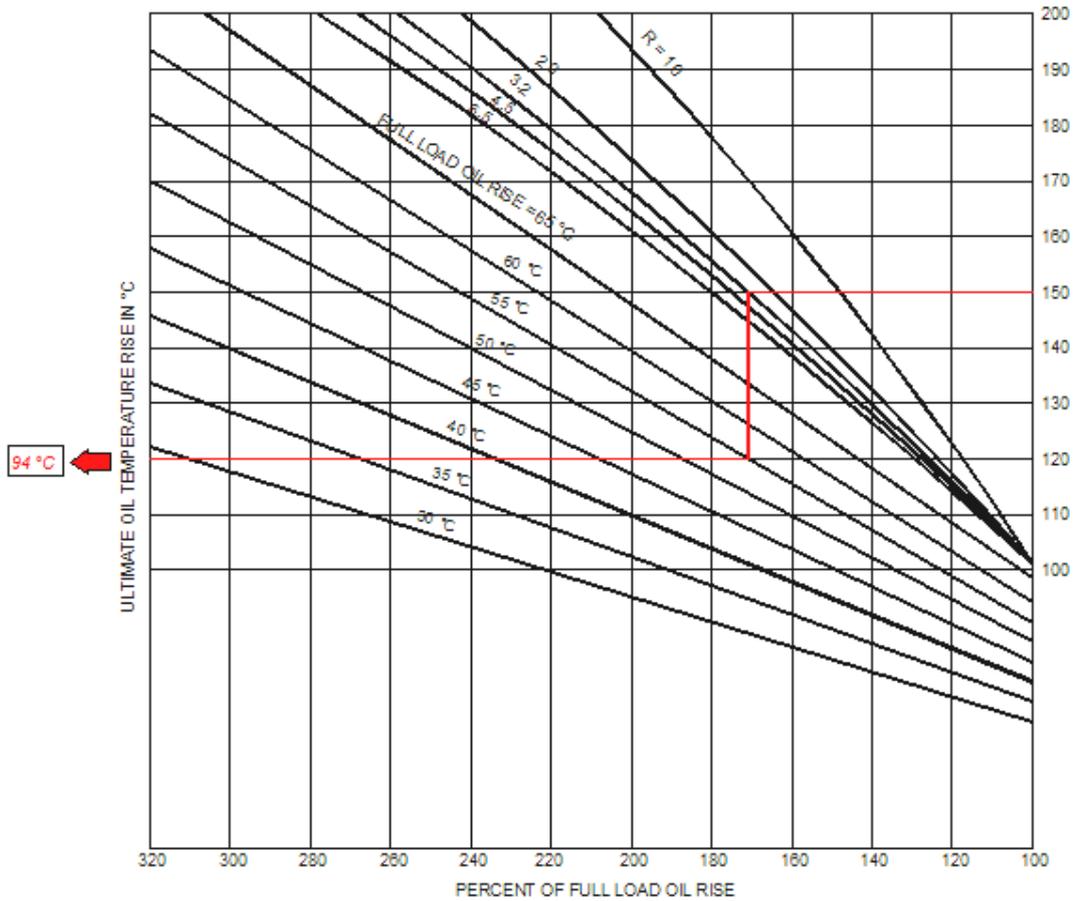


Figura 2.6 Elevación final de temperatura en la parte superior del aceite.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

- En la figura 2.7 unimos los puntos de elevación de temperatura inicial y final en la parte superior del aceite (26°C y 94°C). la intersección de esta línea con la intersección de tiempo de sobrecarga deseada (2 horas) y la constante de tiempo (3) determina la elevación de temperatura en la parte superior del aceite 59°C al final del corto período de sobrecarga.

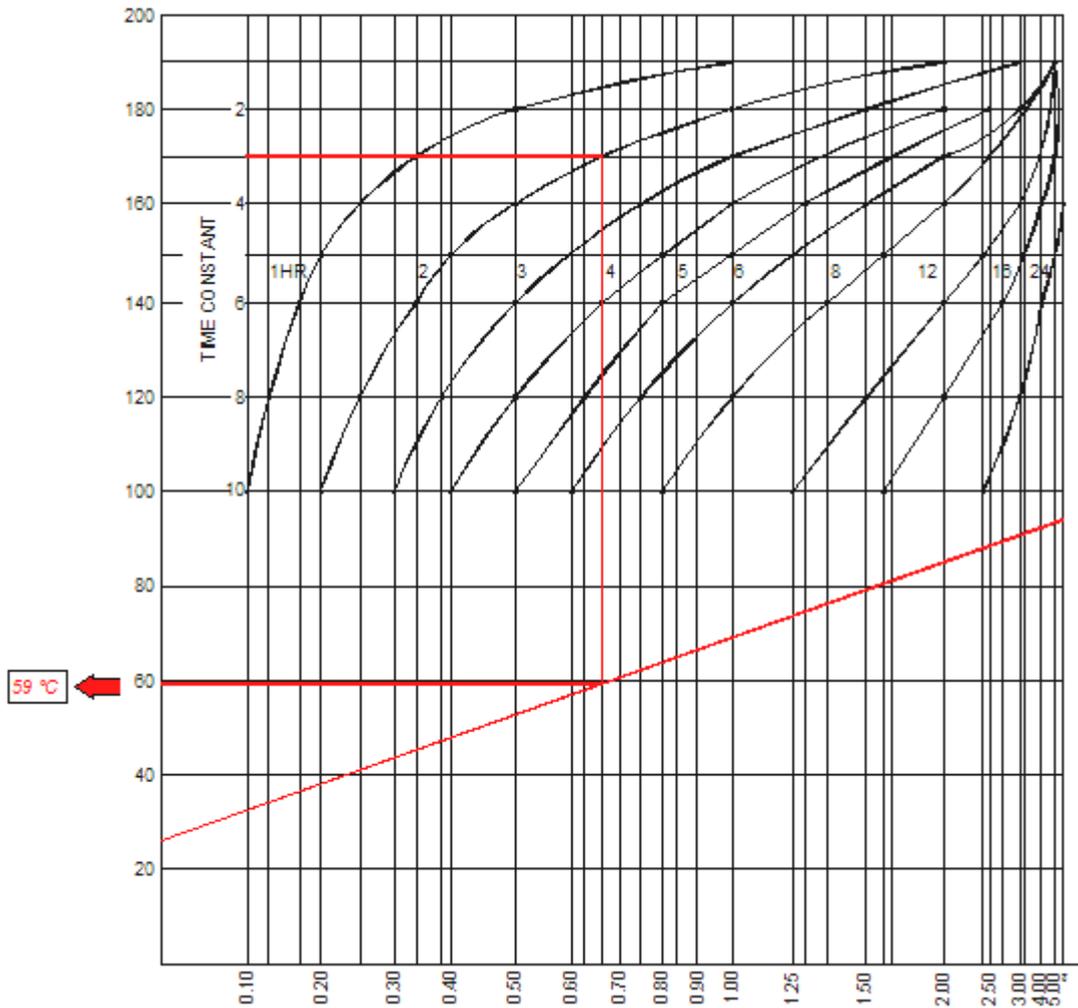


Figura 2.7 Temperatura en la parte superior del aceite al final de un ciclo de carga específico.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

2.7.2.2 Elevación de temperatura en el punto más caliente del conductor al gradiente de la parte superior del aceite

En la figura 2.8 ubicamos el porcentaje de carga de 150 % en la escala horizontal y nos dirigimos hacia arriba a la curva de elevación de temperatura en el punto más caliente del conductor a carga nominal (25° C). Nos dirigimos a la izquierda y leemos la elevación de temperatura del punto más caliente del conductor sobre la parte superior del aceite 45° C para la carga de corta duración.

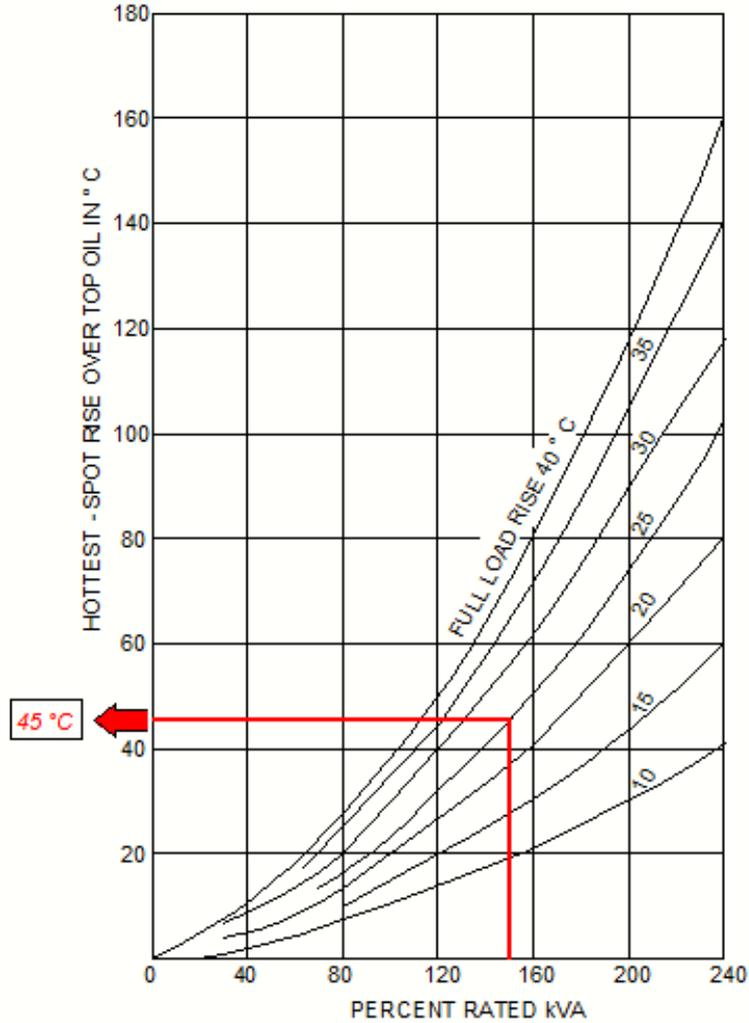


Figura 2.8 Punto más caliente del conductor al gradiente de la parte superior del aceite.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

2.7.2.3 Temperatura del punto más caliente del conductor

Para obtener la temperatura del punto más caliente del conductor sumamos la temperatura ambiente (30° C), la elevación de temperatura en la parte superior del aceite (59° C) y la temperatura del punto más caliente del conductor sobre la parte superior del aceite (45° C) obteniendo un resultado de 134 °C.

$$\theta_{hs} = \theta_a + \theta_o + \theta_g = 134 \text{ °C.}$$

2.7.2.4 Porcentaje de pérdida de vida

De la figura 2.4 se obtiene el porcentaje de pérdida de vida de 0.074 % para una temperatura en el punto más caliente de 134° C y una duración de carga de dos horas. La expectativa de vida señalada se basa en la expectativa de vida del aislamiento y no toma en cuenta el deterioro debido a la gasificación, oxidación del tanque, etc. que resulta de otros factores, por lo que se debe tomar una especial atención a transformadores que posean estas características de deterioro. Se debe tener presente que los resultados obtenidos se consideran conservativos y sirven como guía para la cargabilidad en transformadores de potencia.

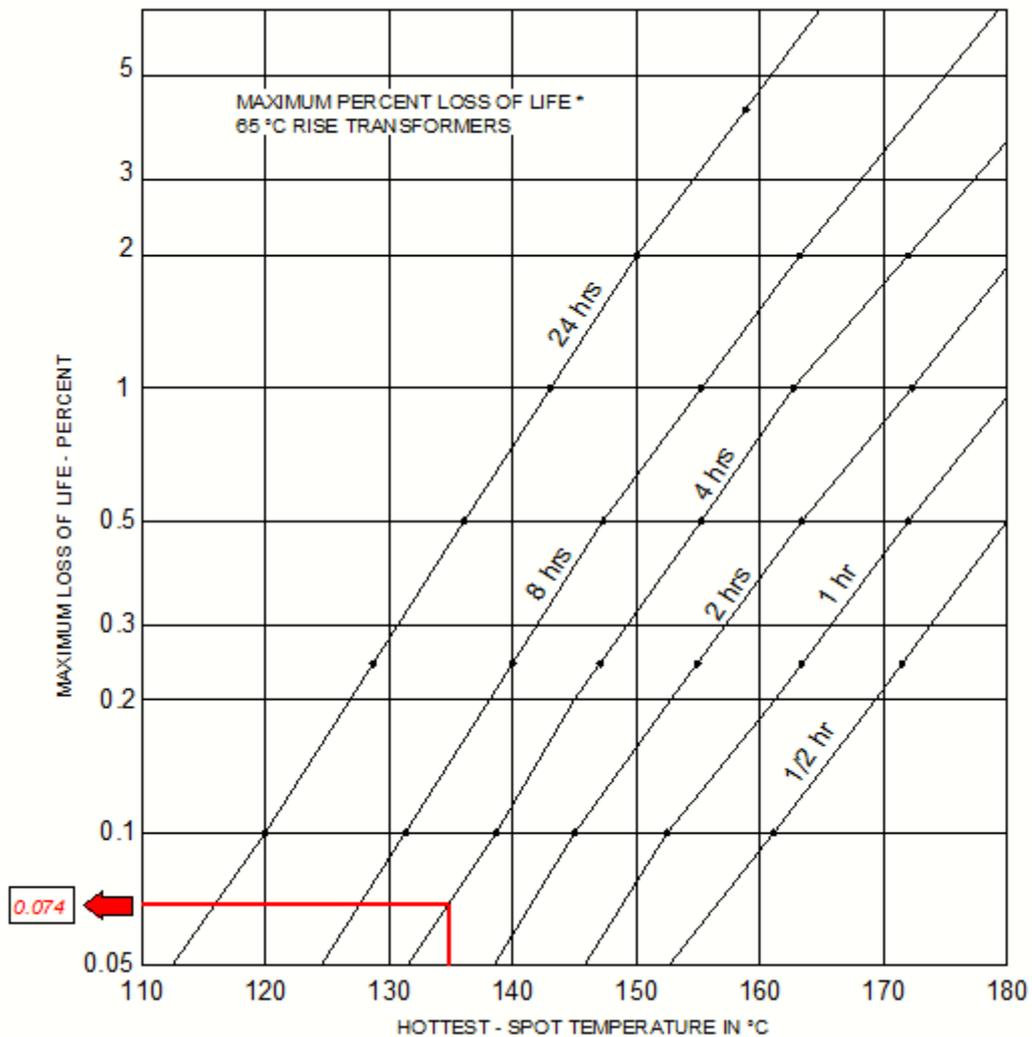


Figura 2.9 Porcentaje de pérdida de vida.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

CAPITULO III

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CONDICIONES OPERATIVAS

3.1 OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

3.1.1 Sistema eléctrico de potencia

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto, por los siguientes subsistemas:

1. *Generación de energía:* La energía eléctrica se genera en las centrales eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que utiliza una fuente de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, que produce energía en corriente alterna sinusoidal a voltajes de hasta 23 kV.
2. *Transmisión:* La energía se transporta, frecuentemente a gran distancia de su centro de producción, a través de la red de transporte, encargada de enlazar las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Estas líneas están generalmente son construidas sobre grandes torres metálicas con tensiones superiores a 66 kV.
3. *Subestaciones:* Las instalaciones llamadas subestaciones son plantas transformadoras que pueden estar junto a las centrales generadoras (*subestación elevadora*) y en la periferia de las diversas zonas de consumo (*subestación reductora*), enlazadas entre ellas por la red de transporte.
4. *Distribución:* Las redes de distribución de energía se encuentran en áreas urbanas y rurales, pueden ser aéreas, o subterráneas. La red de distribución

está formada por la red en AT (suele estar comprendida entre 6 kV a 23kV) y en BT (220/127 V).

5. *Consumo*: Este se puede realizar en baja o alta tensión.

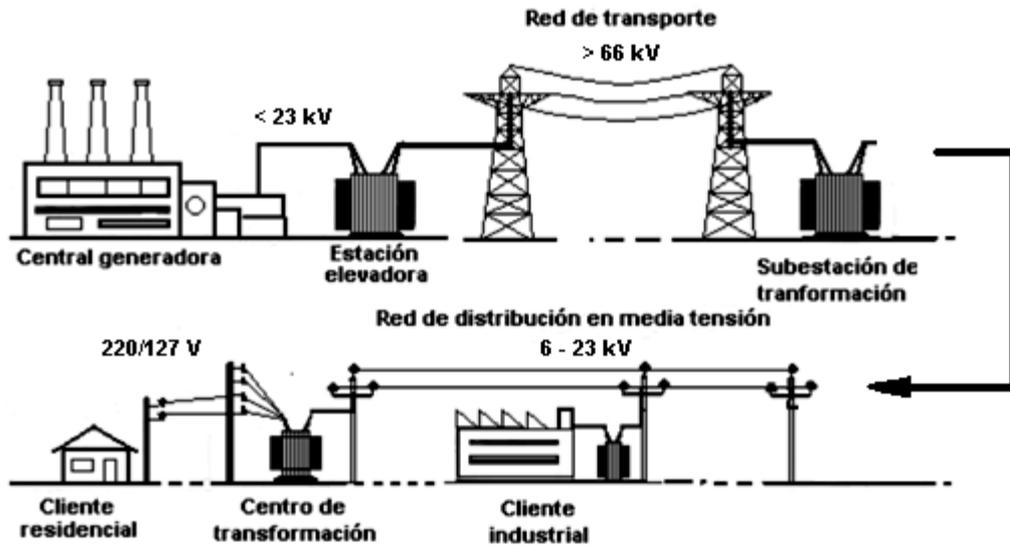


Figura 3.1 Sistema eléctrico de potencia.

Fuente: http://www.proyectosdeenergias.com/2008_10_01_archive.html

3.1.2 La Subestación

El propósito de una subestación es tomar determinada potencia de un alto nivel de voltaje de la transmisión o sub-transmisión, reducir su voltaje, y encaminarlo sobre un número de alimentadores de voltajes primarios para la distribución en el área que la rodea, realiza tareas operativas, de contingencia, conmutación y protección en los niveles de transmisión y distribución, y proporciona un lugar adecuado para los equipos adicionales.

Las subestaciones representan los puntos de entrega final para el sistema de transmisión, son los sitios a los que el sistema de transmisión debe entregar potencia y sus demandas son las cargas utilizadas en el planeamiento del nivel de transmisión.

Por el lado de baja tensión, las subestaciones son los puntos de partida para el sistema de distribución. Un conjunto de alimentadores salen de cada subestación, al servicio de la zona a su alrededor, y en combinación con otras subestaciones, sirven a toda la carga. La ubicación y la capacidad de la subestación afecta sustancialmente el sistema de alimentación conectado a ella.

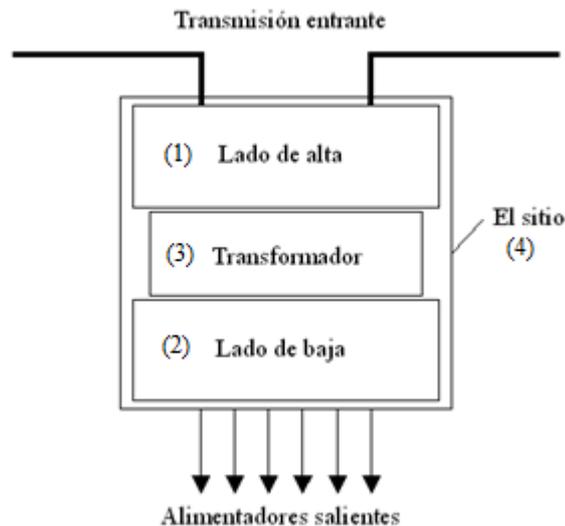


Figura .3.2 Partes fundamentales de una subestación

Las subestaciones se pueden construir en una amplia variedad de tipos y tamaños, pero todas tienen cuatro partes fundamentales, como se muestra en la Figura 3.2. Estos son: (1) lado de alta, barra de trabajo y la protección, (2) lado de baja, barra de trabajo y la protección, (3) los transformadores, y (4) el sitio mismo.

Los transformadores son la característica más distintiva de una subestación, la función para la que se los construye normalmente define su capacidad, son la razón de ser de las subestaciones y frecuentemente representan la mayor parte del costo, por lo general de 1/2 a 2/3 del costo total de la subestación.

3.2 ANÁLISIS TÉCNICO DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES POR SUBESTACIÓN

3.2.1 Importancia del número de unidades transformadoras en una subestación.

La mayoría de las subestaciones tienen dos o más transformadores por una serie de razones, las más importantes son:

- *Fiabilidad y apoyo de contingencia.* Una subestación con un solo transformador no será capaz de prestar servicio si el transformador falla. Por el contrario una subestación con cuatro transformadores similares puede proporcionar un servicio completo durante la pérdida de uno, al aumentar las cargas en los transformadores restantes a 133 %, sobrecarga que puede soportar la mayoría de transformadores durante pocas horas antes del sobrecalentamiento (Referirse a la sección 2.6.2). Por supuesto, una subestación de cuatro transformadores tendrá aproximadamente cuatro veces más probabilidades de tener un solo transformador fuera de servicio, pero en general es mucho menos probable de experimentar un fracaso completo de servicio, debido a la pérdida de los transformadores.
- *Tamaño.* En cuanto al tamaño (la capacidad) no resultaría técnico construir una subestación con una gran unidad transformadora única, incluso aún si hubiesen beneficios de tipo económico, las consideraciones prácticas de fiabilidad contribuirían a disuadir tal decisión.
- *Transporte.* El transformador de potencia, debido a su criticidad dentro del sistema eléctrico requiere un cuidado especial a la hora de su transporte. Su volumen y elevado peso hacen que cualquier incidente, por leve que parezca, ocasione variaciones mecánicas o eléctricas en su estructura interior, las cuales derivan en una anormal operación posterior, una vez instalado en su nuevo emplazamiento. Los transformadores de potencia sobre los 60 MVA

son difíciles de transportar, a diferencia de unidades más pequeñas que facilitan su transporte.

- *Capacidad de expansión.* Una subestación puede aumentar su capacidad por etapas, y aumentar en número de unidades transformadoras como la demanda lo exija, pero siempre respetando el área de servicio útil para la cual ha sido planificada.

3.2.2 Beneficios de tener una serie de unidades transformadoras en una subestación.

La planificación y diseño de subestaciones para un sistema en particular se realiza mediante el concepto de unidades transformadoras, una unidad incluye todos los equipos asociados a un transformador y su aplicación como parte estándar del sistema.

La planificación, ingeniería, disposición, y diseño de una subestación basado en una serie de unidades transformadoras es una práctica recomendada, principalmente por la ventaja de tener juegos compatibles entre diferentes unidades, al utilizar equipos de similares características se asegura la concordancia de diseño y componentes entre todas las partes de una subestación, con lo que se podría producir hasta un ahorro del 35% en costos de mantenimiento, además agiliza la gestión de repuestos y proporciona una mayor flexibilidad de funcionamiento.

La figura 3.3 ilustra tres unidades transformadoras de un mismo nivel de tensión, con capacidades de 16, 24, y 32 MVA, respectivamente. Los mismos que han sido dimensionados y seleccionados para ser compatibles entre ellos y el juego de unidades transformadoras elegido es el más económico y confiable.

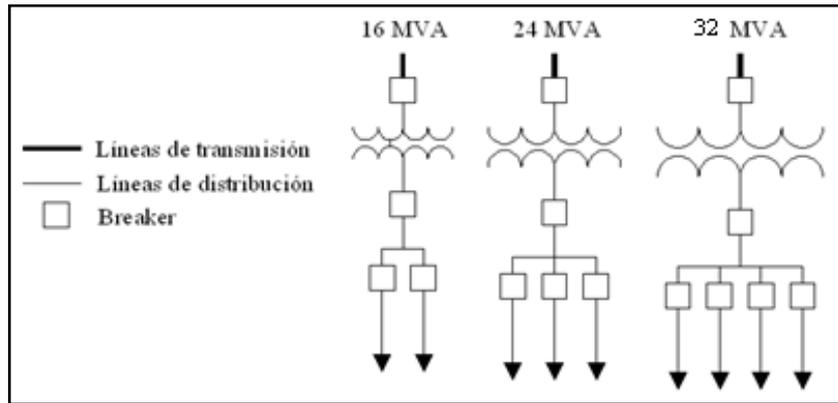


Figura 3.3 Concepto de unidades transformadoras dentro de una subestación.



Figura 3.4 Dos unidades transformadoras, de izquierda a derecha: 24/32 MVA, OA/FA; 10/12,5 MVA OA/ FA, respectivamente.

Fuente: CENTROSUR, (SE04 – Parque Industrial).

Si una subestación cuenta con tres transformadores de 16 MVA, normalmente se le conoce por tener 48 MVA de capacidad. Sin embargo en algunos casos, otros aspectos del desempeño del sistema limitan la capacidad. Por ejemplo, si la transmisión entrante se limita a 45 MVA, ó si la capacidad de la barra de trabajo del lado de baja sea igualmente inferior a 48 MVA, entonces la subestación es en efecto de capacidad inferior. Algunos ignoran estas restricciones y se refieren a una subestación por su capacidad de transformación.

La tabla 3.1 muestra los diferentes datos de los distintos transformadores de potencia de la CENTROSUR.

DATOS DE TRANSFORMADORES - CENTROSUR						
Código de la Subestación	Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Marca	Potencia (MVA)		
				OA	FA	FOA
SE01	LUIS CORDERO	TR1	BRUSH SERIAL	5	6,5	
SE01	LUIS CORDERO	TR2	BRUSH SERIAL	5	6,5	
SE02	CENTENARIO	TR1	UNION	6	6	
SE02	CENTENARIO	TR2	UNION	6	6	
SE03	MONAY	TR1	ABB	16	24	32
SE03	MONAY	TR2	BRUSH SERIAL	10	12,5	
SE04	PARQUE INDUSTRIAL	TR1	ABB	24	32	
SE04	PARQUE INDUSTRIAL	TR2	BBC	12,5	12,5	
SE05	EL ARENAL	TR1	BRUSH SERIAL	10	12,5	
SE05	EL ARENAL	TR2	ABB	24	32	
SE07	RICAUARTE	TR1	BBC	10	12,5	
SE09	AZOGUES	TR1	BBC	10	12,5	
SE12	DESCANSO	TR1	BBC	10	12,5	
SE12	DESCANSO	TR2	ABB	10	12,5	
SE14	LENTAG	TR1	ABB	10	12,5	
SE15	GUALACEO	TR1	BBC	10	12,5	
SE18	CAÑAR	TR1	ABB	10	12,5	
SE21	MACAS	TR1	PAUWELS	5	6,25	
SE22	MÉNDEZ	TR1	ALSTHOM	2,5	3	
SE23	LIMÓN	TR1	ALSTHOM	2,5	3	

Tabla 3.1 Datos de unidades transformadoras por subestación.

Fuente: CENTROSUR.

Al analizar el número de unidades transformadoras por subestación se puede observar que en las subestaciones: SE01- SE02- SE03- SE04- SE05 y SE12, están ubicadas en zonas urbanas de elevado crecimiento de carga y cuentan con dos unidades transformadoras, mientras que en las subestaciones: SE07- SE09- SE14- SE15- SE18- SE21- SE22-SE23, se encuentran en una zonas rurales que en la actualidad cuentan con un crecimiento lento de demanda, las mismas poseen

solamente una unidad transformadora, mal visto desde el punto de fiabilidad, ya que si la unidad fallase ó saliera de funcionamiento dejaría sin servicio a dicha región.

3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL NÚMERO DE TRANSFORMADORES POR SUBESTACIÓN

3.3.1 Introducción

Ya se había mencionado que la ventaja principal de una subestación con múltiples transformadores es la capacidad de proporcionar el apoyo de contingencia durante interrupciones programadas o no, el diseño, costo y confiabilidad de una subestación se puede analizar mediante el examen de cada una de las cuatro partes que la conforman y su interacción entre ellas.

El análisis económico incluye una serie de pasos que se deberá tomar en cuenta durante la etapa de planificación, la misma que se basa en la calidad de servicio sobre el criterio de mínimo costo, y deben ser proyectados y diseñados teniendo en cuenta los futuros desarrollos y limitaciones de la red, que las necesidades actuales de la misma. Como ya se explico en la sección 3.2 la importancia del número de unidades transformadoras en una subestación y su relación directa con la fiabilidad del sistema, nos centraremos en la determinación del tamaño de la subestación (capacidad óptima) y su área de cobertura.

Para determinar el tamaño de la subestación se realiza el siguiente análisis de crecimiento de carga en una determinada región de servicio para saber con qué capacidad iniciará la subestación y su posible ampliación con el paso de los años.

3.3.2 Comportamiento del crecimiento espacial

El área de servicio de una subestación es llenado en parcelas (áreas pequeñas de tierras) que se muestran en la figura 3.5, la carga aumenta a medida que crecen las parcelas en dicha región, no como una carga general. Como resultado, el

emplazamiento de la subestación y la ampliación de alimentación deben lidiar con la entrega de energía a un número cada vez mayor de barrios. Esto significa que la capacidad de alimentación (la carga máxima de diseño y distancia máxima de diseño) es la que el planificador determinará antes de empezar con la construcción de una nueva subestación y en el que considerará el hecho del incremento gradual de la densidad de carga.

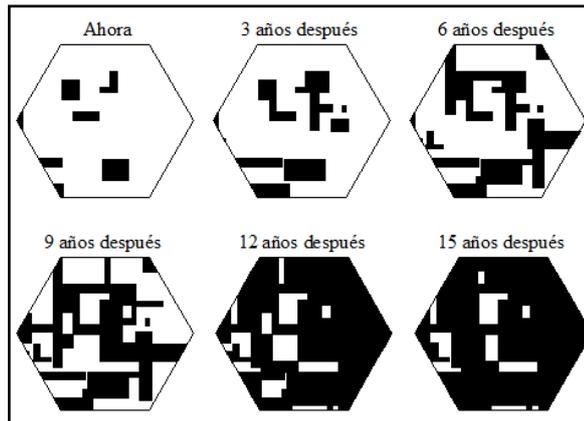


Figura 3.5 Incremento gradual de la densidad de carga dentro del territorio de servicio de una subestación.

3.3.3 Tendencia de crecimiento Local "S"

La mayoría de las parcelas dentro del área de servicio de una subestación se completa durante un poco número de años, (de entre 7 a 18, dependiendo de la tasa de crecimiento y el tamaño de la subestación), resultando en una curva de tendencia temporal llamada "S", como muestra en la Figura 3.6. El crecimiento antes y después de este período es relativamente bajo. La curva de crecimiento de carga "S" es el comportamiento típico de como se espera el desarrollo de la carga en la región servida por la subestación y en el nivel de alimentación. Esto significa que una subestación puede tener incrementos de capacidad y generalmente pueden ser requeridos a intervalos cortos de tiempo después de la construcción de la subestación con su mínima capacidad. La razón la explica la curva del crecimiento de carga "S",

y esta es la situación para la mayoría de nuevas subestaciones en las zonas metropolitanas y suburbanas y no muy diferentes para los casos de expansión rural.

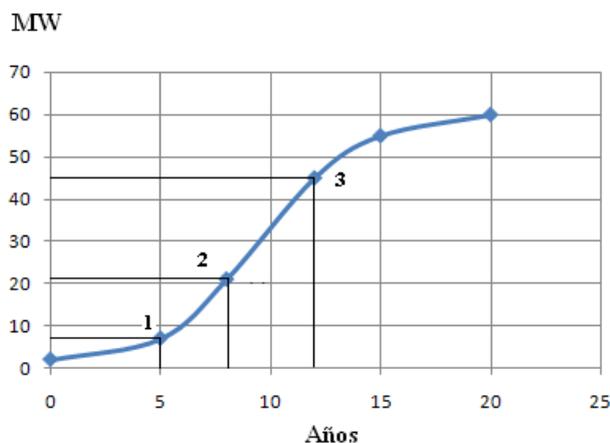


Figura 3.6 Crecimiento dinámico dentro de la región servida por la subestación. El sistema de la subestación se construyó en el año 5, cuando la carga máxima en el área de servicio de destino es de 7 MW (1), la primera actualización de la capacidad (2) se hace tres años más tarde con 21 MW, y cuatro años después con 45 MW (3).

3.4 CARGABILIDAD MÁXIMA CONSIDERANDO MARGEN PARA TRANSFERENCIA DE CARGAS

La figura 3.7 muestra el territorio de servicio de las subestaciones SE05 y SE03 dentro de las cuales se ha realizado una transferencia de carga entre los alimentadores 0524 y 0323 de cada subestación correspondiente, se puede observar que la potencia adicional que absorberá la subestación SE03 para la demanda máxima potencia que se transfiere a través del alimentador 0524 es de 7.037 MVA, en términos de porcentaje de cargabilidad este valor representa un 27,065 % adicional en la cargabilidad promedio de la SE03, como la SE03 cuenta con dos unidades transformadoras el incremento de carga se reparte en las respectivas unidades y sería del 13,53 % en cada una.

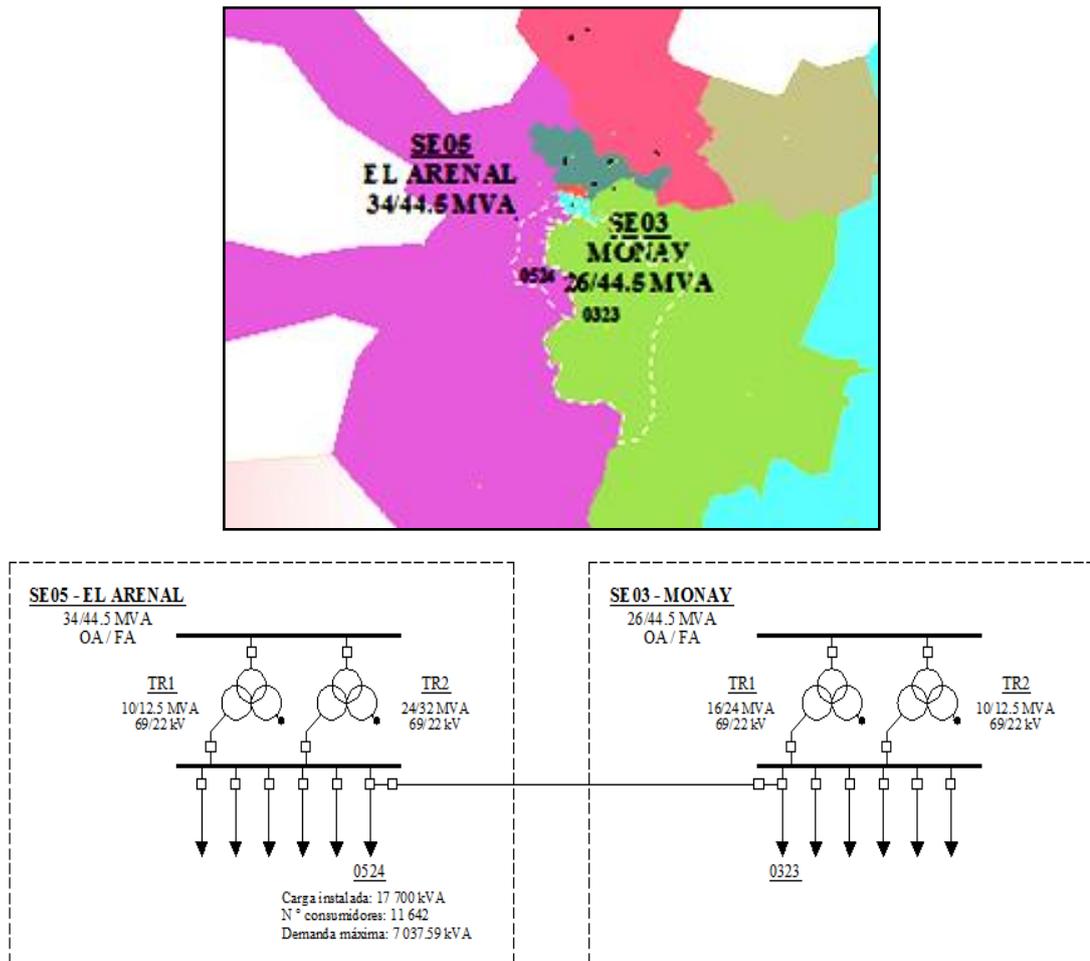


Figura 3.7 Transferencia de carga entre alimentadores de diferentes subestaciones

Si bien para la ejecución de una transferencia de carga, se tienen presentes varios parámetros como lo es la curva de carga a transportarse por el alimentador, diferencia de tensión existente entre los dos extremos de nodo, la corriente de cabecera que va a circular a través de los conductores alimentadores, así como la hora en la que es posible ejecutar la misma. Para un día típico normal, una transferencia de carga entre las 17h00, la demanda se encuentra aproximadamente por los 5,29 MVA, 20,35 % de la capacidad de la SE03. A continuación se muestran posibles transferencias de carga entre subestaciones, cabe señalar que las mismas fueron realizadas bajo el supuesto de que los alimentadores son capaces de llevar dicha carga.

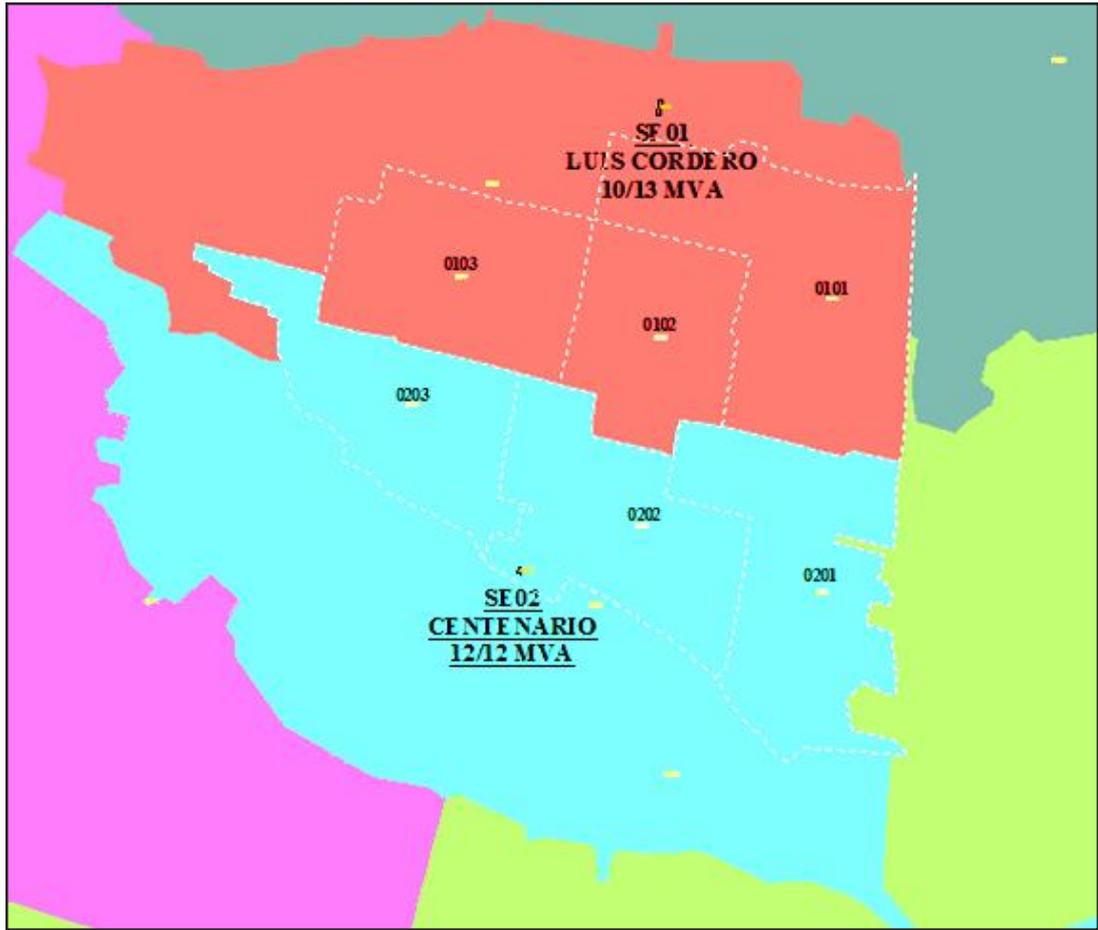


Figura 3.8 Transferencia de carga entre SE01 y SE02.

TRANSFERENCIA DE SE01 A SE02				
SE02 (MVA): 12				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0101	1566	158	1573.950444	13.1162537
0102	1794	206	1805.78847	15.04823725
0103	1244	0	1244	10.36666667

TRANSFERENCIA DE SE02 A SE01				
SE01 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0201	990	224	1015.025123	10.15025123
0202	1479	148	1486.386558	14.86386558
0203	1119	295	1157.232042	11.57232042

Tabla 3.2 Porcentaje de carga transferida entre SE01 y SE02

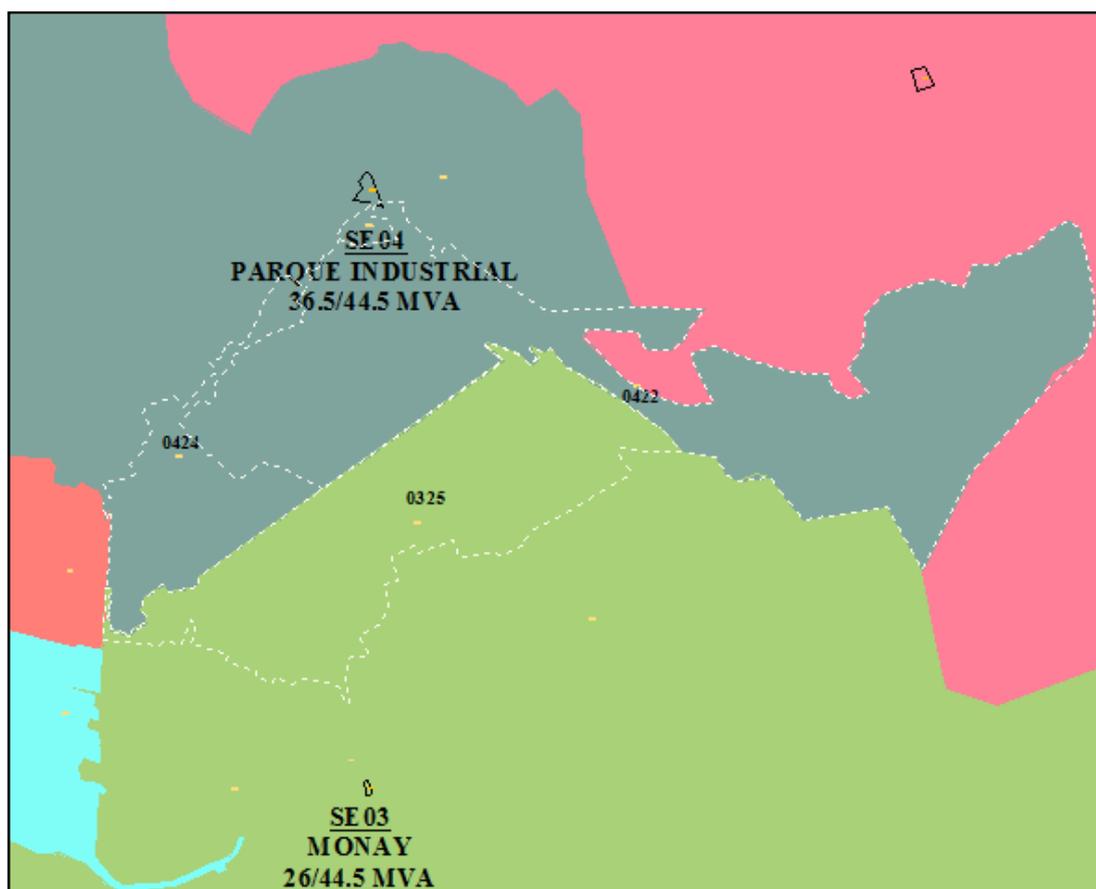


Figura 3.9 Transferencia de carga entre SE03 y SE04.

TRANSFERENCIA DE SE04 A SE03				
SE03 (MVA): 26				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0422	3744	1155	3918.106813	15.06964159
0424	1701	280	1723.891238	6.630350915

TRANSFERENCIA DE SE03 A SE04				
SE04 (MVA): 36.5				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0325	3043	580	3097.781303	8.487072062

Tabla 3.3 Porcentaje de carga transferida entre SE03 y SE04

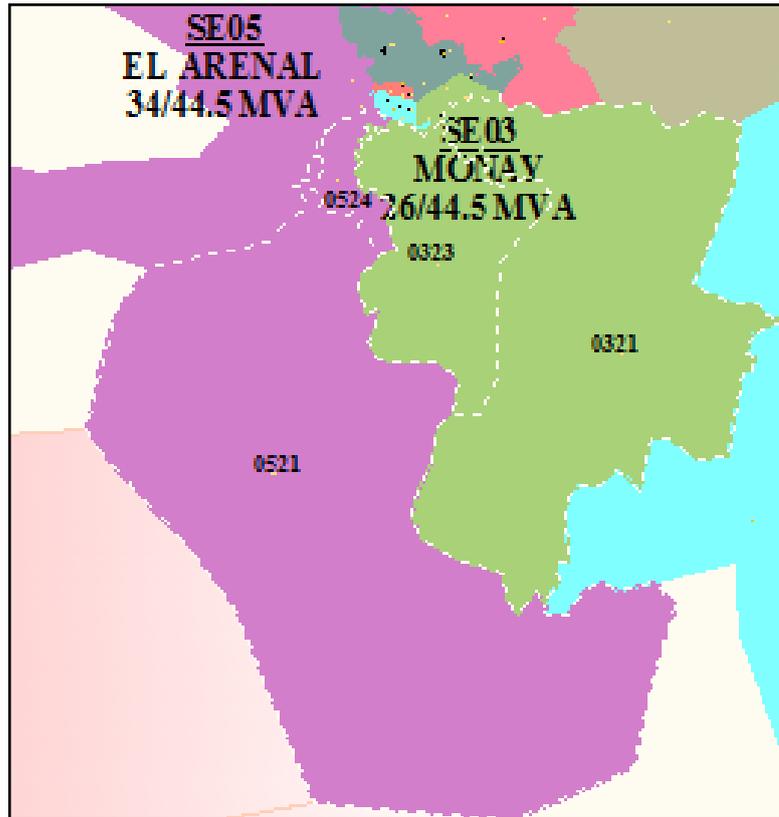


Figura 3.10 Transferencia de carga entre SE03 y SE05.

TRANSFERENCIA DE SE03A SE05				
SE05 (MVA): 34				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0321	4091	1040	4221.123192	12.41506821
0323	7350	1305	7464.953114	21.95574445

TRANSFERENCIA DE SE05A SE03				
SE03 (MVA): 26				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0521	3499	566	3544.482614	13.63262544
0524	6748	1158	6846.639176	26.3332276

Tabla 3.4 Porcentaje de carga transferida entre SE03 y SE05

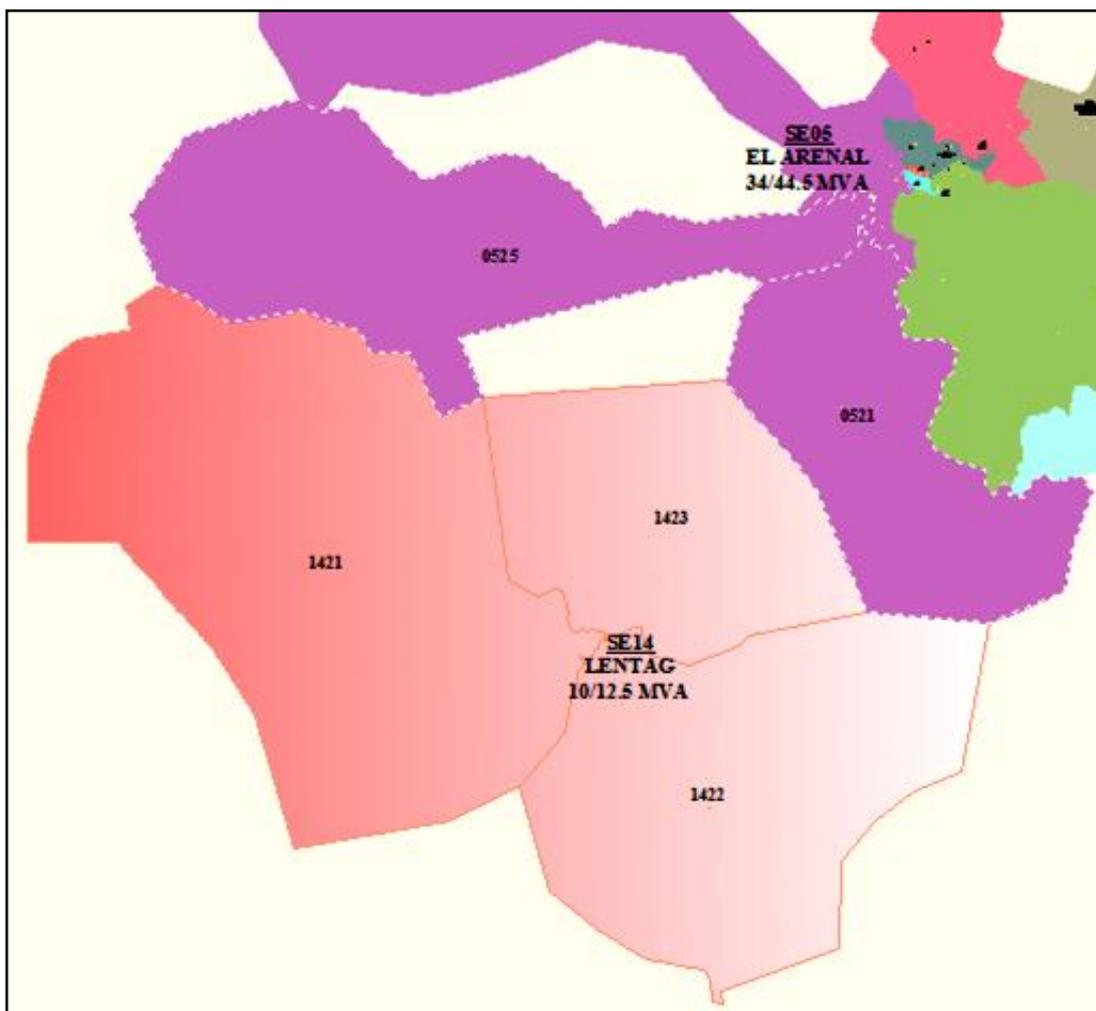


Figura 3.11 Transferencia de carga entre SE05 y SE14.

TRANSFERENCIA DE SE14 A SE05				
SE05 (MVA): 34				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1421	2945	572	3000.034833	8.823631862
1422	1346	0	1346	3.958823529
1423	1530	209	1544.208859	4.541790762

TRANSFERENCIA DE SE05 A SE14				
SE14 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0521	3499	566	3544.482614	35.44482614
0525	2612	427	2646.672061	26.46672061

Tabla 3.5 Porcentaje de carga transferida entre SE05 y SE14

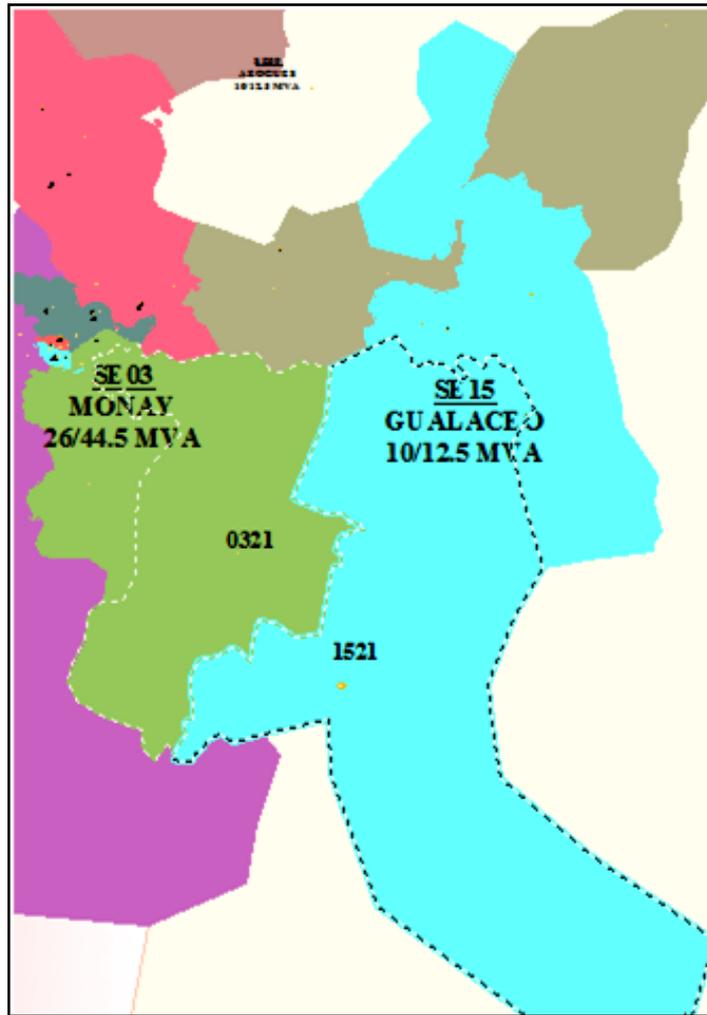


Figura 3.12 Transferencia de carga entre SE03 y SE15.

TRANSFERENCIA DE SE03 A SE15				
SE15 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0321	4091	1040	4221.123192	42.21123192

TRANSFERENCIA DE SE15 A SE03				
SE03 (MVA): 26				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1521	2900	399	2927.319764	11.25892217

Tabla 3.6 Porcentaje de carga transferida entre SE03 y SE15

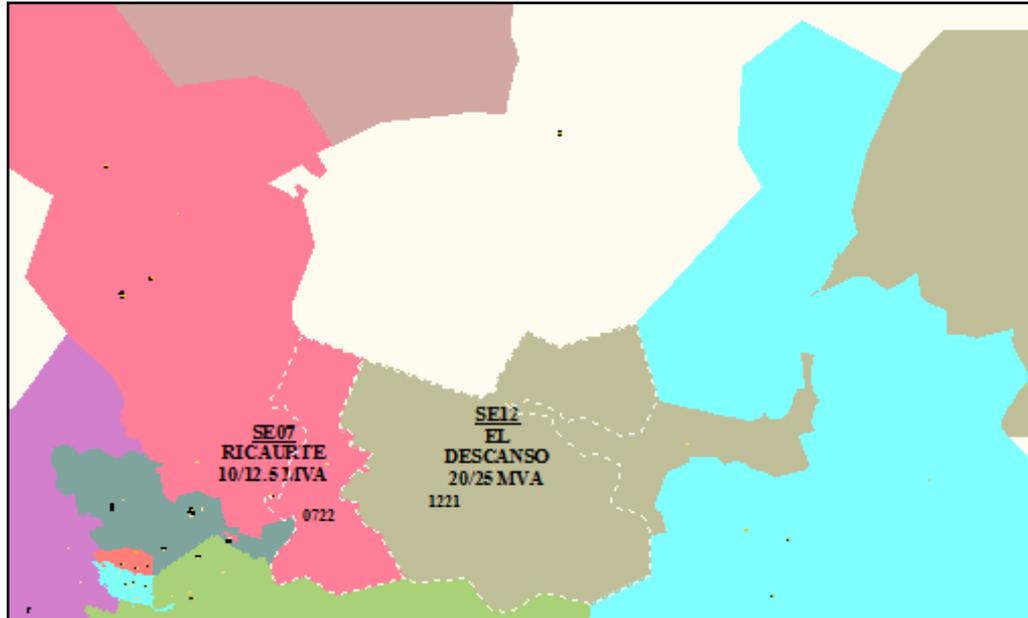


Figura 3.13 Transferencia de carga entre SE07 y SE12.

TRANSFERENCIA DE SE12A SE07				
<i>SE07 (MVA): 10</i>				
ALIMENTADOR	<i>P</i> (kW)	<i>Q</i> (kVAR)	<i>S</i> (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1221	1644	659	1771.162613	17.71162613

TRANSFERENCIA DE SE07 A SE12				
<i>SE12 (MVA): 20</i>				
ALIMENTADOR	<i>P</i> (kW)	<i>Q</i> (kVAR)	<i>S</i> (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0722	4187	1182	4350.642826	21.75321413

Tabla 3.7 Porcentaje de carga transferida entre SE07 y SE12

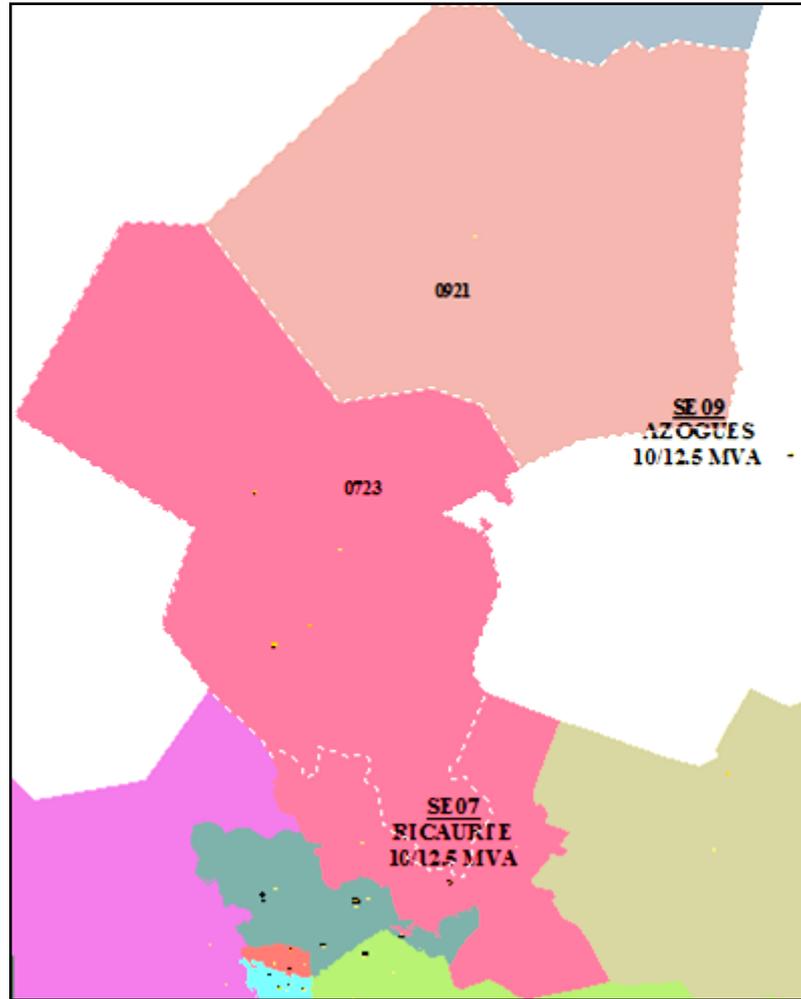


Figura 3.14 Transferencia de carga entre SE07 y SE09.

TRANSFERENCIA DE SE07 A SE09				
SE09 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0723	3137	433	3166.74249	31.6674249

TRANSFERENCIA DE SE09 A SE07				
SE07 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0921	2242	273	2258.559939	22.58559939

Tabla 3.8 Porcentaje de carga transferida entre SE07 y SE09

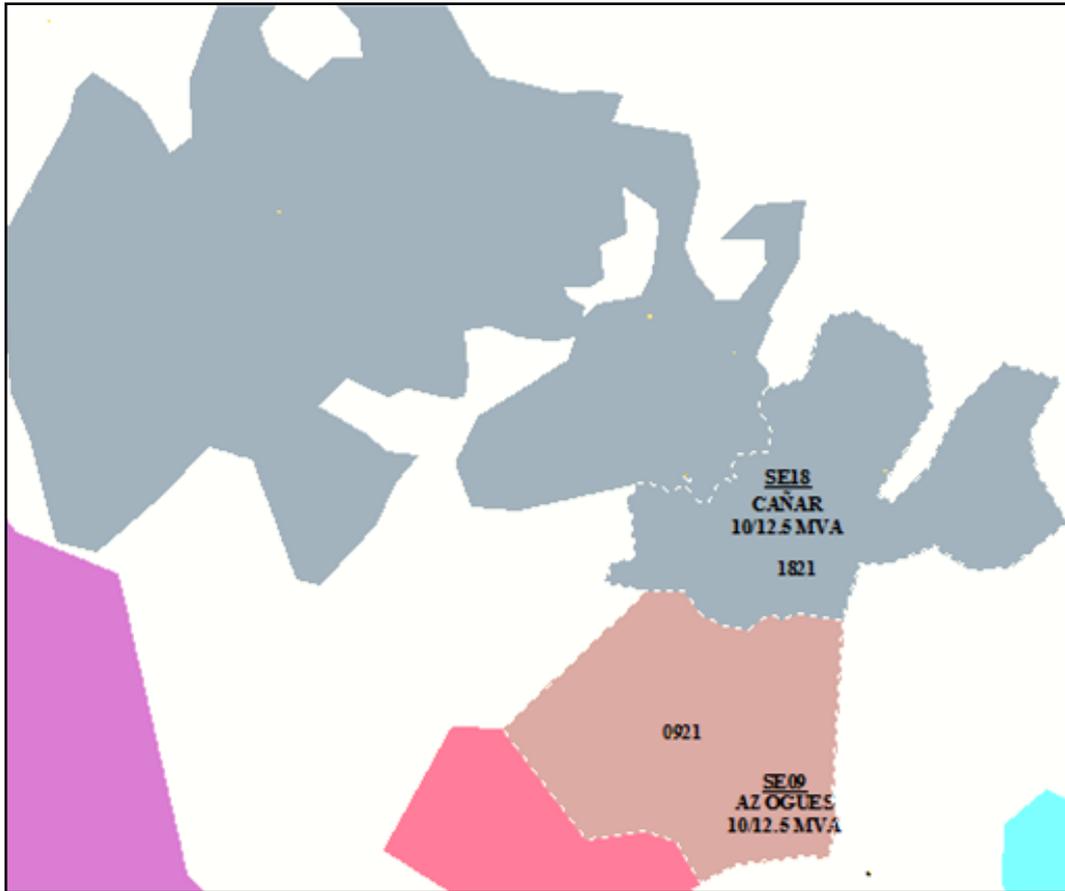


Figura 3.15 Transferencia de carga entre SE09 y SE18.

TRANSFERENCIA DE SE09 A SE18				
<i>SE18 (MVA): 10</i>				
ALIMENTADOR	<i>P</i> (kW)	<i>Q</i> (kVAR)	<i>S</i> (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
0921	2242	273	2258.559939	22.58559939

TRANSFERENCIA DE SE18 A SE09				
<i>SE09 (MVA): 10</i>				
ALIMENTADOR	<i>P</i> (kW)	<i>Q</i> (kVAR)	<i>S</i> (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1821	1379	-56	1380.136587	13.80136587

Tabla 3.9 Porcentaje de carga transferida entre SE09 y SE18

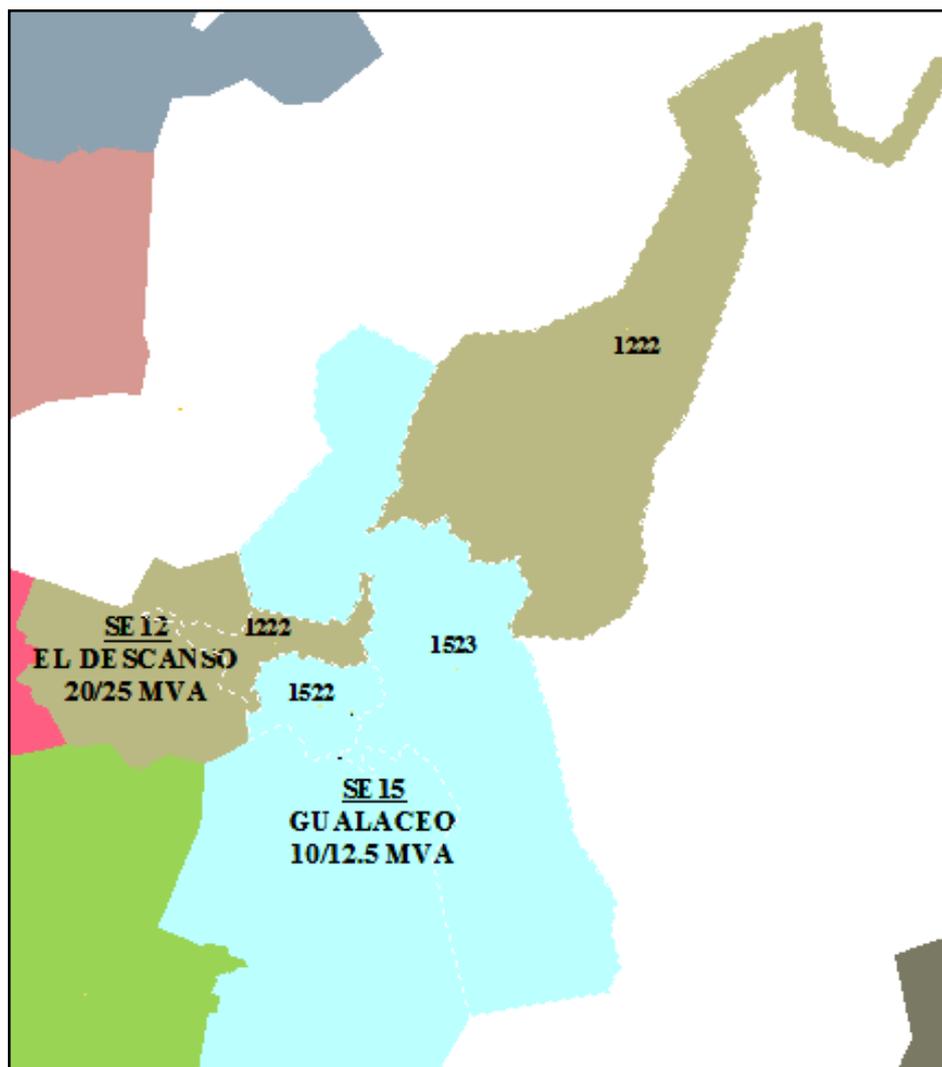


Figura 3.16 Transferencia de carga entre SE12 y SE15.

TRANSFERENCIA DE SE15 A SE12				
SE12 (MVA): 20				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1522	2120	538	2187.200037	10.93600018
1523	2569	421	2603.267562	13.01633781

TRANSFERENCIA DE SE12 A SE15				
SE15 (MVA): 10				
ALIMENTADOR	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	CARGA TRANSFERIDA (%)
1222	2418	515	2472.235628	24.72235628

Tabla 3.10 Porcentaje de carga transferida entre SE12 y SE15

De las transferencias analizadas se realizó la siguiente clasificación, obteniendo los siguientes resultados:

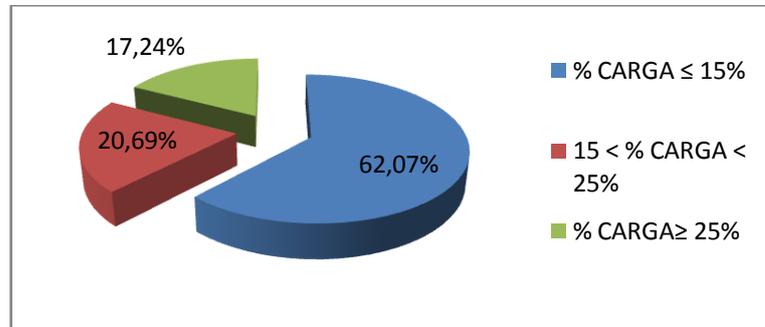


Figura 3.17 Transferencia según el porcentaje de carga entre subestaciones

Se puede observar que la mayor parte de transferencias analizadas representan una carga adicional menor o igual al 15% en la subestación que supe esta labor de contingencia, cabe señalar que el cálculo realizado se efectuó con valores de demandas máximas, como se señaló anteriormente la ejecución de una transferencia es planificada y por lo general estos valores se encuentran por debajo de los valores de las demandas máximas. El margen de cargabilidad en los transformadores de potencia de la CENTROSUR para eventuales contingencias y transferencias se encontraría en un valor inferior al 15% de su capacidad nominal. Si bien el transformador es capaz de soportar inclusive un mayor porcentaje de carga, la potencia a transferir, va a depender en gran medida de la capacidad térmica de los conductores alimentadores.

En la tabla 3.11 se muestra los diferentes datos de los distintos transformadores de potencia de la CENTROSUR, así como sus respectivas capacidades, se ha calculado el porcentaje promedio de cargabilidad máxima en sus transformadores para el año 2009, referidos al sistema de refrigeración OA. Se puede observar que las unidades transformadoras de las subestaciones resaltadas con color, presentan una cargabilidad sobre el 100%, sin embargo en relación a la operación forzada, aun es menor al 80%, de manera que con el equipo de refrigeración en funcionamiento estaría cumpliendo los márgenes establecidos.

CAP 3 – CARGABILIDAD EN T. P. Y CONDICIONES OPERATIVAS

TRANSFORMADORES - CENTROSUR												
Código de la Subestación	Nombre de la Subestación	Nombre del Transformador	Marca	Devanados (#)	Potencia (MVA)			Voltaje (kV)			Cargabilidad (%)	Fecha de inicio de operación
					OA	FA	FOA	(P)	(S)	(T)		
SE01	LUIS CORDERO	TR1	BRUSH SERIAL	2	5	6,5		22	6,3		56,54	1981
SE01	LUIS CORDERO	TR2	BRUSH SERIAL	2	5	6,5		22	6,3		57,31	1981
SE02	CENTENARIO	TR1	UNION	3	6	6		22	6,3	2,87	51,67	1985
SE02	CENTENARIO	TR2	UNION	3	6	6		22	6,3	2,87	51,67	1985
SE03	MONAY	TR1	ABB	3	16	24	32	69	22	10	99,195	2005
SE03	MONAY	TR2	BRUSH SERIAL	3	10	12,5		69	22	4,2	104,53	1983
SE04	PARQUE INDUSTRIAL	TR1	ABB	3	24	32		69	22	10	63,05	2006
SE04	PARQUE INDUSTRIAL	TR2	BBC	3	12,5	12,5		69	22	6,3	54,215	1981
SE05	EL ARENAL	TR1	BRUSH SERIAL	3	10	12,5		69	22	2,39	87,22	1983
SE05	EL ARENAL	TR2	ABB	3	24	32		69	22	10	80,51	2006
SE07	RICAUURTE	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	101,02	1994
SE09	AZOGUES	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	22,66	1985
SE12	DESCANSO	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	27	1985
SE12	DESCANSO	TR2	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	27	1997
SE14	LENTAG	TR1	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	58,455	2001
SE15	GUALACEO	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	63,13	1995
SE18	CAÑAR	TR1	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	58,02	2001
SE21	MACAS	TR1	PAUWELS	2	5	6,25		69	13,8		110,11	1993
SE22	MÉNDEZ	TR1	ALSTHOM	2	2,5	3		69	14,35		55,71	1993
SE23	LIMÓN	TR1	ALSTHOM	3	2,5	3		69	14,35	4,8	40,21	1993

Tabla 3.11 Datos de cargabilidad de transformadores – CENTROSUR.

No podemos limitarnos a realizar únicamente transferencias que representen el 15% de su capacidad nominal, la máxima carga transferida a una subestación se encuentra aproximadamente en el 43% (SE03 a SE15), la unidad transformadora de la SE15 se encuentra actualmente con una cargabilidad aproximada del 65%, por lo que dicha transferencia sería factible, sin embargo dicha transferencia será viable si los alimentadores poseen la capacidad adecuada, por lo que cada transferencia debe ser analizada por separado.

3.5 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO A UNA SUBESTACIÓN EN PARTICULAR PROPIEDAD DE LA CENTROSUR

3.5.1 Antecedentes

En base a datos de cargabilidad de los transformadores de potencia pertenecientes a la CENTROSUR se realizó un análisis técnico económico a la SE07 la misma que presenta las siguientes características operativas:

- La SE07 se encuentra ubicada en la parroquia Ricaurte, la misma que sirve a una zona rural del cantón Cuenca por lo que su demanda posee una baja tasa de crecimiento.
- La SE07 cuenta solamente con una unidad transformadora TR1, el mismo que inició su funcionamiento en el año de 1994, por lo que si se presentara alguna contingencia que resulte en la salida de servicio del transformador se dejaría sin servicio a esta región, notándose un mal desempeño en la fiabilidad del servicio.
- El incremento de la demanda durante estos 16 años ha provocado que se encuentre operando actualmente al 100% de su capacidad nominal (OA), y del 80 % en su correspondiente enfriamiento forzado (FA).

3.5.2 Equipamiento

DATOS DE TRANSFORMADOR EXISTENTE		
Marca	BBC	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	OA	10
	FA	12,5
Potencia Terciario (MVA)	OA	3,3
	FA	4,17
Voltaje (KV)	(P)	69
	(S)	22
	(T)	2,39
Tipo de conexión	(P)	Yno
	(S)	yno
	(T)	Delta 5
Pérdidas (KW)	Vacío	11
	Plena carga	65,25
Intercambiador bajo carga (S/N)	N	
Carga promedio del transformador	100%	

Tabla 3.12 Datos del transformador de potencia TR1. (SE07 – Ricaurte)



Figura 3.18 (SE07 – Ricaurte). Potencia instalada: 10/12.5 MVA, Nivel de tensión 69/22 kV.

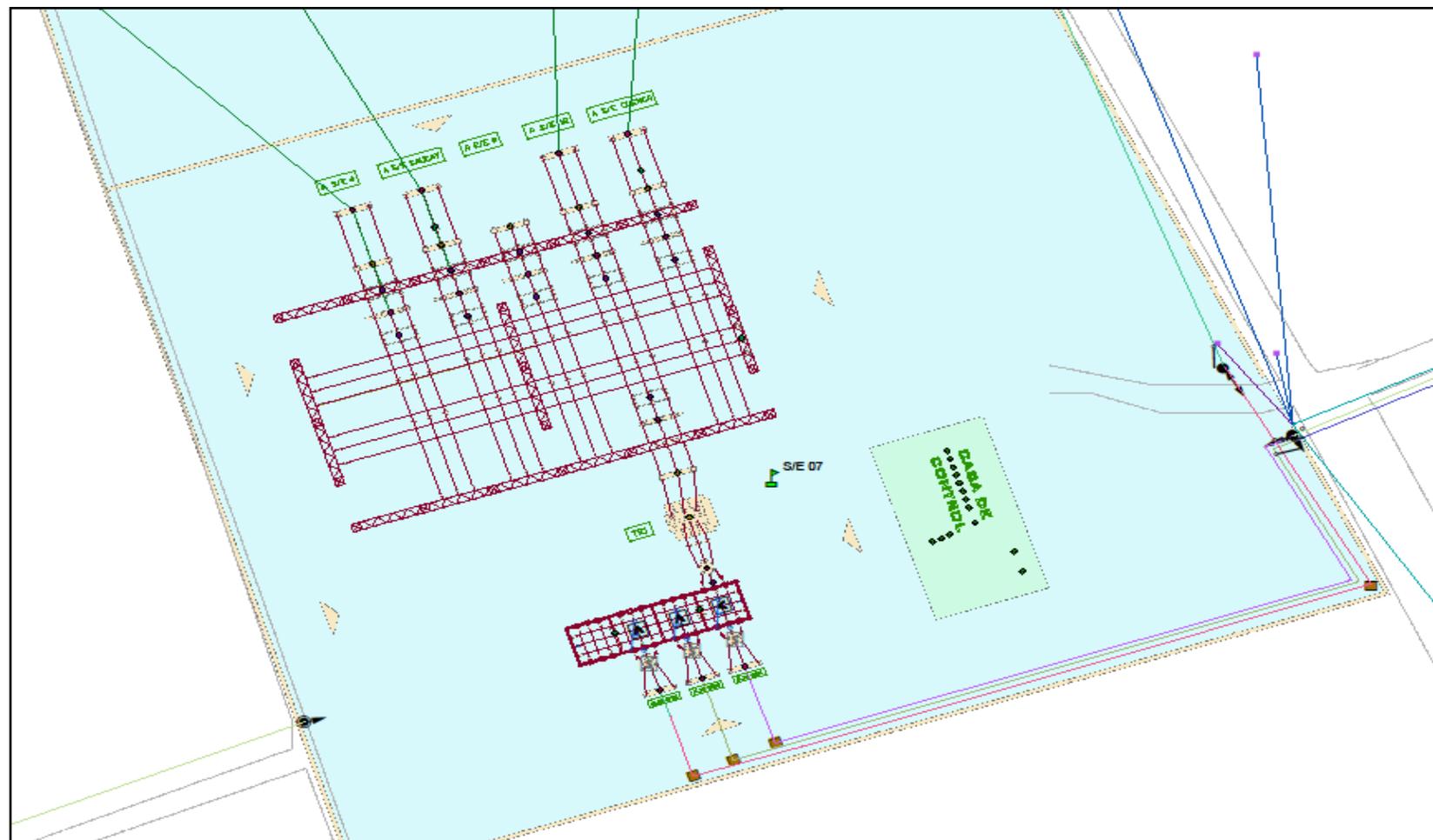


Figura 3.19 Planta (SE07 – Ricaurte)

3.5.3 Análisis y resultados técnicos

Los objetivos principales de este análisis estarán centrados en:

- Ampliar la capacidad de la SE07 para satisfacer el incremento de la demanda.
- Mejorar la confiabilidad del servicio.

3.5.3.1 Evolución de la demanda y cargabilidad

La evolución de la demanda máxima de potencia y la cargabilidad se presenta en la tabla 3.13. La capacidad de la subestación se incrementa con la entrada en operación de la nueva unidad transformadora.

Evolución de la carga SE07											
Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MVA	10,6	11,07	11,56	12,07	12,61	13,17	13,75	14,37	15,01	15,68	16,39

Tabla 3.13 Evolución de la carga en la SE07

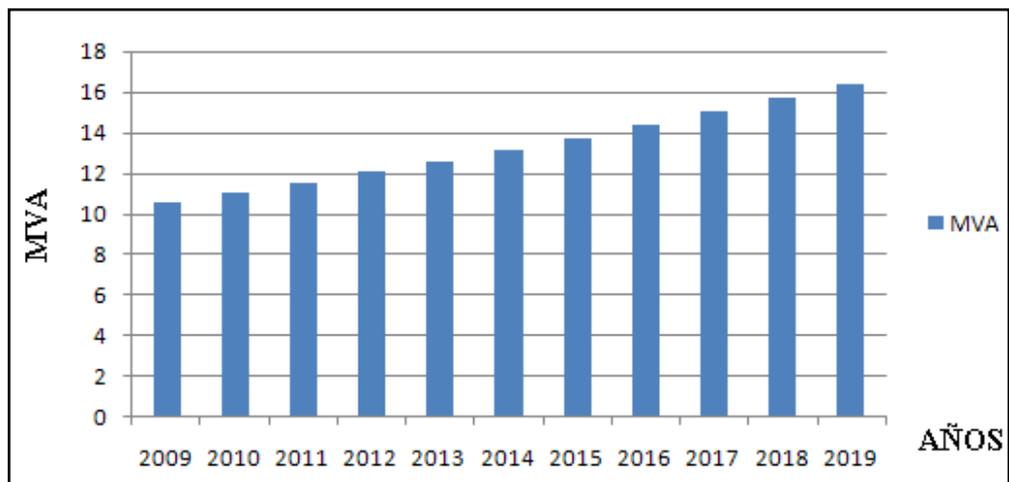


Figura 3.20 Evolución de la carga en la SE07

Cargabilidad SE07											
Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cargabilidad (%)	106	117	58	60	63	66	69	72	75	78	82

Tabla 3.14 Cargabilidad SE07

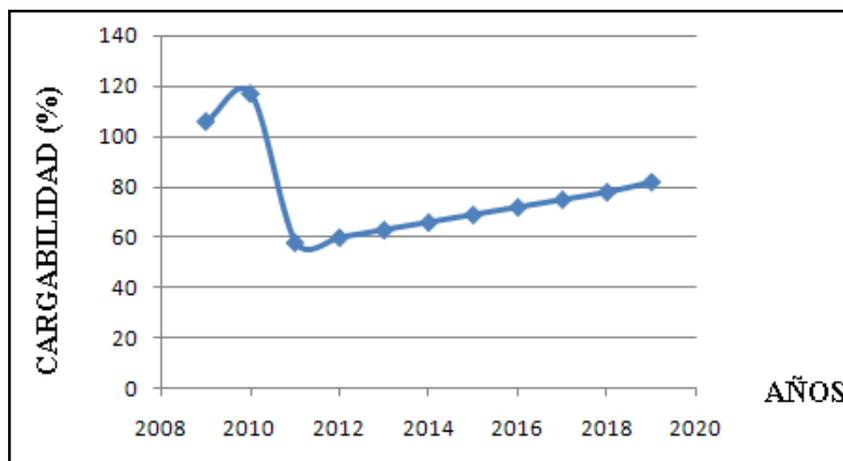


Figura 3.21 Cargabilidad SE07

La evolución de la carga en la SE07 para una proyección al 2020 se incrementará aproximadamente en un 70 %, con la nueva unidad transformadora esta subestación tendrá la capacidad suficiente para abastecer la demanda en esta región, además de garantizar la fiabilidad en el sistema.

Si la carga crece, un tercer y hasta un cuarto transformador de 10 MVA se podría añadir, siempre y cuando sea necesario ya que la SE07 dispone con el espacio físico suficiente para su incremento de capacidad. En los casos de un crecimiento significativo, la tercera o cuarta unidad añadida puede ser más grande que los transformadores iniciales. Por ejemplo, la tercera unidad podría ser de 20 MVA, con los dos transformadores originales que realizan el mismo nivel de cobertura de contingencia para el que se proporcionan uno a otro. El cuarto podría ser algo más grande todavía.

3.5.3.2 Características proyectadas para la SE07

Las características previstas para la SE07 con la puesta en marcha de la nueva unidad transformadora son:

- La SE07 estará conformada por dos transformadores reductores 69/22 kV cada uno de 10/12.5 MVA, OA/FA respectivamente (cada reserva provee la otra). Dando un total de capacidad para esta subestación de 20/25 MVA, OA/FA respectivamente.
- La barra especificada será capaz de soportar toda la carga de los transformadores (25 MVA).
- Los breakers especificados serán los más económicos para satisfacer las necesidades en un ciclo de corto circuito del transformador.
- Las características para la preparación del sitio (establecimiento, puesta a tierra, conductos, etc.) necesarios para instalar la nueva unidad será debidamente seleccionada y dimensionada así como los bastidores, barras, conmutadores, interruptores, equipos de monitoreo y control, equipo de contención de derrames, sistemas de prevención de incendios y cualquier equipo de refrigeración y reducción del ruido.
- La SE07 con las dos unidades en operación será capaz de soportar una mayor sobrecarga por un tiempo superior, ya que el valor de precarga será del 50%.

3.5.3.3 Características de la unidad transformadora

La nueva unidad transformadora deberá poseer compatibilidad de diseño con la unidad existente, en capacidad, voltaje y tipos de conexión. Las características previstas para la nueva unidad transformadora de la SE07 son:

- Transformador reductor 69/22 kV, 60 Hz, de capacidad 10/12.5 MVA con refrigeración OA/FA, respectivamente.
- Nivel de sequedad [H/PS] - (humedad máxima por peso seco) de la nueva unidad será del 0.5%, parámetro que indica el contenido de humedad del aislamiento sólido y es de vital importancia ya que si este se duplicase se reducirá a la mitad la expectativa de vida del transformador.
- El transformador deberá proporcionar un bajo nivel de pérdidas pudiendo ser de núcleo de aceros especiales (chapas de acero silicio de grano orientado), de laser trazado o inclusive de núcleo amorfo para un mejor rendimiento, para su correcta elección se tendrá que realizar la evaluación de pérdidas correspondiente.
- La nueva unidad transformadora será trifásica de bobinas múltiples. La parte activa de estos devanados será de una elevada rigidez dieléctrica y mecánica a fin de soportar sobretensiones atmosféricas y los efectos electrodinámicos de los cortocircuitos.
- La conexión del transformador en el primario será Yno, la del secundario yno y la del terciario Delta 5 (para estabilización del neutro).
- El sistema de preservación del aceite contará con tanque conservador (en el cual se realiza la contracción y expansión del aceite con los cambios de temperatura).
- El transformador estará inmerso en aceite mineral cuyas características eléctricas y químicas cumplan con las normas ANSI. Se podrá utilizar otros medios aislantes como aceite vegetal, u otros fluidos altamente biodegradables, contribuyendo de esta manera con el medioambiente.

De esta manera quedan detalladas las características técnicas para la nueva unidad transformadora que permitirá su adecuada selección, previa a un análisis económico entre los diferentes fabricantes.

3.5.4 Análisis económico

El diferir o aplazar el gasto del capital, maximizar los recursos existentes y el aumento en la velocidad de utilización de los transformadores de potencia, requerirá de políticas de cargas efectivas y flexibles. El costo de un transformador con pérdidas reducidas de 10/12.5 MVA con refrigeración OA/FA respectivamente, 69/22 kV, es aproximadamente 250 000 dólares. Desde el punto de vista económico se pretende realizar la comparación entre el costo de las horas de vidas extras que pierde el transformador como consecuencia de una sobrecarga y el costo que representa el porcentaje de energía no servida.

Las decisiones financieras se encuentran íntimamente relacionadas con el valor del dinero a través del tiempo. Los valores determinan la oportunidad de flujos futuros de efectivo que se vayan a recibir. Los fondos que se reciban en el próximo año, valen más que el mismo monto cuando éste se recibe en el quinto o en el décimo año. La mayoría de las decisiones financieras, tanto a nivel personal como a nivel de los negocios, deben tomar en cuenta el valor del dinero a través del tiempo.

3.5.4.1 Precio de las horas de vida extras que pierde el transformador

Este precio constituye el valor (\$), de las horas de vida del aislamiento del transformador que se pierden a causa de cargar el transformador por encima de su capacidad nominal. Para determinar este precio se consideró lo siguiente:

- Costo por inversión asociado al transformador: 25 \$/ KVA.
- Vida útil del Transformador: 192 720 horas o 22 años según C57.92-1981.

- Tasa de interés: 9.33 % capitalizada anualmente.

(Fuente: <http://www.bce.fin.ec/>; 8.99 referencial - 9.33 máxima).

Precio asociado al transformador: 25 \$/kVA	Precio del transformador (\$)	Precio anual uniforme del transformador (\$)	Precio asociado a cada hora de trabajo del transformador (\$)
Capacidad del TR1 de la SE07 (10 000 KVA)	250 000	23325	2.663

Tabla 3.15 Precio por inversión asociado a cada hora de trabajo del transformador.

En la tabla 3.15, se muestra el precio de cada hora de trabajo del transformador en operación continua a capacidad nominal con una expectativa de vida útil estimada en base a la vida del aislamiento en 192 720 horas o 22 años. Al sobrecargar el transformador durante un tiempo determinado y superar los límites térmicos se tiene un sacrificio de vida en donde se ve reducida la capacidad de aislamiento más allá de lo normal; de allí que se deba evaluar el costo de las horas de vida extra perdidas como consecuencia de una sobrecarga. Para efectos de este análisis no se considero la edad ni la historia de operación pasada del transformador TR1. El costo asociado a cada hora de trabajo del transformador es función del costo de inversión y permite reflejar el valor en \$ de cada hora pérdida a causa de cargas por encima de las especificaciones de placa.

3.5.4.2 Costo de la energía no servida

Este costo es representativo de la energía no servida por racionamiento, equivalente al porcentaje de carga que se encuentra por encima de la capacidad nominal del transformador. En este caso las consideraciones fueron las siguientes:

- Costo a favor asociado a la energía no servida: 0.0272 \$/kWh.
- Factor de potencia: 0.92

Capacidad del Transformador TR1- SE07 (10MVA)	Sobrecarga Por unidad		Horas extras perdidas	Costo (\$) por Inversión de las horas de vidas extras perdidas por sobrecarga	Energía no Servida (kW)	Costo (\$) asociado al porcentaje de energía no servida
	1 Hora	1.81				
		1.93	700.8	1866.2304	85560	2327.232
	2 Horas	1.61	350.4	933.1152	112240	3052.928
	4 Horas	1.43	700.8	1866.2304	158240	4304.128

Tabla 3.16 Comparación entre el costo de las horas extras de vida perdidas y costo de racionamiento en la SE07 (Energía no servida).

La tabla 3.16 muestra diferentes escenarios para la SE07 como se encuentra operando en la actualidad. En base a estos resultados, podemos notar que el costo de la energía no servida asociado a la sobrecarga es mucho mayor que el costo de las horas de vida extras que pierde el aislamiento del transformador como consecuencia de cargarlo por arriba de su capacidad nominal; en función de esto se puede decir, que desde el punto de vista económico es más beneficioso operar el transformador bajo una sobrecarga siempre y cuando los operadores estén dispuestos a aceptar una pérdida acelerada de vida en los aislamientos a fin de evitar dejar de servir la energía durante un cierto periodo de tiempo.

CAPITULO IV

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SU INFLUENCIA EN EL ASPECTO ECONÓMICO

4.1 IMPORTANCIA DE ANALIZAR LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES

4.1.1 Evaluación de las pérdidas

La evaluación de las pérdidas es un procedimiento en el cual el comprador y el vendedor consiguen un balance económico en lo que ha de agregarse en material al diseño del transformador para reducir las pérdidas. Esto se consigue al establecer un valor en dólares por kilovatio (\$/kW) para la pérdida con carga y un valor equivalente para la pérdida sin carga.

Las pérdidas en el transformador constituyen la energía que no puede ser entregada a los clientes y por lo tanto tienen un costo económico asociado al usuario o propietario del transformador. Una disminución de las pérdidas del transformador generalmente resulta en un aumento en el costo del transformador.

Dependiendo de la aplicación, puede haber un beneficio económico para un transformador con pérdidas reducidas y su alto precio (costo inicial), y viceversa. Este proceso suele resolverse mediante el uso de las evaluaciones de pérdida. Las evaluaciones de pérdida colocan un valor monetario a las pérdidas del transformador para calcular un costo total de posesión que es una combinación del precio de compra y las pérdidas. Típicamente, cada uno de los parámetros de pérdida individual del transformador se le asigna un valor en dólares por kW (\$/ kW). La información obtenida de dicho análisis se puede utilizar para comparar precios de diferentes fabricantes o para decidir sobre el momento óptimo para reemplazar transformadores existentes. La evaluación de las pérdidas es un factor trascendental en la compra de nuevos transformadores, ya que en muchos casos la evaluación de la pérdida total es igual o mayor que el precio del transformador.

4.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas que se producen en un transformador están constituidas por las pérdidas no ligadas a la carga y las pérdidas ligadas a la carga. Esto puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$P_{TOTALS} = P_{SINCARGA} + P_{CARGA} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Las pérdidas sin carga también llamadas en vacío son esencialmente la energía necesaria para mantener el núcleo energizado, esta existirá siempre que se active la unidad. Las pérdidas sin carga dependerán principalmente de la tensión y la frecuencia, de modo que en condiciones de funcionamiento varíen muy poco con las variaciones del sistema, estas pérdidas son fijas e independientes de la carga.

Las pérdidas con carga resulta de la corriente de carga que fluye a través del transformador, estas pérdidas varían con el cuadrado de la carga. Las pérdidas de carga están constituidas por las pérdidas óhmicas en los arrollamientos (I^2R), las pérdidas por corrientes parásitas en los arrollamientos y las pérdidas por dispersión (debidas a los efectos de flujo de fuga que entran en las estructuras metálicas internas). Lo que se expresa en forma de ecuación como:

$$P_{CARGA} = I^2R + P_{EC} + P_{SL} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Las pérdidas óhmicas I^2R se basan en la medida de resistencia a la corriente directa (dc), la mayor parte de la cual se debe a los conductores de la bobina y la corriente a una determinada carga.

Las pérdidas auxiliares se refieren a la energía necesaria para encender el equipo de enfriamiento auxiliar, tales como ventiladores y bombas, y no se suelen incluir en las pérdidas totales.

4.3 ARMÓNICOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.3.1 Generalidades

Las frecuencias armónicas son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de alimentación, es decir para una frecuencia fundamental de 60 Hz, el tercer armónico tendría 180 Hz y el quinto armónico 300 Hz. La figura 4.1 muestra una onda senoidal fundamental con su tercer y quinto armónico, con una amplitud del 70% y el 50 % respectivamente.

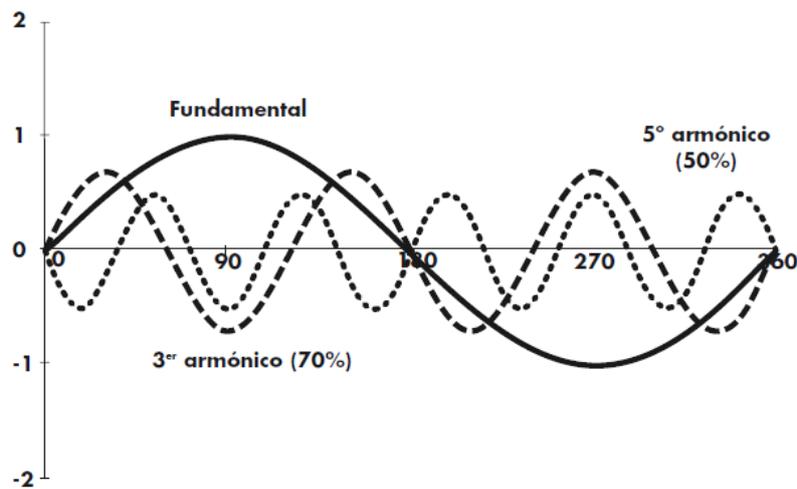


Figura 4.1 Onda Fundamental con componentes armónicos 3° y 5°

Fuente: CHAPMAN DAVID, Armónicos Causas y efectos, 2001

Cuando se habla de los armónicos en las instalaciones de energía estas son las tensiones o corrientes sinusoidales, cuya frecuencia corresponden a múltiplos de la frecuencia fundamental de la red de suministro, mostrándose como perturbaciones que distorsionan la forma de onda. Las corrientes armónicas son originadas por cargas no lineales y se distribuyen hacia la red de suministro transportándose hacia cargas no generadoras de armónicos. Cuando las corrientes armónicas viajan a través de los sistemas de distribución, lo hacen en forma de tensión por lo tanto se generan tensiones armónicas, es decir las corrientes armónicas originan la perturbación y las tensiones armónicas son las que impactan a los equipos.

4.3.2 Índices de Calidad

A continuación se indican los índices de calidad para perturbaciones armónicas establecidas por el CONELEC en la REGULACION No. 004/01, que trata sobre Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

$$V_i' = \left(\frac{V_i}{V_n} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 4.3}$$

$$\text{THD} = \left(\frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (V_i)^2}}{V_n} \right) * 100 \quad \text{Ecuación 4.4}$$

Donde:

V_i' : factor de distorsión armónica individual de voltaje.

THD: factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje

V_i : valor eficaz (rms) del voltaje armónico “i” (para $i = 2 \dots 40$) expresado en voltios.

V_n : voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.

Las distorsiones armónicas se evalúan a través del THD - *Total Harmonic Distortion* - (Factor de distorsión total por armónicos), esta es la expresión que más se utiliza para determinar el grado de impacto que tiene las componentes armónicas en los sistemas eléctricos.

4.3.3 Límites

La forma de las señales de tensión y corriente debe ser sinusoidales y pueden variar dentro de ciertos rangos por efectos de distorsiones armónicas producidas por cargas no lineales. El CONELEC establece que los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y

THD) señalados a continuación y se consideran los armónicos comprendidos entre la segunda y la cuadragésima, ambas inclusive.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i' $ o $ THD' $	
	(% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV	V ≤ 40 kV
	(otros puntos)	(trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2	6
7	2	5
11	1.5	3.5
13	1.5	3
17	1	2
19	1	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6*25/n$	$0.2 + 1.3*25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5
9	1	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2
4	1	1
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Tabla 4.1 Límites V_i' y THD'

Fuente: CONELEC – 004/01

En general los niveles de THD en un sistema de potencia son menores a mayores tensiones, esto se debe a que es menos posible que se disipe la energía de los armónicos y por tanto se propaga a través del sistema.

4.3.4 Efectos en los transformadores.

Normalmente los transformadores son dimensionados para operación con cargas de 60 Hz, cuando estos alimentan cargas no lineales evidencian un incremento notable en sus pérdidas. Las corrientes armónicas producen un calentamiento adicional en los devanados de los transformadores debido al incremento en las pérdidas causadas por las corrientes de Foucault que son función tanto de la corriente eficaz que circula como de la frecuencia al cuadrado de la señal debiéndose de considerar su capacidad en forma reducida con respecto a su nominal, cuando alimentan cargas no lineales de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C.57.110. La distorsión en voltaje causa pérdidas adicionales en el núcleo pero su impacto es poco significativo.

4.4 EL FACTOR K

4.4.1 Desclasificación de transformadores - factor K

Cuando existe la presencia de armónicos se produce un calentamiento en los devanados del transformador, por tal situación el transformador no debe funcionar a su potencia nominal y debe cambiarse por otro de mayor potencia o caso contrario disminuirse la carga, el transformador se “desclasifica” asociándole una potencia equivalente. Esta potencia equivalente es igual a la potencia basada en el valor eficaz de la corriente no sinusoidal multiplicada por el factor K . En el caso en que un transformador en servicio se desee cargar posteriormente con corrientes armónicas un factor reductor de $1/K$ debe ser aplicado a la potencia asignada. La figura 4.2 muestra la desclasificación de la capacidad de carga de un transformador en función del factor K de la carga.

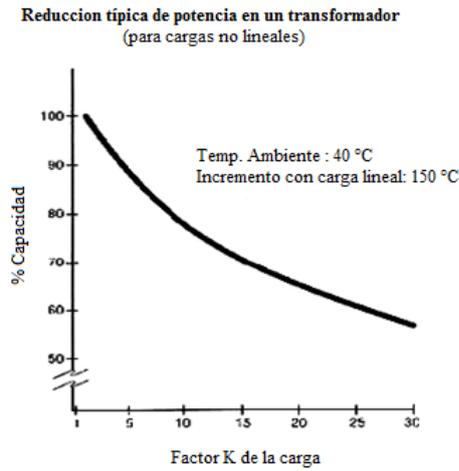


Figura 4.2 Desclasificación de la capacidad de un transformador en función del factor K de la carga.

Fuente: ANSI C57.110.

El factor K de la carga se calcula de acuerdo con el espectro armónico de la corriente de carga y es un indicativo de las pérdidas adicionales en la carga por corrientes parásitas, se calcula con la fórmula:

$$K = \left[1 + \frac{e}{1+e} \left(\frac{I_1}{I} \right)^2 \sum_{h=2}^{h_{max}} \left(h^q \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2 \right) \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Donde:

e = cociente de las pérdidas por corrientes parásitas divididas por las pérdidas óhmicas, ambas a la temperatura de referencia

h = orden del armónico

I = valor eficaz de la corriente sinusoidal conteniendo todos los armónicos

I_h = valor de la corriente del h-ésimo armónico

I_1 = valor de la corriente fundamental

q = constante exponencial que depende del tipo de arrollamiento y de la frecuencia.

El primer paso para determinar el factor K es encontrar el valor de e, la relación entre las pérdidas por corrientes parásitas y las pérdidas totales en la carga a la frecuencia fundamental, dato proporcionado por el fabricante del transformador, caso contrario, es probable que se encuentre entre 0.05y 0.1. El valor del exponente q depende mucho de la construcción del transformador y también es proporcionado por el fabricante. Los valores típicos son 1,7 para transformadores con conductores de sección circular o rectangular en ambos arrollamientos y 1,5 para transformadores con arrollamientos de conductores en láminas para baja tensión.

Por ejemplo, si un transformador alimentase a un convertidor de seis pulsos, (carga que contiene el espectro armónico mostrado en la Tabla 4.2), el cálculo para desclasificarlo de la potencia nominal cuando alimenta este tipo de carga sería el siguiente:

Sea e = 0.1 y q = 1.7.

Armónico N°	I_h / I_1	$(I_h / I_1)^2$	h^q	$(I_h / I_1)^2 \times h^q$	
1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	
5	0,2000	0,0400	15,4258	0,6170	
7	0,1400	0,0196	27,3317	0,5357	
11	0,0910	0,0083	58,9342	0,4880	
13	0,0770	0,0059	78,2895	0,4642	
17	0,0580	0,0034	123,5274	0,4155	
19	0,0560	0,0031	149,2386	0,4680	
23	0,0430	0,0018	206,5082	0,3818	
25	0,0400	0,0016	237,9567	0,3807	
Suma	=	1,0838	[a]	=	4,7511
I eficaz total	=	1,041	[a] x (I₁ / I)²	=	4,3838
			e/(e+1)	=	0,0909
(I₁ / I)²	=	0,9227	K²	=	1,3985
			K	=	1,1826

Tabla 4.2 Cálculo del factor K.

En la práctica, sería necesario desclasificar el transformador (1/1.1826), al 84.56% de la potencia nominal, cuando alimenta a este tipo de carga con alto contenido armónicos. La tabla 4.3 muestra valores típicos de factor K cuando el equipo electrónico representa un porcentaje no lineal de la carga (THD %).

THD (%)	FACTOR K
< 5 %	K - 1
< 35 %	K - 4
< 50 %	K - 7
< 75 %	K - 13
< 100 %	K - 20

Tabla 4.3 Valores típicos de factor K para un determinado THD (%) de la carga

Fuente: GIOVANNI HERNÁNDEZ DECANINI, Criterios de Selección de Transformadores Para Rectificadores y/o Convertidores

Transformadores diseñados para cargas lineales tiene un factor $K = 1$, mientras que un transformador diseñado para las condiciones más hostiles de distorsión armónica tendría un factor $K = 20$. La figura 4.3 muestra la reducción en la capacidad del transformador en relación a la carga no lineal que alimenta.

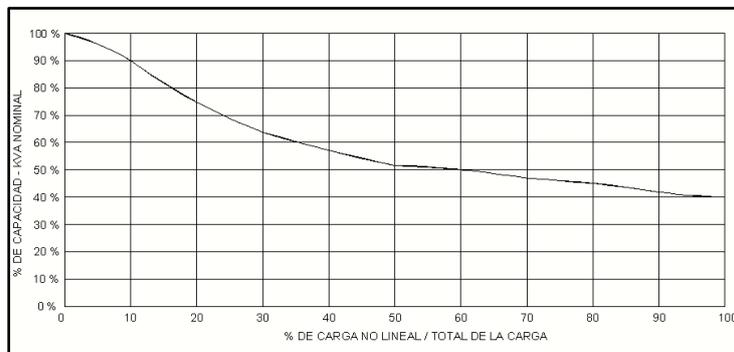


Fig. 4.3 Reducción en la capacidad de transformadores con relación a la carga no lineal

Fuente: AUTOMATIZACIÓN, PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD S.A DE C.V. 16 SUR 2122 COL. apc@mail.precitool.com.mx

La capacidad disponible del transformador puede llegar a ser únicamente el 50% de su nominal, cuando el 70% de su carga es no lineal, esto tiene una mayor probabilidad de ocurrencia en los transformadores de 440 / 220V que alimentan en su totalidad equipo

electrónico. En los transformadores principales de distribución y los de potencia la reducción es menos severa debido a la cancelación de armónicas entre diversas cargas.

4.4.2 Transformadores de factor K

Los transformadores de factor K difieren de los transformadores convencionales en que estos tienen una capacidad térmica adicional, lo que les hace posible tolerar los efectos de calentamiento de las corrientes armónicas, generadas por las cargas no lineales. Los valores de K para transformadores catalogados por U.L. son: 1, 4, 9, 13, 20, 30 y 40, los cuales presentan algunas peculiaridades constructivas respecto de los convencionales, tales como:

- Sobredimensionamiento de los conductores primarios para soportar las corrientes de circulación reflejadas de los armónicos.
- Las secciones del neutro y sus conexiones se dimensionan para una corriente doble de la de línea.
- El núcleo está diseñado para una menor densidad de flujo. Se emplea menor cantidad de material, pero de mejor calidad, por ejemplo acero magnético M6.
- Las pérdidas por corrientes de Foucault en los conductores de los transformadores se pueden reducir empleando varios conductores paralelos aislados entre sí. A veces se utilizan conductores de tipo fleje y otras técnicas de interpolación y transposición de conductores.
- Incorporan un blindaje electrostático entre los devanados primario y secundario para la atenuación de picos de voltaje, ruido de línea y transitorios.

4.4.3 Análisis de THD de la SE07

A continuación se presenta los datos y resúmenes de las mediciones realizadas para el periodo de una semana, así como características técnicas del equipo utilizado para realizar tales mediciones.

CARACTERISTICAS GENERALES	
Provincia:	Azuay
Cantón:	Cuenca
Parroquia:	Ricaurte
Sector:	Molinopamba
Zona:	Rural
Registro:	1
Muestras:	1008

CARACTERISTICAS TECNICAS	
S/E:	07
Relación de V:	0
Potencia:	12.5MVA
Registrador:	NEXUS
Tensión Nominal:	22000 fase - fase 12701.7059221718 fase - neutro
Fase:	A
S Promedio:	7.33 MVA

ARMONICAS

Limite THDv	Muestras mayores al límite	THDV = 1.55%	
8%	0	Mínimo	Máximo
>8%	<8%	0.45	2.34
0.00%	100.00%	16/06/2010 03:40	19/06/2010 08:40

ARMONICAS INDIVIDUALES

Orden	Límite	Promedio	Clasificación	# M >Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.60	<i>Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
9	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
15	0.30	0.00		0	0.00%	100.00%
21	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
27	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
33	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
39	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
5	6.00	1.32	<i>Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.45		0	0.00%	100.00%
11	3.50	0.00		0	0.00%	100.00%
13	3.00	0.02		0	0.00%	100.00%
17	2.00	0.00		0	0.00%	100.00%
19	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
23	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
25	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
29	1.32	0.00		0	0.00%	100.00%
31	1.25	0.00		0	0.00%	100.00%
35	1.13	0.00		0	0.00%	100.00%
37	1.08	0.00		0	0.00%	100.00%

Orden	Límite	Promedio	Clasificación	# M >Lím	% > Límite	% < Límite
2	2.00	0.00	<i>Armónicas Individuales Pares</i>	0	0.00%	100.00%
4	1.00	0.00		0	0.00%	100.00%
6	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
8	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
10	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
12	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
14	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
16	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
18	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
20	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
22	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
24	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
26	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
28	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
30	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
32	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
34	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
36	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
38	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
40	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%

CARACTERISTICAS TECNICAS	
S/E:	07
Relación de V:	0
Potencia:	12.5MVA
Registrador:	NEXUS
Tensión Nominal:	22000 fase - fase 12701.7059221718 fase - neutro
Fase:	B
S Promedio:	7.33 MVA

ARMONICAS

Límite THDv	Muestras mayores al límite	THDV = 1.25%	
8%	0	Mínimo	Máximo
>8%	<8%	0.35	2.13
0.00%	100.00%	15/06/2010 05:10	16/06/2010 08:20

ARMONICAS INDIVIDUALES

Orden	Límite	Promedio	Clasificación	# M >Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.39	<i>Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
9	1.50	0.04		0	0.00%	100.00%
15	0.30	0.00		0	0.00%	100.00%
21	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
27	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
33	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
39	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%

Orden	Límite	Promedio	Clasificación	# M >Lím	% > Límite	% < Límite
5	6.00	1.09	<i>Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.32		0	0.00%	100.00%
11	3.50	0.00		0	0.00%	100.00%
13	3.00	0.00		0	0.00%	100.00%
17	2.00	0.00		0	0.00%	100.00%
19	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
123	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
25	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
29	1.32	0.00		0	0.00%	100.00%
31	1.25	0.00		0	0.00%	100.00%
35	1.13	0.00		0	0.00%	100.00%
37	1.08	0.00		0	0.00%	100.00%
2	2.00	0.00		<i>Armónicas Individuales Pares</i>	0	0.00%
4	1.00	0.00	0		0.00%	100.00%
6	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
8	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
10	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
12	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
14	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
16	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
18	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
20	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
22	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
24	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
26	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
28	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
30	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
32	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
34	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
36	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
38	0.50	0.00	0		0.00%	100.00%
40	0.50	0.00	0	0.00%	100.00%	

CARACTERISTICAS TECNICAS	
S/E:	07
Relación de V:	0
Potencia:	12.5MVA
Registrador:	NEXUS
Tensión Nominal:	22000 fase - fase 12701.7059221718 fase - neutro
Fase:	C
S Promedio:	7.33 MVA

ARMONICAS

Limite THDv	Muestras mayores al límite
8%	0
>8%	<8%
0.00%	100.00%

THDV = 1.29%	
Mínimo	Máximo
0.25	2.24
16/06/2010 03:10	16/06/2010 08:20

ARMONICAS INDIVIDUALES						
Orden	Límite	Promedio	Clasificación	# M >Lím	% > Límite	% < Límite
3	5.00	0.31	<i>Armónicas Individuales Impares múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
9	1.50	0.10		0	0.00%	100.00%
15	0.30	0.00		0	0.00%	100.00%
21	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
27	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
33	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
39	0.20	0.00		0	0.00%	100.00%
5	6.00	1.15	<i>Armónicas Individuales Impares no múltiplos de 3</i>	0	0.00%	100.00%
7	5.00	0.41		0	0.00%	100.00%
11	3.50	0.00		0	0.00%	100.00%
13	3.00	0.01		0	0.00%	100.00%
17	2.00	0.00		0	0.00%	100.00%
19	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
23	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
25	1.50	0.00		0	0.00%	100.00%
29	1.32	0.00		0	0.00%	100.00%
31	1.25	0.00		0	0.00%	100.00%
35	1.13	0.00		0	0.00%	100.00%
37	1.08	0.00	0	0.00%	100.00%	
2	2.00	0.00	<i>Armónicas Individuales Pares</i>	0	0.00%	100.00%
4	1.00	0.00		0	0.00%	100.00%
6	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
8	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
10	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
12	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
14	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
16	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
18	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
20	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
22	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
24	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
26	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
28	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
30	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
32	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
34	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
36	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
38	0.50	0.00		0	0.00%	100.00%
40	0.50	0.00	0	0.00%	100.00%	

Tabla 4.4 Índices de calidad de producto SE07- Armónicos.

De los datos registrados en la SE07, para la fase A se obtiene un THDV promedio del 1.55%, para la fase B 1.25% y para la fase C 1.29%, el promedio de contenido armónico en la SE07 es de 1.363%.

La figura 4.4 indica que la reducción en la capacidad nominal del transformador TR 1 de la SE07 es aproximadamente del 1 %, por lo que no es necesario un transformador con clasificación K para la nueva unidad proyectada, ya que el territorio servido por esta subestación se encuentra dentro de la zona rural.

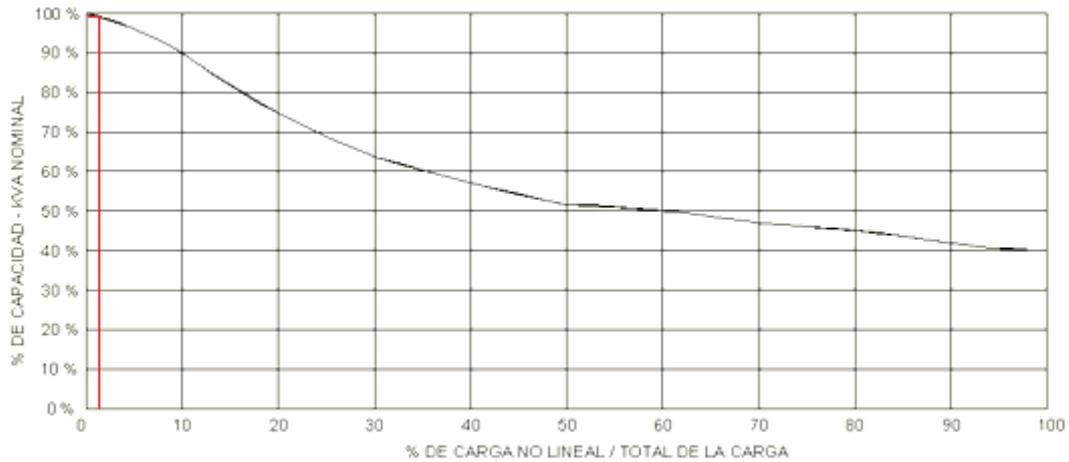


Figura 4.4 Desclasificación de potencia para el TR1 de la SE07.

4.4.4 Análisis del THD en los transformadores de potencia de la CENTROSUR

El porcentaje de carga no lineal en las diferentes subestaciones se muestra en la Tabla 4.5, se puede observar que la mayor carga armónica se encuentra en las subestaciones SE01 y SE02 con un THDV (%) promedio de 4.36 y 2.13 respectivamente, las mismas se encuentran ubicadas en la zona urbana del centro de la ciudad de Cuenca.

INDICES DE CALIDAD DE PRODUCTO EN SUBESTACIONES (ARMONICAS)																					
S/E	Ubicación	Zona	Fase A						Fase B						Fase C						THDV (%) Promedio
			Tensión nominal (V)		S Promedio (MVA)	THDV (%)			Tensión nominal (V)		S Promedio (MVA)	THDV (%)			Tensión nominal (V)		S Promedio (MVA)	THDV (%)			
			f - f	f - n		Mín.	Máx.	Prom.	f - f	f - n		Mín.	Máx.	Prom.	f - f	f - n		Mín.	Máx.	Prom.	
01	Cuenca	Urbano	6300	3637	2.99	2.73	6.25	4.49	6300	3637	2.99	2.73	5.85	4.30	6300	3637	2.99	2.73	5.85	4.28	4.36
02	Cuenca	Urbano	6300	3637	4.98	0.98	2.95	1.95	6300	3637	4.98	1.09	3.20	2.15	6300	3637	4.98	1.10	3.23	2.29	2.13
03	Cuenca	Urbano	22000	12702	15.96	1.23	2.40	1.70	22000	12702	15.96	1.40	3.17	2.05	22000	12702	15.96	1.12	2.58	1.73	1.83
04	Cuenca	Urbano	22000	12702	6.33	1.17	3.51	2.02	22000	12702	6.33	1.17	3.51	2.15	22000	12702	6.33	1.17	3.51	2.09	2.09
05	Cuenca	Urbano	22000	12702	17.16	0.39	2.73	1.60	22000	12702	17.16	0.78	3.13	1.78	22000	12702	17.16	0.39	2.34	1.44	1.61
12	Cuenca	Rural	22000	12702	0.00	0.30	2.43	0.84	22000	12702	0.00	0.34	2.98	0.84	22000	12702	0.00	0.32	3.47	0.90	0.86
14	Santa Isabel	Rural	22000	12702	3.12	0.00	3.51	1.62	22000	12702	3.12	0.39	3.51	1.78	22000	12702	3.12	0.39	3.51	1.78	1.73
15	Gualaceo	Urbano	22000	12702	4.17	0.00	2.34	1.03	22000	12702	4.17	0.00	2.34	1.27	22000	12702	4.17	0.00	2.34	1.10	1.13
18	Cañar	Urbano	22000	12702	2.87	0.00	2.73	1.33	22000	12702	2.87	0.39	2.73	1.29	22000	12702	2.87	0.00	2.73	1.21	1.28
21	Macas	Urbano	13800	7967	0.30	0.00	1.56	0.99	13800	7967	0.30	0.00	1.56	0.94	13800	7967	0.30	0.00	1.95	0.92	0.95
22	Méendez	Urbano	13800	7967	0.75	0.00	1.56	0.87	13800	7967	0.75	0.00	2.34	1.32	13800	7967	0.75	0.00	1.95	1.05	1.08
23	Limón	Urbano	13800	7967	0.71	0.33	1.70	0.87	13800	7967	0.71	0.40	1.70	0.92	13800	7967	0.71	0.37	1.71	0.91	0.90

Tabla 4.5 Índices de THDV en las distintas subestaciones.

El TDHV las diferentes subestaciones pertenecientes a la CENTROSUR se encuentran en tres grupos y se resume a continuación:

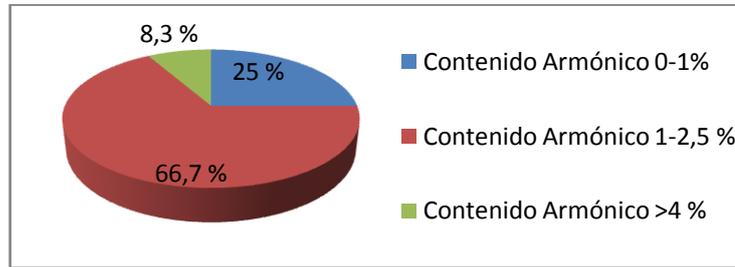


Fig. 4.5 Clasificación según los porcentajes del THDV de las subestaciones.

Al igual que las transferencias de carga, la reducción de capacidad por armónicos se debe analizar cada caso individualmente. A continuación se presenta un análisis a tres posibles escenarios en las diferentes subestaciones. El contenido de carga armónica en la SE01 es de 4.36%, este contenido representa en la cargabilidad de la subestación una disminución aproximadamente del 3% de su capacidad nominal.

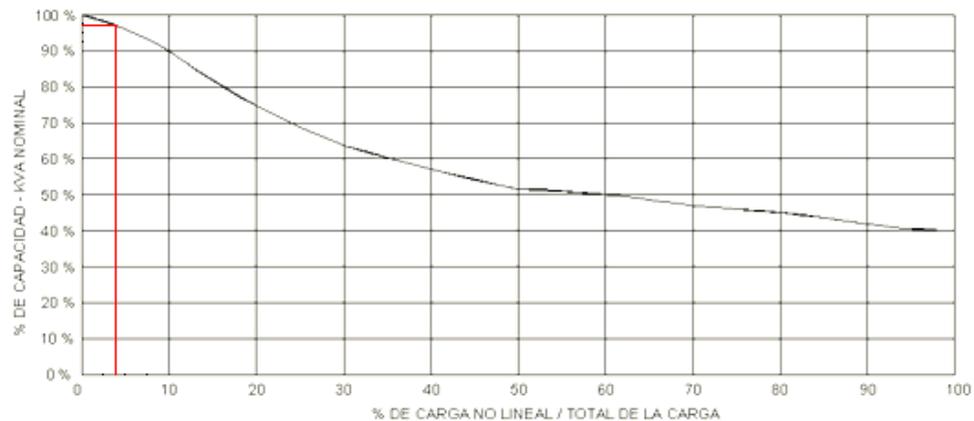


Fig. 4.6 Desclasificación de potencia para la SE01.

El contenido de carga armónica en la SE02 es de 2.13%, este contenido se encuentra aproximadamente en las subestaciones SE03 y SE04 y representa en la cargabilidad de la subestación una disminución aproximadamente del 1.5% de su capacidad nominal.

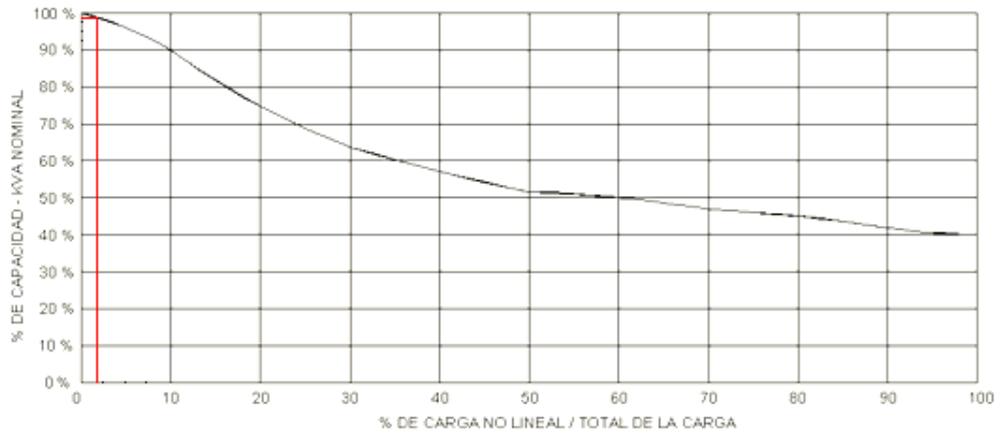


Fig. 4.7 Desclasificación de potencia para la SE02.

El contenido de carga armónica en la SE12 es de 0.86%, (menor contenido armónico) este contenido representa en la cargabilidad de la subestación una disminución inferior al 1% de su capacidad nominal.

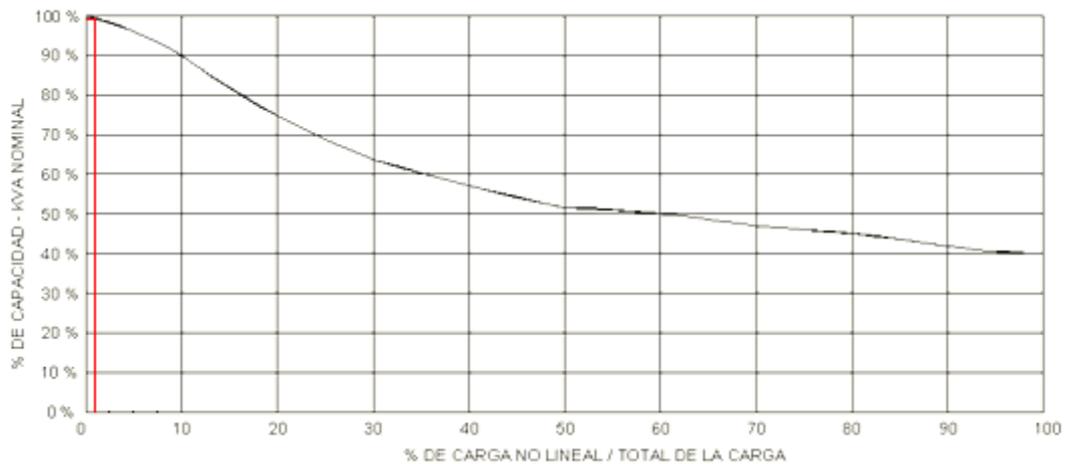


Fig. 4.8 Desclasificación de potencia para la SE12

Según las gráficas analizadas en los transformadores de potencia de las diferentes subestaciones están dimensionados adecuadamente, aunque exista una cierta cantidad de contenido armónico en las cargas que alimenta no necesitan ser de clasificación K.

Podemos observar que la reducción en la capacidad nominal de los transformadores en la CENTROSUR se encuentra alrededor del 1.5 %, esto incluso para futuras subestaciones, únicamente en la SE01 la reducción llega al 3%, por lo tanto se recomienda establecer un margen de cargabilidad en los transformadores de potencia para cargas no lineales en un 2 %. Debemos tener presente que aunque el porcentaje de reducción de capacidad es pequeño este incrementara el valor de operación de esta unidad por su incremento en pérdidas de energía, esto significa que lo ideal es filtrar los armónicos en el mismo barraje de la carga, a fin de obtener los mayores beneficios económicos y no comprometer a la maquina a una pérdida de su vida útil.

4.5 IMPACTO DE LAS PÉRDIDAS EN LA VIDA ÚTIL DEL TRASFORMADOR

A lo largo de toda la investigación se ha podido observar que la vida útil de un transformador se encuentra regida principalmente por la temperatura, producto de maniobras de contingencias, fallos y pérdidas del transformador debido a su calidad de construcción. En transformadores y reactancias, los armónicos de corriente aumentarán las pérdidas en el cobre, mientras que los armónicos de tensión aumentarán las pérdidas en el hierro, incrementándose estas últimas aproximadamente con el cuadrado de la frecuencia. Ambas pérdidas producen calentamientos, que además de acortar la vida del equipo y provocar fallos de aislamiento, reducen la potencia útil del mismo. La vida útil del transformador de potencia está en función de su aislamiento, el mismo que está relacionado directamente por su temperatura de operación, como se indicó anteriormente (sección 2.2.5- 2.6.2.1).

Como consecuencia de la presencia armónica en la carga, las corrientes no sinusoidales producen un calentamiento excesivo en los transformadores debido al incremento de las pérdidas, es por ello que, cuando se utilicen transformadores existentes o estándar para alimentar cargas no lineales, éstos deberán ser desclasificados de una forma adecuada a su construcción, caso contrario estarían trabajando a un temperatura mayor que la normal provocando una perdida acelerada de su vida útil.

Para nuevas instalaciones, en lo posible, se debe realizar un análisis de la carga a servir y escoger el transformador que trabajando bajo condiciones determinadas brinde el menor valor de pérdidas, en caso de ser necesario con su determinada clasificación K, caso contrario se deberá aplicar la desclasificación correspondiente. Hoy en día muchos dispositivos de medida de calidad de energía miden directamente el factor K de la corriente de la carga, con lo que resulta sencillo especificar un transformador que presente una clasificación del factor K superior, tomada de entre las de la gama estándar, asegurándonos de esta manera que el transformador funcione dentro de los parámetros normales de pérdida de vida.

4.6 TRANSFORMADORES CON PÉRDIDAS CONVENCIONALES Y PÉRDIDAS REDUCIDAS - ANÁLISIS ECONÓMICO: RELACIÓN ENTRE COSTOS Y PÉRDIDAS PARA SU CORRECTA ELECCIÓN

4.6.1 Generalidades

Todos los principios de la operación de transformadores aplican para un transformador diseñado y fabricado alrededor de una barra de hierro, pero este no sería muy eficiente. Inicialmente un núcleo hecho de una barra de hierro recta sería menos costoso de producir que los núcleos modernos de transformadores, pero los costos adicionales de electricidad para operar este transformador rápidamente sobrepasarían el ahorro inicial. A principios del siglo XX, se utilizaban laminados delgados y planos de hierro dulce como material del núcleo. Entonces se descubrió que las aleaciones de bajo contenido de carbono, con pequeñas cantidades de silicio añadidas, minimizaban las pérdidas de fricción por histéresis.

En 1935, se descubrió que la laminación en frío y recocido a alta temperatura tendía a orientar los cristales moleculares del acero en la misma dirección. Este material de núcleo reduciría más aun las pérdidas por histéresis, ya que la magnetización más eficiente ocurre cuando las líneas de fuerza magnética fluyen paralelas al grano del acero (alta permeabilidad y baja pérdida de histéresis). Hoy en día, este grado de acero de grano orientado con un contenido de silicio cerca de 3%, es utilizado exclusivamente en transformadores de distribución y de gran potencia, debido a que

las pérdidas en el núcleo son una fracción importante del costo total de operación de los transformadores.

El incremento de la eficiencia energética de un transformador, está asociado comúnmente a la reducción de pérdidas. Sin embargo, no solamente deberían reducirse las pérdidas sino optimizarlas para las características de la demanda a servir, logrando así el diseño técnico y económicamente más conveniente, que permita mejorar tanto la eficiencia del transformador así como también, la de la red de distribución en su conjunto. Las pérdidas pueden ser reducidas mediante:

- Tecnologías, técnicas y materiales empleados durante la fabricación.
- Optimización del diseño.
- Buenas prácticas vinculadas a la operación y mantenimiento.

Las técnicas habituales utilizadas en la mejora del diseño son las que se detallan a continuación. Para la reducción de pérdidas sin carga se recurre a:

- Utilizar chapas de acero silicio de grano orientado y de pérdidas reducidas, con cortes especiales del núcleo, tal como el que se muestra en la figura 4.9, logrando de esta manera una reducción de la corriente de excitación, del nivel de ruido y de las pérdidas en vacío.

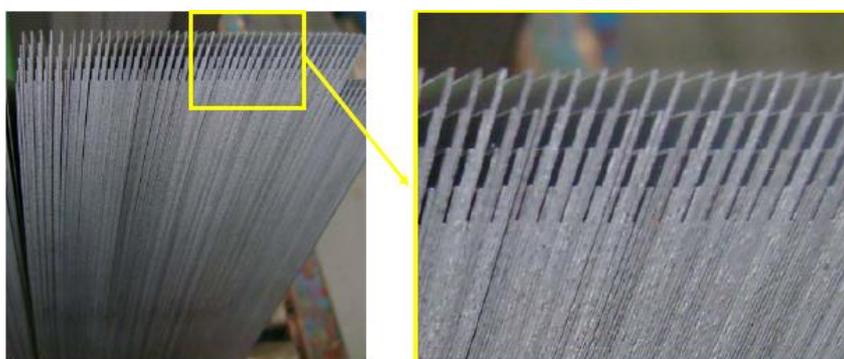


Figura 4.9 Chapas de acero silicio de grano orientado y de pérdidas reducidas.

Fuente: COSTAS JULIANO, Tecnología en transformadores, ABB.

- Utilizar aceros especiales, que reducen el espesor de las láminas de grano orientado utilizadas habitualmente, con el fin de reducir las corrientes parásitas (o de Foucault).
- Emplear transformadores de núcleo amorfo, el metal amorfo se forma en un proceso que elimina la formación de estructuras micro-cristalinas típicas del metal convencional (granulaciones), el mismo que proporcionan una reducción de pérdidas en vacío superiores al 70% respecto de los mejores transformadores convencionales. La tabla 4.6 muestra una comparación de pérdidas de núcleo en transformadores amorfos y de silicio.

COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS DE NÚCLEO EN TRANSFORMADORES AMORFOS Y DE SILICIO (W)			
Potencia (kVA)	Silicio en servicio	Silicio alta eficiencia	Amorfo
100	320	160	54
1000	2400	1200	420
2500	4800	2400	850

Tabla 4.6 Valores de pérdidas de núcleo en transformadores amorfos y de silicio.

Fuente: HORNING M, KELLY J, MYERS S & STEBBINS R, Guía para el mantenimiento del transformador, 2005.

Para la reducción de pérdidas con carga, puede optarse por:

- Incrementar la sección de los devanados del transformador, con el consiguiente aumento del costo y del volumen. El incremento de volumen puede mitigarse parcialmente al generarse menor calor y reducirse los requisitos de ventilación.
- Utilizar materiales superconductores en los devanados HTS - High Temperature Superconductor (Superconductor de alta temperatura), utilizados especialmente donde se requieren transformadores de elevada potencia.

Las contrapartidas principales entre estos transformadores de pérdidas reducidas y son el precio, entre un 35 y un 45% superior a los transformadores convencionales, y un mayor nivel de ruido.

4.6.2 Impedancia en transformadores

La magnitud del porcentaje de impedancia de un transformador es un importante parámetro que afecta la estabilidad del sistema al que está conectado, afecta la regulación de tensión y el valor de las corrientes de corto circuito que fluyen por los devanados ante fallas en los alimentadores secundarios. A menores valores de impedancia mayores valores de regulación y de corriente de corto circuito; es por ello que el valor del porcentaje de impedancia se debe seleccionar tratando de encontrar un punto económico de estos dos factores, considerando que la calidad de tensión entregada a los usuarios se puede variar con los cambiadores de derivación del transformador, en la tabla 4.7 se muestran los rangos de los valores disponibles.

LÍMITES DE LA IMPEDANCIA DE DISEÑO NOMINAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA ESTANDARS				
Voltaje en bobinados			A un equiv. De 55°C	
Voltaje Nominal	Clase		Clase	
	OA, OA/FA, OA/FA/FA		FOA, FOW	
	(%)		(%)	
KV	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
15	5.00	7.50	8.34	12.50
25	5.00	7.50	8.34	12.50
34.5	5.25	8.00	8.75	14.33
46	5.60	8.40	9.34	14.00
69	6.10	9.15	10.17	15.25
115	5.90	8.85	9.84	14.75
138	6.40	9.60	10.67	16.00
161	6.90	10.35	11.50	17.25
230	7.50	11.25	12.50	18.75
500	10.95	15.60	18.25	26.00

Tabla 4.7 Impedancias nominales en transformadores

Fuente: POWER TRANSFORMERS, REF. EM 1110/2/3006, 30 JUN 94 c-4.pdf - Chapter 4, www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/.

Las impedancias de transformadores encontradas dentro de los límites de estos rangos, garantizan obtener un transformador sin incrementar los costos. Si se desean valores más bajos o altos de impedancia el transformador tendrá un incremento en su costo el cual podemos observar en la tabla 4.8.

AUMENTO DEL COSTO DE UN TRANSFORMADOR AL AUMENTAR O DISMINUIR LA IMPEDANCIA ESTÁNDAR	
Impedancia estándar X (multiplicar por)	Incremento en costo del transformador
1.45-1.41	3%
1.40-1.36	2%
1.35-1.31	1%
0.90-0.86	2%
0.85-0.81	4%
0.80-0.76	6%

Tabla 4.8 Costo por cambio de la impedancia fuera de valores estándar

Fuente: Fuente: POWER TRANSFORMERS, REF. EM 1110/2/3006, 30 JUN 94 c-4.pdf - Chapter 4, www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/.

4.6.3 Ecuaciones para la evaluación de pérdidas

Como se explico al inicio de este capítulo, la evaluación de perdidas nos permite tener una visión global final financiera de las pérdidas que se producen en los transformadores con el objeto de evaluar posibles ahorros de energía en el futuro. Para establecer la evaluación de pérdidas se emplean comúnmente las siguientes ecuaciones:

Las pérdidas totales de un transformador con cualquier carga, se calculan así:

$$P_{TOTALS} = P_O + a^2 P_K \quad \text{Ecuación 4.6}$$

Donde:

P_O = Perdidas sin carga o en vacio.

P_K = Pérdidas con carga o en cortocircuito.

$$a = \left(\frac{S}{S_N} \right) \quad \text{Ecuación 4.7}$$

Pérdidas totales para el periodo de un año:

$$L = 8760 [P_O + F_{cp} (a^2 P_K)] \quad \text{Ecuación 4.8}$$

Donde:

F_{cp} : Factor de pérdidas

$$F_{cp} (\text{PROMEDIO})/F_{cp} (\text{MAX}) \quad \text{Ecuación 4.9}$$

Costo total de pérdidas:

$$COSTO = CE \times L \quad \text{Ecuación 4.10}$$

Donde:

CE : Costo de la energía en dólares por kilovatio hora (\$/kWh). Este valor puede ser muy bajo para una planta hidroeléctrica y un poco más alto para las plantas accionadas por combustible, la cifra será mayor en lugares alejados de la planta generadora.

Valor económico de las pérdidas para un determinado número de años:

$$VP_L = \frac{COSTO \times [1 - (1+t)^{-n}]}{t} \quad \text{Ecuación 4.11}$$

Donde:

t : Tasa de descuento, dispuesto por el CONELEC para la evaluación de proyectos eléctricos.

n : Años de la proyección.

Oferta económica del transformador:

$$\text{OFERTA ECONÓMICA} = VP_L + \text{Precio del Transformador} \quad \text{Ecuación 4.12}$$

Las pérdidas en los transformadores representan un costo considerable durante toda su vida de operación, por lo que para la evaluación en su selección, es necesario hacer un estudio económico donde se ha de considerar el costo inicial más el costo por pérdidas durante su vida útil.

4.6.4 Cálculo de pérdida anual al transformador TR1 de la SE07 (RICAURTE)

Del registro de potencia por alimentador, se ha sacado el total por subestación y su respectivo porcentaje de cargabilidad máxima para cada mes del año 2009, como indica la tabla 4.9. Se debe tomar en cuenta que los dos últimos meses corresponden a los meses en los que se inició el programa de ahorro energético del mismo año y no representa su valor real. Según los datos recogidos, la demanda pico diaria se produce generalmente a las 20H00, por lo que la cargabilidad y temperatura del TR1 son superiores a las recopiladas a las 21H00. De la tabla 4.8 se obtiene la cargabilidad promedio y el correspondiente factor de pérdidas, sin considerar los meses correspondientes al programa de ahorro energético.

$$a = 91.937 \approx 92\% \quad F_{cp} = 0.949$$

Este nivel de cargabilidad representa una potencia de 9.2 MVA, operando con el equipo de refrigeración OA y representa el valor de la demanda eficaz diaria.

SE07:		10		MVA											
FECHA	HORA	ALIMENTADOR N° 721			ALIMENTADOR N° 722			ALIMENTADOR N° 723			TOTAL		CARGABILIDAD	kVA ²	
		POTENCIAS		F.P	POTENCIAS		F.P	POTENCIAS		F.P	F.P. Prom.	KW	KVA		%
		KW	KVAR		KW	KVAR		KW	KVAR						
12/01/2009	21H00	3114	155	0,999	3263	658	0,980	2698	346	0,992	0,990	9075	9163,865	91,64	83976429,47
26/02/2009	21H00	3153	159	0,999	3445	703	0,980	2662	396	0,989	0,989	9260	9360,930	93,61	87627008,08
11/03/2009	21H00	3146	276	0,996	3381	633	0,983	2651	370	0,990	0,990	9178	9272,282	92,72	85975220,51
04/04/2009	21H00	2981	227	0,997	3180	577	0,984	2622	353	0,991	0,991	8783	8865,430	88,65	78595854,29
24/05/2009	21H00	3179	188	0,998	3281	643	0,981	2429	308	0,992	0,991	8889	8973,818	89,74	80529407,39
07/06/2009	21H00	3150	208	0,998	3456	631	0,984	2648	368	0,990	0,991	9254	9341,041	93,41	87255053,05
06/07/2009	21H00	3062	189	0,998	3563	671	0,983	2691	313	0,993	0,991	9316	9397,037	93,97	88304300,43
08/08/2009	21H00	2885	140	0,999	3156	612	0,982	2754	324	0,993	0,991	8795	8872,822	88,73	78726963,14
06/09/2009	21H00	3082	168	0,999	3631	823	0,975	2622	279	0,994	0,989	9335	9435,119	94,35	89021476,06
22/10/2009	21H00	3047	189	0,998	3471	576	0,987	2671	288	0,994	0,993	9189	9254,311	92,54	85642279,26
12/11/2009	21H00	3085	321	0,995	2987	887	0,959	2385	252	0,994	0,983	8457	8606,989	86,07 *	74080258,64
17/12/2009	21H00	3546	437	0,992	1645	0	1,000	2629	397	0,989	0,994	7820	7869,100	78,69 *	61922729,52

91,93665624	0,949943799
C % Promedio	Fcp

Tabla 4.9 Determinación de cargabilidad y factor de pérdidas (Fcp) para la SE07 durante el año 2009.

* La cargabilidad del TR1 en los dos últimos meses se redujo aproximadamente un 10% debido a los racionamientos que se ocasionaron debido al estiaje sufrido a finales del 2009.

De los datos de placa del transformador se obtiene los valores de pérdidas a carga nominal:

Pérdidas (kW)	Vacío	11
	Plena carga	65,25

Tabla 4.10 Datos de placa de las pérdidas del TR1 de la SE07

Cálculo anual de pérdidas:

$$L = 8760 [P_o + F_{cp} (a^2 P_K)]$$

$$L = 8760 [11 + 0.949 (0.92^2 65.25)]$$

$$L = 555480.293 \text{ kW}$$

Costo anual de pérdidas:

$$COSTO = CE \times L$$

$$COSTO = 0.0583 \times 555480.293 = 32384.501 \text{ USD}$$

4.6.5 Evaluación de pérdidas para la unidad proyectada. TR2 - SE07

Al entrar en operación la nueva unidad transformadora TR2, la cargabilidad de la subestación SE07 se reducirá en un 50%, al igual que el factor de pérdidas F_{cp} . En la tabla 4.11 se muestra los valores de pérdidas para diferentes transformadores de distintas características, esto para una proyección de 25 años. De la misma se puede observar que los costos del transformador varían entre unos y otros, esto debido a las características especiales o tecnología utilizada durante el proceso de diseño y fabricación. De esto podemos concluir que no siempre la mejor oferta, es la más barata, aunque los costos de inversión en la compra de transformadores de pérdidas reducidas sean altos, estos a largo plazo resultan beneficiosos, debido a la disminución en costos por pérdidas de energía.

COSTO DE PÉRDIDAS						
Pérdidas de potencia	Unidad	Oferta 1	Oferta 2	Oferta 3	Oferta 4	TR1
Vacío	kW	5.727	6.000	7.327	7.747	11.000
Cobre	kW	33.955	35.580	43.441	45.930	65.250
Total	kW	39.682	41.580	50.768	53.677	76.250
Capacidad Nominal	MVA	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Cargabilidad	%	46.000	46.000	46.000	46.000	46.000
Costo Total de la energía	¢/kWh	5.830	5.830	5.830	5.830	5.830
Fcp_Pérdidas		0.475	0.475	0.475	0.475	0.475
Tasa de descuento		0.060	0.060	0.060	0.060	0.060
Pcobre	kW	3.413	3.576	4.366	4.616	6.558
Pérdidas año	kWh-año	80,064.797	83,887.037	102,432.913	108,303.597	153,810.511
Costo	\$	4,667.778	4,890.614	5,971.839	6,314.100	8,967.153
VpL (a 25 años)	\$	59,669.865	62,518.464	76,340.143	80,715.385	114,630.308

Tabla 4.11 Tabla comparativa de la evaluación de pérdidas, para la adquisición de la nueva unidad transformadora

Oferta 1: Transformador INESA

Oferta 2: Transformador TMC

Oferta 3: Transformador SIEMENS

Oferta 4: Transformador ABB

TR1: Transformador BBC. (Transformador existente en la SE07 - RICAURTE).

4.6.6 Influencia de la antigüedad

Un transformador antiguo tiene más pérdidas que uno nuevo por las características constructivas. El factor de antigüedad tiene en cuenta las pérdidas históricas y se llevan a la actualidad, incrementando los valores de acuerdo con el año de origen del transformador. Los distintos transformadores que conforman la CENTROSUR son evaluados ponderando diversos atributos tales como la antigüedad (edad) y obsolescencia (deméritos funcionales, tecnológicos), ambos factores ligados a expectativas de uso futuro (vida útil remanente) e influyentes en las pérdidas.

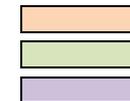
En la tabla 4.13 se muestra los valores de pérdidas para cada transformador de las distintas subestaciones de propiedad de la CENTROSUR, con sus correspondientes características principales. Cabe señalar que desde el año 2005 la CENTROSUR implementó la adquisición de transformadores de potencia con pérdidas reducidas.

De la tabla 4.13 se ha vinculado las pérdidas en el núcleo y en el cobre en kW para cada combinación de potencia, relación de transformación, número de devanados, conexionado, marca, para cada transformador que tiene la empresa CENTROSUR, esto para calcular el porcentaje de incremento en pérdidas por antigüedad según su fecha de inicio de operación. Obteniéndose los siguientes resultados aproximados mostrados en la tabla 4.12.

Antigüedad	Pérdidas adicionales por antigüedad	
	Po	Pcu
A<1985	8%	10%
1985<A<2005	0%	5%
A>2005	0%	0%

Tabla 4.12 Pérdidas adicionales por antigüedad

SE	TR	MARCA	DEVANADOS (#)	POTENCIA (MVA)			VOLTAJE (kV)			TIPO DE CONEXIÓN			PÉRDIDAS (kW)		Fecha de inicio de Operación
				OA	FA	FOA	(P)	(S)	(T)	(P)	(S)	(T)	Vacío	Plena Carga	
SE01	TR1	BRUSH SERIAL	2	5	6,5		22	6,3		DELTA	yn11		5	25	1981
SE01	TR2	BRUSH SERIAL	2	5	6,5		22	6,3		DELTA	yn11		5	25	1981
SE02	TR1	UNION	3	6	6		23	6,3	2,87	YNo	yno	DELTA	5	37,21	1985
SE02	TR2	UNION	3	6	6		23	6,3	2,87	YNo	yno	DELTA	5	37,21	1985
SE03	TR1	ABB	3	16	24	32	69	22	10	YNo	yno	DELTA5	15,96	76,96	2005
SE03	TR2	BRUSH SERIAL	3	10	12,5		69	22	4,2	YNo	yno	DELTA	11	79,19	1983
SE04	TR1	ABB	3	24	32		69	22	10	YNo	yno	DELTA5	15,73	91,73	2006
SE04	TR2	BBC	3	12,5	12,5		69	22	6,3	YNo	yno	DELTA	11	77,44	1981
SE05	TR1	BRUSH SERIAL	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,56	73,81	1983
SE05	TR2	ABB	3	24	32		69	22	10	YNo	yno	DELTA5	17	93	2006
SE07	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	11	65,25	1994
SE09	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,705	73,467	1985
SE12	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,4	73,557	1985
SE12	TR2	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,15	73,145	1997
SE14	TR1	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,87	71,785	2001
SE15	TR1	BBC	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,62	74,45	1995
SE18	TR1	ABB	3	10	12,5		69	22	2,39	YNo	yno	DELTA5	10,87	71,785	2001
SE21	TR1	PAUWELS	2	5	6,25		69	13,8		DELTA	yn1		5	10	1993
SE22	TR1	ALSTHOM	2	2,5	3		69	14,35		DELTA	yn11		2	14,75	1993
SE23	TR1	ALSTHOM	3	2,5	3		69	14,35	4,8	YN	yn0	DELTA11	2	14,75	1993



Fecha de inicio de operación < 1985

Fecha de inicio de operación 1985 - 2005

Fecha de inicio de operación >2005

Tabla 4.13 Datos principales de transformadores – CENTROSUR.

4.6.7 Pérdida anual por antigüedad TR1-SE07

Estas las vamos a calcular como pérdidas adicionales por antigüedad P_o (%) por pérdida anual en el núcleo por transformador (kWh), más pérdidas adicionales por antigüedad P_{cu} (%) por pérdidas anual en el cobre del transformador (kWh). Según la tabla 4.11 el transformador TR1 inició su operación en el año 1994, por lo que según la tabla 4.12 tendría tener el siguiente incremento de pérdidas en el cobre:

$$P_{Cu \text{ a-a}} = 22956.015 \text{ kW}$$

Con este incremento se tiene:

$$\text{Pérdida total anual de energía en el Cu} = 482076,308 \text{ kW}$$

Con lo que se tendría:

$$L = 578436.308 \text{ kW}$$

Costo anual de pérdidas:

$$COSTO = CE \times L$$

$$COSTO = 0.0583 \times 578436.308$$

$$COSTO = 33722.837 \text{ USD}$$

El costo económico de tener funcionando anualmente esta unidad anticuada es de 1338.34 USD mayor a una unidad moderna. Se puede lograr un mayor beneficio al utilizar unidades de tipo eficiente y de pérdidas reducidas, esto gracias a la tecnología utilizada durante su etapa de diseño y construcción.

4.6.8 Posibles ahorros de energía

De la tabla 4.13 se puede vincular el año de inicio de operación para realizar una clasificación de los distintos transformadores, obteniéndose los siguientes resultados:

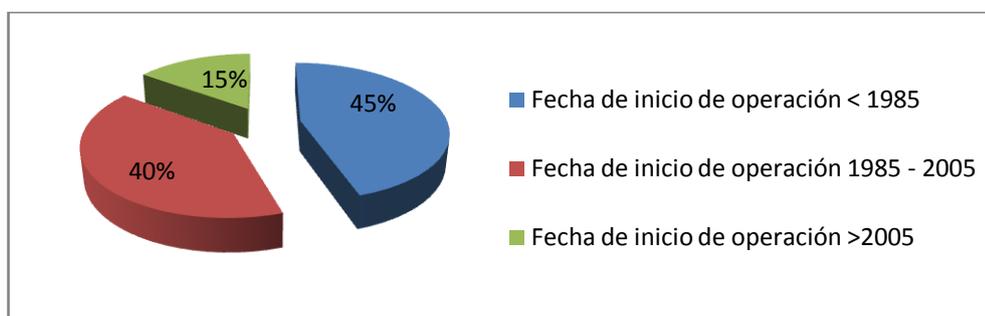


Figura 4.10 Clasificación de transformadores de potencia propiedad de la CENTROSUR, según su fecha de inicio de operación.

El mayor porcentaje del total de transformadores propiedad de la CENTROSUR, datan de una fecha de inicio de operación menor al año de 1985, esto significa que este considerable porcentaje de unidades transformadoras está por cumplir con su ciclo normal de vida (30 años), surge entonces la necesidad de analizar la compra de las nuevas unidades pensando en los posibles ahorros futuros. La viabilidad económica de reemplazo de transformadores es más justificable en los antiguos, pues aún cuando puedan continuar prestando servicio sus valores de pérdidas son sensiblemente superiores a los nuevos y de tipo eficiente.

Los transformadores existentes con fecha de inicio de operación < 1985 posee un anticuado un proceso de fabricación, y la tecnología usada en estos frente a la actual es obsoleta, por lo tanto es mayor su costo operativo, si se reemplazaran los mismos por transformadores eficientes se obtendría un notable ahorro en lo que concierne a las pérdidas totales de energía del parque transformador de la empresa. Este análisis llevará a pensar en la alternativa de adoptar transformadores eficientes en el futuro para aquellas nuevas subestaciones que se instalen, además los transformadores existentes y en general los más antiguos tiene perdidas elevadas y merecerían ser sometidos a un estudio de costos para evaluar su reemplazo tecnológico por otros más eficientes.

4.7 CRITERIOS DE EXPANSION

4.7.1 Introducción

Las subestaciones constituyen parte fundamental de un sistema eléctrico de potencia y aunque muchos aspectos de su planificación puedan ser estudiados analíticamente, la planificación de la subestaciones vista como una ciencia, en el sentido de que no se puede reducir a sólo un conjunto de reglas y fórmulas. En esta sección se intenta presentar una imagen coherente de la técnica en la planificación de una subestación, así como una serie de pautas y normas útiles en los procedimientos de la misma.

4.7.2 Planificación

El proceso de planificar el futuro de un sistema T & D (Transmisión y Distribución) es asimilable a un juego en el cual el objetivo es servir a todos los clientes, la puntuación utilizada para determinar la calidad del juego es el costo total, y los movimientos consisten en las decisiones sobre cuándo, dónde, y cómo aumentar la capacidad de la subestación. La calidad de juego, la atención al detalle, y en particular la innovación puede generar grandes ganancias y mejores resultados. El juego de la planificación de una subestación es jugado como una serie de movimientos iterativos (planes anuales T & D). Cuenta con sus propias normas y los permisos de muchos movimientos poco acorde a los principios tradicionales como: "construir nada este año" o "dividir una subestación y construir dos más pequeñas en lugar de una grande" o incluso "instalar una subestación móvil durante un año, y luego construir una permanente en ese lugar".

La colocación de una subestación en un punto determinado del territorio de servicio crea una fuente para el sistema alimentador de ese lugar, bajando el costo de funcionamiento de alimentadores que suministran energía a los clientes en las proximidades de la subestación. En comparación con los planes que no tienen ninguna subestación en esa vecindad, los costos de alimentación y pérdidas serán menores, y la confiabilidad del servicio será mayor. El precio pagado por estas ventajas es un costo más elevado a nivel de sub-transmisión (obligatorio para dotar de energía a la subestación), así como el costo de la propia subestación. Por lo tanto,

la decisión sobre la conveniencia de construir una subestación en un área del sistema es muy simple: son los ahorros que esta pueda tener, si carece del mismo, una subestación no debe construirse, cuando lo hay, el sitio, el tamaño y área de servicio con la mejor economía global debe ser incorporada.

4.7.3 Regla de la mediatriz

La regla de la mediatriz es un método gráfico utilizado en la planificación de subestaciones, se lo realiza dentro de un mapa, es muy simple y es una aplicación del concepto: "servir a todos los clientes desde la subestación más cercana" con el fin de determinar el área de servicio óptimo de la subestación, también se lo puede utilizar para determinar dónde ubicar una nueva subestación para maximizar su "cercanía" a los clientes. La regla de la mediatriz es un concepto útil que todo planificador de distribución debe entender, esta identifica el conjunto de todos los puntos equidistantes entre una subestación propuesta y sus vecinos existentes. La aplicación de esta regla a un mapa de la zona de servicios se compone de cuatro sencillos pasos, aplicados en la figura 4.11.

1. Trazar una línea recta entre el sitio de la subestación propuesta y cada uno de sus vecinos.
2. A cada línea trazada dividirla en dos con una línea que cruce en un ángulo de noventa grados.
3. El conjunto de todas las mediatrices en torno a esta subestación define su territorio de servicio.
4. La carga de destino para esta subestación será la suma de todas las cargas en su territorio de servicio.

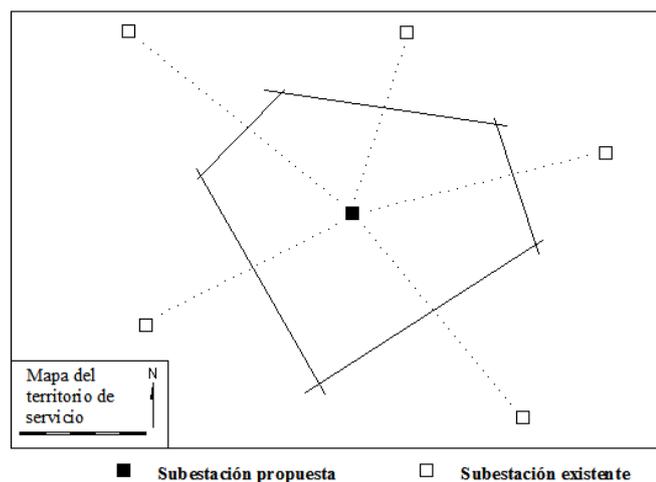


Figura 4.11 Regla de la mediatriz

El impacto en las cargas de las subestaciones cercanas se puede determinar de una manera similar, utilizando el método mediatriz para identificar cómo cambia los límites de su área de servicio, qué área renunciar a la nueva subestación, y en cuanto puede ser reducida su carga por la nueva subestación tomando una parte alejada de su área de servicio. Aunque simple, este método se utilizó para diseñar la mayoría de las subestaciones actualmente en uso en todo el mundo. En la actualidad los sitios de una subestación se ubican con programas informáticos con enfoques analíticos precisos que se basan en el concepto de: servir a la carga desde la subestación más cercana.

4.7.4 Territorios de servicio de subestaciones como baldosas

Los territorios de servicio de las subestaciones pueden ser comparadas como baldosas. Una “baldosa” óptima como la que se muestra en la Figura 4.12 posee las siguientes características: un territorio de servicio cuadrado (en rombo), de radio igual a la carga económica alcanzada del sistema de distribución primaria (línea de puntos), la subestación en el centro, y una línea de sub-transmisión corta.

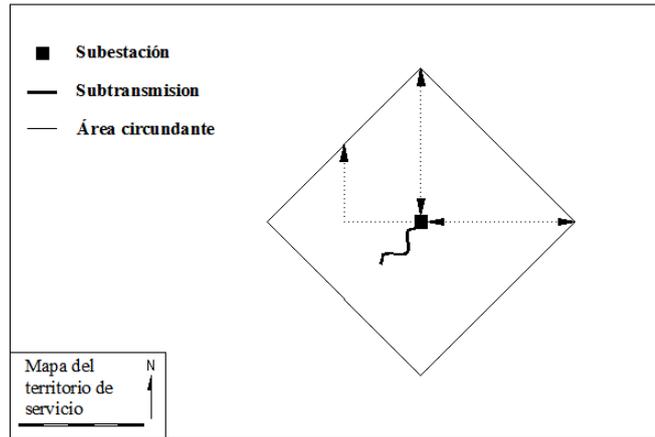


Figura 4.12 Baldosa óptima

El planificador a estas baldosas las puede torcer, estirar, o forzar de manera que encajen todas hasta que un grupo de alguna manera cubra la totalidad del territorio de servicio. Cada “baldosa” consiste en una ruta de sub-transmisión, que deberá adjuntarse a la red del sistema en lugares adecuados, la subestación estará ubicada en el centro, y el sistema de alimentación cubre el territorio circundante. Como se ilustra en la Figura 4.13, el territorio de servicio útil es dividido dentro en territorios de servicio de subestación (fronteras que figuran como líneas continuas), cada una atendida por una subestación particular (cuadrados pequeños). Cada subestación debe tener capacidad suficiente para satisfacer la demanda máxima de todos los clientes de su área, y el sistema de alimentación debe ser capaz de entregar la potencia necesaria en los sitios de los clientes.

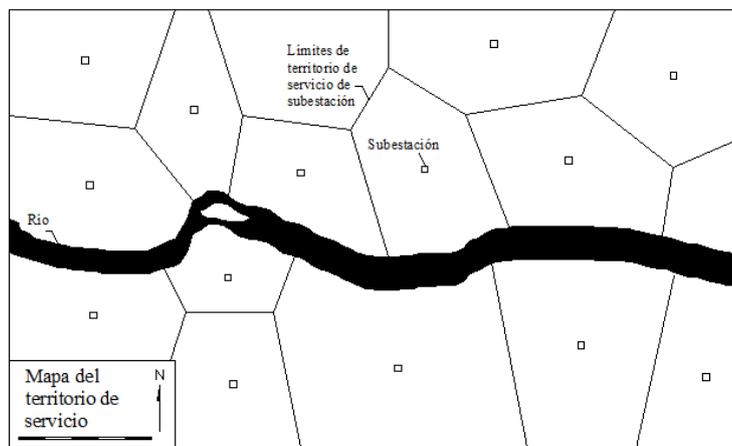


Figura 4.13 Territorio útil de servicio.

4.7.5 Consideraciones en el sitio, tamaño y área de servicio de una subestación

Para cualquier subestación existente o prevista, hay un mejor lugar para ella en el sentido económico y un mejor lugar para ella en el sentido de funcionamiento eléctrico, fiabilidad y servicio. En ciertas ocasiones, estas dos pueden coincidir. La ubicación óptima para una subestación a partir de el punto de vista económico casi nunca es el sitio de más bajo costo, sino el de mejor compromiso global entre todos los elementos de costos que participan en la subestación: el costo del terreno, costo de preparación del terreno, costo de adquirir la transmisión entrante, los alimentadores salientes y la proximidad a la carga que se intenta servir.

Junto con cualquier sitio de subestación sea óptimo o no, hay un área de servicio óptima la cual es el área en torno a ese sitio que es mejor servida a ella por dicha subestación que por cualquier otra subestación, con el fin de mantener el más bajo costo del sistema. El área de servicio óptima y el tamaño óptimo para una subestación están relacionados entre sí.

4.7.6 La baldosa óptima y cómo reacciona a los cambios en el diseño

Como se explico anteriormente la forma óptima para cada subestación tipo baldosa es de un rombo, cuadrado girado 45 °, no un círculo ya que los círculos no encajan como piezas, pero también puede ser un hexágono el cual es ligeramente más caro. El sitio óptimo para la subestación está en el centro del rombo, pero básicamente se establece por la carga máxima económica alcanzada de la tensión de distribución primaria. El tamaño óptimo (la capacidad) es justo lo suficiente para satisfacer las necesidades de prestar el servicio dentro de su territorio.

La ruta de sub-transmisión conectada a la subestación puede ser estirada, torcida alrededor de obstáculos, y encaminadas como sean necesarias para llevar la energía hasta la subestación desde cualquier lugar lejano o cercano, pero cualquier incremento en su longitud ó el uso de una ruta indirecta aumentarán su costo.

Del mismo modo, el sistema de alimentación se puede estirar más allá de su alcance óptimo ó también ser encogido de modo que la forma de la baldosa se adapte a

cualquier requisito. El trabajo del planificador consiste en diseñar un conjunto de cuadros o baldosas de subestación para que cubran su territorio de servicio sin dejar espacios. En la parte superior de la Figura 4.14, una nueva subestación es necesaria en una zona donde existe un déficit de capacidad (área sombreada). Abajo, el nuevo bloque se ha insertado en el sistema. El resultado del rendimiento general dependerá de lo bien que los planificadores diseñen todo el conjunto de subestaciones como un sistema coherente. Aquí, la nueva subestación no está óptimamente situada, y el área de servicio es vagamente en forma diamante.

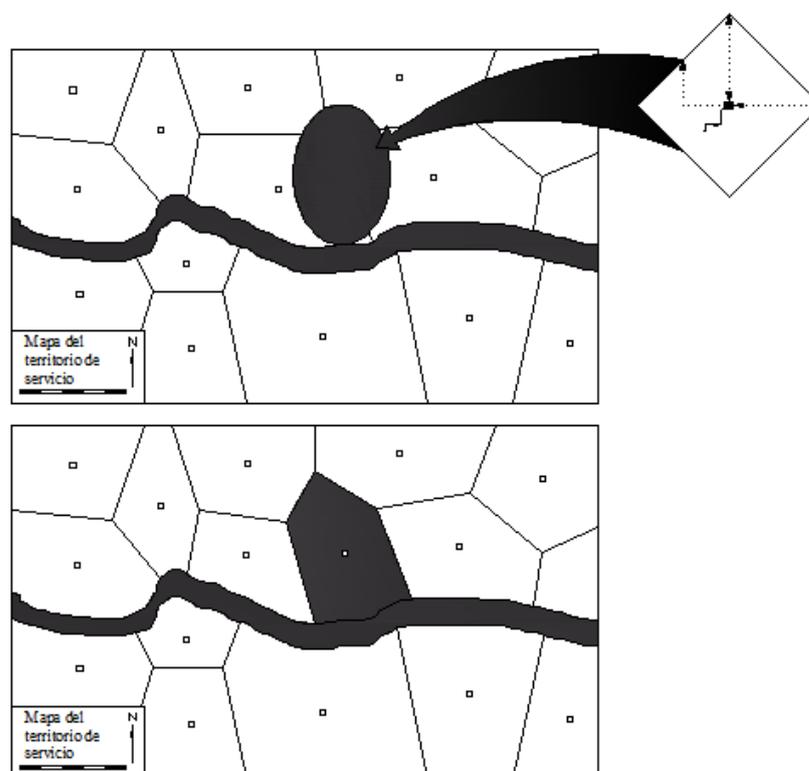


Figura 4.14 Adición de una nueva subestación dentro de su territorio útil de servicio

Así, el sistema de alimentación se puede comparar con una hoja elástica con la subestación anclada en el medio y una alimentación de radio igual al de la carga económica alcanzada. Los bordes de la baldosa se pueden estirar para cumplir con un límite de la medida, pero esto incrementa costos. Del mismo modo, la subestación esta en el centro de la baldosa, pero puede ser empujada dentro de su territorio, incrementado costos.

Algunos juegos de baldosas deberán estar equipados para cubrir el patrón de utilidad de carga completa, con sus fronteras empalmadas juntas o en contra de las fronteras naturales. El trabajo del planificador es ajustar las baldosas en un plan general, causando el gasto mínimo de recursos.

4.7.7 Normas para la ubicación de una subestación

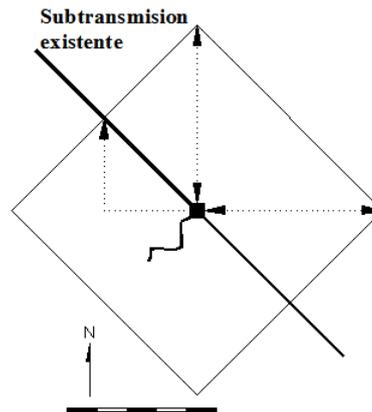


Figura 4.15 La subestación perfecta: Área de servicio cuadrada orientada 45° a la red de sub-transmisión existente, de "radio" igual al alcance económico de sus alimentadores, la subestación ubicada en el centro con capacidad suficiente para prestar servicio a su territorio.

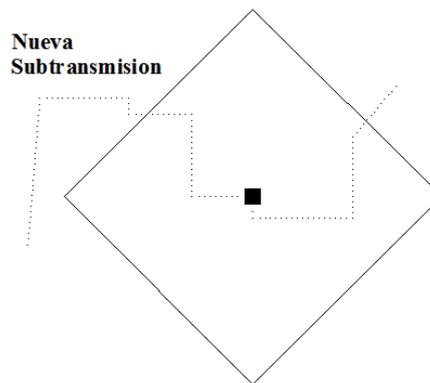


Figura 4.16 Una larga construcción de sub-transmisión es costosa, y debe evitarse a menos que se justifique por otros ahorros del sitio, todo camino en busca de la ubicación óptima desde el punto de vista de alimentación nunca es justificable.

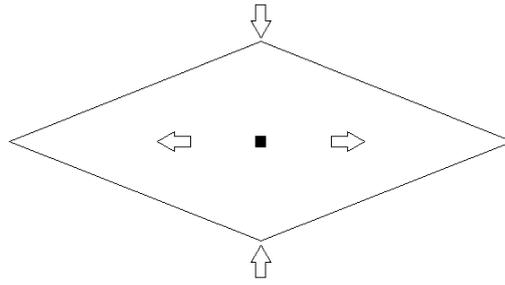


Figura 4.17 Sirviendo el mismo tamaño y área de carga en forma larga-angosta tiene como resultado costos de alimentación más altos.

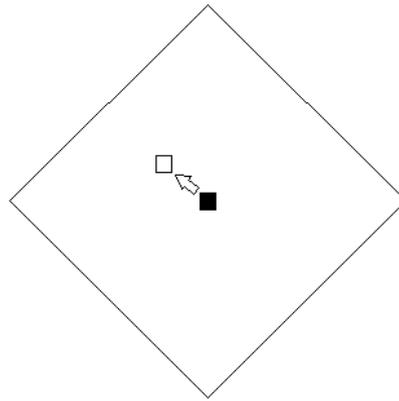


Figura 4.18 La Subestación no se encuentra cerca del centro de carga, el costo del sistema de alimentación aumenta si la subestación no está en el centro del área de servicio.

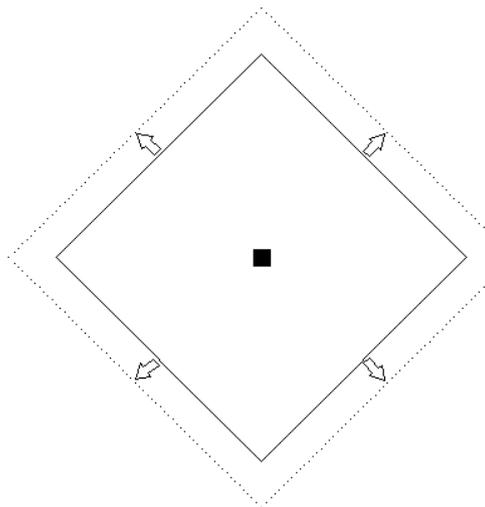


Figura 4.19 Radio mayor que alcance económico: el sistema de alimentación no será eficiente es decir, el costo por kW será mayor de lo necesario.

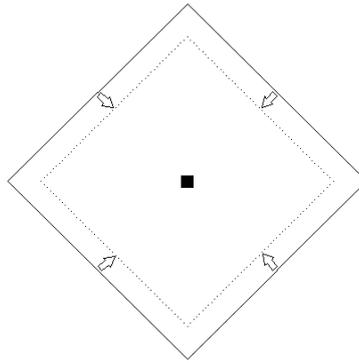


Figura 4.20 Radio menor que alcance económico; la subestación y el sistema de sub transmisión no son eficientes por lo que los costos fijos no se utilizan plenamente.

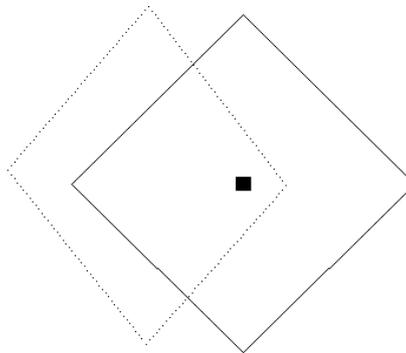


Figura 4.21 Límites trasladados de manera drástica y asimétrica: mala relación de aspecto y la subestación no está en el centro.

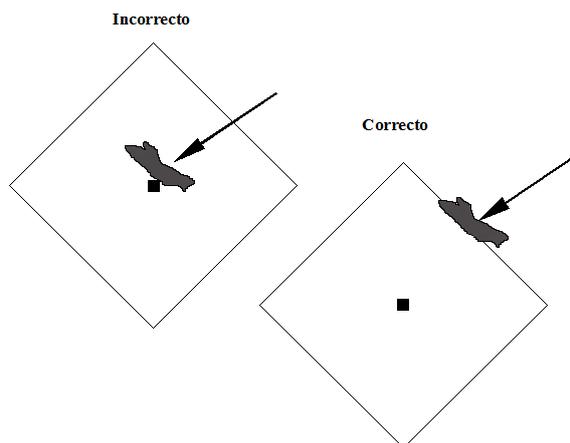


Figura 4.22 Barrera geográfica ó restricción cerca de la subestación; esto debería ser evitado ya que aumenta los costos de alimentación que va alrededor de la carga, el impacto de la barrera es irrelevante si las subestaciones pueden adaptarse de modo que la frontera se solape con la restricción geográfica.

4.7.8 Ubicación de una subestación cerca de los límites del territorio de servicio

La mayoría de los territorios de servicio tienen los límites fijados por acuerdos de franquicia de la utilidad o límites geográficos definidos por características naturales, como lagos, océanos u otras características similares. Independientemente sean naturales o artificiales, estos límites del territorio de servicio constituyen inmuebles límites del área de la subestación. Los límites del territorio de servicio de la subestación no se pueden mover junto con el sitio de la subestación, el impacto costo de alimentación debido a la ubicación no óptima se duplican. Así, desde el punto de vista de la economía global, es especialmente importante la ubicación óptima y el tamaño de las subestaciones cerca de los límites del territorio de servicio y las barreras naturales.

La figura 4.23 muestra una subestación situada en el borde del territorio de servicio, la otra frente a una barrera geográfica (un gran lago). Las dos subestaciones que se muestran no pueden utilizar la mitad de su mayor capacidad económica de alcance de carga (líneas punteadas). Por lo tanto, independientemente de la capacidad instalada, la mitad de la inversión realizada en sus costos fijos es esencialmente inútil.

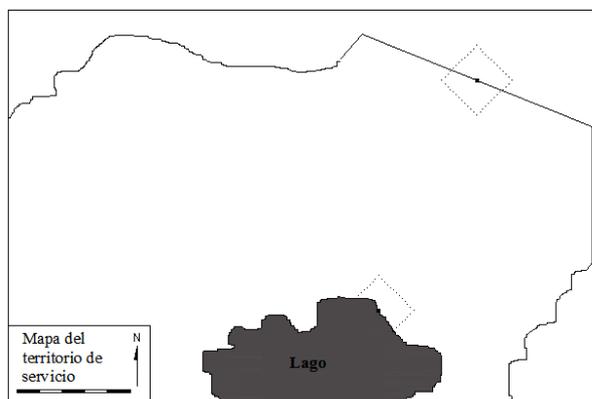


Figura 4.23 Incorrecta ubicación de subestaciones dentro del territorio útil de servicio.

La Figura 4.24, muestra una "banda" de sitios preferidos para la ubicación de las subestaciones, alrededor de $1/\sqrt{2}$ veces el alcance de carga económica del sistema de distribución de alimentación dentro de los límites del territorio servicio, y alrededor de todas las restricciones geográficas grandes, como se muestra.

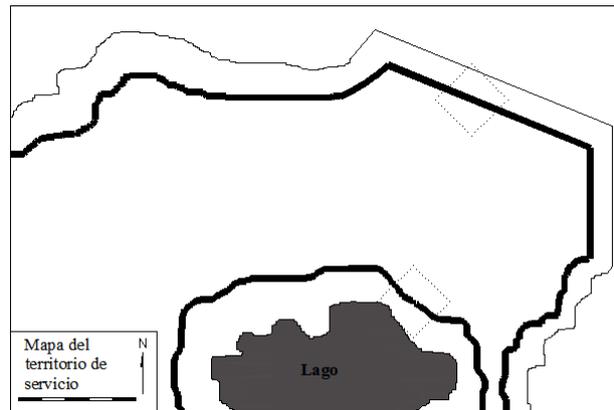


Figura 4.24 Ubicación óptima de una subestación dentro del territorio útil de servicio y alrededor de cualquier restricción geográfica.

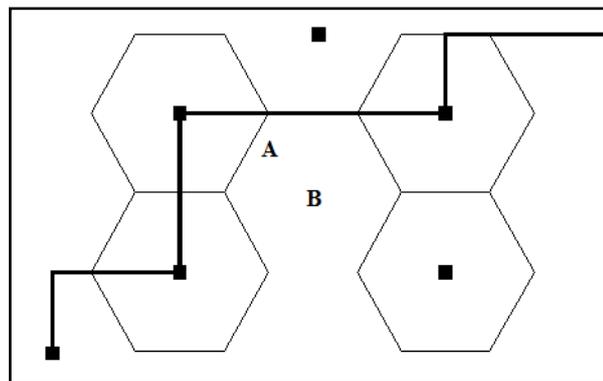


Figura 4.25 El incentivo económico para construir una nueva subestación depende del lugar donde el crecimiento de la carga es relativo a las subestaciones existentes que se pueden ampliar. El crecimiento ocurrido en un lugar A ofrece muchos menos incentivos para una nueva subestación con crecimiento en B.

4.7.9 Influencia del nivel de tensión

La formación de nuevos centros de consumo y el crecimiento de los ya existentes, trae como consecuencia necesaria el aumento de la capacidad de los sistemas eléctricos de potencia, lo cual obliga a la generación de grandes cantidades de energía y su transporte a grandes distancias. El uso de tensiones elevadas se justifica con un simple análisis basado en las pérdidas por efecto joule.

$$P_j = 3RI_f^2 \quad \text{Ecuación 4.13}$$

$$P_T = \sqrt{3}V_L I_f \cos \phi \quad \rightarrow \quad I_f = \frac{P_T}{\sqrt{3}V_L \cos \phi} \quad \text{Ecuación 4.14}$$

$$\therefore P_j = 3R \left(\frac{P_T}{\sqrt{3}V_L \cos \phi} \right)^2 \quad \rightarrow \quad P_j = P_T^2 \frac{R}{V_L^2 \cos^2 \phi} \quad \text{Ecuación 4.15}$$

Donde:

P_j es la pérdida de energía por efecto joule

P es la potencia total que se transmite

V_L , I_f , $\cos \phi$, representan el voltaje de línea, la corriente de fase y el factor de potencia del sistema.

Se tiene entonces, que al aumentar la tensión de transmisión, limitamos estas pérdidas. Para una misma distancia, podemos aumentar la potencia de transmisión, elevando el nivel de voltaje de la línea. Igualmente el costo por unidad de potencia transmitida, disminuye con la elevación de tensión. En resumen, el empleo de tensiones cada vez más elevadas, obliga al estudio de sus técnicas de generación y transmisión y, a alcanzar un conocimiento más profundo de esta tecnología.

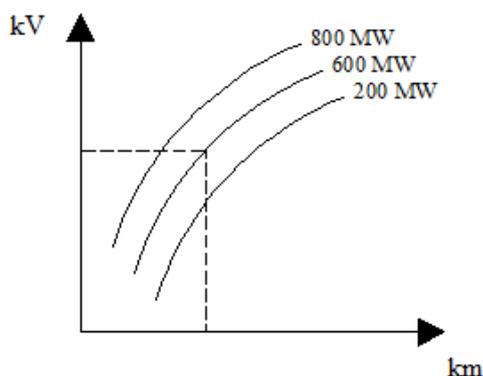


Figura 4.26 Potencia de transmisión en función del nivel de voltaje de la línea.

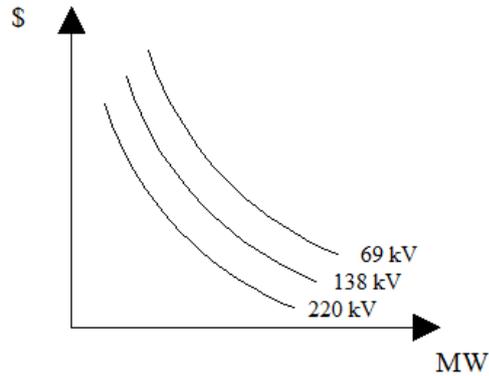


Figura 4.27 Costo por unidad de potencia transmitida en función de la tensión.

La esencia de una buena estrategia en la planificación es seleccionar el nivel de voltaje del alimentador primario, juegos y tipos de líneas y un sistema de distribución general incluyendo el espacio para las subestaciones que es naturalmente compatible con las necesidades de distribución de potencia del área a ser servida.

4.7.10 Análisis del sistema CENTROSUR

Debido al crecimiento progresivo de la demanda dentro del área de concesión de la CENTROSUR, se prevé que algunas subestaciones excedan su capacidad actual, por lo cual se requiere planificar en forma adecuada las inversiones necesarias para solventar esta problemática y atender el crecimiento de la misma en óptimas condiciones técnicas y económicas.

El presente, muestra el análisis realizado para la expansión de subestaciones dentro de su territorio de servicio, el cual está formado por las redes de Azuay, Cañar y Morona Santiago. A fin de constatar el cumplimiento de las normas mencionadas a lo largo de esta sección. La figura 4.28 muestra el área de concesión de la empresa distribuidora CENTROSUR dentro del territorio ecuatoriano.

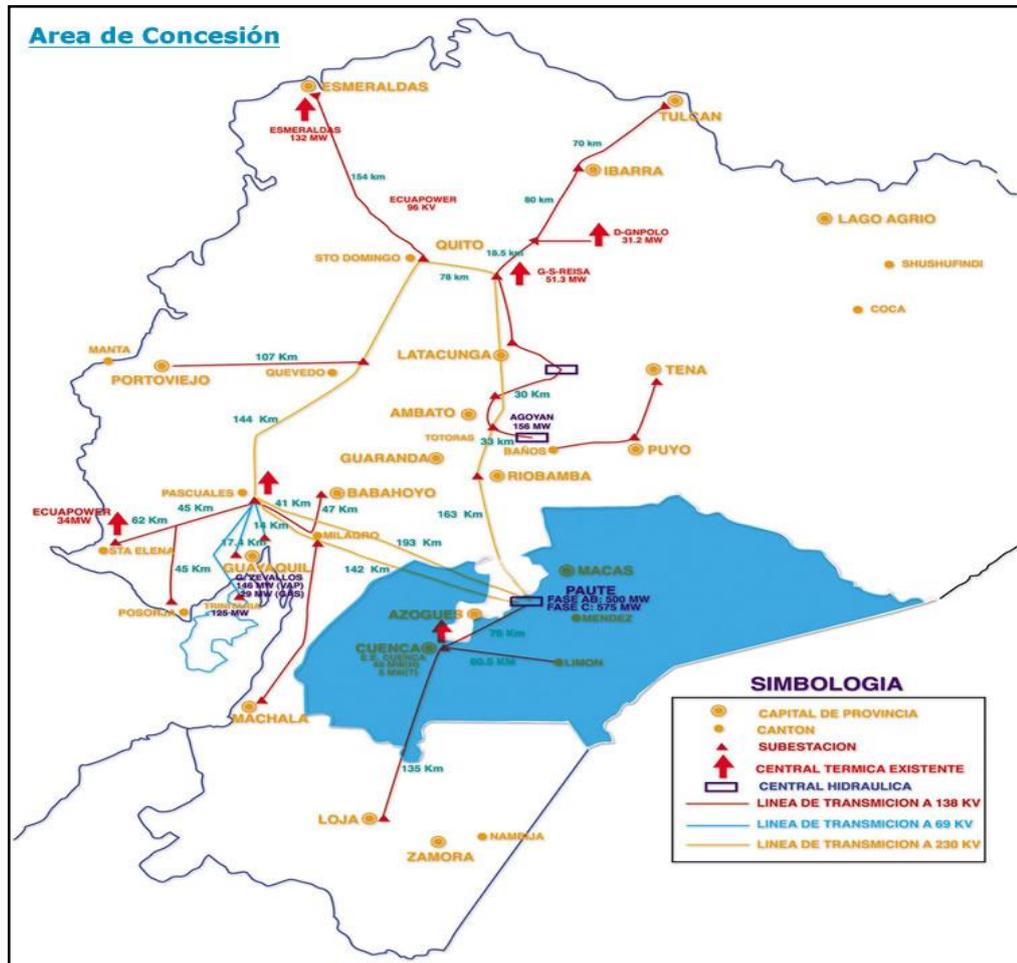


Figura 4.28 Área de concesión CENTROSUR dentro del territorio ecuatoriano

Fuente: Empresa Eléctrica Centro Sur C. A

En la siguiente figura se puede observar que las subestaciones SE01 –SE02, se encuentran ubicadas y brindan servicio al sector céntrico de la ciudad de Cuenca, el cual posee una demanda concentrada y creciente de carga. , además se puede observar que la ubicación de la SE02 está casi en el centro del territorio de servicio de la subestación, no así es el caso para la SE01 la cual está ubicada en la parte norte de su territorio de servicio. La SE01 y SE02 trabajan a un nivel de tensión de relación 22/6.3 kV distinto al resto de subestaciones de la CENTROSUR, por lo tanto su alcance económico de carga es menor al resto de subestaciones.

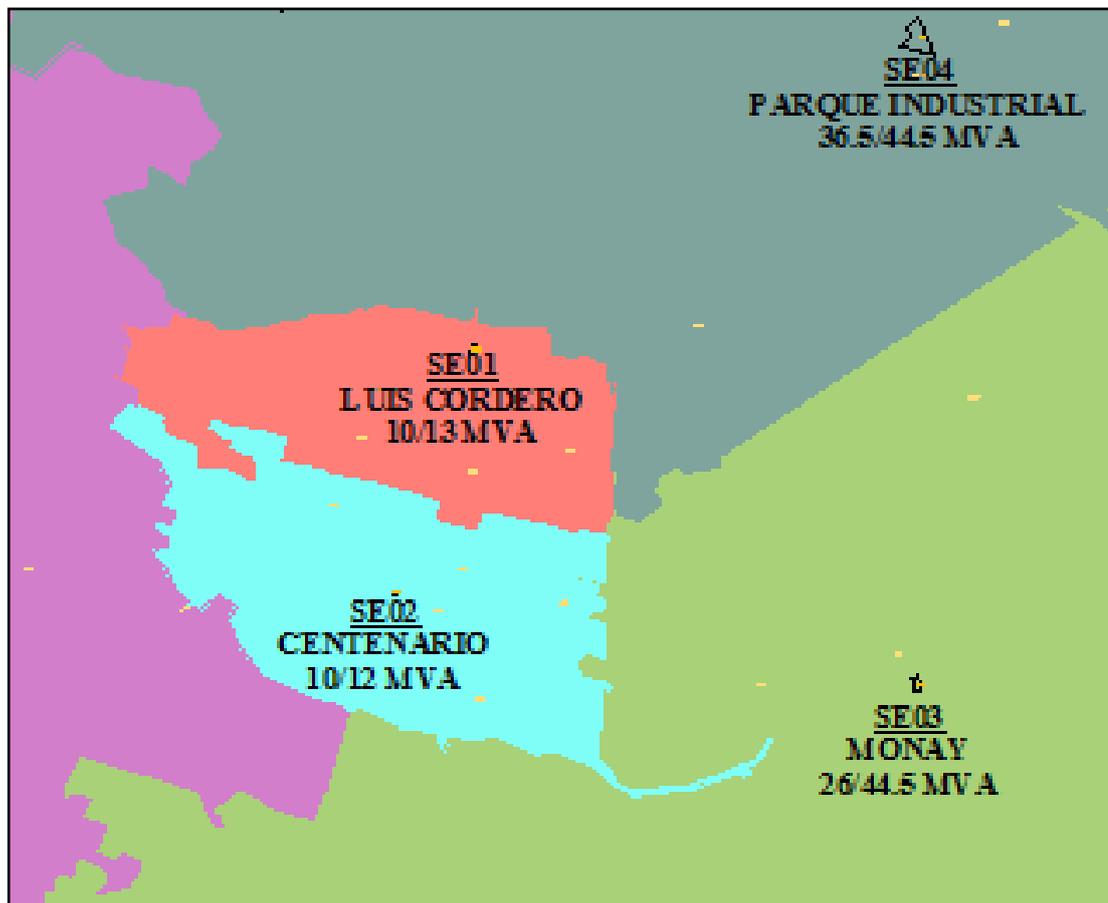


Figura 4.29 Territorios de servicio de las subestaciones SE01 y SE02.

Para la SE03 (MONAY) se puede observar que su área de servicio es bastante amplia en comparación de la SE01 y SE02 y las principal razón es que la capacidad de la SE03 es dos y cuatro veces más en OA/FA respectivamente, además esta subestación brinda servicio en zonas urbanas ubicadas fuera del centro de la ciudad de Cuenca en las cuales existe un crecimiento de carga diferente al existente en las SE01 y SE02. Con respecto a su ubicación se observa que no se encuentra en el centro de su territorio de servicio y en un futuro se podría considerar alimentar parte de la carga de la SE02, (subestación vecina) evaluar la capacidad de las unidades de transformación con el fin de mejorar la cargabilidad futura y una mejor ubicación con respecto a su área de servicio. La SE03 cuenta con dos transformadores de relación 69/22 kV, por ende posee un mayor alcance económico de carga.

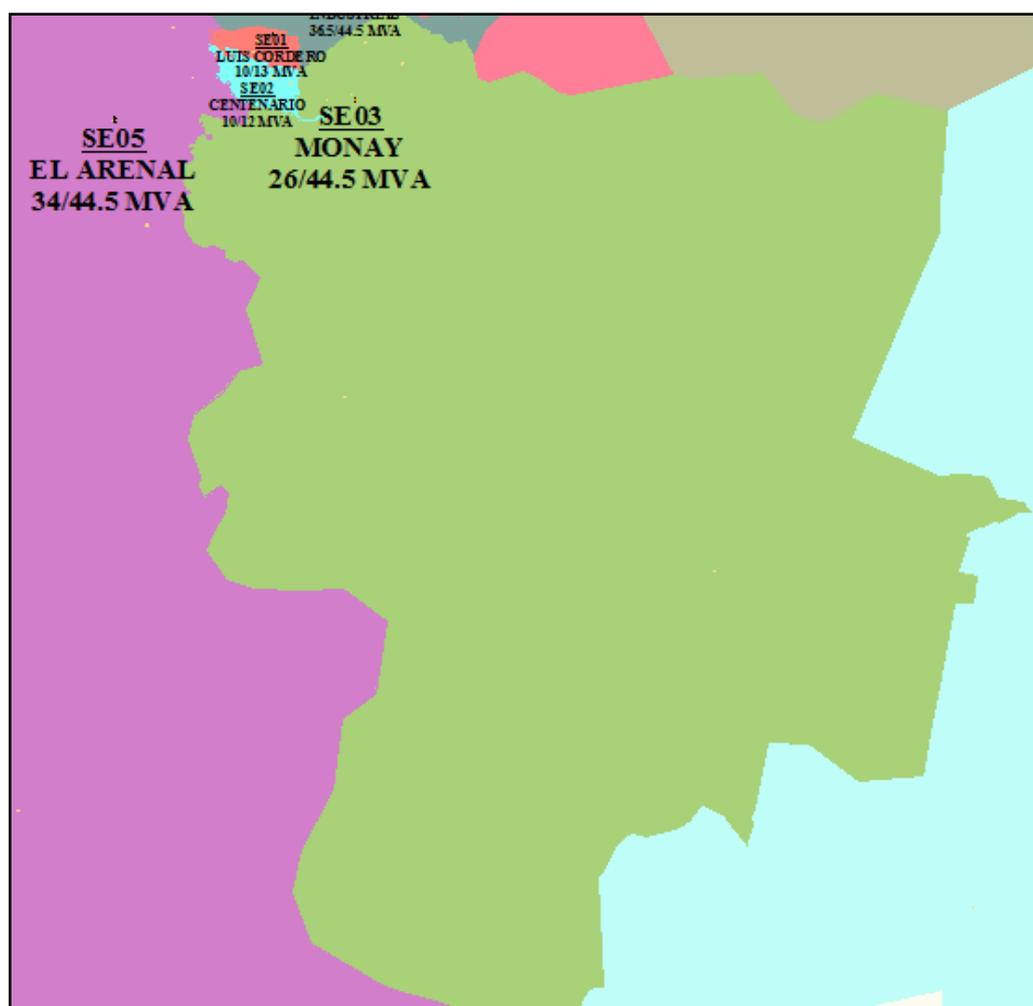


Figura 4.30 Territorio de servicio de la SE03.

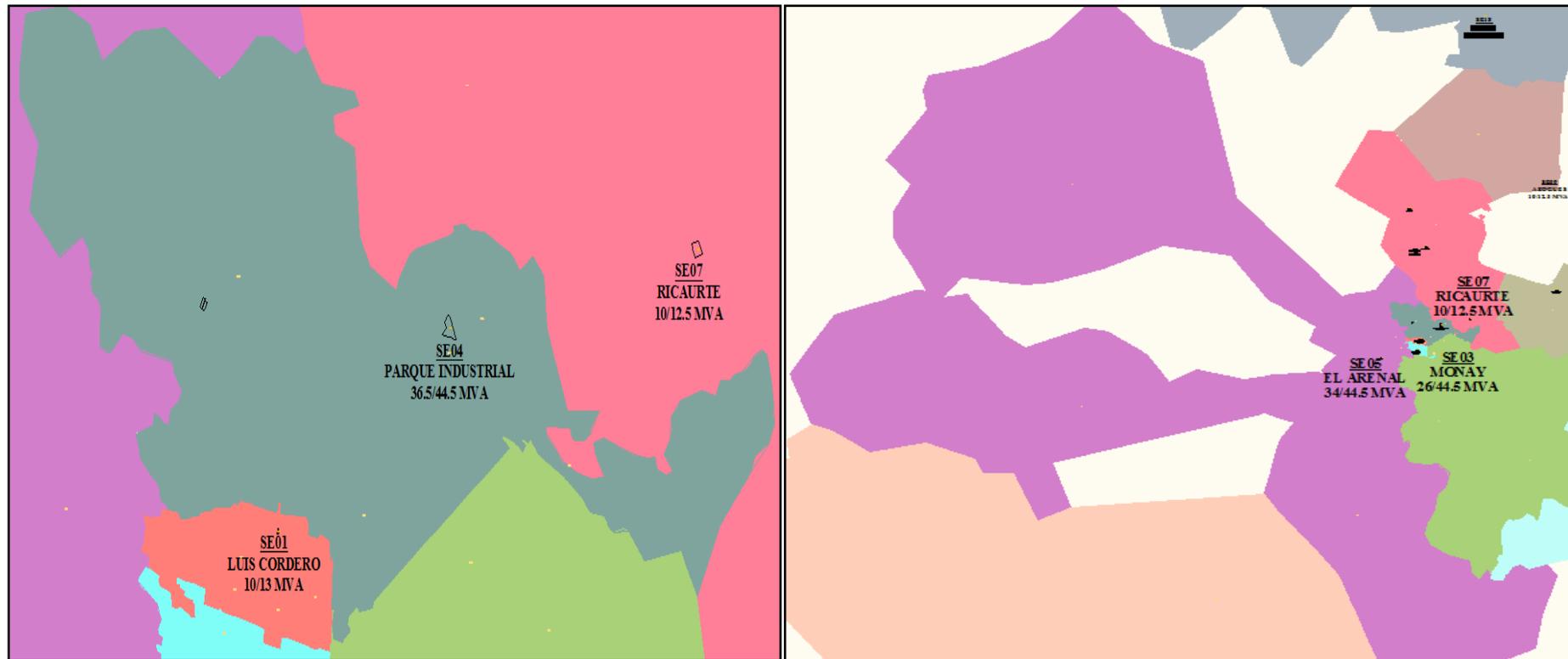


Figura 4.31 Territorio de servicio de las SE04 y SE05. Se puede observar que la capacidad existente en la SE04 y SE05 son aproximadamente iguales, pero el territorio de cobertura una frente a otra es mayor debido a la carga existente en cada territorio, la una abarca una zona de gran demanda de energía al ser una zona industrial, la otra cubre una zona rural (Ricaurte), con una demanda no tan grande, se puede notar que la planificación tiene previsto un terreno para una futura subestación dentro del territorio de servicio de la SE04, esto es muy importante ya que las empresas distribuidoras la analizan con mucho detalle la ubicación de la misma, ya que de una buena planificación se obtendrán mayores beneficios.

Con el objetivo de aliviar la carga de las subestaciones 04 y 05 se pretende incluir una nueva subestación, como se muestra en la figura 4.27, se ha utilizado el método de la mediatriz para identificar su posible territorio de servicio. Se puede observar que el territorio de servicio de la nueva subestación va a ser toda el área encerrada por las líneas gruesas.

Al ubicar esta nueva subestación también se modifican los territorios cubiertos por las subestaciones vecinas, igual sucede con la cargabilidad en los transformadores de estas subestaciones disminuirían con la entrada en operación de esta nueva subestación. La ubicación definitiva de esta subestación será determinada en función de la tendencia del crecimiento de las cargas, ya analizadas en el capítulo 3.

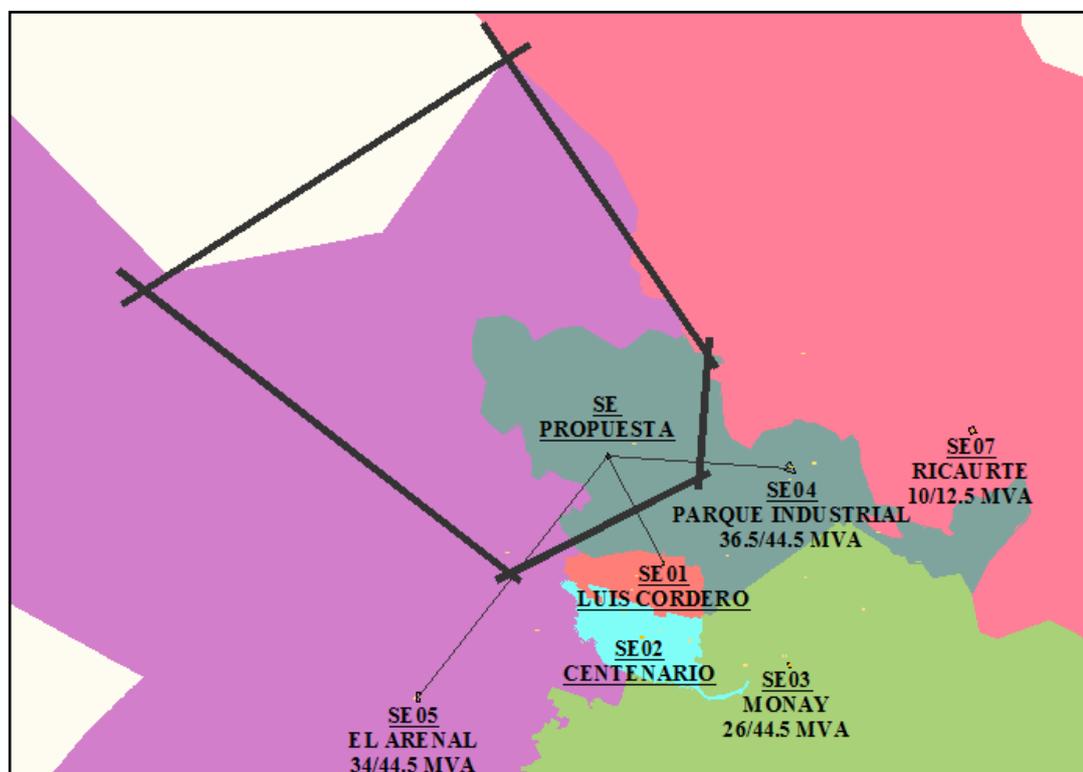


Figura 4.32 Regla de la mediatriz por la ubicación de una nueva subestación.

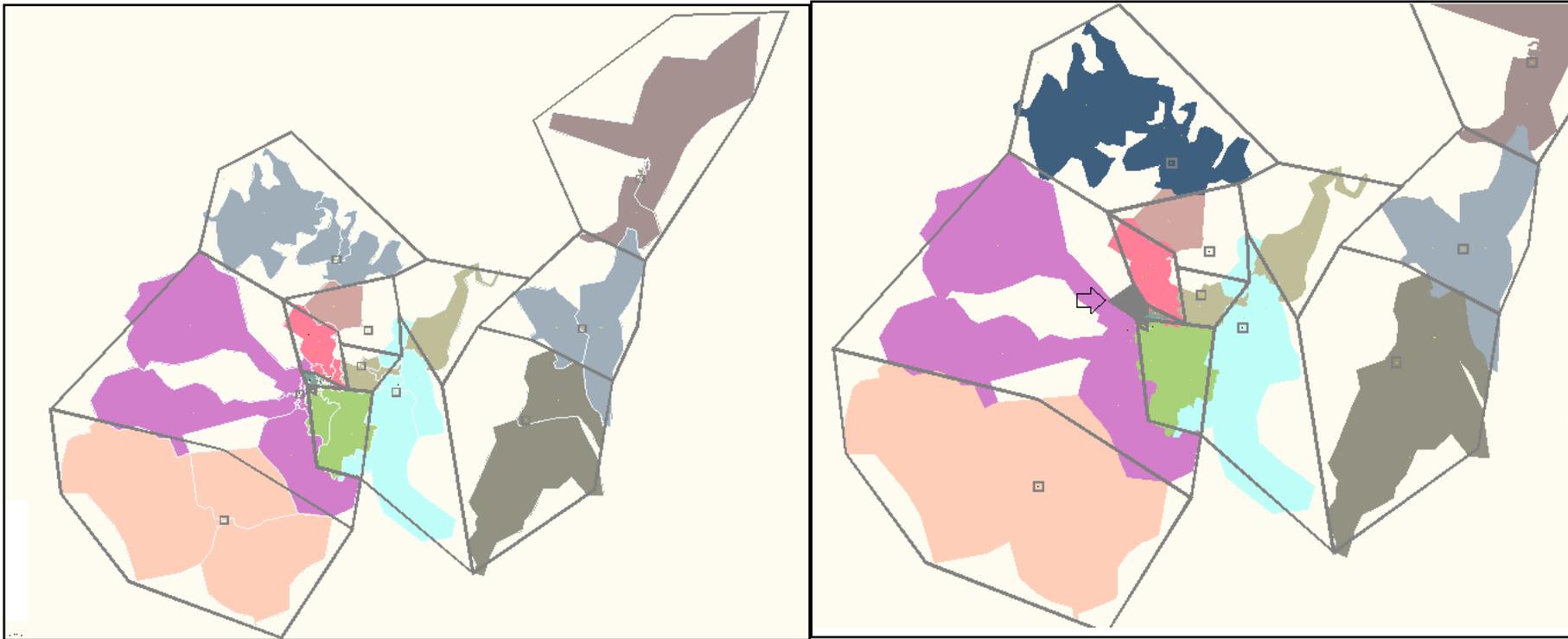


Figura 4.33 La imagen de la derecha muestra el territorio de servicio con la adición de la nueva subestación.

Se establece entonces que la planificación de sistemas eléctricos requiere la selección de opciones de solución, asignando recursos a fin de lograr objetivos específicos sobre la base de un diagnóstico preliminar. Los proyectos de transmisión eléctrica son de larga maduración, por lo que las previsiones económicas y de financiamiento se deben proyectar en ese horizonte, o sea dentro de un plan de largo plazo.

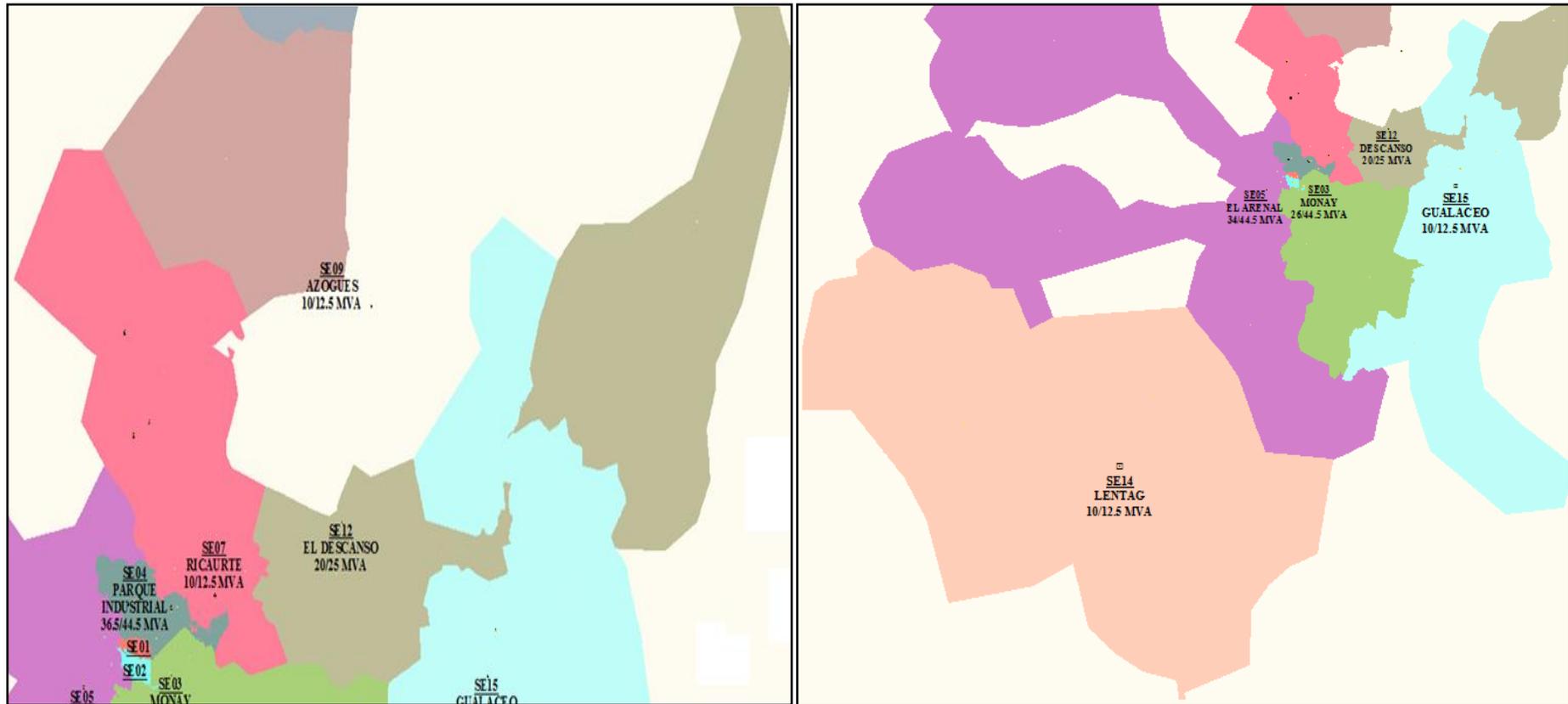


Figura 4.34 Territorio de servicio de las subestaciones 07, 09, 12 y 15.

Se puede observar que la ubicación de la SE07 se encuentra en la parte sur de su área de servicio. Aquí, la subestación no está óptimamente ubicada. En capítulos anteriores se determinó que debido al importante crecimiento de la carga dentro del territorio servido por la SE07 se realizará la adición de un transformador de potencia con el fin de satisfacer el incremento de la demanda y mejorar la confiabilidad del servicio. Se puede observar un caso muy particular para la SE09 la cual se encuentra fuera de su territorio de servicio, como se muestra en la figura 4.35.

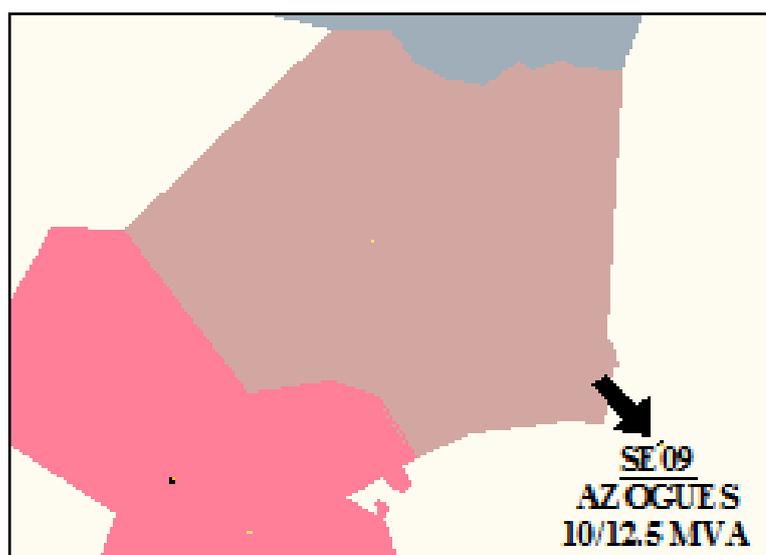


Figura 4.35 Ubicación de la SE09 y su territorio de servicio.

El territorio de servicio de la SE12 se encuentra atravesado por el de la SE15, esto sale fuera de las normas establecidas, una opción podría ser ubicar una nueva subestación en este territorio a fin de cubrir y abastecer esta zona de servicio, además de aliviar la carga en las subestaciones aledañas. El incentivo económico para construir aquí una nueva subestación es bueno ya que la concentración de carga es cercana a las subestaciones existentes. Mientras que la SE14 parece estar casi en el centro, cumpliendo los parámetros establecidos para una correcta ubicación.



Figura 4.36 Territorio de servicio de las subestaciones 18, 21, 22 y 23. Estas subestaciones corresponden al sistema de Morona Santiago, sectores que poseen un bajo incremento en densidad de carga, por lo que se puede notar que las regiones servidas son amplias en comparación a su capacidad. Se puede observar que la SE22 se encuentra ubicada aproximadamente en el centro de su territorio de servicio, no así es el caso para las SE18, SE21 y SE23. La planificación juega un papel muy importante en el hecho de cubrir cada territorio de servicio de la subestación con la capacidad necesaria para satisfacer la demanda de energía de los consumidores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

SOBRECARGA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA E IMPACTO EN SU VIDA ÚTIL

Conclusiones:

- La determinación de los daños producidos en un transformador de potencia dependen de la degradación del aislamiento y de los calentamientos producidos, los cuales son determinados por la temperatura del punto más caliente del arrollamiento, con la cual se puede calcular su envejecimiento y su pérdida de vida.
- Los sistemas de refrigeración influyen directamente a la hora de determinar los límites de temperatura y el grado de sobrecarga de un transformador de potencia.
- Al elevar la temperatura ambiente, la capacidad de sobrecarga disminuye en función del tiempo y la temperatura del punto más caliente del devanado (°C).
- En la medida en que el porcentaje de carga previa a la sobrecarga está próximo a la capacidad nominal, la capacidad de sobrecarga disminuye a consecuencia que el límite térmico se alcanza en forma acelerada.
- Al operar cerca del límite de temperatura máximo en el punto más caliente del devanado (180 °C) se incrementará el sacrificio de vida y el transformador verá reducida su vida más allá de lo que regularmente lo hace en condiciones normales de trabajo.
- Todos los transformadores de potencia asociados a la red que compone la CENTROSUR pueden someterse a regímenes de sobrecarga, pero cada caso deberá ser analizado por separado.

- Actualmente el TR1 de la SE07 funciona con su capacidad FA (12 MVA) únicamente en horas pico. Para fines del presente año en la SE07 se pronostica una carga de 11.07 MVA, por lo que será necesario su operación en refrigeración FA de forma permanente.
- En el año 2012 se predice una carga de 12.07 MVA, el TR1 operará al 100.584% de su capacidad nominal (FA), según la norma C57.921981 la pérdida de vida será igual a la pérdida de vida a la capacidad nominal, por lo que también se podrá aplazar su ampliación.
- Para el año 2015 se predice una carga de 13.75 MVA, el TR1 estará operando al 114.58% de su capacidad nominal (FA), según la norma C57.92.1981 la pérdida de vida será de 0.25% (Se deberá monitorear continuamente las temperaturas para no exceder las máximas establecidas). Dado lo anterior se puede posponer la ampliación de la SE07 hasta el año 2015.

Recomendaciones:

Dado que las relaciones estadísticas muestran que el 85% de las fallas en los transformadores de potencia ocurren generalmente por problemas en el aislamiento, y el 15% por otras causas como defectos de fabricación, problemas en el transporte o en la instalación. Por ésta razón los métodos de mantenimiento preventivo deberán concentrarse en monitorear y controlar la integridad del aislamiento.

Se establecen entonces las siguientes recomendaciones:

- Para resguardar la integridad de los transformadores sometidos o no a regímenes de sobrecarga, resulta indispensable realizar una inexorable verificación del sistema térmico de cada unidad para verificar las condiciones reales de temperatura.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Elaborar un esquema de seguimiento de las temperaturas del aceite y de los devanados para prevenir calentamientos excesivos y/o disparos no planificados por estos sistemas de protección.
- La toma de datos para el registro de temperaturas de los transformadores de potencia, se debería realizar a la hora pico, puesto que en dicho momento el transformador trabaja a una mayor temperatura.
- El conocimiento del envejecimiento acumulado de los transformadores y su histórico pueden suponer una herramienta muy útil de cara al mantenimiento preventivo y predictivo del parque de transformadores de la CENTROSUR.
- Como parte del cálculo de pérdida de vida útil (temperatura de los devanados, aceite y ambiente), y para obtener un diagnóstico más detallado de la condición actual y futura del transformador, deben hacerse regularmente (con un cierto criterio de frecuencia), pruebas como:

En el aceite:

- Rigidez dieléctrica
- Acidez
- Cromatografía de gases disueltos
- Compuestos furánicos
- Contenido de agua

En el aislamiento sólido:

- Mediciones de aislamiento
- Tangente delta ó factor de potencia
- Grado de polimerización.

CARGABILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CONDICIONES OPERATIVAS

Conclusiones:

- Una subestación con más de dos unidades transformadoras proporcionará un mayor grado de confiabilidad y apoyo de contingencia al sistema del cual forma parte, además de brindar ahorros económicos en mantenimiento al usar unidades compatibles.
- La capacidad en una subestación está determinada en base al crecimiento de carga en su territorio de servicio, la acertada proyección en el crecimiento de la demanda permite al planificador elegir el momento óptimo para la adición de capacidad, a fin de obtener el mayor beneficio económico.
- El margen de cargabilidad en un transformador de potencia es el resultado de la ingeniería de planificación de cada empresa y su implementación asegura la capacidad de sobrecarga, la fiabilidad y apoyo de contingencia.
- Una transferencia de carga entre alimentadores de distintas subestaciones, provoca un notable incremento en la capacidad de la subestación que apoya la contingencia, por lo que es necesario un margen que garantice esta labor sin exponer la unidad a un acelerado sacrificio de vida.

Recomendaciones:

- Debido a que el transformador de potencia constituye parte fundamental de la subestación y de gran inversión, es necesario contar con un plan adecuado (margen de carga) en el que se establezcan parámetros en el cual ha de funcionar el transformador bajo condiciones de contingencias.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Antes de efectuar una transferencia de carga se debe realizar un análisis de cargabilidad en la capacidad térmica de los alimentadores de manera que garantice la ejecución de la misma.
- Antes de realizar una transferencia de carga se debe realizar un análisis económico entre la energía vendida y la energía no suministrada, este análisis determina si es oportuno o no realizar dicha transferencia.
- La compra de la nueva unidad transformadora TR2 de la SE07 deberá ser de pérdidas reducidas, además compatible con la unidad existente, para la obtención de un mayor beneficio económico.
- Los transformadores de las subestaciones SE03, SE05, SE07 y SE21 poseen una cargabilidad promedio superior al 100 %, Se recomienda realizar un análisis detallado de la evolución de carga para el incremento de su capacidad con el fin de atender la demanda de energía futura.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y SU INFLUENCIA EN EL ASPECTO ECONÓMICO

Conclusiones:

- Las perturbaciones crean campos electromagnéticos. Así, cuando los conductores de baja intensidad o de transmisión de datos están muy próximos a cables de gran potencia recorridos por corrientes armónicas, pueden, por inducción, ser receptores de corrientes que pueden provocar fallos en el funcionamiento de los elementos conectados a ellos.
- Una carga lineal pura, aquella que produce una corriente sinusoidal tendría un factor K igual a la unidad. Un factor K mayor indica que las pérdidas por corrientes parásitas en el transformador serán K veces mayor que el valor a la frecuencia fundamental. Por lo que los transformadores con clasificación K , están diseñados, para tener pérdidas por corrientes parásitas muy bajas a la frecuencia fundamental.
- Muchos dispositivos de medida de calidad de la energía miden directamente el factor K de la corriente de la carga. Una vez que se conoce el factor K de la carga, resulta sencillo especificar un transformador que presente una clasificación del Factor K superior, tomada de entre las de la gama estándar.
- Reducción de la eficiencia provocada por corrientes parásitas, como por el incremento de la corriente eficaz producen un calentamiento excesivo en los transformadores, produciendo un incremento de las pérdidas, debidas a las corrientes parásitas.
- Según lo establecido por el CONELEC los límites para THD son del 8%, encontrándose todos los transformadores de potencia dentro de los parámetros establecidos. Se puede ver que para los casos más desfavorables, en los cuales existe un mayor THD se dan en las subestaciones SE01 y SE02

los mismos que se encuentra localizados en el zona urbana del centro histórico de la ciudad de Cuenca, sector comercial y de negocios de esta urbe.

- Las pérdidas eléctricas influyen en la operación del sistema eléctrico, perjudicando substancialmente los costos en la operación y en la calidad de servicio, las cuales causan grandes perjuicios económicos a la empresa eléctrica distribuidora.
- Previo a optimizar el estado de perdidas en un sistema eléctrico es necesario realizar evaluaciones técnicas y económicas detalladas mediante procedimientos factibles y acordes a la causa. Una evaluación de pérdidas en los transformadores es importante debido a que sus resultados corroboran las posibles decisiones en la adquisición de nuevas unidades de manera óptima y económica.
- Las proyecciones de demanda de potencia y energía, están entre las primeras y más importantes tareas en el proceso de planificación del sistema eléctrico; de la exactitud con que sean realizadas dependerá, en gran medida, la oportunidad de los proyectos futuros.
- El desempeño de un sistema de potencia depende de la planificación y de las acertadas decisiones que se tomen durante esta etapa, ya que las mismas incidirán en su calidad del servicio. De una planificación eficiente se obtendrá una distribución económica adecuada.

Según las recomendaciones establecidas en cada sección de esta tesis, analizando los parámetros que afectan directamente a la cargabilidad del transformador, y los posibles escenarios de ocurrencias se establece que se debe prever un margen del 2 % en la cargabilidad del transformador para el THD, y un 13 % para maniobras de transferencia de carga y apoyo de contingencia, dándonos un total del 15%, con lo cual se establecería el margen de cargabilidad para los transformadores de potencia en el 85 %.

Recomendaciones:

- Para nuevas instalaciones, siempre y cuando sea necesario, se deben escoger transformadores especialmente contruidos o con clasificación K. Cuando se utilicen transformadores existentes o estándar para alimentar cargas no lineales, éstos deberán ser desclasificados de una forma adecuada a su construcción.
- Utilizar un nuevo tipo de transformador de potencia sin aceite, con arrollamientos formados por cables de polímero seco con conductores circulares. La ausencia de aceite elimina el peligro de contaminación del suelo o del agua en caso de que se produzcan daños en el transformador y reduce mucho el riesgo de incendio o explosiones, por tanto, puede ser situado cerca de los puntos de consumo, por ejemplo bajo tierra o en lugares sensibles tanto desde el punto de vista urbano como ecológico. Dado que el campo eléctrico queda completamente confinado dentro del cable XLPE y que la superficie del cable está al potencial de tierra, este tipo de transformador ofrece oportunidades únicas para optimizar el diseño de los transformadores de potencia
- Del total de transformadores de potencia propiedad de la CENTROSUR, únicamente el 15 % son unidades modernas, el 45 % están próximos a cumplir con su ciclo de vida por lo que a mediano plazo deberán ser reemplazados por unidades eficientes y el 40 % restante se deberá realizar un estudio individual para su posible reemplazo a largo plazo.
- La empresa eléctrica CENTROSUR debe ejercer constantemente proyectos para la determinación, regulación y optimización de pérdidas técnicas debido a que es de suma importancia para la economía de la empresa.
- El paso del tiempo afecta a las subestaciones. Los cambiantes mercados, una población consciente del medio ambiente y las nuevas tecnologías significan que las subestaciones antiguas y nuevas se enfrentan con nuevos tiempos y

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

nuevos desafíos. Por lo que en la planificación de una nueva subestación esta deberá satisfacer requisitos estrictos de disponibilidad, ocupación de espacio y con mínimo impacto ambiental.

ANEXO

Temperatura y condiciones de altitud inusuales

TEMPERATURA PROMEDIO MÁXIMA DE REFRIGERACIÓN POR AIRE PARA CARGA NOMINAL KVA				
Método de refrigeración	1000 m	2000 m	3000 m	4000 m
	3300 ft	6600 ft	9900 ft	13200 ft
	°C			
Auto refrigeración - líquido inmerso	30	28	25	23
Refrigeración forzada por aire - líquido inmerso	30	26	23	20
Refrigeración forzada por aceite - líquido inmerso con refrigeración aire-aceite	30	26	23	20

Tabla A1

*Es recomendable que el incremento de temperatura de la refrigeración por aire se calcule en un promedio de 24 horas consecutivas. Cuando el aire exterior es el medio de refrigeración, el promedio máximo y mínimo de las temperaturas diarias puede ser usado. El valor obtenido de esta manera usualmente es un poco alto, pero no más de 0.3 °C, que el promedio diario real.

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

A.1 Condiciones de servicio en altitudes y temperaturas inusuales

Los transformadores pueden funcionar a elevadas temperaturas ambientes ó elevadas altitudes como se especifica en ANSI C57.12.00-1980, pero su rendimiento puede ser afectado y se deberá tomar especial consideración a estas aplicaciones.

A.2 Efecto de la altitud en la elevación de temperatura

El efecto de la disminución de la densidad de aire debido a elevadas altitudes es el incremento en la elevación de temperatura de transformadores pues ellos dependen del aire para la disipación de pérdidas de calor.

A.3 Operación a carga nominal

Los transformadores pueden operar a cargas nominales en altitudes mayores que 3300 ft (1000 m) sin exceder sus límites de temperatura con tal de que el promedio de temperatura de la refrigeración por aire no exceda los valores de la tabla A1 para las respectivas altitudes.

A.4 Operación menor a la carga nominal

Los transformadores pueden operar en altitudes mayores que 3300 ft (1000 m) sin exceder sus límites de temperatura con tal de que la carga a llevar sea reducida por debajo de la nominal por los porcentajes dados en la tabla A.2 por cada 330 ft (100 m) cuando la altitud es superior a 3300 ft (1000 m).

FACTOR DE CORRECCIÓN A CARGA NOMINAL PARA ALTITUDES MAYORES DE 3300 ft (1000 m)	
Tipos de refrigeración	Factor de corrección (%)
Refrigeración por aire - Líquido inmerso	0.4
Refrigeración por agua - Líquido inmerso	0.0
Refrigeración forzada por aire - Líquido inmerso	0.5
Refrigeración forzada por líquido - Líquido inmerso Con refrigeración líquido – agua	0.0

Tabla A.2

Fuente: IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994

A.5 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL TRANSFORMADOR

A.5.1 Precio Anual Uniforme Equivalente y Precio Asociado a Cada Hora de Trabajo

El método del precio anual uniforme equivalente (PAUE) consiste en convertir todos los ingresos y egresos, en una serie uniforme de pagos. Obviamente, si el PAUE es positivo, es porque los ingresos son mayores que los egresos y por lo tanto, el proyecto puede realizarse; pero, si el PAUE es negativo, es porque los ingresos son menores que los egresos y en consecuencia el proyecto debe ser rechazado.

Se basa en calcular qué rendimiento anual uniforme provoca la inversión en el proyecto durante el período definido. Por ejemplo: La unidad transformadora tiene una inversión inicial de \$ 250 000. El período de beneficio del proyecto es de 10 años a partir de la puesta en marcha y la reducción de costo cada año (beneficio del proyecto) es de \$ 50 000. La Tasa de interés capitalizada anualmente o Tasa de Descuento es del: 9.33 %.

Se calculan las anualidades de la inversión inicial: esto equivale a calcular qué flujo de efectivo anual uniforme tiene el proyecto, combinando la inversión y los beneficios. La situación equivale a pedir un préstamo de \$250 000 por 10 años al 9.33%. Si es así, se devolverían \$ 23 325 cada año durante 10 años. El precio asociado a cada hora de trabajo es el precio uniforme anual del transformador dividido para las 8760 horas que tiene un año.

Precio asociado al transformador: 25 \$/kVA	Precio del transformador (\$)	Precio anual uniforme del transformador (\$)	Precio asociado a cada hora de trabajo del transformador (\$)
Capacidad del TR1 de la SE07 (10 000 KVA)	250 000	23325	2.663

Tabla 3.7 Precio por inversión asociado a cada hora de trabajo del transformador.

A.5.2 Costo por inversión de las horas de vida extras pérdidas y costo asociado al porcentaje de energía no servida.

El costo por inversión de las horas de vida extra pérdidas por sobrecarga se encuentra al multiplicar las horas extras pérdidas por el precio asociado a cada hora de trabajo del transformador (2.663 USD).

La energía no servida es la sobrecarga de la unidad transformadora por el factor de potencia (0.92) y por las horas de sobrecarga.

El costo asociado al porcentaje de energía no servida es igual a la energía no servida por el costo a favor asociado a la energía no servida (0.0272 \$/kWh.)

Capacidad del Transformador TR1- SE07 (10MVA)	Sobrecarga Por unidad		Horas extras pérdidas	Costo (\$) por Inversión de las horas de vidas extras pérdidas por sobrecarga	Energía no Servida (kW)	Costo (\$) asociado al porcentaje de energía no servida
	1 Hora	1.81	350.4	933.1152	74520	2026.944
		1.93	700.8	1866.2304	85560	2327.232
	2 Horas	1.61	350.4	933.1152	112240	3052.928
	4 Horas	1.43	700.8	1866.2304	158240	4304.128

Tabla 3.8 Comparación entre el costo de las horas extras de vida perdidas y costo de racionamiento en la SE07 (Energía no servida).

A.6. Tabla de Capacidad para un Normal y Moderado Sacrificio de Vida
 Transformadores con Elevación de 65°C, Auto Refrigerado * (OA) y Refrigerado por Agua (OW)
 Carga Equivalente antes del pico de carga = 100% Capacidad Nominal

		Ambiente °C																	
		0			10			20			30			40			50		
Horas del Pico de Carga	% Pérdida de Vida	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite	Pico de Carga (p.u)	Temp (° C) Punto Caliente	Temp (° C) Parte Superior del Aceite
½	Normal	2	101.44	68	2	154	78	1.8	149	85	1	110	85	1.84	172	106	1	130	105
	0.25							2	164	88	2	174	98	2	<u>184</u>	108	1.72	173	<u>114</u>
	0.5																		
	1																		
	2																		
1	Normal	1.93	149	78	1.78	146	83	1.59	141	88	1	110	85						
	0.25	2	156	80	2	166	90	1.97	173	89	1.81	169	104	1.63	164	109	1	138	105
	0.5							2	176	100	1.93	179	108	1.77	175	<u>113</u>	1.5	164	<u>116</u>
	1										2	<u>186</u>	110						
	2																		
2	Normal	1.71	142	83	1.59	140	88	1.42	135	91	1	110	85						
	0.25	1.95	168	95	1.85	167	100	1.73	165	104	1.61	162	109	1.44	156	<u>111</u>	1	130	105
	0.5	2	173	98	1.93	176	104	1.82	174	109	1.7	172	<u>113</u>				1.34	158	<u>117</u>
	1				2	<u>183</u>	108	1.91	<u>183</u>	<u>113</u>									
	2																		
4	Normal	1.53	135	86	1.42	133	89	1.28	127	90	1	110	85						
	0.25	1.73	160	100	1.64	158	103	1.55	157	107	1.43	153	109	1.28	147	110	1	130	105
	0.5	1.8	168	104	1.71	167	108	1.62	165	<u>111</u>	1.52	163	<u>115</u>	1.39	159	<u>117</u>	1.22	151	<u>117</u>
	1	1.86	176	109	1.78	176	<u>113</u>												
	2	1.93	<u>186</u>	<u>114</u>															
8	Normal	1.4	126	83	1.3	124	86	1.19	120	87	1	110	85						
	0.25	1.58	150	98	1.49	148	101	1.41	147	104	1.3	144	106	1.19	140	107	1	130	105
	0.5	1.63	157	102	1.55	155	105	1.46	154	108	1.38	153	<u>111</u>	1.27	149	<u>113</u>	1.13	143	<u>113</u>
	1	1.69	165	107	1.61	164	110	1.53	163	<u>114</u>									
	2	1.75	173	<u>112</u>	1.67	173	<u>116</u>												
24	Normal	1.27	112	75	1.19	111	78	1.09	110	81	1	110	85	0.89	109	88	0.77	108	91
	0.25	1.43	132	88	1.35	132	91	1.27	132	95	1.19	131	98	1.09	130	101	1	130	105
	0.5	1.48	139	92	1.41	139	96	1.32	138	99	1.24	138	103	1.16	138	106	1.06	137	109
	1	1.53	146	97	1.46	146	100	1.38	146	104	1.3	145	107	1.22	145	<u>111</u>	1.13	144	<u>114</u>
	2	1.59	154	102	1.52	154	105	1.44	153	108	1.36	153	<u>112</u>						
4	1.64	162	107	1.57	162	110	1.5	161	<u>114</u>										

NOTA: Los valores subrayados , son recomendados como límites , están dados para asistir en interpolación de los límites máximos

% de pérdida de vida en adición a la pérdida normal de vida

* La temperatura real del agua podría estar por debajo 5 °C que la temperatura ambiente , y podría estar sobre los cero °C.

Fuente: IEEE STANDARD COLLECTION, Distribution, Power, and Regulating Transformers, Tomo II, 1994 Edition (Guide for loading mineral-oil- immersed power) p22.

**A.7 REGISTRO DE TEMPERATURA MAXIMA DE
LOS TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES-2009**

	Trafo	Hora	ENERO				dia	FEBRERO				dia	MARZO			
			Temperatura °C					Temperatura °C					Temperatura °C			
			Aceite	Devanados	Devanados	% C		Aceite	Devanados	Devanados	% C		Aceite	Devanados	Devanados	% C
S/E 04	TR01	14H00	50	58	57	17	52	60	60	17	58	65	66			
		21H00	42	46	47		46	50	50		49	55	56			
	TR03	14H00	48				47				48					
		21H00	38				40				40					
S/E 05	TR03	14H00		58		17		59		09	48	52				
		19H00		60				60			48	57				
	TR01	14H00	47	52			47	54			46	52				
		19H00	46	55			46	56			48	56				
S/E 07	TR1	14H00				26	-	-		11						
		21H00	47	72	91,64		47	71	93,61		48	72	92,72			
S/E 14	TR1	12:00	46	45	30,23	25	46	46	30,79	29	47	47	30,21			
		21:00	42	42	48,23		40	41	48,23		43	43	46,69			
S/E 15	TR1	13H00				06				06	-	-				
		21H00	52	54	73,68		53	54	71,26		53	55	72,87			
S/E 18	TR1	12:00	33	34	24,92	19	30	31	27,42	07	32	33	27,45			
		21:00	31	32	48,57		34	35	51,31		33	34	48,15			

**REGISTRO DE TEMPERATURA MAXIMA DE
LOS TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES-2009**

Trafo	Hora	dia	ABRIL				MAYO				JUNIO					
			Temperatura °C				Temperatura °C				Temperatura °C					
			Aceite	Devanados	Devanados	% C	Aceite	Devanados	Devanados	% C	Aceite	Devanados	Devanados	% C		
S/E 04	TR01	14H00	53	60	60		12	52	60	60		09	51	59	59	
		21H00	47	49	49			49	52	53			49	55	56	
	TR03	14H00	48					51					44			
		21H00	41					42					40			
S/E 05	TR03	14H00		57			26		59			30		50		
		19H00		64					65					55		
	TR01	14H00	46	52				49	56				40	77		
		19H00	48	58				50	60				44	78		
S/E 07	TR1	14H00					24					07				
		21H00	50	73		88,65		46	71		89,74		45	70		93,41
S/E 14	TR1	12:00	43	43		28,84	22	48	48		26,79	10	46	46		27,16
		21:00	46	46		48,30		44	44		45,37		44	44		47,14
S/E 15	TR1	13H00					26					05				
		21H00	52	53		65,20		53	55		69,55		52	53		67,30
S/E 18	TR1	12:00	32	33		23,67	06	32	33		25,64	22	29	30		27,11
		21:00	34	35				32	33		48,30		32	33		47,31

**REGISTRO DE TEMPERATURA MAXIMA DE
LOS TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES-2009**

		JULIO					AGOSTO					SEPTIEMBRE					
		Temperatura °C					Temperatura °C					Temperatura °C					
Trafo	Hora	dia	Aceite	Devanados	Devanados	% C	dia	Aceite	Devanados	Devanados	% C	dia	Aceite	Devanados	Devanados	% C	
S/E 04	TR01	14H00	53	60	62		17	52	59	60		16	55	63	63	62,78	
		21H00	48	54	54			47	52	53			46	52	53		
	TR03	14H00	47					50					45				53,76
		21H00	39					40					42				
S/E 05	TR03	14H00		58			31		55			15		59		79,81	
		19H00		60					60					64			
	TR01	14H00	48	54				44	51				47	54		86,47	
		19H00	46	56				46	57				48	59			
S/E 07	TR1	14H00					08					06					
		21H00	46	70		93,97		50	70		88,7		47	72		94,35	
S/E 14	TR1	12:00	46	46		30,04										58,37	
		21:00	44	45		53,34											
S/E 15	TR1	13H00					21					09					
		21H00	51	52		66,30		51	53		68,1		52	53		66,37	
S/E 18	TR1	12:00	31	32		29,21										57,71	
		21:00	34	35		49,77											

**REGISTRO DE TEMPERATURA MAXIMA DE
LOS TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES-2009**

	Trafo	Hora	OCTUBRE				dia	NOVIEMBRE				dia	DICIEMBRE			
			Temperatura °C					Temperatura °C					Temperatura °C			
			Aceite	Devanados	Devanados	% C		Aceite	Devanados	Devanados	% C		Aceite	Devanados	Devanados	% C
S/E 04	TR01	14H00	56	64	65		04	53	60	60		04	52	60	60	
		21H00	48	52	54			46	50	51			44	48	48	
	TR03	14H00	47					48					42			
		21H00	42					39					38			
S/E 05	TR03	14H00		57			04		60			02		60		
		19H00		70					62					61		
	TR01	14H00	45	52				48	54				49	53		
		19H00	47	58				47	58				41	56		
S/E 07	TR1	14H00					12					17				
		21H00	48	72		92,54		50	70		86,07		45	70		78,69
S/E 14	TR1	12:00														
		21:00														
S/E 15	TR1	13H00					25					31				
		21H00	52	54		64,13		53	54		69,21		53	54		73,30
S/E 18	TR1	12:00														
		21:00														

BIBLIOGRAFÍA:

- JAMMES H. HARLOW, Electric Power Transformer Engineering, 2007
- DONALD G FINK/H. WAYNE BEATY, *Manual de Ingeniería Eléctrica*, Decimotercera Edición, Mc GRAW-HILL
- BBC, Manual de instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica, Primera Edición española, 1983
- M. HORING / J. KELLY / S. MYERS / R. STEBBINS, Guía para el Mantenimiento del Transformador, Tercera Edición, 2005
- LEE WILLIS H, Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition, p.592, 593 610-611.
- CHAPMAN, Stephen, *Máquinas eléctricas*, Tercera edición, McGraw-Hill Interamericana, Bogotá
- IEEE STANDARDS COLLECTION, Distribution, Power and Regulating Transformers, 1994
- IEEE STANDARDS COLLECTION 519-1992.
- ANSI C57.110.
- DISTORSION ARMONICA, Ing. Eugenio Téllez Ramírez
- COSTAS JULIANO, Tecnología en transformadores, ABB.
- HORNING M, KELLY J, MYERS S & STEBBINS R, Guía para el mantenimiento del transformador, 2005

- DESMET JAN & DELAERE GREGORY, “Armónicos: Selección y Clasificación de los Transformadores” *CEDIC*, Madrid, 2005.
- Empresa Eléctrica Centro Sur C. A
- SGB, Transformadores de potencia, www.sgb-trafo.de.
- EL TRAF0 www.alipso.com/monografias/tranforma Colombia, 2000, p.61.
- U.S. DEPARTAMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, Físt 3-30 Transformers Maintenance, 2000.
- www.sgb-trafo.de, Partners in Power.
- DESMET JAN & DELAERE GREGORY, Armónicos: Selección y Clasificación de los Transformadores, 2005.
- Mantenimiento de transformadores, mantrixelectronics.blogspot.com.
- www.tadeoczerweny.com
- <http://blog.educastur.es/sanchezlastraieect/2010/02/04/rele-buchholz/>
- ABB, Engrasado y listo, J. C. Mendes, A. S. G. Reis, E. C. Nogawa, C. Ferra, A. J. A. L. Martins, A. C. Passos, 2007
- http://www.proyectosdeenergias.com/2008_10_01_archive.html
- www.squaredcompany.com
- POWER TRANSFORMERS, REF. EM 1110/2/3006, 30 JUN 94 c-4.pdf - Chapter 4

- www.usace.army.mil/inet/usace-docs-eng-manual/em1110-2-3006/
- AUTOMATIZACIÓN, PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD S.A DE C.V. 16 SUR 2122 COL.
apc@mail.precitool.com.mx