



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN
DIVISIÓN DE CIENCIAS FÍSICO MATEMÁTICAS Y DE LAS INGENIERÍAS
INGENIERÍA ELÉCTRICA- ELECTRÓNICA**

APLICACIÓN Y PRUEBAS DE REACTORES DE POTENCIA DE
EXTRA - ALTA TENSIÓN PARA COMPENSACIÓN
DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS DE POTENCIA

T E S I S

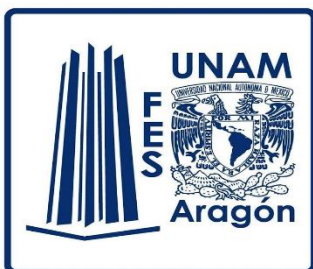
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA ELÉCTRICA - ELECTRÓNICA

PRESENTA:

WENDOLINE CANELA CRESCENCIO

DIRECTOR DE TESIS:

M. EN C. RODRIGO OCÓN VALDEZ



Ciudad Nezahualcóyotl, Estado de México. 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



DEDICATORIA



« A mi hija Yarennhi Salome »

Desde que naciste eres mi mayor ilusión, mi valentía, mi fuerza, mi inspiración. Por ser la alegría que me incita a seguir adelante todos los días de mi vida. ¡ Te amo princesa !



AGRADECIMIENTOS



Al finalizar este proyecto, es inevitable el asalto de un muy humano egocentrismo que me lleva a encontrar la mayor parte del mérito a mi aporte individual. Sin embargo; dicho aporte hubiese sido imposible sin la participación de aquellas personas que contribuyeron en mi formación personal y académica. A lo largo de este camino me encontré con personas que de alguna manera han marcado mi vida; algunas fueron como estrellas fugaces, pero por fortuna han quedado conmigo quienes la vida misma ha decidido que me acompañen y con ellos es con quienes quisiera seguir el sendero de mi vida. Por ello, es un verdadero honor utilizar este espacio para expresarles mis más sinceros agradecimientos.

En primera instancia agradezco profundamente a Dios; Por llenar mi ser de fortaleza, por ser quien me acompaña todos los días de mi vida, por ser mi guía en cada paso que doy. Por ser el mejor amigo de todos, mi confidente, mi mejor amigo, a quien recorro siempre que emprendo un proyecto nuevo. A quien le agradezco haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi inspiración, mi compañía y sobre todo por darme la vida, por darme salud, sabiduría y un amor incondicional, por todas sus bendiciones.

A mi princesa; Por ser mi mayor orgullo, por ser mi mayor inspiración para poder llevar a cabo la culminación de mis estudios universitarios. A quien le agradezco infinitamente recibirme siempre con un cálido abrazo y llenarme de mil besos, por robarte horas de convivencia para poder lograr esta meta. A ti hija, por todo lo que me has enseñado, por el amor tan grande que irradian y la felicidad que siempre nos contagia, quien en su momento fue mi compañera de clase y ahora mi compañera de viaje. Gracias Salito por darme la dicha de ser tu mami, eres mi razón de ser. Te amo princesa.

A mis padres: Marcelina Crescencio Martínez y Gonzalo Canela Miguel; Gracias por ser mi primera escuela, por brindarme todo lo necesario para las pruebas más difíciles; Las de la vida. Hemos vivido juntos aciertos y tropiezos, y cada una de ellas han valido la pena.

- ❖ **Mami;** Te agradezco todas las enseñanzas que me has dado, gracias por tu apoyo incondicional, por darme ánimos en los momentos más difíciles de mi vida. Que a pesar de ser tan frágil y sensible eres una mujer decidida, luchadora, que tuviste la capacidad de ser madre, padre, doctora, en fin, una ingeniera de la vida, gracias por tus consejos y cuidados. Gracias por hacer de mí una persona responsable, por darme las fuerzas para alcanzar mis metas y sueños. Te quiero mucho mami.
- ❖ **Papi;** Gracias por darme las herramientas necesarias para ahora trazar un camino propio, lleno de abundancia en las que seguiré aprendiendo de las experiencias de la vida, por su apoyo incondicional, por su dedicación y empeño hacia mis proyectos. Le agradezco enseñarme a enfrentar los obstáculos siempre con la frente en alto, por procurar mi bienestar y el de mis hermanos, enseñándonos el hábito del estudio, que nada es imposible siempre que uno así lo desee. Gracias papi.



A mi hermana Sandy; Eres mi compañera de vida, mi primer amiga, con quien pasé los mejores momentos de mi infancia, siempre juntas apoyándonos en todo momento. Te quiero mucho, gracias por darme ánimos y fuerzas cuando más lo he necesitado, te lo agradezco de todo corazón.

A mi hermano Henry; Hermanito gracias por brindarme alegrías y satisfacciones que influyeron directamente en el ánimo para empezar una semana. Por ser mi amigo, mi confidente; y que a pesar de la distancia siempre estás ahí apoyándome en todo momento para seguir adelante con mis proyectos y metas.

A mi abuelita Esperanza; Quien es mi segunda madre, estoy muy orgullosa y agradecida de tenerla a usted en mi vida, gracias por guiar mis pasos y por brindarme todo lo necesario para ser lo que hoy soy. Por tener la confianza de compartir conmigo sus conocimientos, sus experiencias y confiar siempre en mí. Sin duda la persona que nunca me ha dejado sola, la quiero mucho abuelita.

A mi tía Luisa Mtz; Quien me brindó su calor humano desde que yo era pequeña, quien me llevaba a clases, de quien recibí regaños, pero gracias a ellos aprendí a ser responsable, a quien agradezco sus horas de cuidado y convivencia, por ser un ejemplo a seguir. Tía, gracias por tus consejos y tu apoyo incondicional, tienes un corazón muy noble que llena de mucha felicidad.

A mi tía Sonia Orozco; Le agradezco apoyarme para poder cumplir con esta meta. Gracias tía por sus consejos, por sus experiencias de vida de las cuales voy aprendiendo, gracias por enseñarme a valorar cada una de las cosas, por su compañía y por su apoyo moral.

A Luis David Díaz; Gracias por ser el mejor de los amigos, por acompañarme desde el inicio de mis estudios universitarios, aquella persona que no pierde oportunidad de darme un consejo y que cada que necesito recargarme en alguien siempre está para apoyarme. Gracias por tu amistad y apoyo en todo momento, por hacer amena mi estadía en la CDMX, gracias Deivid por tu amistad sincera, gracias por los hermosos momentos que sólo contigo se pueden lograr, eres una persona increíble. Te adoro.

A Cristian M. Rupit; A quien agradezco profundamente su apoyo moral, a quien recurrí en momentos sumamente difíciles y de quien recibí el apoyo que únicamente la familia puede brindar. Quien influyó directamente en el ánimo para poder terminar mis estudios, gracias por tu compañía, por tu apoyo sincero. Gracias Cris por ser mi amigo, mi consejero, quien me ha enseñado siempre a poner lo mejor de mí en todo lo que hago, gracias por confiar en mí.

A mis compañeros de clase; Siempre recordaré sus mejores facetas, a quienes les agradezco las horas de diversión, alegrías, por ser mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis profesores; Por tener la vocación de compartir sus conocimientos conmigo, por su paciencia, dedicación y esfuerzo. Por darme las herramientas para hoy poder cumplir con esta meta.



A la Facultad de Estudios Superiores Aragón y a la Universidad Nacional Autónoma de México; Por haber sido mi segunda casa, aquel lugar lleno de grandes vivencias y experiencias, por creer en mí como estudiante y brindarme la oportunidad para ser parte del desarrollo de nuestro país. Aquel lugar donde conocí a mis mejores amigos, aquellos compañeros con quien comparto una experiencia de vida.

A mi director de tesis M. en C. Rodrigo Ocón Valdez; Por aceptarme para realizar esta tesis bajo su dirección, por facilitarme siempre las herramientas y los medios suficientes para llevar a cabo este proyecto. De los mejores profesores que he podido conocer, estoy muy orgullosa de tener la oportunidad de trabajar arduamente a su lado en este proceso. Muchas gracias.

A mis sinodales:

- ❖ Ing. Adrián Paredes Romero
- ❖ Ing. Juan Antonio Villanueva Ortega
- ❖ Ing. Abel Verde Cruz
- ❖ Ing. Ramón Patiño Rodríguez

Por su esfuerzo, paciencia y apoyo en todo momento en la elaboración de mi trabajo de tesis.

Agradezco a todos por ser parte de esta meta. Un abrazo y un beso a todos. Los quiere Wendy.

¡Lo logramos!



ÍNDICE



	<u>Página</u>
DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
INTRODUCCIÓN	1
TEMA I. CONCEPTOS BÁSICOS	3
1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	3
1.1.1 La unidad de carga	4
1.1.1.1 Cargas en un Sistema Eléctrico de Potencia	5
1.1.2 Ley de Ohm.....	6
1.1.2.1 Voltaje	7
1.1.2.2 Corriente.....	7
1.1.2.3 Resistencia.....	8
1.1.3 Potencia.....	8
1.1.3.1 Potencia mecánica	8
1.1.3.2 Potencia de rotación	8
1.1.3.3 Potencia eléctrica.....	9
1.1.4 Circuito eléctrico.....	9
1.2 COMPONENTES PRINCIPALES.....	10
1.2.1 Generadores eléctricos	12
1.2.1.1 Generadores sincrónicos	12
1.2.1.1.1 Generadores enfriados por aire.....	13
1.2.1.1.2 Generadores enfriados por hidrógeno.....	13
1.2.1.1.3 Generadores enfriados por hidrógeno / agua.....	14
1.2.1.2 Generadores de Inducción o asíncronos.....	14
1.2.1.2.1 Generadores de corriente alterna	15
1.2.1.2.2 Generadores de Corriente Directa.	16
1.2.1.3 Generadores rotatorios	17
1.2.1.4 Funcionamiento del Generador	18
1.2.2 Transformadores	18
1.2.2.1 Transformador monofásico	19
1.2.2.2 Transformadores de instrumentos	20
1.2.2.3 Acción transformadora.....	20
1.2.3 Interruptores	20
1.2.3.1 Cuchillas.....	22
1.2.3.2 Fusibles.....	22
1.2.4 Líneas de transmisión	23
1.2.5 Bancos de capacitores	24
1.2.5.1 Clasificación de bancos de capacitores de baja tensión.	24
1.2.5.2 El capacitor.....	25



1.2.6	Reactores.....	26
1.2.6.1	Diseño y construcción a medida.....	26
1.2.6.2	Calidad del reactor	27
1.2.7	Subestaciones eléctricas.....	27
1.2.7.1	Componentes y equipos que conforman una subestación eléctrica	27
1.2.7.2	Objetivos de una subestación	28
TEMA II. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.....		29
2.1	CONFIGURACIONES PARA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	29
2.2	POTENCIA EN CA	31
2.2.1	Potencia media P.....	32
2.2.2	Potencia instantánea p (T).....	33
2.2.3	Potencia compleja	35
2.3	TRIÁNGULO DE POTENCIA.	36
2.4	EQUIPOS PARA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	37
2.4.1	Bancos de capacitores	37
2.4.2	Condensador síncrono.....	38
2.4.2.1	Beneficios del condensador síncrono.....	39
2.4.3	Reactores en derivación (compensación reactiva en estado estable).....	40
2.4.3.1	Definiciones aplicables a reactores en derivación.....	40
2.4.4	Compensadores estáticos de VAR (SVC).....	41
2.4.4.1	Los tiristores.....	43
2.4.4.2	Principio de funcionamiento de un SVC.....	44
2.4.4.3	Clasificación del SVC	45
2.4.4.4	Aplicaciones del SVC	52
2.4.4.4.1	Configuración del SVC	54
2.4.4.4.2	Control de tensión y corrección del factor de potencia.	55
TEMA III. CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN		56
3.1	TIPOS DE REACTORES EN DERIVACIÓN.....	57
3.1.1.	Reactores de acuerdo con su medio aislante.....	57
3.1.1.1	En Aire	57
3.1.1.1.1	Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt	58
3.1.1.1.1.1	Aplicación de reactores tipo shunt	59
3.1.1.2.	En aceite	61
3.1.2	Clasificación de los reactores de acuerdo con el tipo de construcción	62
3.1.2.1	Reactores con núcleo de aire	62
3.1.2.2	Reactores con núcleo y entrehierro	63
3.1.3	Reactores de acuerdo con su aplicación.....	64
3.1.3.1	El reactor normalmente en servicio.....	64
3.1.3.2	El reactor del tipo conmutado (conexión y desconexión).....	64
3.1.3.2.1	Reactores limitadores de corriente	64



3.1.3.2.1.1	Reactores de fase.....	65
3.1.3.2.1.2	Reactores de unión de barra	66
3.1.3.2.1.3	Reactores de conexión a tierra del neutro	66
3.1.3.2.1.4	Reactores supresores de arco	67
3.1.3.2.1.5	Reactores dúplex	67
3.1.3.2.2	Reactor conmutado (capacitor-reactor)	68
3.1.3.2.3	Reactores limitadores de corriente de descarga.....	68
3.1.3.2.4	Reactores de control de flujo de potencia.....	69
3.1.3.2.5	Reactores conectados en derivación (compensación reactiva en estado estable).....	71
3.1.3.2.6	Reactores controlados por tiristor (compensación reactiva dinámica).....	71
3.1.3.2.7	Reactores filtro	72
3.2	DISEÑO DE LOS REACTORES.....	73
3.2.1	Requerimientos de diseño	73
3.2.1.1	Requerimientos de diseño eléctrico.....	75
3.2.1.2	Requerimientos de diseño magnético.....	75
3.2.1.3	Requerimientos de diseño dieléctricos.....	76
3.2.1.4	Requerimientos de diseño térmicos.....	77
3.2.1.5	Requerimientos de diseño mecánicos	77
3.2.1.6	Requerimientos de diseño de materiales	78
3.2.1.7	Requerimientos de fabricación.....	79
3.2.1.7.1	Fabricación de paquetes (donas)	79
3.3	CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN.....	81
3.3.1	Construcción de reactores en derivación tipo columna con núcleo radial.....	81
3.3.1.1	Pierna central del núcleo.	82
3.3.1.2	Características del reactor tipo columna.	83
3.3.2	Construcción de reactores en derivación tipo acorazado con núcleo de aire.....	85
3.3.2.1	Construcción del tanque.....	86
3.3.2.2	Bobinas tipo galleta.....	86
3.3.2.3	Guía de tensión.....	87
3.3.3	Construcción de reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt.....	88
3.3.3.1	Detalles de diseño de los reactores secos con núcleo de aire.....	90
TEMA IV. PRUEBAS DE FÁBRICA.....		91
4.1	RESISTENCIA ÓHMICA.....	91
4.1.1	Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia óhmica	91
4.1.2	Instrucciones para el uso del medidor de resistencia óhmica-Puente de Wheatstone	92
4.1.3	Conexiones para realizar la prueba	92
4.1.4	Interpretación de resultados	93
4.2	PRUEBAS DE AISLAMIENTO.....	94
4.2.1	Prueba de aislamiento con Megger	95
4.2.2	Resistencia de aislamiento	95



4.2.2.1	Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento.	97
4.2.2.2	Comprobación del medidor de resistencia de aislamiento.	97
4.2.2.3	Conexiones para realizar la prueba	98
4.3	FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.	99
4.3.1	Recomendaciones generales para realizar pruebas de factor de potencia del aislamiento .	99
4.3.2	Aparatos e instrumentos.....	100
4.3.3	Conexione para realizar la prueba.....	100
4.4	IMPULSO TIPO RAYO	101
4.4.1	Prueba de onda completa a tensión reducida	101
4.4.2	Prueba de onda cortada	101
4.4.3	Prueba de frente de onda.....	101
4.4.4	Prueba de onda completa a tensión plena	102
4.4.5	Conexiones para las pruebas de impulso	102
4.4.6	Dispositivos de protección.....	103
4.4.7	Devanados de impedancia muy bajos	103
4.4.8	Detección de fallas durante la prueba de impulso	104
4.4.9	Tiempos de barrido de los oscilogramas.....	105
4.5	POTENCIAL APLICADO.	105
4.5.1	Tensión aplicada	105
4.5.1.1	Ensayo de tensión aplicada	106
4.6	POTENCIAL INDUCIDO.	107
4.6.1	Objetivo de prueba.....	107
4.6.2	Procedimiento	108
4.7	LINEALIDAD.	108
4.7.1	Fenómenos lineales en el control de reactores continuos tipo tanque agitados	109
4.7.2	Análisis del reactor con control no lineal	110
4.7.3	Linealización exacta tomando como salidas: $y_1=h_1(x)=x_1$; $y_2=h_2(x)=x_5$	111
4.7.4	Linealización exacta tomando como salidas: $y_1=h_1(x)=x_3$; $y_2=h_2(x)=x_5$	112
4.8	MEDICIÓN DE DESCARGAS PARCIALES.	113
4.8.1	En banda ancha medido en pC.....	113
4.8.2	En banda angosta medido en μV	114
4.9	IMPEDANCIA.	114
4.10	MEDICIÓN DE PÉRDIDAS.	115
4.10.1	Factor de pérdidas	115
4.10.2	Pérdidas debidas a la carga y tensión de impedancia	116
4.10.2.1	Aparatos e instrumentos.	117
4.10.2.2	Corrección por temperatura.	117
4.11	PRUEBA DE TEMPERATURA.	120
4.11.1	Aparatos e instrumentos.....	120
4.11.2	Procedimiento	121



4.11.3	Cálculos de la temperatura promedio de los devanados al instante del corte mediante la extrapolación de la resistencia de los devanados en caliente	121
4.11.4	Corrección del incremento de temperatura por altitud	122
4.11.5	Corrección del incremento de temperatura del líquido por diferencia entre pérdidas totales requeridas y las de prueba	122
4.11.6	Corrección para el incremento de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante	123
4.12	NIVEL DE RUIDO.....	123
4.12.1	Aparatos e instrumentos.....	124
4.12.2	Cálculos y expresión de resultados	124
4.13	RESPUESTA EN FRECUENCIA (SFRA).	125
4.13.1	Aparatos e instrumentos.....	125
4.13.2	Procedimiento de prueba.....	126
4.13.3	Expresión de resultados	126
	CONCLUSIONES	127
	BIBLIOGRAFÍA.....	128
	ANEXOS.....	137



ÍNDICE DE FIGURAS



	Página
Figura 1.1. Sistemas eléctricos de potencia	3
Figura 1.2. Modelo atómico	4
Figura 1.3. Símbolo de resistencia en circuitos	8
Figura 1.4. Circuito abierto y circuito cerrado	10
Figura 1.5. Conexión serie y paralelo	10
Figura 1.6. Sistema eléctrico típico para la generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica	11
Figura 1.7. Ejemplo de Generador Eléctrico	12
Figura 1.8. Ejemplo de generador enfriado por hidrógeno	14
Figura 1.9. Ejemplo de generador enfriado por agua	14
Figura 1.10. Generador de inducción (a), partes de un motor de inducción (b)	15
Figura 1.11. Partes de generador de ca	16
Figura 1.12. Partes de un generador de cd	17
Figura 1.13. Ejemplo de generador de impulso rotativo	18
Figura 1.14. Ejemplo de transformador (a), aplicación del transformador (b)	19
Figura 1.15. Esquema de un transformador monofásico tipo núcleo y tipo acorazado	19
Figura 1.16. Diagrama de un interruptor (a), Ejemplo de interruptor termomagnético (b)	21
Figura 1.17. Ejemplo de interruptor de potencia	22
Figura 1.18. Ejemplo de cuchilla desconectadora monopolar	22
Figura 1.19. Fusible cc	23
Figura 1.20. Tipos de estructura para alta tensión	24
Figura 1.21. Ejemplo de banco de capacitores	25
Figura 1.22. Ejemplo de Capacitor	25
Figura 1.23. Reactor de potencia	26
Figura 1.24. Subestación eléctrica	28
Figura 2.1 Esquema de compensación individual	30
Figura 2.2. Esquema de compensación en grupo	30
Figura 2.3 Esquema de compensación centralizada	31
Figura 2.4. Cálculo de potencia de ca y cd	32
Figura 2.5. Triángulo de potencia	36
Figura 2.6. Ejemplo de condensador síncrono	38
Figura 2.7. Modelo esquemático de un condensador	39
Figura 2.8. Conexión típica del reactor en derivación	40
Figura 2.9. Mediciones de reactancia mutua	41
Figura 2.10. Esquema de un SVC	42
Figura 2.11. a) símbolo, b) estructura, y c) esquema equivalente de un tiristor de potencia	43
Figura 2.12. Esquema simplificado para un SVC	44
Figura 2.13. a) Configuración de un TSC y b) esquema equivalente de un TSC	45
Figura 2.14. A) Configuración de un TCR, b) formas de onda de intensidad de un TCR	48
Figura 2.15. Configuraciones trifásicas del TCR	50
Figura 2.16. Esquema simple de un TCR	50
Figura 2.17. Ejemplo de reactor controlado por tiristores con un capacitor fijo	51



Figura 2.18. Configuración general de un SVC tipo TSC-TCR	52
Figura 2.19. SVC fabricado por Alstom de +30/-25MVAR en 66 KV	53
Figura 2.20. Composición por fase de un SVC	54
Figura 2.21. Circuito equivalente del comportamiento de un SVC	55
Figura 3.1. Reactores en derivación a través del terciario del autotransformador	56
Figura 3.2. Reactores tipo seco	57
Figura 3.3. a) Aplicación de reactores Shunt en sistemas de potencia. b) banco de reactores shunt - 20 kV, 45 Mvar 3 fases, 50 Hz	59
Figura 3.4. a) Reactores shunt (2 bancos) 138 kV, 20 Mvar, 3 fases. b) Reactor shunt - 345 kV, 20 Mvar, 3 fases	60
Figura 3.5. Reactor de aterrizamiento de neutro tipo seco	61
Figura 3.6. Reactor monofásico sumergido en aceite	62
Figura 3.7. Reactor monofásico con núcleo y aire sumergido en aceite	63
Figura 3.8. Reactores sumergidos en aceite: (a) tipo acorazado, (b) tipo columna	63
Figura 3.9. Conexión típica de un reactor de fase	65
Figura 3.10. Conexión típica de un reactor unión de barra	66
Figura 3.11. Conexión típica de un reactor de conexión a tierra del neutro	66
Figura 3.12. Conexión típica de un reactor dúplex	67
Figura 3.13. Conexión típica de un reactor conmutado (conexión/desconexión)	68
Figura 3.14. Conexión típica de un reactor limitador de corriente de descarga	69
Figura 3.15. Conexiones de un reactor de alta tensión para control de flujo de potencia	70
Figura 3.16. Conexión típica del reactor en derivación	71
Figura 3.17. Compensador estático de VAR (CEV)	72
Figura 3.18. Conexiones típicas de un reactor filtro	73
Figura 3.19. Núcleo de aire con pantalla o blindaje monofásicos usado en reactores de neutro	73
Figura 3.20. Núcleo con entrehierros monofásicos usados en reactores en derivación de EAT	74
Figura 3.21. Núcleo de aire con blindaje (usado en reactores de terciario y reactores en derivación acorazados). Tres piernas con entrehierros (usado en reactores de bajas tensiones, normalmente en delta)	74
Figura 3.22. Distribución del flujo magnético	75
Figura 3.23. a) Corte en columna lateral y b) corte de frente de AT	76
Figura 3.24. Proceso de fabricación de donas	79
Figura 3.25. Columnas centrales	80
Figura 3.26. Piezas del núcleo radial (donas) de un reactor tipo columna	81
Figura 3.27. a) Pierna central del núcleo de un reactor monofásico. b) Devanado tipo entrelazado de alta capacitancia serie	82
Figura 3.28. Ensamble núcleo-bobina	83
Figura 3.29. Cálculo de la distribución de flujo magnético en el núcleo del reactor usando el método de elemento finito	84



Figura 3.30. Núcleo laminado de 3 piernas principales, con entrehierros de material no magnético de alta densidad y yugos superior e inferior sin gaps	84
Figura 3.31. Reactor en derivación de potencia tipo columna	85
Figura 3.32. Modelo esquemático de reactor tipo acorazado	85
Figura 3.33. Modelos de tanque	86
Figura 3.34. Bobinas tipo galleta	87
Figura 3.35. Guía de alta tensión	87
Figura 3.36. Ejemplo de Reactor Shunt 230 Kv, 50 Mvar	88
Figura 3.37. Ejemplo de Reactor Shunt 345 Kv, 20 Mvar	89
Figura 3.38. Diseño conceptual de un reactor tipo seco con núcleo de aire.....	90
Figura 4.1. Reactores. Prueba de resistencia óhmica del devanado	93
Figura 4.2. Reactores. Prueba de resistencia de aislamiento	98
Figura 4.3. Reactores. Prueba de factor de potencia de aislamiento	100
Figura 4.4. Circuito para medición de pérdidas a 60 Hz	118
Figura 4.5. Circuito de prueba a 180 Hz	119
Figura 4.6. Localización del micrófono para a prueba de medición de ruido	124
Figura 4.7. Análisis mecánico: Ruido y Vibración	124

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1.1. La unidad de potencia	8
Tabla 2.1. Ejemplo de factores de potencia	37
Tabla 4.1. Niveles de aislamiento recomendados para reactores de potencia	94
Tabla 4.2. Valores de resistencia de aislamiento recomendados para instalaciones eléctricas	96
Tabla 4.3. Tiempo establecido por la Norma ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.....	108
Tabla 4.4. Exactitud del sistema de medición por variable	117
Tabla 4.5. Factor de corrección por diferencia de altitud	122



ÍNDICE DE GRÁFICAS



	Página
Gráfica 1.1. Gráficas de carga	5
Gráfica 1.2. Varios tipos de corriente	7
Gráfica 2.1. Relaciones entre voltaje, corriente y potencia. Para todo instante, $p=VI$: (a) para un resistor, (b) para un inductor	33
Gráfica 2.2. Curvas de potencia contra el tiempo	34
Gráfica 2.3. Diagrama de la potencia compleja	35
Gráfica 2.4. Curva característica voltaje- corriente de un diodo PNP	43
Gráfica 2.5. Formas de onda del efecto del control del ángulo de disparo del TCR	51
Gráfica 2.6. Evolución de la reactiva generada por un SVC formado por TSC-TCR	54
Gráfica 3.1. Curva de saturación	77
Gráfica 3.2. Espectro de energización	78
Gráfica 4.1. Parámetros característicos de una forma sinusoidal.....	106
Gráfica 4.2. Características de linealidad para reactores de potencia en derivación	109
Gráfica 4.3. Comportamiento auto-oscilante y oscilatorio después de aplicar el control	111
Gráfica 4.4. Comportamiento caótico y oscilante después de aplicar el control	111
Gráfica 4.5. Simulación del sistema con $x_{a0} = 5$, $y_0 = 0.0285$. Control aplicado en $\tau = 4.5$	112
Gráfica 4.6. Señales de control del sistema controlado	113
Gráfica 4.7. Características del circuito resonante para la prueba a 150% V_n	119



INTRODUCCIÓN



En la actualidad, tenemos poca información sobre medidas de prevención respecto a los sistemas eléctricos. En las industrias llega a pasar que debido a las líneas de alta y extra alta tensión se generan grandes cantidades de potencia reactiva (la cual no genera trabajo útil) y los equipos conectados a dicho sistema de potencia se sobre tensionan; para evitar daños se utilizan reactores en derivación y neutro que ayudan a controlar y compensar las pérdidas de potencia reactiva.

En el tema I; Encontraremos los elementos básicos que conforman un sistema eléctrico de potencia. Que van desde la unidad de carga que es la encargada de absorber o rechazar partículas, mismas que prueban el hecho de que existen fuerzas eléctricas; hasta la Ley de Ohm que es de las más importantes para el cálculo de resistencia eléctrica en un sistema. Como existe una relación entre la corriente, tensión y resistencia, se puede hacer el cálculo de alguno de ellos siempre y cuando se tenga conocimiento previo de dos de los tres elementos.

En el tema II; Se abordará el tema de la potencia reactiva, y los instrumentos que se utilizan para poder realizar dicho proceso. Encontraremos la definición del condensador síncrono, que es un dispositivo compatible con la tensión de red eléctrica, y la generación/consumo de potencia reactiva se consigue mediante la regulación de corriente de excitación, mismos que en un principio funcionaban sin inyección de potencia activa.

Los compensadores estáticos se utilizan en las redes eléctricas de transmisión para mejorar las condiciones de potencia reactiva en un sistema, estos funcionan mediante reactores controlados por tiristores y capacitores, ya sea conmutados por interruptor o tiristores y filtros de corrientes armónicas.

En el tema III; Se realiza una investigación sobre la construcción de los reactores en derivación para compensación de potencia reactiva, así como una descripción más específica acerca de su funcionamiento.

Dichos reactores se pueden clasificar de acuerdo a su medio aislante (tipo seco o sumergidos en aceite), a su construcción (con núcleo de aire o magnéticos con entrehierro) e incluso a su aplicación (servicio continuo o conmutados).

- Los reactores tipo seco, generalmente se utilizan como limitadores de corriente
- Los reactores sumergidos en aceite aprovechan este medio como aislamiento y como refrigerante.
- Los reactores con núcleo y entrehierro pueden ser contruidos de tipo acorazado o tipo columna, mismas que se detallarán en su respectivo capítulo.
- Los reactores que funcionan de acuerdo a su aplicación son reactores que entran y salen de operación de acuerdo a las necesidades del sistema. Existen muchos tipos de ellos, que van desde los reactores limitadores de corriente de falla, lo reactores limitadores de corriente de descarga, los reactores en derivación, los que son controlados por tiristor, los reactores filtro, entre otros.

En el tema IV; Se hace una descripción de las pruebas de fábrica que se le realizan a los reactores en derivación, mismas que son importantes para su buen funcionamiento. Al realizar estas pruebas se pue-



den prevenir falsos contactos en las conexiones de boquillas, cambiadores de derivadores e incluso alguna falla incipiente en los devanados. Estas pruebas son de gran utilidad ya que nos una idea rápida y confiable de las condiciones del reactor bajo prueba. Algunas de las pruebas que se le realizan son las siguientes: Resistencia óhmica, nivel de aislamiento, factor de potencia de los aislamientos, impulso tipo rayo, tensión aplicada, linealidad, medición de descargas parciales, entre otras que se describen en este capítulo.

El objetivo de este trabajo es poder disminuir daños en nuestros equipos que se encuentren conectados a una red eléctrica, ya que debido a una gran acumulación de potencia reactiva estas se sobre tensionan provocando fallas, para lo cual utilizaremos reactores en derivación y así poder compensar las pérdidas de potencia reactiva.



TEMA I. CONCEPTOS BÁSICOS



1.1 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. ¹

Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas. En la figura 1.1, se puede ver un ejemplo de un sistema eléctrico de potencia.

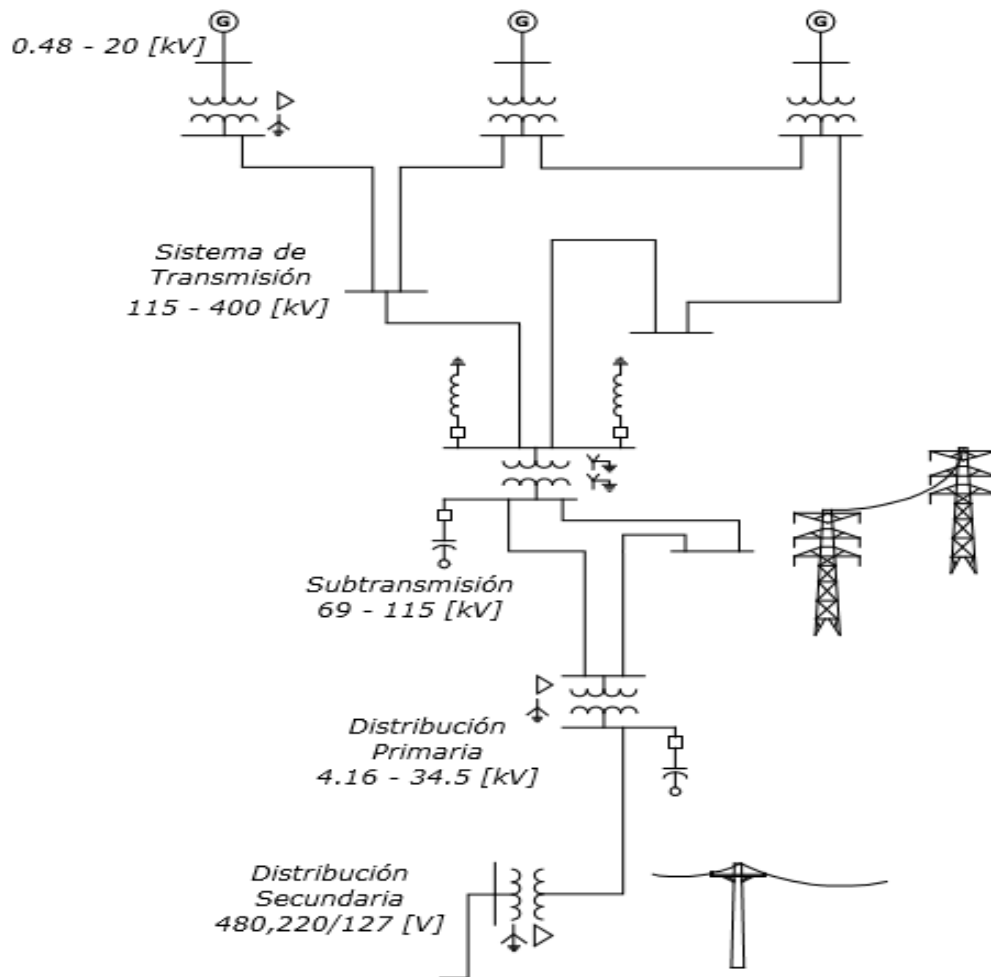


Figura 1.1. Sistema eléctrico de potencia.

1.1.1 LA UNIDAD DE CARGA

Para explicar el hecho de que existen fuerzas eléctricas tanto de atracción como de repulsión contamos con que existen dos tipos de cargas: donde se nos dice que las cargas iguales se repelen y las cargas contrarias se atraen. Estas dos clases de carga se reciben los nombres de positiva (+) y negativa (-), llamadas así por Benjamín Franklin.²

En la actualidad se sabe que todas las materias fundamentales están compuestas por partículas llamadas átomos, y que los átomos a su vez están formados por diferentes clases de partículas elementales. Las tres partículas más importantes son el electrón, el protón y el neutrón.

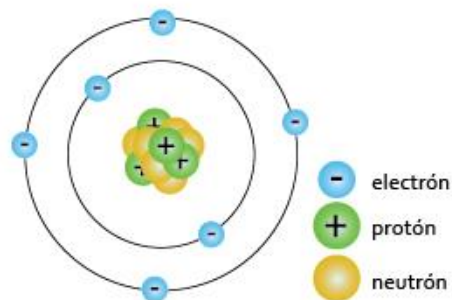
El electrón tiene una carga negativa (-), el protón tiene una carga igual en magnitud a la del electrón, pero positiva (+), y el neutrón es neutro, es decir, no tiene carga.

Experimentalmente se ha podido calcular la masa de cada una de las tres partículas mencionadas anteriormente, y sus valores son $9.109\ 56 \times 10^{-31}$ kg para el electrón, y aproximadamente 1 840 veces este valor para el protón y el neutrón.

La unidad fundamental de carga es el **Coulomb**, llamada así en honor a Charles Coulomb, quien fue el primer hombre en hacer medidas cuantitativas cuidadosas de la fuerza entre dos cargas. La definición que está universalmente aceptada es la siguiente:

“ Dos partículas pequeñas, idénticamente cargadas, cuya separación es de un metro en el espacio vacío y que se repelen una a la otra con una fuerza de $10^{-7} \text{ C}^2 \text{ N}$ tienen cargas idénticas de más o menos un Coulomb (C). ” El símbolo C representa la velocidad de la luz, $2.997\ 925 \times 10^8$ m/s.

Para representar la carga se usan las letras Q o q ; la letra Q mayúscula se usa para cargas constantes, es decir, que no cambian con el tiempo, mientras que la q minúscula representa el caso general de una carga que puede variar con el tiempo. A este último se le llama “valor instantáneo de la carga” y se puede recalcar su dependencia del tiempo escribiendo $q(t)$.



Módulo atómico

Figura 1.2. Modelo atómico

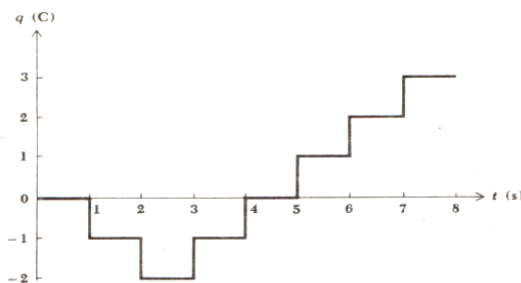
1.1.1.1 Cargas en un Sistema Eléctrico de Potencia

La carga de un sistema está constituida por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos, industrial, comercial y residencial.

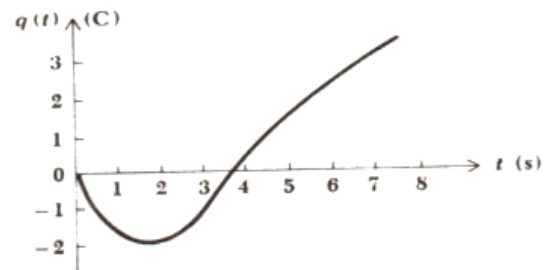
En general, una carga absorbe potencia real y potencia reactiva; es el caso de las cargas con dispositivos de estado sólido, por ejemplo. Las cargas puramente resistivas absorben únicamente potencia real. De aquí que las cargas de un sistema eléctrico también se clasifiquen en lineales y no lineales.³

La carga en movimiento representa una corriente, la cual se definirá más adelante. La corriente presente en una trayectoria cualquiera, como un alambre metálico, tiene asociadas a ellas tanto una dirección como una magnitud; es una magnitud de rapidez con que la carga se está moviendo de un punto dado de referencia en una dirección específica.⁴

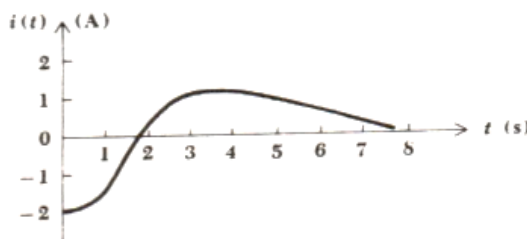
- 1.- La dirección positiva es hacia la derecha.
- 2.- Si hay carga positiva que se mueva en la dirección positiva, suma la magnitud de la carga.
- 3.- Si hay carga positiva que se mueva en la dirección negativa, resta la magnitud de la carga.
- 4.- Si hay carga negativa que se mueva en la dirección positiva, también resta la magnitud de la carga.
- 5.- Si hay carga negativa que se mueva en la dirección negativa, suma la magnitud de la carga.



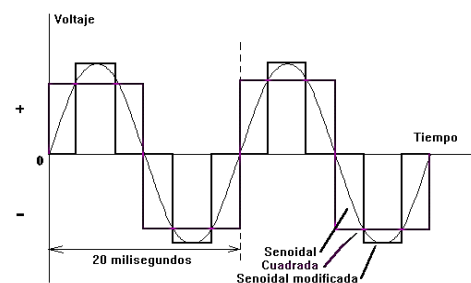
(a)



(b)



(c)



(d)

Gráfica 1.1. Gráficas de carga.



El observador vigila durante 8 segundos, anota sus datos y nos entrega la gráfica 1.1(a), explicando que q es la carga total, que se ha desplazado por el punto en el que se encontraba a partir de $t=0$.

Al perfeccionar los datos haciendo medidas mucho más a menudo, esto requiere que cada vez se cuenten con menores elementos de carga. El límite es la cantidad de carga transportada por un solo electrón. La representación gráfica aparece ahora como una curva suave que se puede ver en la gráfica 1.1(b).

Utilizando los datos de la figura anterior, la corriente instantánea viene dada por la pendiente de la curva en cada punto. Esta corriente está representada en la gráfica 1.1(c).

La gráfica 1.1 (d) es un ejemplo de cómo queda al sobreponer las gráficas 1.1 (a) y (b).

En un circuito eléctrico simple, la carga es el dispositivo que toma la energía eléctrica de la fuente de potencia y la aprovecha para efectuar alguna función útil. Para hacer esto, la carga puede convertir la energía eléctrica en otra forma de energía, por ejemplo: luz, calor o sonido, o simplemente puede cambiar o controlar la cantidad de energía que la fuente transmite. Un foco eléctrico es una carga, como lo es un motor, un tostador, un calefactor, etc. El tipo de carga empleada determina la cantidad de energía tomada de la fuente de potencia. Debido a esto, con frecuencia se usa también el término “carga” para referirse a la *potencia* que la fuente transmite. En este caso, cuando alguien dice que la carga ha aumentado o disminuido, significa que la fuente está suministrando más o menos potencia. Debe tenerse presente que el término carga representa dos cosas: 1) el *dispositivo* que toma potencia de la fuente, y 2) la *potencia* tomada de esa fuente.⁵

1.1.2 LEY DE OHM

La tensión produce un flujo de corriente en un circuito cerrado, y la resistencia se opone al flujo de ella, por lo tanto, existe una relación entre tensión, corriente y resistencia. Esta relación fue determinada primeramente en una serie de experimentos efectuados por Georg Simon Ohm quien, es el científico en cuyo honor se ha dado nombre a la unidad de la resistencia.⁶

Ohm encontró que, si la resistencia en un circuito se mantenía constante y aumentaba la tensión de la fuente, se produciría un aumento correspondiente en la corriente. Asimismo, una disminución en tensión produciría una disminución en la corriente. Expresado de otra manera Ohm observó que en un circuito de c-c, la corriente es directamente proporcional a la tensión. Ohm también descubrió que, si la tensión de la fuente se mantenía constante, en tanto que la resistencia del circuito aumentaba, la corriente disminuía. En forma similar, una disminución en la resistencia tendría por resultado un aumento de la corriente, esto quiere decir, que la corriente es inversamente proporcional a la resistencia. A esta relación entre corriente, tensión y resistencia se le conoce como Ley de Ohm:

“En un circuito de cc, la corriente es directamente proporcional a la tensión e inversamente proporcional a la resistencia”.

Si se da la corriente en amperes, la tensión en volts y la resistencia en ohms, entonces la ley de Ohm se puede expresar según la ecuación:⁷



$I = \frac{V}{R}$ A, que indica que la corriente (I) es igual a la tensión (V) dividida entre la resistencia (R).

Existen dos formas de esta ecuación que son muy útiles para analizar circuitos de c-c.

$R = \frac{V}{I}$ (Ω), que indica que la resistencia (R) es igual a la tensión (V) dividida entre la corriente (I).

$V = IR$ (V), que establece que la tensión (V) es igual a la corriente (I) multiplicada por la resistencia (R).

Gracias a estas tres ecuaciones, cuando se desconocen dos de los tres elementos del circuito, el tercero se puede encontrar fácilmente.

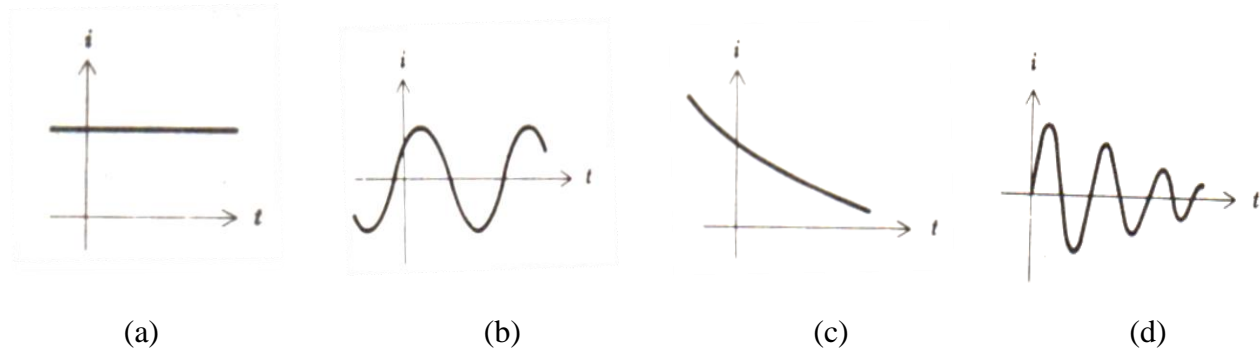
1.1.2.1 Voltaje

Se define el voltaje entre los extremos del elemento como el trabajo requerido para mover una carga positiva de IC de una terminal a la otra a través del dispositivo. La unidad del voltaje es el *volt* (V), que es igual a 1 J/C, y se representa por *V* o *v*. Entre un par de terminales eléctricas puede existir una diferencia de potencial o voltaje, aún cuando entre ellas fluya o no fluya corriente. Llamado así en honor al físico italiano del siglo XVIII, Alessandro Giuseppe Antonio Anastasio Volta. ⁸

1.1.2.2 Corriente

Se define la corriente en un punto específico y que fluye en una dirección específica como la rapidez instantánea a la cual la carga neta positiva se mueve a través de ese punto en la dirección específica.

La corriente se representa por *I* o *i*, y por lo tanto, $i = \frac{dq}{dt}$. La unidad de corriente es el ampere (A), que corresponde a una carga que se mueve con la rapidez de 1C/s. El ampere fue llamado así en honor a A.M. Ampère, físico francés de principios del siglo XIX. ⁹



Gráfica 1.2. Varios tipos de corriente. a) continua, b) corriente sinusoidal, c) exponencial, d) corriente sinusoidal amortiguada.

1.1.2.3 Resistencia

Es una medida de la oposición del paso de la corriente de un circuito (flujo de electricidad), llamada resistencia eléctrica. La unidad de la resistencia eléctrica -el voltio por amperio- recibe el nombre de Ohm u Ohmio y se representa con la letra griega omega mayúscula (Ω).¹⁰



Figura 1.3. Símbolo de resistencia en circuitos.

1.1.3 POTENCIA

El término potencia se usa para referirse a la rapidez con que una carga puede efectuar trabajo. Se puede definir como: *la potencia es la cantidad de trabajo que una carga puede llevar a cabo en cierta cantidad estándar de tiempo, generalmente un segundo*. Un punto importante que debe tenerse presente es que el trabajo efectuado en un circuito eléctrico puede ser trabajo *útil* o *desperdiciado*. En ambos casos, la rapidez con que se efectúa el trabajo se mide en potencia.¹¹

1.1.3.1 Potencia mecánica

La unidad del SI de potencia (P), es el *julio por segundo*, generalmente conocido como el *watt* o *vatio* (W).¹² Por lo tanto, un watt es la potencia consumida cuando un amperio de corriente fluye a través de una diferencia de potencial de 1 volt. La potencia mecánica generalmente se mide en unidades de caballos de fuerza o horsepower, y se abrevia hp. Algunas veces es necesario efectuar la conversión de watts a caballos de fuerza, y viceversa. Para convertir caballos de fuerza a watts, hay que multiplicar los caballos de fuerza por 746, y para convertir watts a caballos dividir el número de watts entre 746.¹³

CONVERSIÓN DE UNIDADES	
1,000 watts (W)	= 1kilowatt (Kw)
1,000,000 watts (W)	= 1 megawatt (MegaW)
1,000 kilowatts (Kw)	= 1 megawatt (MegaW)
1 watt	= 0.00134 caballo de fuerza (Hp)
1 caballo de fuerza (Hp)	= 746 watts (w)

Tabla 1.1. La unidad de potencia (referencias, ver anexo).

1.1.3.2 Potencia de rotación

La potencia mecánica se trasmite con un movimiento de rotación, por lo que la potencia desarrollada en la rotación es de particular importancia. El trabajo efectuado por una torca T en cada revolución



vale $2nT$. Si la torca se transmite mediante un árbol que gira a N revoluciones por minuto, el trabajo efectuado por minuto es de $2\pi TN$ y la potencia transmitida en vatios será: ¹⁴

$$P = \frac{2\pi TN}{60} (\text{vatios})$$

Donde N es la velocidad angular en revoluciones por minuto. Puesto que en un círculo hay 2π radianes, esta expresión puede simplificarse si la velocidad se da en radianes en lugar de revoluciones, y en segundos en lugar de minutos. En este caso:

$$P = \omega T,$$

Donde $\omega =$ *velocidad angular en radianes por segundo*.

1.1.3.3 Potencia eléctrica

La potencia en un circuito eléctrico se obtiene también dividiendo el trabajo efectuado entre el tiempo necesario para suministrarlo. Si V es la diferencia de potencial en voltios e I es la corriente en amperios, la potencia en vatios será: ¹⁵

$$P = VI (\text{vatios})$$

Es decir, el producto de voltios y amperios.

La potencia también puede establecerse en términos de la resistencia. Sustituyendo V/R en lugar de la I :

$$P = VI = V \frac{V}{R}$$

es decir, $P = \frac{V^2}{R}$

También, poniendo IR en lugar de V en la misma ecuación:

$$P = VI = IR (I) \text{ es decir, } P = I^2 R.$$

1.1.4 CIRCUITO ELÉCTRICO

La electricidad es un fenómeno interesante y para aprovecharla en algún uso práctico, debe hacerse que desempeñe algún trabajo o función. Generalmente, esto requiere controlar la electricidad y, con frecuencia, convertirla en otras formas de energía. El medio físico para lograr esta transición de fenómeno a aplicación práctica es el *circuito eléctrico*. ¹⁶

Básicamente, un circuito eléctrico consta de 1) una fuente de energía; 2) alambres o conductores de conexión, y 3) un dispositivo que aproveche la energía eléctrica de la fuente para lograr algún objetivo. Este dispositivo que hace aprovechable a la energía recibe el nombre de *carga*. Para que la corriente

fluya en un circuito eléctrico, debe haber un conducto completo, es decir, ininterrumpido, que salga de la terminal negativa de la fuente de energía, pase por los alambres de conexión y la carga, y que luego regrese a la terminal positiva de la fuente. Si no hay tal conducto, la corriente no fluirá y, entonces, el circuito se llama *circuito abierto*. Estos circuitos pueden ser en serie o paralelo y/o mixto, que es una combinación de ambas.

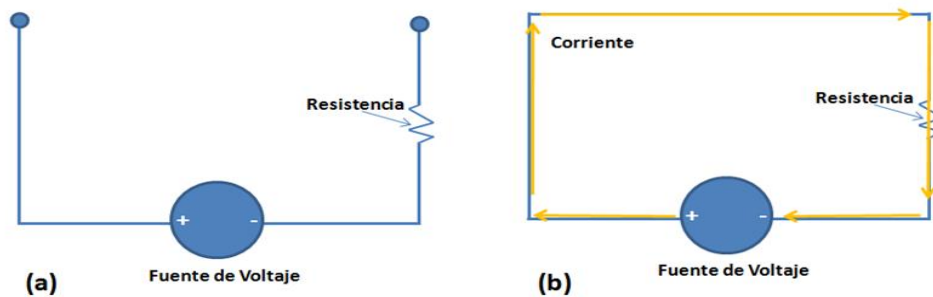


Figura 1.4. Circuito abierto (a) y circuito cerrado (b).

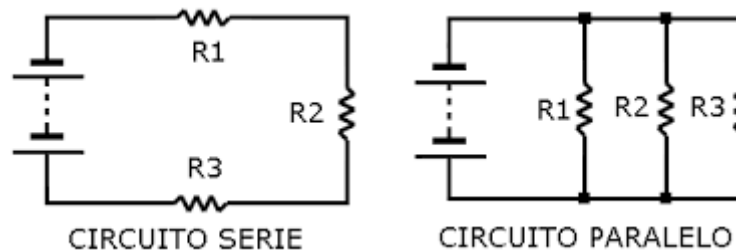


Figura 1.5. Conexión serie y paralelo

1.2 COMPONENTES PRINCIPALES.

Para que pueda usarse la energía eléctrica en nuestros hogares, en comercios y en industrias, se requiere de un sistema que comprende la generación, transmisión y distribución de esta forma de energía. En la figura 1.6, se presenta un diagrama con las partes principales de este sistema, las cuales se describen a continuación:¹⁷

a) **GENERACIÓN:** La electricidad es generada de diversas formas convirtiendo diferentes tipos de energía en electricidad. Las más comunes de estas formas son:

- **Hidroeléctrica:** Se aprovecha la caída del agua en presas para mover turbinas, que a su vez mueven generadores de electricidad.
- **Térmica:** Con vapor de agua se mueven turbinas que a su vez mueven generadores de electricidad. El vapor de agua puede generarse con combustibles fósiles (termoeléctrica), con energía nuclear (nucleoeléctrica), con energía de la tierra (geotérmica).

- **Solar:** Se usa la radiación del sol para producir electricidad, generalmente con celdas fotovoltaicas que convierten la luz del sol en electricidad.
- **Eólica:** Se emplea la energía del viento para mover ventiladores, que a su vez mueven generadores de electricidad.

El voltaje de generación es variable, pero lo más común en México es de 13,8 kV.

b) **DISTRIBUCIÓN:** Generalmente las plantas generadoras de electricidad se encuentran lejos de los puntos de uso, como las ciudades o los centros industriales, por lo que es necesario transmitir la electricidad hasta esos puntos. Los lugares donde se eleva el voltaje para transmitirlo se llaman subestaciones, y básicamente están compuestas de equipos llamados transformadores que incrementan el voltaje. Los voltajes más comunes de transmisión de electricidad en México son 230 kV y 400 kV.

- **Sistema de distribución primaria regulada:** Cuando las líneas de transmisión llegan a los lugares de consumo, el voltaje es reducido en subestaciones para poder distribuirlo de manera más segura. En México el voltaje de distribución primaria regulada es 13,8 kV (Comisión Federal de Electricidad). Las subestaciones mencionadas están compuestas básicamente por transformadores que reducen el voltaje de transmisión.
- **Sistema de distribución secundaria:** Para poder utilizar la energía eléctrica, el voltaje de distribución primaria es reducido a valores seguros para su uso. La reducción del voltaje se lleva a cabo mediante transformadores. El voltaje más común en México para distribución secundaria es de 220 V de fase a fase. Como son sistemas en estrella, el voltaje de fase a neutro es de $220\text{ V}/1,73 = 127\text{ V}$, que es el que llega a nuestras casas por medio de la acometida. Después de la acometida se encuentran los circuitos alimentadores y los derivados, descritos anteriormente, y estos últimos alimentan a los equipos de utilización.

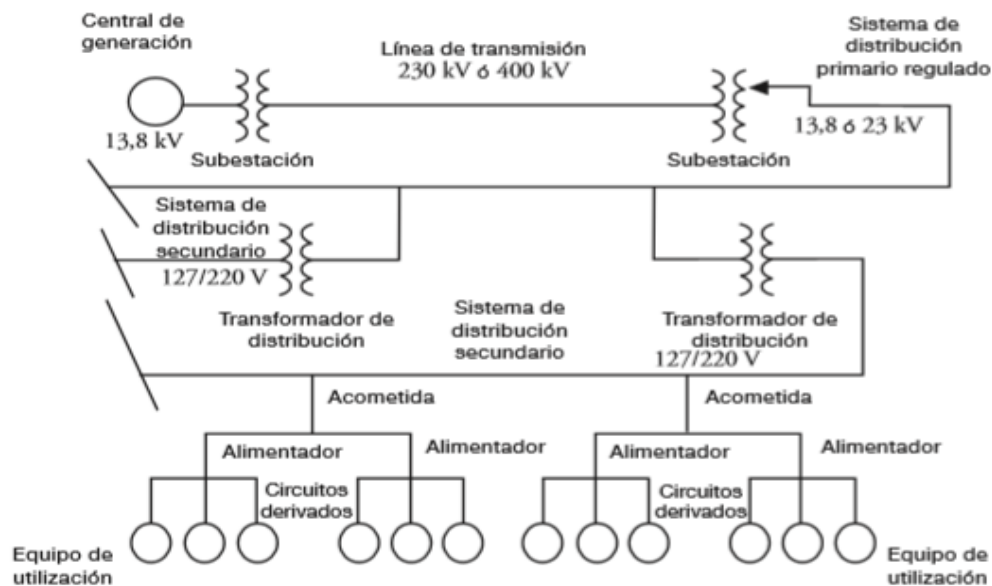


Figura 1.6. Sistema eléctrico típico para la generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica.

1.2.1 GENERADORES ELÉCTRICOS

El generador eléctrico es la parte más importante del equipo en una termoeléctrica ya que es el que genera energía eléctrica a partir de energía mecánica, el cual es el objetivo que se quiere conseguir cuando la planta es construida. ¹⁸

Existen tres tipos de generadores eléctricos rotatorios: Sincrónicos de corriente alterna (ca), inducción de ca y rotatorios de corriente directa (cd). Los generadores sincrónicos son los de mayor uso debido a su sistema de excitación, en cambio, los generadores de cd han sido reemplazados casi por completo por rectificadores estáticos de silicio.

El principio fundamental de operación de los generadores sincrónicos es que el movimiento relativo entre un conductor y un campo magnético induce un voltaje en el conductor. Una fuente externa de energía cd o excitador se aplica a través de unos anillos colectores en el rotor: La fuerza del flujo, y por lo tanto, el voltaje inducido en la armadura se regulan mediante la corriente directa y el voltaje suministrado al campo. La corriente alterna se produce en la armadura debido a la inversión del campo magnético a medida que los polos norte y sur pasan por los conductores individuales.

La disposición más común es la de un electroimán cilíndrico que gira dentro de un conjunto de conductores estacionarios. En la siguiente figura se muestran tanto al electroimán o también llamado campo y los conductores que constituyen la armadura.

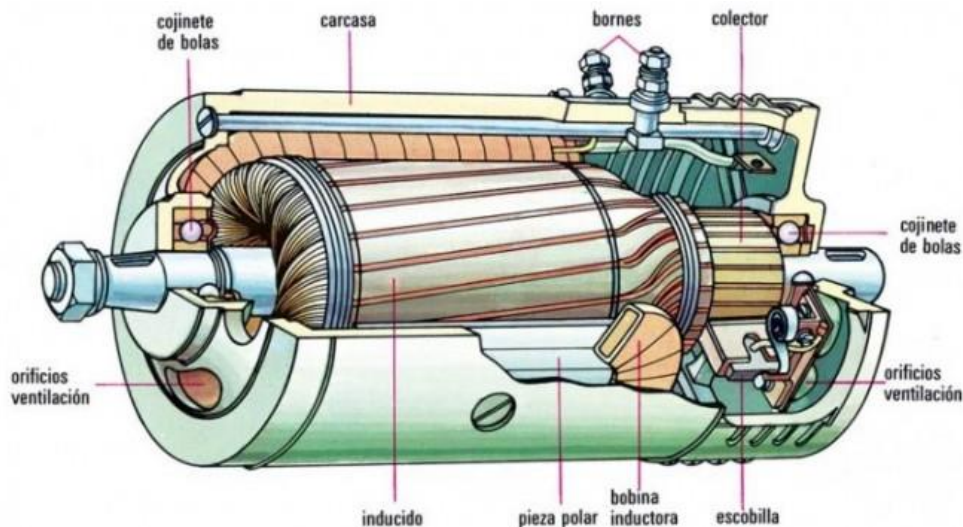


Figura 1.7. Ejemplo de Generador eléctrico.

1.2.1.1 Generadores sincrónicos

Los generadores sincrónicos también tienen su propia clasificación la cual es por el sistema de excitación y por su sistema de enfriamiento. ¹⁹



1.2.1.1.1 Generadores enfriados por aire

Estos generadores se dividen en dos tipos básicos: abiertos ventilados (OV, open ventilated) y completamente cerrados enfriados por agua a aire (TEWC, totally enclosed water to air cooled).

- Los generadores de tipo OV fueron los primeros construidos y que en algunas plantas de tamaño pequeño se utilizan. El aire en este tipo de generadores pasa sólo una vez por el sistema y considerable cantidad de materias extrañas que pueden acumularse en las bobinas, interfiriendo la transferencia de calor y afectando adversamente al aislamiento. Se pueden usar filtros que puedan reemplazarse o limpiar, para mantener limpios los embobinados. En la siguiente figura se muestra un corte de un generador OV y el patrón de ventilación.
- Los generadores tipo TEWC, son un sistema de enfriamiento cerrado, donde el aire recircula constantemente y se enfría pasando a través del tubo del enfriador, dentro de los cuales se hace pasar agua de circulación. La suciedad y materias extrañas no existen en el sistema, y puesto que se tiene agua de enfriamiento disponible, la temperatura del aire puede mantenerse tan baja como se desee.

1.2.1.1.2 Generadores enfriados por hidrógeno

Los generadores de mayor capacidad, peso, tamaño y los más modernos, usan hidrógeno para enfriamiento en vez de aire en circuito de enfriamiento cerrado. El peso del hidrógeno es aproximadamente 1/16 del aire y con una alta capacidad térmica, esto significa, que las pérdidas de viento se reducen por su uso y el calor removido y transferido a los enfriadores es satisfactorio. Cuando el hidrógeno se mezcla con el oxígeno en proporciones de 20 a 85% en total, la mezcla es explosiva, y se debe tener ciertas precauciones para evitar una avería.

El enfriamiento convencional con hidrógeno puede usarse en generadores con capacidad nominal aproximada de 300 MVA o menos, mucho mayor a los generadores enfriados por agua (cuya construcción es mucho más compleja) que llegan a un máximo de 250 MVA.

Generalmente los generadores se construyen con sistema de enfriamiento por hidrógeno cuando son unidades con capacidades de 100 MVA o más.



Figura 1.8. Ejemplo de generador enfriado por hidrógeno.

1.2.1.1.3 Generadores enfriados por hidrógeno / agua

Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua directo al devanado de la armadura del generador. Estos diseños emplean torones de cobre a través de los cuales fluye agua desionizada. El agua de enfriamiento se suministra vía un circuito cerrado.

El voltaje y la corriente de armadura de los generadores enfriados por hidrógeno / agua son bastantes mayores que los enfriados por aire o hidrógeno. Como resultado unidades de mayor capacidad tanto en los voltajes como en las fuerzas que experimentan las unidades generadoras.



Figura 1.9. Ejemplo de generador enfriado por agua.

1.2.1.2 Generadores de Inducción o asíncronos.

El estator de un generador de inducción es similar al de un generador sincrónico. El rotor se diferencia del rotor de un generador sincrónico en que no hay excitación y los conductores se encuentran unidos

en corto en los extremos del rotor mediante un anillo anular. Esta distribución se parece a una jaula de ardilla, lo que origina el nombre de este tipo de devanado. La carga del generador crece según se incrementa la velocidad, por lo que el generador es autorregulante y puede usarse sin control de un regulador.²⁰

Los generadores de inducción no pueden funcionar de manera independiente en un sistema aislado, ya que estos generadores no son auto excitantes. Debido a esto, un generador de inducción siempre se debe usar en paralelo con generadores sincrónicos que regulan el voltaje y suministran los kilowatts necesarios para vencer la potencia retrasada de la generación por inducción. Otra manera de funcionar de dichos generadores es con un banco de capacitores que le entreguen la corriente retrasada para la excitación.

Los generadores de inducción son más sencillos y de menor costo inicial que los generadores sincrónicos. Se han utilizado para recuperar energía mediante la expansión de corrientes de gas de desecho y vapor a baja presión. En algunos usos, una turbina de recuperación de energía o un dispositivo de expansión, impulsa un motor generador de inducción y otra bomba o compresor en la misma flecha. El motor generador puede suministrar o absorber el par torsor cuando la potencia de los otros dispositivos esta desbalanceada.

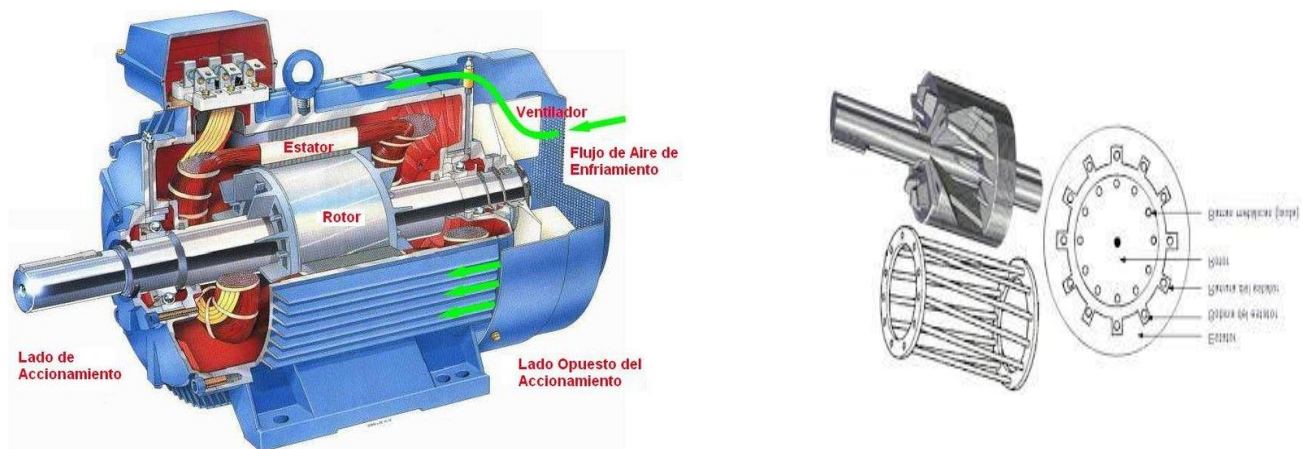


Figura 1.10. Generador de inducción (a), partes de un motor de inducción (b).

1.2.1.2.1 Generadores de corriente alterna

La corriente que se genera mediante los alternadores, aumenta hasta un pico, cae hasta cero, desciende hasta un pico negativo y sube otra vez a cero varias veces por segundo, dependiendo de la frecuencia para la que esté diseñada la máquina. Este tipo de corriente se conoce como corriente alterna monofásica. Sin embargo, si la armadura la componen dos bobinas, montadas a 90° una de otra, y con conexiones externas separadas, se producirán dos ondas de corriente, una de las cuales estará en su má-

ximo cuando la otra sea cero. Este tipo de corriente se denomina corriente alterna bifásica. Si se agrupan tres bobinas de armadura en ángulos de 120° , se producirá corriente en forma de onda triple, conocida como corriente alterna trifásica. Se puede obtener un número mayor de fases incrementando el número de bobinas en la armadura, pero en la práctica de la ingeniería eléctrica moderna se usa sobre todo la corriente alterna trifásica, con el alternador trifásico, que es la máquina dinamoeléctrica que se emplea normalmente para generar potencia eléctrica.

Los generadores de corriente alterna de baja velocidad se fabrican con hasta 100 polos, para mejorar su eficiencia y para lograr con más facilidad la frecuencia deseada. Los alternadores accionados por turbinas de alta velocidad, sin embargo, son a menudo máquinas de dos polos. La frecuencia de la corriente que suministra un generador de corriente alterna es igual a la mitad del producto del número de polos y el número de revoluciones por segundo de la armadura.

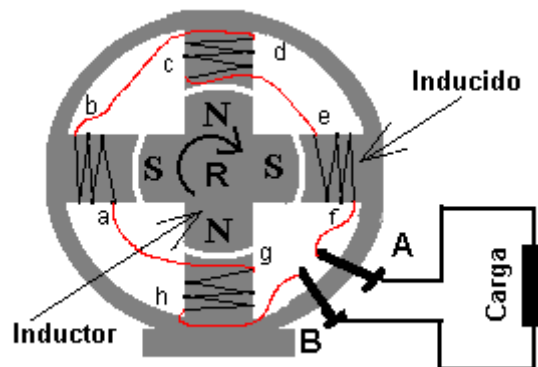


Figura 1.11. Partes de generador de ca. El inductor está constituido por el rotor R, dotado de cuatro piezas magnéticas, las que para simplificar son imanes permanentes, cuya polaridad se indica, y el inducido o estator con bobinas de alambre arrolladas en las zapatas polares.

1.2.1.2 Generadores de Corriente Directa.

El principio de operación de los generadores de cd es muy similar a los generadores de ca. La armadura del generador de cd gira entre dos polos de campo fijos, la corriente en la armadura se mueve en una dirección durante la mitad de cada revolución, y en la otra dirección durante la otra mitad. Para producir un flujo constante de corriente en una dirección continua, en un aparato determinado, es necesario disponer de un medio para invertir el flujo de corriente fuera del generador una vez durante cada revolución. En las máquinas antiguas esta inversión se llevaba a cabo mediante un conmutador, un anillo de metal partido montado sobre el eje de una armadura. Las dos mitades del anillo se aislaban entre sí y servían como bornes de la bobina. Las escobillas fijas de metal o de carbón se mantenían en contra del conmutador, que al girar conectaba eléctricamente la bobina a los cables externos. Cuando la armadura giraba, cada escobilla estaba en contacto de forma alternativa con las mitades del conmutador, cambiando la posición en el momento en el que la corriente invertía su dirección dentro de la bobina de la armadura. Así se producía un flujo de corriente de una dirección en el circuito exterior al que el generador estaba conectado.

Los generadores de corriente continua funcionan normalmente a voltajes bastante bajos para evitar las chispas que se producen entre las escobillas y el conmutador a voltajes altos. El potencial más alto desarrollado para este tipo de generadores suele ser de 1.500 V. En algunas máquinas más modernas esta inversión se realiza usando aparatos de potencia electrónica, como por ejemplo rectificadores de diodo.

Los generadores de corriente continua se clasifican según el método que usan para proporcionar corriente de campo que excite los imanes del mismo. Un generador de excitado en serie tiene su campo en serie respecto a la armadura. Un generador de excitado en derivación tiene su campo conectado en paralelo a la armadura. Un generador de excitado combinado tiene parte de sus campos conectados en serie y parte en paralelo. Los dos últimos tipos de generadores tienen la ventaja de suministrar un voltaje relativamente constante, bajo cargas eléctricas variables. El generador excitado en serie se usa sobre todo para suministrar una corriente constante a voltaje variable. Un magneto es un generador pequeño de corriente continua con un campo magnético permanente.

Estos tipos de generadores ya no son de gran uso sólo cuando se trabajan para proporcionar energía para equipos de velocidad variable. Los avances en las fuentes de energía de cd con los rectificadores de silicio han reducido el mercado para los generadores de cd, principalmente por las piezas de reemplazo y reparación.

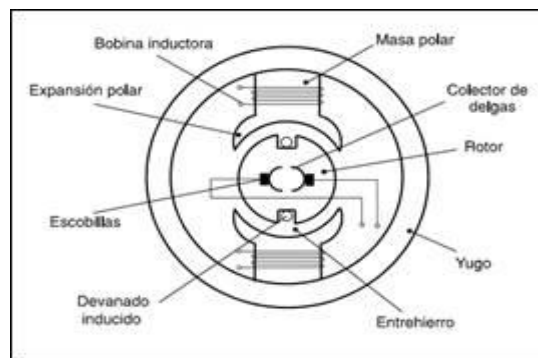


Figura 1.12. Partes de un generador de cd.

1.2.1.3 Generadores rotatorios

El generador eléctrico rotativo es una máquina capaz de convertir el movimiento rotativo de un eje en energía eléctrica. En el caso concreto de las centrales de ciclo combinado el eje que acciona el generador está unido a una turbina de gas o a una de vapor.

El generador eléctrico rotativo de corriente alterna se basa en el hecho de que al hacer girar unos cables que forman un circuito eléctrico cerrado en el seno de un campo magnético, en el circuito se genera una corriente de voltaje e intensidad variable: cuando la superficie encerrada por los hilos que forman el circuito eléctrico bobina se encuentra en posición completamente perpendicular a las líneas del campo magnético el voltaje y la intensidad se hacen máximas, y cuando en cambio la superficie encerrada por los hilos es paralela a las líneas del campo magnético la tensión y la intensidad que circula por el circuito eléctrico se hacen cero.²¹



Figura 1.13. Ejemplo de generador de impulso rotativo.

1.2.1.4 Funcionamiento del Generador

Existen dos parámetros que limitan la producción de energía eléctrica de un generador: ²²

- **Saturación de la densidad de flujo.** A medida que se incrementa la corriente de excitación del campo, se alcanza un punto donde la densidad del flujo no aumenta más debido a la saturación del hierro en el núcleo. Lo normal es que la capacidad del generador se encuentre cerca de este punto de saturación de flujo.
- **Elevación de la temperatura en el devanado y en el aislamiento debido a las pérdidas.** Esto comprende a las pérdidas debidas a la corriente de excitación en el devanado del campo, la corriente alterna en el devanado de la armadura, el circuito magnético y cualesquiera corrientes parásitas o campos magnéticos que se generen. Dichas pérdidas pueden llegar a ser del 1 al 5% o más de la cantidad de energía que se transforme.

1.2.2 TRANSFORMADORES

Un transformador es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia, lo hace bajo el principio de inducción electromagnética. Tiene circuitos eléctricos aislados entre sí, que son eslabonados por un circuito magnético común.²³ Un transformador consta de numerosas partes; las principales son las siguientes:

- 1.- Núcleo magnético.
- 2.- Bobinados primario, secundario, terciario, etcétera.

Las partes auxiliares son:

- Tanque, recipiente o cubierta.
- Boquillas terminales.
- Medio refrigerante.
- Conmutadores y auxiliares.
- Indicadores.



(a)



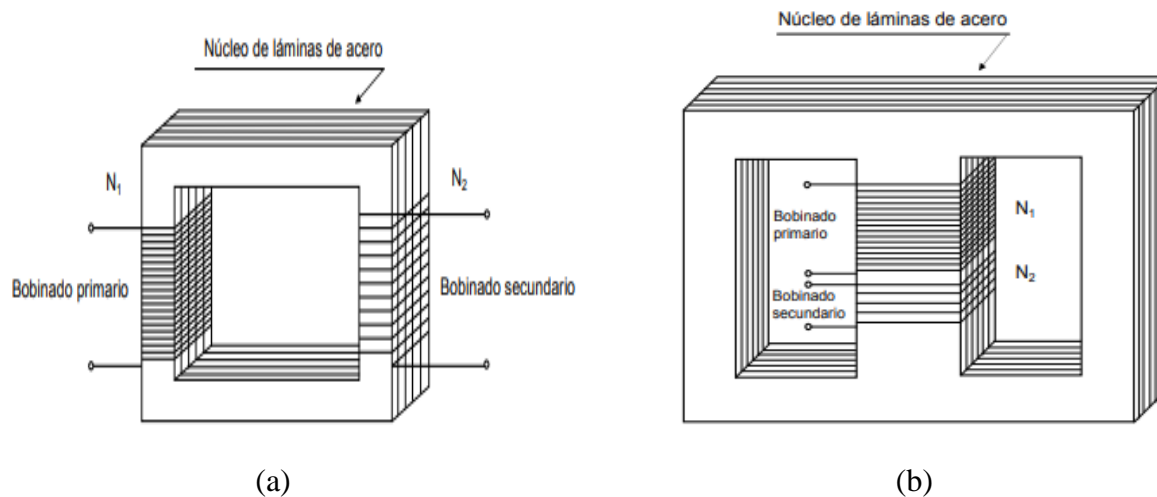
(b)

Figura 1.14. Ejemplo de transformador (a), aplicación del transformador (b)

1.2.2.1 Transformador monofásico

Básicamente está formado por un núcleo compuesto de láminas de hierro y dos bobinados, a los cuales denominaremos primario y secundario. El bobinado primario con “N1” espiras es aquel por el cual ingresa la energía y el secundario con “N2” espiras es aquel por el cual se suministra dicha energía.

24



(a)

(b)

Figura 1.15. Esquema de un transformador monofásico del tipo de núcleo (a) y del tipo acorazado (b).

Los dos bobinados se ubican en la rama central, logrando con este sistema reducir el flujo magnético disperso de ambos bobinados, colocando generalmente el bobinado de baja tensión en la parte interna y el de mayor tensión rodeando a este en la parte externa.



1.2.2.2 Transformadores de instrumentos

Son dispositivos electromagnéticos que reducen a escala las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los circuitos de una subestación, ya que los aparatos que realizan estas funciones no están diseñados para soportar grandes tensiones y corrientes.²⁵

Existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformadores de corriente y transformadores de potencial.²⁶

a) **Transformadores de corriente:** Transforman la corriente, es decir, toman la corriente de la línea y la reducen a un nivel seguro y medible. En un transformador de corriente, en condiciones normales de operación, la corriente del secundario es directamente proporcional a la del primario y está en fase con ella. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

b) **Transformadores de potencial:** Son de tipo inductivo y tienen como función principal reducir los valores de tensión del sistema a valores suficientemente bajos para alimentar a equipos de protección, control y medición. En consecuencia, el transformador debe ser muy exacto para que no distorsione los verdaderos valores de tensión.

1.2.2.3 Acción transformadora

Cuando dos bobinas de alambre son acopladas inductivamente, el flujo pasa a través de una y otra, total o parcialmente. Esto significa que las bobinas tienen un circuito magnético en común. Si el flujo lo crea una corriente variante, entonces el flujo mutuo cambiará; bajo esta condición se creará un voltaje inducido en la segunda bobina. El voltaje secundario inducido se debe al cambio de flujo a través de la bobina; este cambio la ocasiona, en primer lugar, la corriente que cambia en la primera bobina (primaria). El voltaje inducido en la bobina secundaria recibe el nombre de voltaje transformado y la acción que lo crea se conoce como acción transformadora.²⁷

El dispositivo que más comúnmente emplea el principio de acción transformadora es el transformador estático.

1.2.3 INTERRUPTORES

Un interruptor es un artefacto capaz de abrir un circuito eléctrico por el cual está circulando corriente. Se entiende que puede abrir circuitos en condiciones de falla, es decir, corrientes más altas que las nominales. La operación del interruptor es simultánea en las tres fases y la señal de disparo puede surgir de diferentes dispositivos de protección.²⁸

Las partes constructivas más importantes de un interruptor son: los contactos-fijos, móviles y auxiliares-, la cámara de extinción, el mecanismo de operación, el medio de extinción, las partes aislantes que sirven de soporte, las conexiones terminales y la estructura de montaje. Los interruptores se clasifican de acuerdo con:

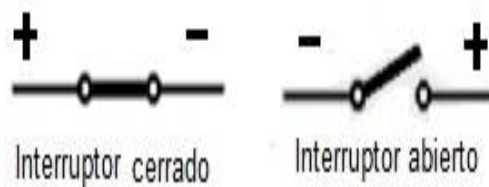
- Nivel de voltaje: alto, medio y bajo.
- Medio de extinción: aire, aceite, vacío, hexafluoruro de azufre o algún otro.

- Número de fases: monofásico o trifásico.
- Tipo de accionamiento: eléctrico, neumático, hidráulico o mecánico (de energía almacenada a través de resortes).

Además de las características señaladas la especificación debe incluir: la corriente nominal, la capacidad interruptiva, la corriente máxima de paso (pico de corriente de falla que puede soportar sin que se requiera su interrupción), tiempo de apertura, tiempo de cierre, voltaje nominal, voltaje de pruebas y particularidades de su operación y mantenimiento.

Un interruptor termomagnético manual permite abrir y cerrar un circuito, en forma análoga a las cuchillas desconectadoras (switch), excepto que en estos interruptores se puede abrir en forma automática cuando el valor de la corriente que circula por ellos excede a una cierta cantidad previamente fijada. Después de que estos interruptores abren (disparan), se deben restablecer en forma manual, tienen la ventaja, sobre los desconectadores (switch), que no requieren del uso de fusibles.

Las normas técnicas para instalaciones eléctricas (NOM-001-SE-1996), establecen que las navajas del desconectador estén colocadas o montadas de tal forma que cuando se abran, tiendan a caer por gravedad, como se muestra en la siguiente figura:



(a)

(b)

Figura 1.16. Diagrama de un interruptor (a), Ejemplo de interruptor termomagnético (b)

La interrupción del arco puede llevarse a cabo por medio de: ²⁹

- Aceite
- Vacío
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)
- Soplo de aire
- Soplo de aire-magnético

Asimismo, tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida completamente; este mecanismo puede ser: ³⁰

- Neumático
- Hidráulico

- Neumático-hidráulico
- Mecanismo de resorte

Debido a las funciones tan importantes que desempeña, es uno de los dispositivos del esquema de protección más importante en los sistemas eléctricos.³¹



Figura 1.17. Ejemplo de interruptor de potencia.

1.2.3.1 Cuchillas

Dispositivos que sirven para conectar y desconectar los elementos de una instalación eléctrica en caso de tener que realizar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas, a diferencia de un interruptor, no pueden abrir circuitos cuando está fluyendo corriente a través de ellas (operan sin carga), siempre debe abrirse primero el interruptor correspondiente.³²

De acuerdo con su tipo de construcción, las cuchillas pueden ser de tipo:

- Horizontal
- Horizontal invertida
- Vertical
- Pantógrafo



Figura 1.18. Ejemplo de cuchilla desconectadora monopolar.

1.2.3.2 Fusibles

Es un dispositivo de protección que opera cuando una sobrecorriente pasa a través de él. Por lo tanto, las funciones de un fusible son aislar la parte del circuito donde se presenta una falla del resto del alimentador y así impedir el daño a los equipos instalados en el mismo.³³

Las consideraciones que deben tomarse en cuenta para la selección adecuada de un fusible son:

- Proteger a los equipos bajo condiciones de sobrecorriente que pueda dañarlos
- En condiciones normales de operación el fusible no debe operar
- En caso de falla, cuando dos o más fusibles se encuentran instalados en serie, únicamente deberá operar el que se encuentre más cercano a la falla.

Los fusibles de potencia más conocidos son:³⁴

- a) Fusibles de expulsión
- b) Fusibles limitadores de corriente



Figura 1.19. Fusible

Los fusibles de potencia deben ser seleccionados con base en la máxima tensión entre fases del sistema en donde se apliquen y capacidad interruptiva mayor a la máxima disponible en el lugar de instalación.

35

1.2.4 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las redes de distribución pueden ser de alta y de baja tensión. Las primeras son las que conducen la energía en alto voltaje a los puntos de alimentación, donde se transforma para ser utilizada en las redes de baja tensión. En estas como su nombre lo indica, circula la corriente a tensión reducida, porque penetrando los conductores en las viviendas se correría el peligro de que la manipulación de los receptores produjese accidentes sensibles y quizá irreparables. Se consideran bajas tensiones las siguientes:³⁶

- Continua*110, 220, 440 voltios.
- Monofásica* 110, 220 voltios
- Trifásica*127 voltios (fase y neutro).
 - >> 220 voltios (entre fases).
 - >>380 voltios (entre fases).
 - >> 500 voltios (entre fases).

Las altas tensiones son:

(1 000), 3 000, 6 000, 10000, (15 000), (30 000), 45 000, 66 000, (110 000), 132 000, 220 000.

Las tensiones nominales no comprendidas entre paréntesis son las recomendadas para nuevas instalaciones. Por la naturaleza de la corriente, se distinguen dos clases: redes de corriente alterna y redes de corriente continua.

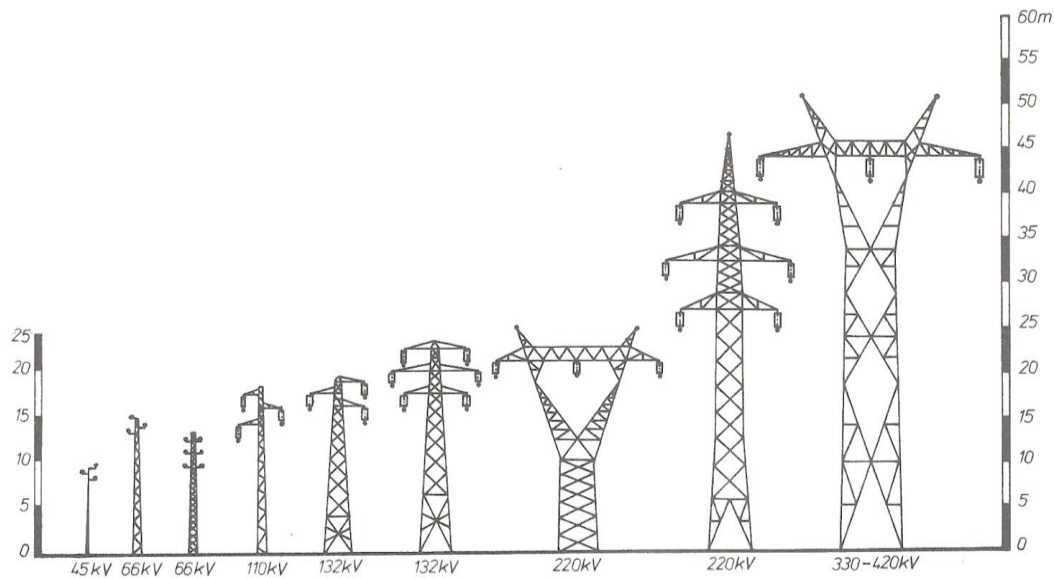


Figura 1.20. Tipos de estructura para alta tensión.

1.2.5 BANCOS DE CAPACITORES

En la industria eléctrica, es práctica usual corregir el factor de potencia mediante la instalación o conexión de capacitores. Este tipo de arreglo recibe el nombre de banco de capacitores.

Los bancos de capacitores se diseñan o fabrican con ciertos diferentes, de acuerdo con potencia reactiva del sistema eléctrico.³⁷

1.2.5.1 Clasificación de bancos de capacitores de baja tensión.

Existen varias características que se deben tomar en cuenta para seleccionar el banco de capacitores para la corrección del factor de potencia, aunque la principal, generalmente, es la necesidad de potencia reactiva de la instalación. El conocimiento de las características de los distintos tipos de bancos de capacitores permitirá una selección correcta.

Los bancos fijos de capacitores, con o sin interruptor termomagnético (ITM), son empleados para corregir el factor de potencia de una carga y de un grupo de cargas cuyo consumo de potencia reactiva es constante. Por lo anterior, todos los capacitores que forman parte de un banco fijo se encuentran conectados a la red eléctrica permanentemente de tal manera que para dar mantenimiento o remplazar algunos de sus componentes, es necesario desconectar el banco completo.

La ventaja principal del ITM es que permite la desconexión del banco de capacitores para su revisión y mantenimiento sin necesidad de desconectar el circuito completo. Por lo anterior, es preferible tener acceso al ITM en el banco de capacitores.

El objetivo de un banco de capacitores fijos es que se mantenga conectado mientras el equipo que requiere la compensación esté conectado a la línea de la red eléctrica. Como un banco fijo de capacitores aporta una potencia reactiva también sea constante. Un ejemplo de esta aplicación se presenta cuando el banco se conecta a la salida del arrancador de un motor de inducción.

Cuando las variaciones en el consumo de potencia reactiva son grandes, pueden ocurrir dos situaciones: o el banco de capacitores fijo no realiza la compensación necesaria para alcanzar el factor de potencia objetivo, o, en algunos casos, sobre-compensa. Este último efecto se caracteriza por evaluar la tensión en el lugar donde se encuentra conectado el banco de capacitores, por arriba de su valor nominal.



Figura 1.21. Ejemplo de banco de capacitores.

1.2.5.2 El capacitor

El capacitor es un dispositivo formado por dos elementos conductores separados por un material dieléctrico, confinados en un contenedor o carcasa y cuyo propósito es producir capacitancia en un circuito eléctrico. También conocido como condensador, que es el elemento que es capaz de almacenar carga eléctrica.³⁸

La capacidad de un conductor, o de un conjunto de conductores, se mide por la cantidad de carga que se le debe comunicar para elevar su potencial en 1 voltio. Así, la capacidad C está dada por:

$$C(\text{faradios}) = \frac{Q (\text{culombios})}{V (\text{voltios})}$$



Figura 1.22. Ejemplo de Capacitor

1.2.6 REACTORES

Los reactores de potencia son el medio más compacto y de mejor relación coste-eficacia para compensar la generación capacitiva en líneas de alta tensión de transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud. Las soluciones alternativas son más costosas, se traducen en mayores pérdidas, requieren más equipos y exigen recursos adicionales. Usados en servicio permanente para estabilizar la transmisión de potencia, o conectados solamente en condiciones de carga ligera para control de tensión, los reactores de potencia combinan alta eficacia con bajos costes de ciclo de vida para reducir los costes de transmisión y aumentar los beneficios.³⁹

Son bobinas con diversas funciones. Cuando se conectan en serie limitan la corriente de corto circuito para poder disminuir la capacidad interruptiva de interruptores y en paralelo o derivación absorben potencia reactiva (líneas largas en demanda mínima).

En subestaciones, los reactores se colocan en el neutro de los bancos de transformadores para limitar la corriente de corto circuito monofásica.

Según su capacidad, los reactores pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas o del tipo sumergido para potencias elevadas.⁴⁰



Figura 1.23. Reactor de potencia.

1.2.6.1 Diseño y construcción a medida

El diseño y la fabricación de los reactores de potencia exigen ingeniería avanzada, mano de obra de alta calidad y un excepcional grado de limpieza en el taller. Cada reactor de potencia del tipo de núcleo es único, diseñado y construido en estrecha colaboración con el cliente. Aunque el aspecto sea similar al de un transformador de potencia en diseño y aislamiento del devanado – para optimizar la fiabilidad y la relación coste-eficacia, y minimizar los costes de ciclo de vida – las corrientes de entrada, la linealidad, la generación de armónicas y la simetría entre fases son muy distintas.⁴¹



1.2.6.2 Calidad del reactor

Con una inusual combinación de tecnología punta y destreza individual, cada reactor de potencia se diseña según las especificaciones del cliente, con un núcleo de entrehierros. Los reactores tienen que soportar frío y calor intenso, rayos y terremotos, además de violentas fluctuaciones de la tensión. Las pruebas exhaustivas garantizan que, una vez instalados en la línea, no se saldrán de la raya.

1.2.7 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman una parte de un sistema eléctrico de potencia, donde su principal función es: “Transformar tensiones y derivar circuitos de potencia”. Pueden ser de corriente alterna (A.C) y de corriente directa (C.D). Las subestaciones se pueden denominar de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos: ⁴²

1. Subestaciones variadoras de tensión.

- **Subestación elevadora:** Es una Subestación de transformación en la cual la potencia de salida de los transformadores está a una tensión más alta que la potencia de entrada.
- **Subestación reductora:** Estación de transformación en la cual la potencia que sale de los transformadores tiene una tensión más baja que la potencia de entrada.

2. Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.

3. Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

Las subestaciones eléctricas también pueden clasificarse de acuerdo a la potencia y tensión que manejan:

- **Subestaciones de transmisión:** Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV, considerados de Extra Alto Voltaje (EAV - EHV), aunque se están planeando la construcción de subestaciones que operen a voltajes más altos de 1100 kV hasta 1500 kV considerados a un nivel de Ultra Alto Voltaje (EAV – UHV)
- **Subestaciones de subtransmisión:** Operan con tensiones entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltaje (AV – HV).
- **Subestaciones de distribución primaria:** Tensiones entre 115 kV y 34.5 kV
- **Subestaciones de distribución secundaria:** Tensiones menores de 34.5 Kv.

1.2.7.1 Componentes y equipos que conforman una subestación eléctrica

Interruptor automático, Seccionadores, Conmutadores de puesta a tierra, Transformadores de corriente, Transformadores de potencial o transformadores de voltaje capacitor, Capacitores de acoplamiento, Filtros de línea, Apartarrayos y/o espinterómetros, Transformadores de potencia, Reactores de derivación, Reactores limitadores de corriente, Barras y aisladores de estación, Sistemas de puesta a tierra, Capacitores en serie, Capacitores en derivación. ⁴³



Figura 1.24. Subestación eléctrica.

1.2.7.2 Objetivos de una subestación

Una subestación eléctrica debe ser confiable, económica, segura y con un diseño tan sencillo como sea posible; éste último debe proporcionar un alto nivel de continuidad de servicio y contar con medios para futuras ampliaciones, flexibilidad de operación y bajos costos inicial y final. Debe estar equipada con lo necesario para dar mantenimiento a líneas, interruptores automáticos y disyuntores, sin interrupciones en el servicio ni riesgos para el personal y los consumidores.



TEMA II. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

La compensación de potencia reactiva es el proceso para reducir o eliminar la demanda de energía reactiva presente en un sistema eléctrico mediante la instalación de unos condensadores o filtros armónicos, incrementando el ratio de la potencia activa/útil respecto a la total. Idealmente, al compensar la energía reactiva debería tenderse a conseguir un factor de potencia igual a uno: toda la potencia suministrada a la instalación se convierte en potencia útil.⁴⁴

La energía reactiva es importante porque le puede costar dinero, y puede incrementar las pérdidas energéticas en su instalación.⁴⁵

Cuando el sistema energético de su instalación tiene una demanda de energía reactiva alta, significa que está demandando más energía de la que realmente usa. Esto da como resultado costes adicionales en su factura eléctrica e incrementa la cantidad de energía demandada a la red eléctrica de abastecimiento que podría evitarse.

2.1 CONFIGURACIONES PARA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

a) **Compensación individual:** La compensación individual se utiliza en equipos que tienen un ciclo continuo de operación y cuyo consumo de reactiva es considerable, principalmente motores eléctricos y transformadores. El condensador se instala en cada una de las cargas de manera que los únicos conductores afectados por la energía reactiva son los que unen la carga con el condensador. Las ventajas de esta configuración son:⁴⁶

- La energía reactiva queda confinada entre el condensador y la carga, quedando el resto de las líneas libres de energía reactiva.
- Los condensadores entran en servicio sólo cuando la carga está conectada, ya que el arrancador puede servir como interruptor del condensador de manera que no son necesarios otros sistemas de regulación.

Aunque esta configuración está recomendada para estos casos también presenta algún inconveniente como, por ejemplo:

- El precio de varios condensadores por separado es mayor que el de uno mayor equivalente.
- En cargas que no son usadas con frecuencia los condensadores pueden estar infrautilizados.

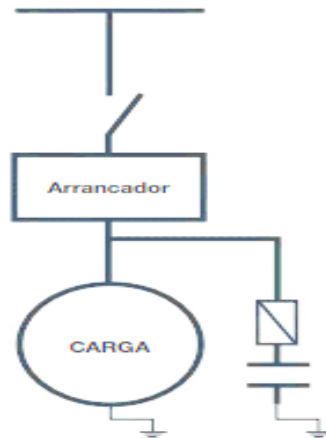


Figura 2.1. Esquema de compensación individual.

b) **Compensación en grupo:** Esta configuración se recomienda cuando un grupo de cargas, ya sean iguales o diferentes, se conectan simultáneamente y demandan una cantidad de potencia reactiva constante. Las ventajas de esta configuración son:

- La batería de condensadores puede instalarse en el centro de control de motores.
- Los condensadores se utilizan sólo cuando las cargas están en funcionamiento.
- La inversión económica en la instalación es menor.
- Se elimina la potencia reactiva de las líneas de distribución de energía eléctrica.

En las líneas de alimentación principal, presenta como desventaja que siga apareciendo potencia reactiva entre las cargas y el centro de control de motores.

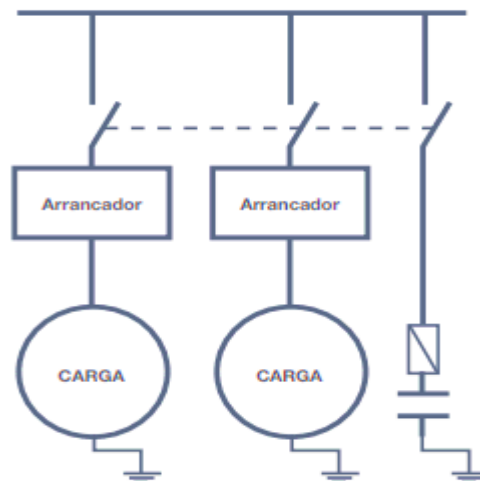


Figura 2.2. Esquema de compensación en grupo.



c) **Compensación centralizada:** La potencia total de la batería de condensadores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de la energía. La potencia total de la batería se divide en varios bloques o escalones comunicados con un regulador automático que los conecta o desconecta en cada momento, según el consumo de potencia reactiva instantáneo. La compensación centralizada presenta las siguientes ventajas:

- Mayor aprovechamiento de la capacidad de los condensadores.
- Mejor regulación de voltaje en el sistema eléctrico.
- Adecuación de la potencia de la batería de condensadores según los requerimientos de cada momento.

La desventaja de corregir el factor de potencia con una configuración centralizada es que las líneas de distribución no son descargadas de potencia reactiva, además de la necesidad del regulador automático en la instalación.

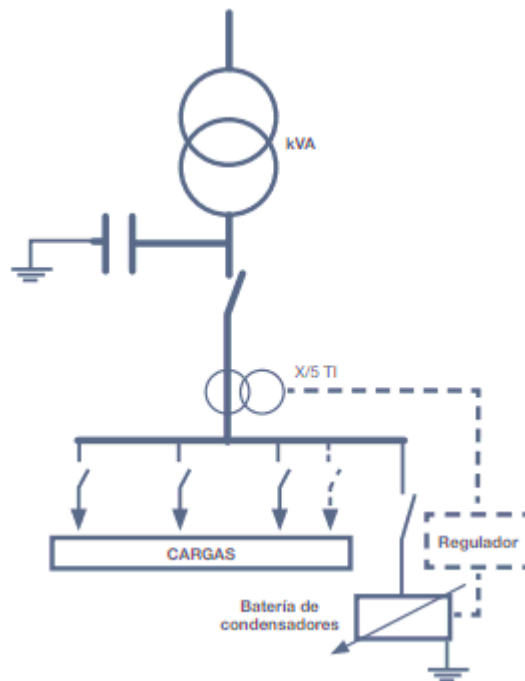


Figura 2.3. Esquema de compensación centralizada.

2.2 POTENCIA EN CA

Los conceptos acerca de potencia de corriente alterna incluyen tanto la potencia instantánea como la potencia media. Para designar valores instantáneos, como en el caso de los voltajes y corrientes de ca,



se utiliza p o $p(t)$. A diferencia de V e I (que se refieren a los valores eficaces o de rmc), la P designa al valor medio de la potencia sobre un ciclo completo de la onda de ca. ⁴⁷

2.2.1 POTENCIA MEDIA P

Los cálculos de potencia de corriente alterna requieren de un factor adicional, *el factor de potencia* ($\cos \theta$) y varía entre 0 y 1, además que suele expresarse en por ciento. Donde θ , es el ángulo del factor de potencia, y es el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. El wattmetro debe conectarse a la corriente y al voltaje, de forma que así también se mide θ . Las figuras a y b ilustran la semejanza y la diferencia en el cálculo de la potencia de ca y cd, para una carga de dos terminales. Se mostrará que para la ca: ⁴⁸

$$P = VI \cos \theta$$

Es importante mostrar que en esta fórmula, V e I son valores absolutos (es decir, las magnitudes rmc sin los ángulos).

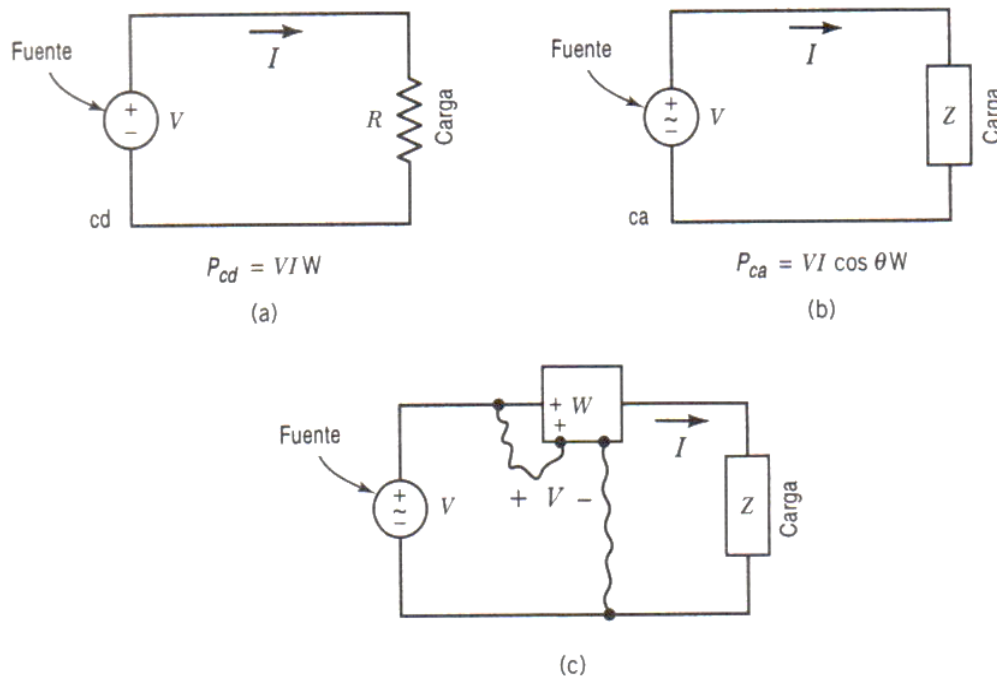


Figura 2.4. Cálculo de potencia de ca y cd.

La figura c es idéntica a la b, excepto que en la primera se muestra un wattmetro conectado para medir la potencia transmitida de izquierda a derecha. De acuerdo a la ecuación mencionada, el medidor necesitará ambas entradas, de voltaje y corriente, y algún modo de detectar el factor de potencia.



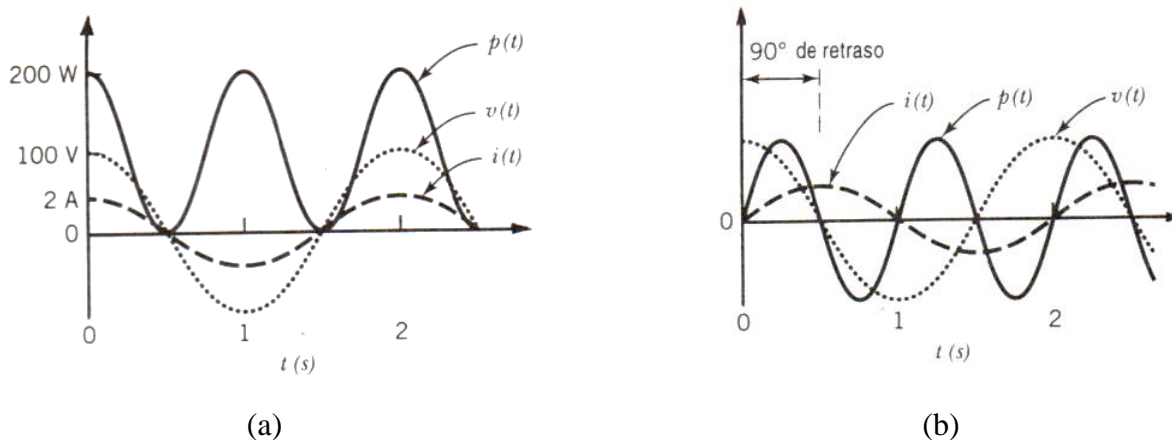
2.2.2 POTENCIA INSTANTÁNEA P (T)

Consideraremos los valores instantáneos de la corriente y del voltaje en el circuito b; las siguientes gráficas ilustran algunas posibilidades. Si Z es una carga puramente resistiva, la corriente estará en fase la corriente estará en fase con el voltaje y las relaciones entre las ondas resultantes de v, i y p serán como se muestra en la gráfica a. La corriente atraviesa sus ceros en los mismos puntos que lo hace el voltaje, y es positiva cuando el voltaje es positivo. Al calcular la potencia instantánea que entra a la carga en cualquier instante t, se escribe: ⁴⁹

$$P(t) = v(t) i (t)$$

A partir de la gráfica a) se obtiene este producto, multiplicando cada valor de v por su correspondiente valor de i para obtener la curva señalada con p(t). Las ondas de voltaje y de corriente mostradas tiene un periodo de 2s; $f = 0.5$ Hz. Los valores máximos de las ondas de voltaje y de corriente son 100V y 2A, respectivamente.

En el intervalo entre 0 y 0.5 s, tanto v como i son positivos y deben tener un producto positivo. Por otro lado, en el intervalo entre 0.5 y 1.5s ambos son negativos y su producto será, por tanto, positivo. Así, la potencia máxima es de 200 W, y la curva de potencia varía entre 0 y 200W; en seguida se verá que esta curva es senoidal.



Gráfica 2.1. Relaciones entre voltaje, corriente y potencia. Para todo instante, $p = VI$: (a) para un resistor, (b) para un inductor.

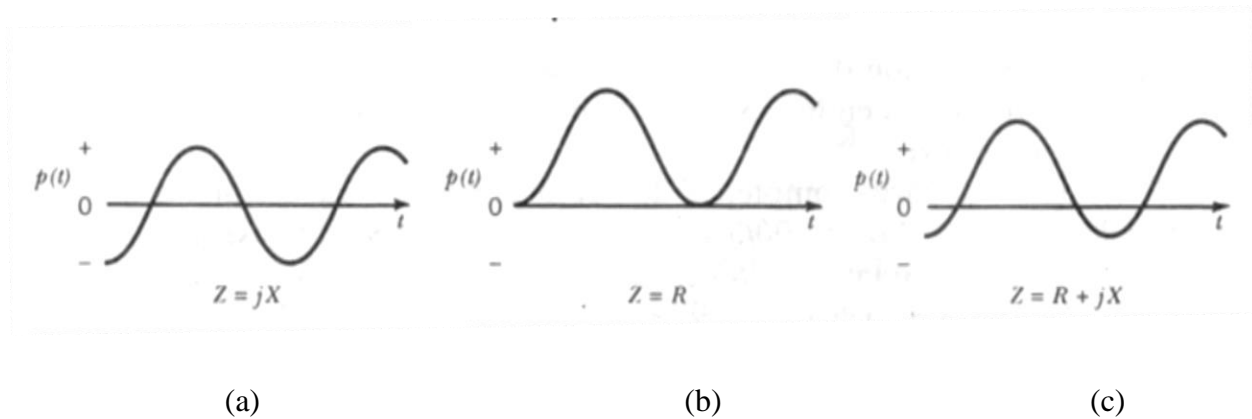
Supóngase ahora que la carga Z es una reactancia inductiva pura de 50Ω , por lo tanto, la corriente se retardará respecto del voltaje en 90° . Al multiplicar v(t) por i(t) punto por punto se obtendrá la onda p(t) de la gráfica b; nótese que esta onda tendrá un cero dondequiera que v o i tenga un cero. Por otro lado, habrá intervalos de 90° de las ondas en que v o i tengan signos opuestos, produciendo así potencia negativa. De hecho, la simetría mostrará que la senoide resultante está centrada en el eje cero con una potencia media de cero.



La interpretación de la potencia negativa es que la carga está regresando la potencia a la fuente: sus papeles se invierten temporalmente. Así, para un inductor, la potencia fluye de la fuente a la carga durante dos partes del ciclo, para luego fluir de regreso hacia la fuente durante otras dos partes del ciclo.

La potencia es la razón del flujo de energía, de manera que la energía fluye de la fuente a la inductancia o capacitancia, para después fluir de vuelta de la inductancia o la capacitancia hacia la fuente. La energía no se consume (no se convierte en calor como sucedería en un resistor); se almacena temporalmente en el campo magnético del inductor o en el campo eléctrico del capacitor.

Un caso aún más general se produce en las situaciones en que la carga es una combinación de resistencia e inductancia, o de resistencia y capacitancia-o de las tres. Por supuesto, esta es la situación normal en una carga eléctrica práctica de ca; debe haber una componente resistiva o no se generará el trabajo. Sin embargo, las cargas industriales incluyen a menudo gran número de motores de inducción que producen un factor de potencia retardada- I se retrasa respecto de V . Existen tres tipos de resultados para la onda $p(t)$, según cambie la naturaleza de la carga Z de la gráfica b, estos resultados se ilustran a continuación:



Gráfica 2.2. Curvas de potencia contra el tiempo.

Conforme cambia el ángulo del factor de potencia de una carga, la curva de la potencia contra el tiempo se desplaza verticalmente. La potencia media P , para una carga puramente reactiva es cero. En efecto, esta onda senoidal de potencia se mueve simplemente hacia arriba o hacia debajo de los ejes, conforme cambia el ángulo de fase de la carga. Las X pueden ser positivas o negativas.

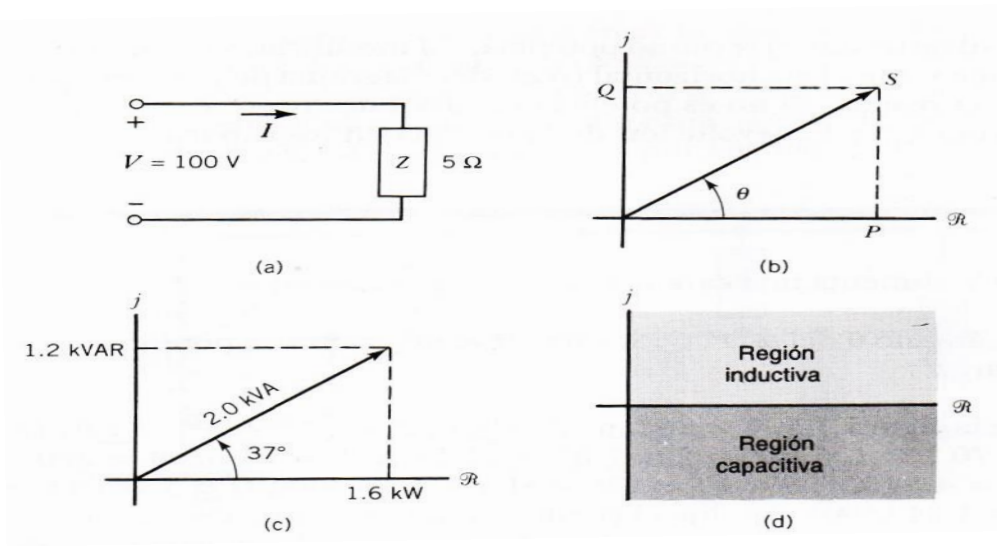


2.2.3 POTENCIA COMPLEJA

Considérese la carga compleja Z de 5Ω de la gráfica a), accionada por una fuente de 100 V , $I=V/Z=100/5 = 20\text{ A}$. $P=VI \cos \theta$. Supóngase que el factor de potencia tiene un retardo de 80% .

Así: $P=VI \cos \theta = 1.6\text{ Kw}$.

Se podría trazar un triángulo de potencia o diagrama de potencia compleja como en b). La hipotenusa es la potencia aparente S en unidades de volt-ampere (VA) o, más comúnmente, en KVA; la componente horizontal es la potencia P en watts (W) o en Kw, que es lo más común. La componente vertical, la potencia reactiva Q , se mide en unidades de VAR o kVAR, es decir, en volt-ampere reactivos.⁵⁰



Gráfica 2.3. Diagrama de la potencia compleja.

El diagrama es obtenido a partir de la potencia P , que incluye una potencia aparente S y una potencia reactiva Q donde $P=VI \cos \theta$, $S=VI$ y $Q=VI \sin \theta$. A partir del diagrama:

$$P=1.6\text{ KW}$$

$$Q=1.2\text{KVAR}$$

$$S=2.0\text{kVA}$$

Tomando θ como 37° , la gráfica c da los resultados numéricos. Esto también puede hacerse con números complejos, como sigue:

$$S = S \angle \theta = P + jQ = VI^*$$



Donde I^* , el complejo conjugado de I , genera una situación de factor de potencia retardada en el cuadrante superior derecho del plano complejo al cambiar el signo de θ . (Si $I = A + jB$, entonces I^* se define como $A - jB$).

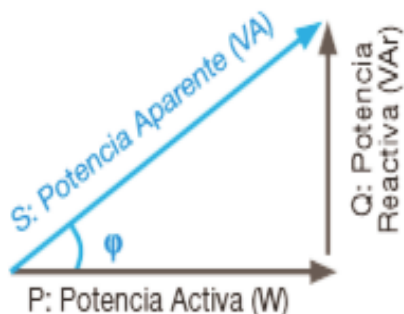
Pero en lugar de confundirse con los signos, es más simple pensar en términos de valores absolutos de θ , V e I , en tanto se reconoce que los kVAR, cuando son absorbidos por una carga, suelen considerarse positivos si la carga es inductiva (lo que es el caso típico, debido a la abundancia de motores de inducción en la industria). Para los kVAR que entran a una carga capacitiva (factor de potencia adelantado), a veces se usa la unidad kVARC. Por otro lado, los ingenieros de potencia se refieren a una carga capacitiva cuando ésta genera potencia reactiva, y llaman cargas inductivas a las que absorben dicha potencia. Es importante advertir que el término de potencia, sin modificar, siempre significa $VI \cos \theta$ y aparece sobre el eje horizontal (real) del diagrama de potencia. Por supuesto, la potencia reactiva Q no es potencia en absoluto: representa simplemente el almacenamiento y la devolución de la energía en los capacitores y los inductores.

2.3 TRIÁNGULO DE POTENCIA.

En los equipos que funciona con corriente alterna, su funcionamiento se basa en el electromagnetismo, generando sus propios campos magnéticos (transformadores, motores, etc.), coexistiendo entre ellos tres tipos diferente de potencia:⁵¹

- **Potencia activa (P)**
- **Potencia Reactiva (Q)**
- **Potencia aparente (S)**

Estos tres tipos de potencias se pueden relacionar mediante un triángulo de potencias. El ángulo “ φ ” formado entre la potencia aparente y la potencia activa define el desfase entre la tensión (V) y la intensidad (I) y su coseno es equivalente al factor de potencia (FP) en redes sin distorsión armónica.



$$P = (S) \cos (\varphi)$$

Donde S es:

$$S = \sqrt{3} VI \text{ en trifásica}$$

$$S = VI \text{ en monofásica}$$

$$Q = (S) \sen (\varphi)$$

Donde S es:

$$S = \sqrt{3} VI \text{ en trifásica}$$

$$S = VI \text{ en monofásica}$$

Figura 2.5. Triángulo de potencia.



El factor de potencia (FP) es la relación entre la potencia activa (P) y la potencia aparente (S) y está determinado por el tipo de cargas conectadas a la instalación, siendo las cargas resistivas las que tienen un factor de potencia próximo a la unidad. Al introducir cargas inductivas y reactivas, el factor de potencia varía retrasando o adelantando la fase de la intensidad respecto a la de la tensión.

Ese desfase es el que mide el factor de potencia.

Factores de potencia más comunes en la industria

Motor asíncrono al 50% de carga	0,73
Motor asíncrono al 100% de carga	0,85
Centros estáticos monofásicos de soldadura por arco	0,5
Grupos rotativos de soldadura	0,7-0,9
Rectificadores de soldadura por arco	0,7-0,9

Factores de potencia en pequeñas instalaciones eléctricas

Lámparas de fluorescencia	0,5
Lámparas de descarga	0,4-0,6
Hornos de calefacción dieléctrica	0,85
Hornos de arco	0,8
Hornos de inducción	0,85

Tabla 2.1 Ejemplo de factores de potencia

2.4 EQUIPOS PARA COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.

La compensación de la Energía Reactiva se realiza mediante la instalación en la red eléctrica de baterías de condensadores eléctricos, los cuales generan cargas capacitivas que contrarrestan las pérdidas reactivas de la instalación.⁵²

2.4.1 BANCOS DE CAPACITORES

Los capacitores instalados en grupos son llamados bancos, los cuales se utilizan en instalaciones industriales y de potencia.⁵³

Los bancos de capacitores pueden ser conectados en delta, estrella sólidamente aterrizada o flotante, doble estrella sólidamente aterrizada o flotante.

La conexión delta se encuentra en sistemas de baja tensión y se determina generalmente por razones económicas.



Las conexiones estrella y doble estrella sólidamente aterrizada se aplican sólo en sistemas eléctricos de potencia multiaterrizados y en todos los niveles de tensión, en este caso las armónicas triples existentes (de secuencia cero) fluyen por los circuitos de neutro o de retorno a tierra y pueden causar problemas de interferencia telefónica o en los circuitos de control, la ventaja es que se presentan sobretensiones transitorias menores que en la conexión flotante. La conexión estrella y doble estrella flotante se aplica en cualquier sistema (multiaterrizado o flotante).

Por lo general, los bancos de capacitores de alta tensión se conectan en estrella con neutro flotante, de esta manera se evita la circulación de corrientes armónicas triples que pueden dañar los capacitores.

La instalación de capacitores en los sistemas eléctricos tiene por objeto suministrar potencia reactiva y mejorar el bajo factor de potencia, logrando con esto reducir el flujo de potencia reactiva en líneas y equipos y con ello incrementar la capacidad de carga en los transformadores, líneas y generadores; así como la de regular la tensión de suministro.

2.4.2 CONDENSADOR SÍNCRONO

Un compensador síncrono, también llamado condensador síncrono, es una máquina síncrona cuyo eje no está unido a ninguna carga. La corriente en su devanado de campo se controla a través de un regulador de tensión, de forma que la máquina genera o consume potencia reactiva según lo requiera el sistema al que está conectada.⁵⁴

Un Condensador Síncrono es un dispositivo compatible con la tensión de red. Fundamentalmente, es un generador síncrono que funciona que funciona sin motor primario. La generación/consumo de potencia reactiva se consigue mediante la regulación de la corriente de excitación.



Figura 2.6. Ejemplo de condensador síncrono.

2.4.2.1 Beneficios del condensador síncrono

Uno de los beneficios es que contribuyen a la capacidad general de corto circuito en el nodo de red donde está instalado. Esto a su vez, mejor las posibilidades de que los equipos conectados a la red sean capaces “viajar a través” condiciones de fallo de la red.⁵⁵

Los Condensadores Síncronos se adaptan para operar durante el servicio de sobrecarga para períodos de tiempo variables. Pueden soportar la tensión del sistema de alimentación durante caídas de tensión prolongadas, aumentando la inercia de la red. La energía cinética almacenada en el rotor del condensador contribuye a la inercia total del sistema de energía, y, por lo tanto, también es beneficioso desde el punto de vista de control de frecuencia. También pueden ser utilizados como dispositivos de compensación de energía reactiva en situaciones donde la inestabilidad de voltaje se debe evitar a toda costa.

Algunas de sus ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes:

- Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a los cambios de tomas de otros tipos de dispositivos.
- No introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos.
- No causa problemas por resonancia eléctrica.

Otra característica particular de los compensadores síncronos es que en caso de caída de tensión por un fallo en la red son capaces de proporcionar corriente de cortocircuito durante un tiempo limitado, facilitando el ajuste de las protecciones de sobrecorriente.

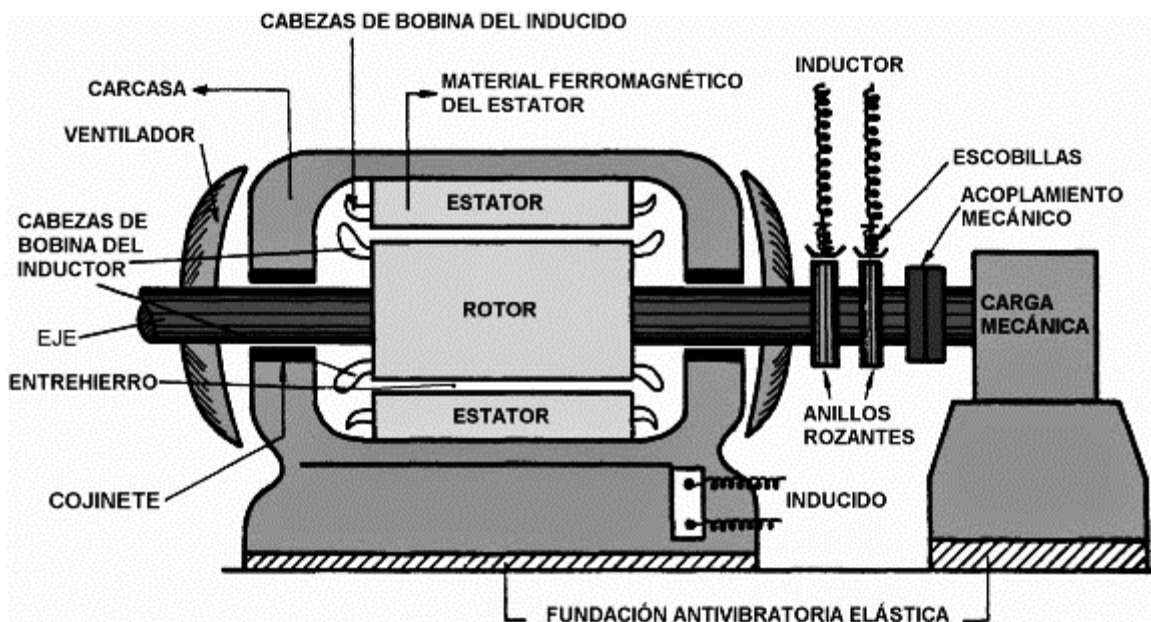


Figura 2.7. Modelo esquemático de un condensador.



2.4.3 REACTORES EN DERIVACIÓN (COMPENSACIÓN REACTIVA EN ESTADO ESTABLE)

Un reactor en derivación es aquel reactor conectado entre fase y tierra, entre fase y neutro o entre fases, en un sistema de potencia para compensar la corriente capacitiva.⁵⁶

Las líneas de transmisión de alta tensión (particularmente las de gran longitud), generan una cantidad sustancial de potencia reactiva cuando son ligeramente cargadas. De manera inversa, dichas líneas absorben una gran cantidad de potencia reactiva cuando son fuertemente cargadas. Como consecuencia, el voltaje en el sistema no se mantiene en los rangos de tensión requeridos, a menos que la línea de transmisión esté operando con balance de potencia reactiva.⁵⁷

Para alcanzar un balance aceptable de esta potencia, la línea debe ser compensada para una determinada condición de operación. Para grandes cargas, el balance de potencia es negativo y se requiere la compensación capacitiva para mantener el voltaje.

Esto se logra generalmente, utilizando capacitores en derivación. En el caso de operación con cargas ligeras, el balance de potencia es positivo, y se requiere una compensación inductiva, utilizando reactores en derivación o tipo shunt.

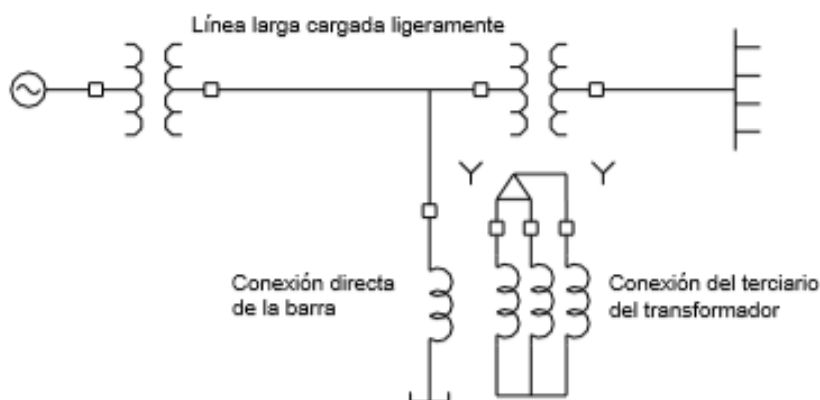


Figura 2.8. Conexión típica del reactor en derivación.

2.4.3.1 Definiciones aplicables a reactores en derivación

Tensión máxima de operación $U_{m\acute{a}x}$: Es la tensión más alta a la frecuencia nominal, en la cual el reactor debe ser capaz de operar continuamente sin exceder los límites de temperatura especificados.⁵⁸

Potencia nominal Q_n : Potencia reactiva especificada para operar a tensión y frecuencia nominal.

Corriente nominal I_n : Corriente obtenida a partir del voltaje nominal y la potencia nominal del reactor.



Reactancia nominal X_n : reactancia especificada a voltaje nominal y frecuencia nominal, expresada en ohm por fase.

Reactancia de secuencia cero en un reactor trifásico conectado en estrella, X_0 : Reactancia por fase a frecuencia nominal, igual a tres veces el valor de la reactancia medida entre las terminales cortocircuitadas y la terminal de neutro de un reactor trifásico.

Reactancia mutua X_M (en un reactor trifásico): Es la relación entre la tensión inducida en una fase abierta y la corriente en una fase excitada (en ohms por fase a frecuencia nominal).

La inductancia mutua se expresa en p.u. de la reactancia nominal.

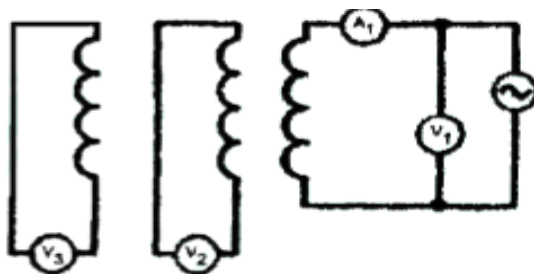


Figura 2.9. Mediciones de reactancia mutua para reactores trifásicos o bancos trifásicos de reactores monofásicos.

V_1, V_2, V_3 , = Lectura de voltímetro.

A_1 = Lectura de Amperímetro.

$$\text{Reactancia mutua} = \frac{V_2}{A_1} \text{ ó } \frac{V_3}{A_1} \text{ respectivamente}$$

Tensión nominal U_r : Tensión a la frecuencia nominal a ser aplicada entre las terminales de línea del devanado de un reactor trifásico, o entre las terminales del devanado de un reactor monofásico.

2.4.4 COMPENSADORES ESTÁTICOS DE VAR (SVC)

Los compensadores estáticos de potencia reactiva en paralelo, mejor conocidos por el acrónimo SVC por sus siglas en inglés (Static VAR Compensator), se utilizan en las redes eléctricas de transmisión para mejorar las condiciones de potencia reactiva en un sistema. Antes de la llegada de estos compensadores la función de compensación se realizaba con generadores síncronos funcionando sin inyección de potencia activa, los cuales operaban como compensadores síncronos capaces de generar o absorber únicamente potencia reactiva o bien con bancos de capacitores conmutados mecánicamente.



Los compensadores estáticos son equipos formados por reactores controlados por tiristores y capacitores ya sea conmutados por interruptor o tiristores y filtros de corrientes armónicas que son utilizados para suministrar y/o absorber potencia reactiva regulando así la tensión en un sistema eléctrico de potencia.⁶⁰

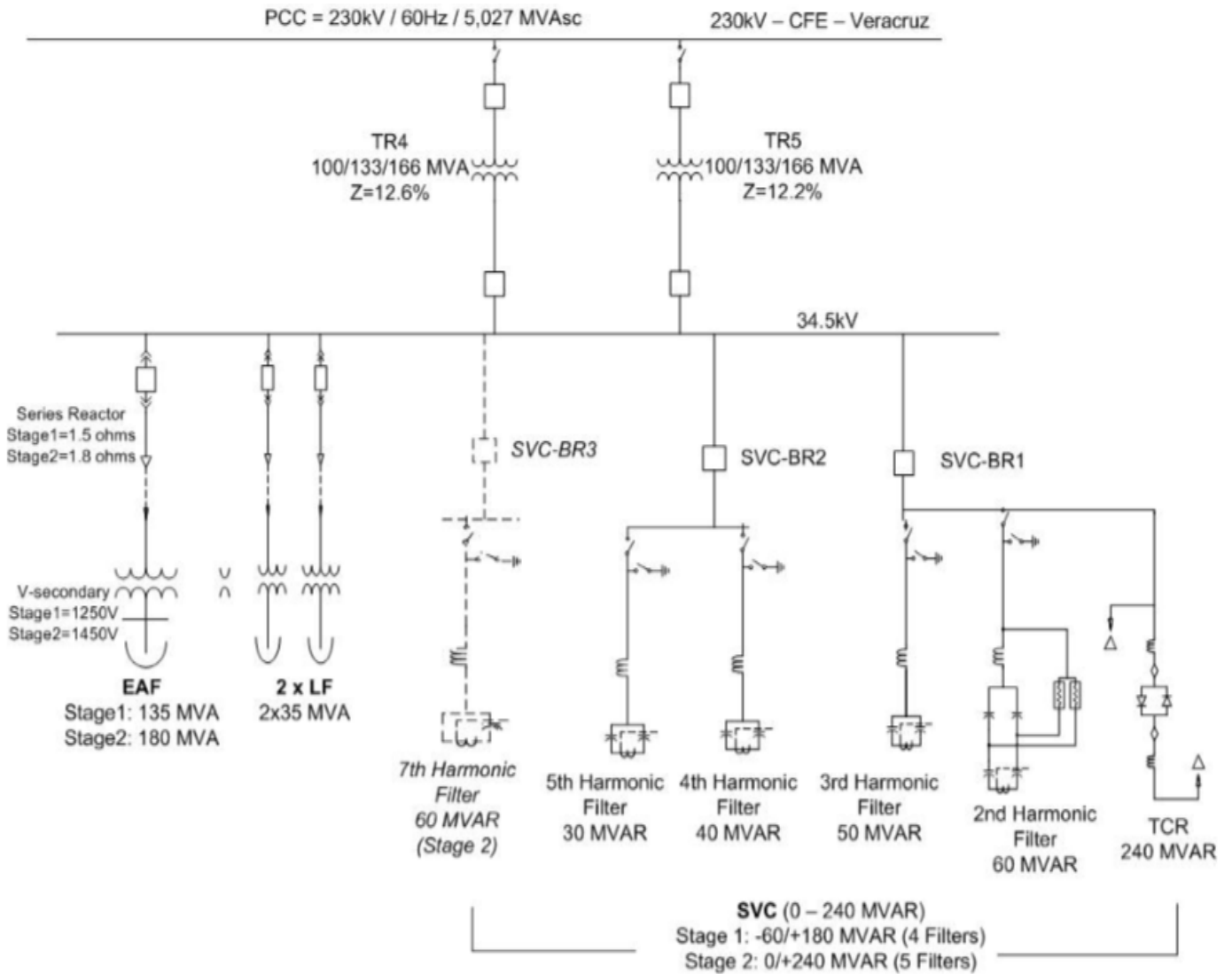


Figura 2.10. Esquema SVC.

2.4.4.1 Los tiristores

El tiristor es el nombre genérico dado a una familia de semiconductores que tienen cuatro capas de materiales semiconductores. Un miembro de esta familia es el tiristor de dos hilos, conocido como *diodo PNP* o *diodo trigger*. El nombre de este elemento en la norma para símbolos gráficos del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) es tiristor tipo diodo del bloqueo inverso.⁶¹

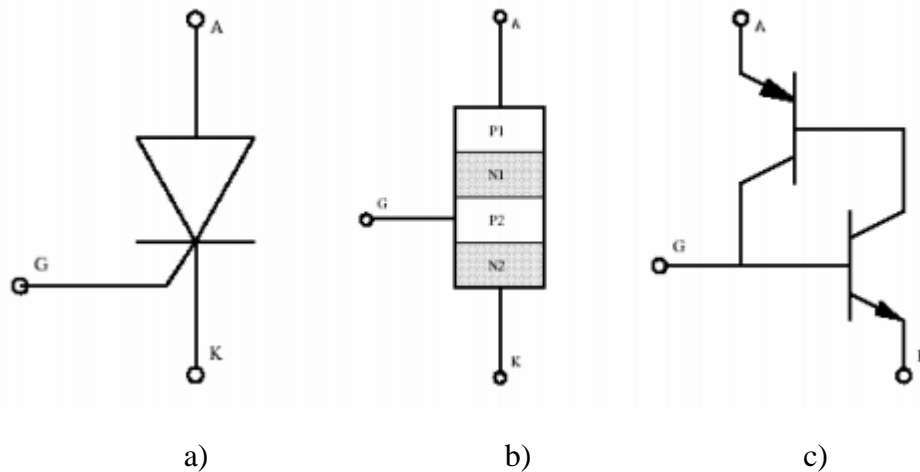
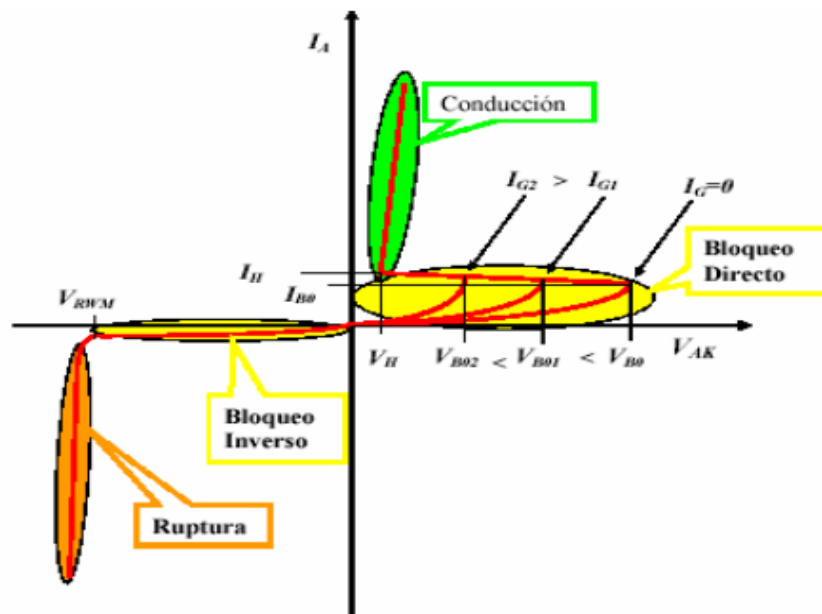


Figura 2.11. a) símbolo, b) estructura, y c) esquema equivalente de un tiristor de potencia.

El diodo PNP es un rectificador o diodo con una característica inusual de voltaje-corriente en la región de polarización directa, como se muestra en la siguiente gráfica.



Gráfica 2.4. Curva característica voltaje- corriente de un diodo PNP.



En la gráfica se observa que la curva consta de tres regiones:

1. La región de bloqueo inverso.
2. La región de bloqueo directo.
3. La región de conducción.

En la región de bloqueo inverso, el diodo PNP se comporta como cualquier diodo y bloquea el flujo de corriente hasta que se alcanza la tensión de ruptura inversa. En la región de conducción, el diodo PNP se comporta de nuevo como cualquier diodo, permitiendo el flujo de grandes cantidades de corriente con muy poca caída de voltaje. La región de bloqueo directo distingue un diodo PNP de un diodo común.

Cuando se polariza un diodo directamente, no fluye corriente hasta tanto la caída de tensión directa exceda cierto valor llamado *voltaje de transición conductiva* V_{BO} . Cuando el voltaje directo del diodo PNP excede el valor V_{BO} , se enciende y *permanece encendido* hasta que la corriente que pasa a través de él cae por debajo de este mínimo (típicamente unos pocos miliamperes). Si la corriente se reduce a un valor por debajo de este mínimo (llamado *corriente de sostenimiento* I_H), el diodo PNP se apaga y no conduce hasta que la caída de voltaje directo exceda nuevamente a V_{BO} .

En resumen, un diodo PNP:

1. Se enciende cuando se le aplica voltaje V_D mayor que V_{BO} .
2. Se apaga cuando la corriente I_D cae por debajo de I_H .
3. Bloquea todo el flujo de corriente en dirección inversa hasta que se excede el máximo voltaje inverso.

2.4.4.2 Principio de funcionamiento de un SVC

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia.⁶²

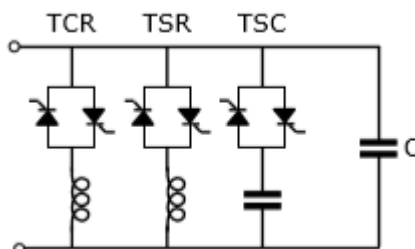


Figura 2.12. Esquema simplificado para un SVC

Mediante la conmutación por medio de los tiristores se pueden obtener los siguientes tipos de compensación:⁶³

- ❖ **Compensación Discreta o por paquetes:** Está basada en un interruptor electrónico que abre o cierra el circuito un número entero de semiciclos.
- ❖ **Compensación Continua:** Es casi idéntica a la anterior, diferenciándose en que para este caso, los tiristores se utilizan como controladores, es decir, el interruptor abre o cierra el circuito en un instante cualquiera.

2.4.4.3 Clasificación del SVC

Un SVC básicamente consta de un arreglo de reactores y condensadores conectados en paralelo, que actúan inyectando o absorbiendo potencia reactiva inductiva o capacitiva con el objetivo de mantener la tensión del sistema en un nivel determinado. La forma en que son dispuestos estos arreglos de elementos de compensación define los principales tipos de SVC, los cuales se muestran a continuación:

64

- ❖ **Condensador conmutado por tiristores:** El esquema del condensador conmutado por tiristor o *thyristor switched capacitor* (TSC) representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores. En la siguiente figura se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores (TR1 y TR2) en antiparalelo. De forma que, para conectar el condensador (C) se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente. Para la desconexión se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero.⁶⁵

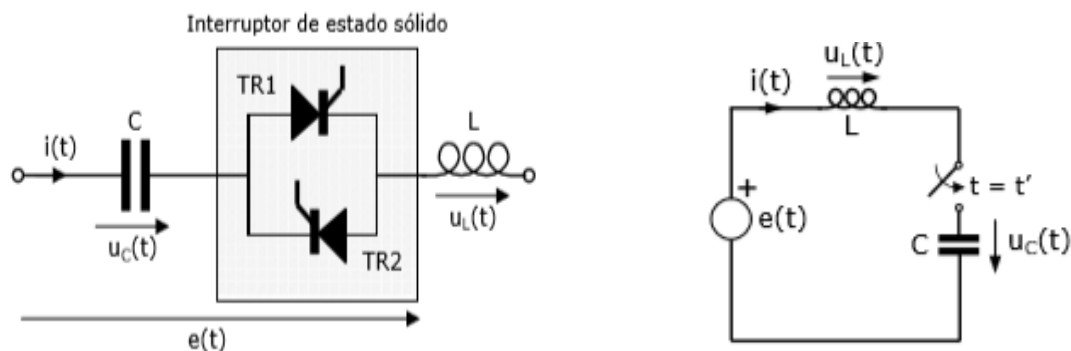


Figura 2.13. a) Configuración de un TSC y b) esquema equivalente de un TSC

En serie con el condensador es habitual encontrar una bobina (L), ya sea para limitar la derivada de la intensidad $di(t)/dt$ y así proteger a los tiristores, o bien, para crear un filtro sintonizado a una determinada frecuencia. La actuación del interruptor estático es prácticamente instantánea, por consi-



guiente, se puede elegir como instante de conexión aquel en que el valor de la tensión de alimentación provoque la menor corriente transitoria.

Para estudiar en detalle el transitorio de conexión del condensador C cuando éste está en serie con una bobina ideal L , (figura 2.13 b), donde se considera un comportamiento ideal para el interruptor estático. La tensión de alimentación $e(t)$ se puede poner como:

$$e(t) = \sqrt{2E} \cos \omega t$$

Donde E es el valor eficaz de la tensión y ω su pulsación.

La expresión para la tensión del condensador $U_C(t)$ si el interruptor se cierra en el instante t' es:

$$U_C(t) = U_a(t) + U_p(t)$$

Siendo $U_a(t)$ su componente natural y $U_p(t)$ su respuesta en régimen estacionario sinusoidal:

$$U_a(t) = K_1 \cos \omega_0(t - t') + K_2 \sin \omega_0(t - t')$$

$$U_p(t) = \sqrt{2} U_C \cos \omega t$$

Donde:

ω_0 es la frecuencia natural, que se puede poner como:

$$\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$$

U_C es el valor de eficaz de la tensión en régimen permanente, tal que:

$$U_C = E \frac{1}{1 - \omega^2/\omega_0^2}$$

K_1 y K_2 son constantes que se pueden deducir de las condiciones iniciales.

El cálculo de la intensidad se puede realizar utilizando la relación $i(t) = C du_C(t)/dt$, con lo que se obtiene la expresión:

$$i(t) = i_a(t) + i_p(t)$$

Donde $i_a(t)$ e $i_p(t)$ son, respectivamente, la componente natural y estacionaria de la intensidad:

$$i_a(t) = -\omega_0 C K_1 \sin \omega_0(t - t') + \omega_0 C K_2 \cos \omega_0(t - t')$$

$$i_p(t) = -\omega C \sqrt{2} U_C \sin \omega t$$

Para el cálculo de K_1 y K_2 las condiciones iniciales que se consideran son la intensidad inicial del circuito y la tensión inicial del condensador:

$$U_C(t') = U_0$$

$$i(t') = 0$$



donde U_0 es la tensión inicial del condensador o tensión residual. Los valores obtenidos son:

$$K_1 = U_0 - \sqrt{2}U_C \cos\theta$$

$$K_2 = \frac{\omega}{\omega_0} \sqrt{2}U_C \sin\theta$$

siendo θ el ángulo de disparo del interruptor estático: $\theta = \omega t'$

Por otra parte, para que el transitorio de conexión sea mínimo es necesario que la componente natural de la corriente sea nula, es decir, que tanto K_1 como K_2 sean cero, o sea:

$$K_2 = \frac{\omega}{\omega_0} \sqrt{2}U_C \sin\theta = 0 \Rightarrow \theta = 0 \text{ ó } \pi$$

$$K_1 = U_0 \mp \sqrt{2}U_C \Rightarrow U_0 = \mp \sqrt{2}E \frac{1}{1 - \omega^2/\omega_0^2}$$

Resumiendo, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones:

- El ángulo de conexión θ ha de ser 0 ó π , esto se puede interpretar como que en el instante de conexión la tensión de alimentación ha de ser la máxima ($\theta = 0$) o la mínima ($\theta = \pi$).
- La tensión del condensador en el instante de realizar la conexión debería ser igual al valor de pico de su tensión en régimen permanente.

Por consiguiente, para la eliminación del transitorio de conexión del TSC, es necesario realizar la conexión cuando la tensión de alimentación alcance su valor de pico ($\pm\sqrt{2}E$) y mantener el condensador antes del disparo con una tensión residual determinada ($U_0 = \pm\sqrt{2}U_C$). El cumplimiento simultáneo de ambas condiciones no se puede garantizar, ya que la tensión de un condensador depende de su instante de desconexión y del tiempo que lleve desconectado. No obstante, para una tensión residual dada, se asume como aceptable que el instante más favorable para la conexión es aquel en que la tensión de alimentación es igual a la tensión residual, o lo que es lo mismo, cuando la tensión en los tiristores se anula, ya que: $K_1 = 0 \Rightarrow U_0 = \sqrt{2}U_C \cos\theta \approx \sqrt{2}E \cos\theta \Rightarrow e(t') \approx U_0$

donde se tiene en cuenta que $\omega_0 \gg \omega$, y por lo tanto, $U_C \approx E$.

- ❖ **Bobina controlada por tiristores:** Otro elemento característico en los SVC es la bobina controlada por tiristores o thyristor controlled reactor (TCR). La principal misión de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina. El esquema de un TCR como se muestra en la siguiente figura, está formado por una bobina (R+L) y un convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en antiparalelo. En este caso, a la electrónica de potencia se le aplica un control de fase, de forma que se regula el valor eficaz de la corriente que circula a través de la reactancia. ⁶⁶

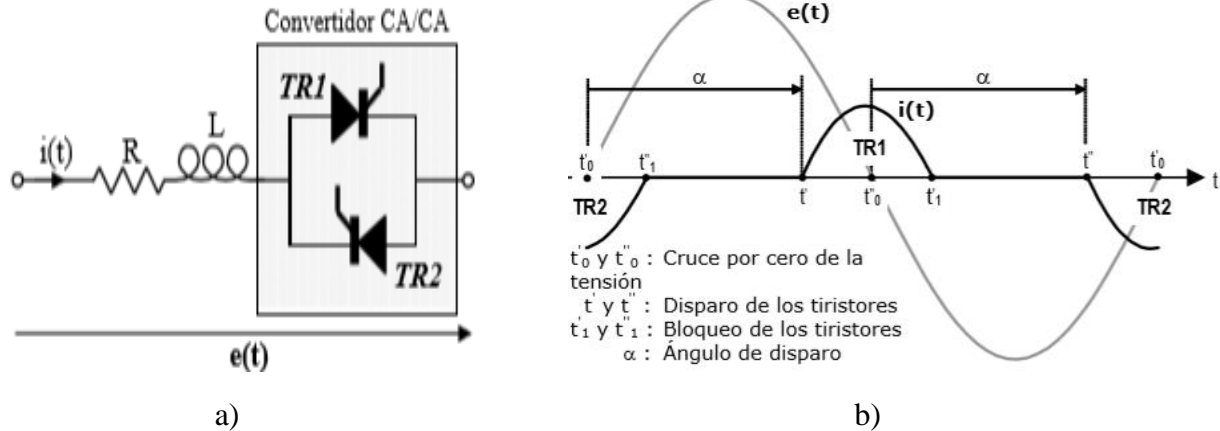


Figura 2.14. A) Configuración de un TCR, b) formas de onda de intensidad de un TCR.

Si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o thyristor switched reactor (TSR). Para minimizar los transitorios de desconexión el instante más favorable sería cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo. Otra alternativa podría ser la de utilizar los tiristores para controlar la intensidad de una batería de condensadores, no obstante, el aplicar el control de fase sobre capacidades ocasionaría fuertes corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores, además de la dificultad que esto originaría en el control. Para el estudio del comportamiento del TCR se supone un comportamiento ideal de los tiristores y que la tensión de alimentación es sinusoidal pura, esto es:

$$e(t) = \sqrt{2}E \text{ sen } \omega t$$

Para empezar, se estudian los instantes de conexión de los tiristores. El tiristor de ciclos positivos, TR1, se activará en el instante t' , el cual tomando en cuenta la ecuación anterior, la calcularemos como:

$$t' = t'_0 + \alpha/\omega = \alpha/\omega$$

donde α es el ángulo de disparo y t'_0 es el instante en de cruce por cero de la tensión con pendiente positiva. Análogamente, el tiristor para ciclos negativos, TR2, se activará en el instante t'' cuya expresión es:

$$t'' = t''_0 + \alpha/\omega = (\pi + \alpha)/\omega$$

donde t''_0 es el instante en de cruce por cero de la tensión con pendiente negativa.

Los instantes de final de conducción de los tiristores (apagado, bloqueo), se producen en el cruce por cero de la intensidad, después de iniciada la conducción (ver t'_1 y t''_1 figura 2.14 b). Una vez definidos los instantes de conducción y apagado, la intensidad se puede definir según los siguientes intervalos:

❖ Para los ciclos positivos, $t' \leq t \leq t'_1$, la intensidad se ajusta a la ecuación:

$$i(t) = K_1 e^{-a(t-t')} + \sqrt{2}I \text{ sen}(\omega t - \phi)$$



❖ Para los ciclos negativos, $t'' \leq t \leq t_1''$, la intensidad se ajusta a la ecuación:

$$i(t) = K_2 e^{-\alpha(t-t'')} + \sqrt{2} I \text{sen}(\omega t - \phi)$$

❖ Para los instantes no incluidos en los intervalos anteriores se tiene: $i(t) = 0$

donde:

- I es el valor eficaz de la intensidad en régimen estacionario, es decir:

$$I = E / \sqrt{R^2 + L^2 \omega^2}$$

- ϕ es el ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad en régimen estacionario: $\phi = \arctan(\omega L / R)$. Generalmente $\omega L \gg R$, con lo que se puede afirmar que $\phi \approx \pi/2$ (90°)
- α es la atenuación y se define como: $\alpha = R/L$
- K_1 y K_2 son constantes definidas a partir de las condiciones iniciales. Las constantes K_1 y K_2 , si se consideran las condiciones iniciales nulas de forma que, $i(t')=0$ e $i(t'')=0$, resultan:

$$K_1 = -\sqrt{2} I \text{sen}(\omega t' - \phi) = -\sqrt{2} I \text{sen}(\alpha - \phi)$$

$$K_2 = -\sqrt{2} I \text{sen}(\omega t'' - \phi) = -\sqrt{2} I \text{sen}(\pi + \alpha - \phi)$$

De donde se puede deducir, debido a la igualdad supuesta para los ángulos de disparo de TR1 y TR2, que: $K = K_1 = -K_2$

El ángulo de disparo α tiene unos valores máximo y mínimo, tal y como se puede observar si se analiza el comportamiento del tiristor TR1:

Si $\alpha > \pi$, entonces el disparo se produce en el instante que la tensión es negativa, por lo tanto no hay conducción e $i(t) = 0$.

Si $0 < \alpha < \phi$, el apagado ($i(t) < 0$) no se produce hasta que la tensión rebasa su valor mínimo $-\sqrt{2}E$, de forma que ya estaría disparado el tiristor de la otra rama TR2. En unos cuantos ciclos la intensidad sería la de régimen permanente, $i(t) = i_c(t)$.

Según lo expuesto, los límites para el ángulo de disparo son: $\phi \leq \alpha \leq \pi$

de forma que para $\alpha \leq \phi$ la intensidad es la de régimen permanente, $i(t) = i_c(t)$, y para $\alpha \geq \pi$ la intensidad es nula $i(t) = 0$.

❖ **Reactor controlado por tiristores (TCR):** También llamado “Thyristor Controlled Reactor” por sus siglas en inglés. La principal función de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida, utilizando una bobina. Existen configuraciones tanto monofásica como trifásicas (delta, estrella).⁶⁷

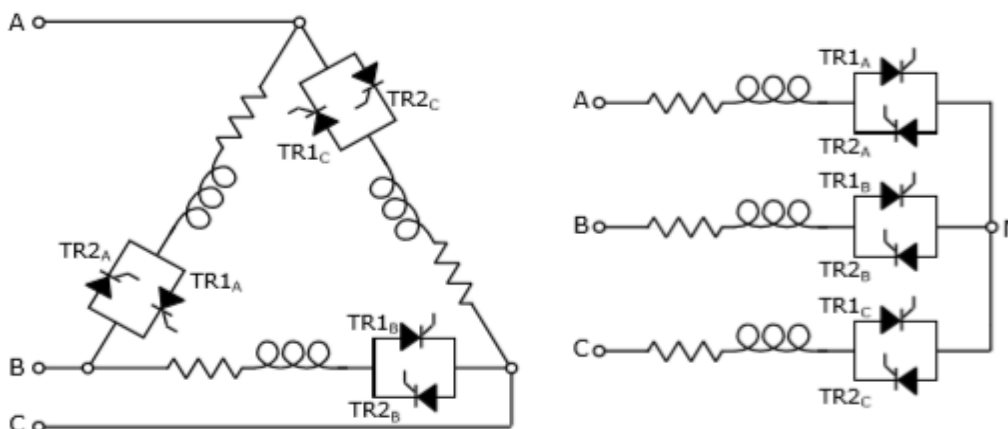


Figura 2.15. Configuraciones trifásicas del TCR

El TCR es usado en configuración trifásica en conexión delta con la finalidad de obtener alta eficiencia, buena operación dinámica, y un costo competitivo en los sistemas de transmisión. Tal configuración es también conocida como “configuración de seis-pulsos”.

Sin embargo, tal configuración produce una significativa corriente de la 5ª y 7ª armónica y es por ello que el TCR frecuentemente se usa en conjunto con un capacitor fijo o bien se diseña un filtro para evitar dichas perturbaciones y minimizar la distorsión en la transmisión de potencia.

El esquema simple de un TCR consta de un reactor fijo con inductancia L y un par de tiristores conectados en anti-paralelo, como se muestra en la siguiente figura:

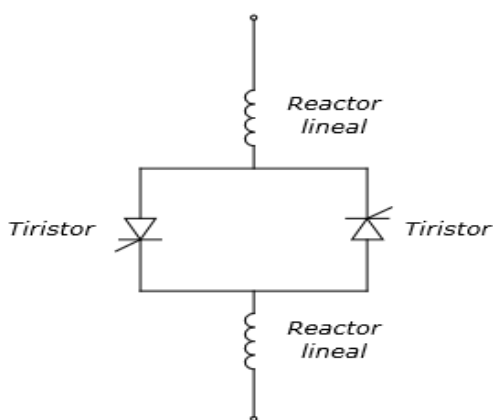
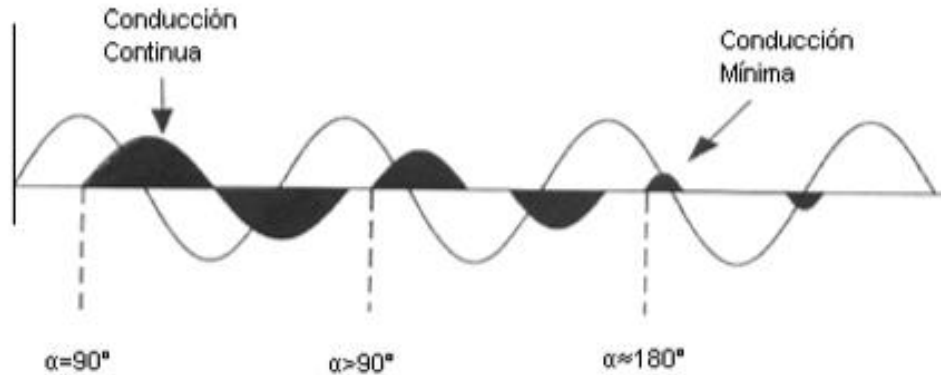


Figura 2.16. Esquema simple de un TCR.

Los tiristores actúan como un interruptor bidireccional, conduciendo en los medios ciclos positivos y negativos de la señal de voltaje aplicada. La variación de corriente se obtiene por el control del ángulo de disparo en los tiristores (α), el cual es medido desde el cruce por cero del voltaje en operación y comprende desde los 90° a los 180° . Si el ángulo es menor a 90° se introduce corriente directa generando un disturbio en la operación simétrica de los tiristores.



Gráfica 2.5. Formas de onda del efecto del control del ángulo de disparo del TCR.

- ❖ **Reactor Controlado por Tiristores con un Capacitor Fijo (TCR-FC):** Esta configuración está formada por un banco de capacitores de valor fijo, en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de interruptor. El TCR provee un rango controlable continuo sólo en el rango inductivo de la potencia reactiva. Al conectar en paralelo el banco de condensadores fijos es posible extender este rango dinámico al lado capacitivo.⁶⁸

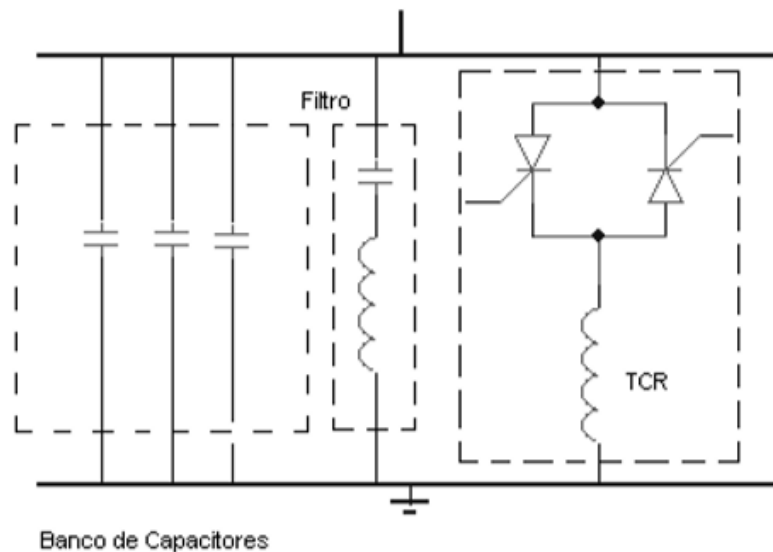


Figura 2.17. Ejemplo de reactor controlado por tiristores con un capacitor fijo.

En la utilización de este tipo de SVC se presenta una desventaja, dado que circulan enormes corrientes dentro del circuito TCR-FC necesarias para la cancelación de los MVAR's capacitivos, lo que produce pérdidas significativas aún en estado estacionario y sin inyección de reactivos al sistema por parte del SVC.

❖ Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores (TCR-TSC):

El uso de TCR o de TSC permitiría sólo una compensación capacitiva o inductiva. Un TCR-FC se comporta como un circuito LC paralelo que tiende a entrar en resonancia con la impedancia del sistema ante la presencia de grandes perturbaciones. Ante esta situación, un TCR-TSC puede operar rápidamente desconectando los capacitores (lo que no es posible en el TCR-FC), evitando la posibilidad de la resonancia.⁶⁹

Por lo que podemos decir que un compensador estático de VAR (SVC) consiste en TCR en paralelo con uno o más TSC, con la finalidad de: variar de manera continua la potencia reactiva, reducir a cero las pérdidas de régimen permanente y proporcionar incrementos en la flexibilidad de operación. Dado que la capacidad del TCR es pequeña, la generación armónica se reduce de manera considerable; aun así, se incluye un filtro para compensar en caso de que todas las ramas TSC no sean ocupadas y sólo actúe el TCR.

De manera práctica la configuración de un TCR-TSC puede ser considerada como el arreglo de un TCR-FC, donde el capacitor puede tomar diferentes valores, por lo tanto, se debe entender que las ramas correspondientes al TSC tendrán el mismo valor.

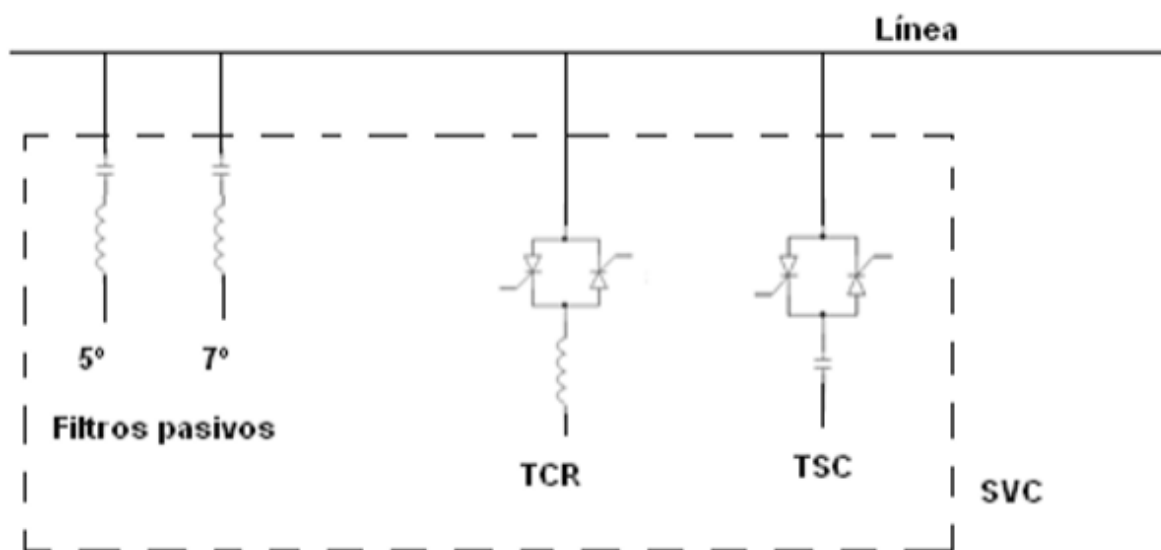


Figura 2.18. Configuración general de un SVC tipo TSC-TCR.

2.4.4.4 Aplicaciones del SVC

Los compensadores se instalan para cumplir principalmente los siguientes requerimientos:⁷⁰

- ❖ Estabilizar la tensión dinámica
- ❖ Aumento de la capacidad de transferencia de energía
- ❖ Reducción de la variación de tensión



- ❖ Mejora de la estabilidad sincrónica
- ❖ Aumento de la estabilidad en régimen transitorio
- ❖ Equilibrio dinámico de la carga
- ❖ Soporte de la tensión en régimen permanente

Los SVC son diseñados de modo que se pueda variar la tensión del sistema en un rango de $\pm 5\%$ como mínimo. Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

La razón habitual para instalar un compensador en centros de carga es reducir el efecto de las perturbaciones de la red sobre las cargas sensibles. Puede tratarse de cortocircuitos y/o de la pérdida de líneas importantes de transmisión.

Los centros de carga pueden estar al final de una red radial o en un sistema mallado. La característica común de ambas ubicaciones es que las cargas están situadas lejos de grandes centrales eléctricas.

Dentro de las aplicaciones de los SVC destacan: ⁷¹

- ❖ Control de la tensión para aumentar la calidad del suministro permitiendo, por ejemplo, mitigar la aparición de *flicker* cuando existen hornos de arco.
- ❖ Desde el lado del transporte de energía eléctrica se emplean para mejorar la estabilidad y la capacidad de transporte de las líneas de transporte.
- ❖ El SVC se puede poner en paralelo con un determinado consumo cuyo comportamiento varíe rápidamente para obtener un factor de potencia cercano a la unidad en todo instante
- ❖ En el caso de consumos monofásicos variables, como es el caso de la tracción en trenes eléctricos, el SVC se usa para equilibrar el consumo en cualquier régimen de funcionamiento.



Figura 2.19. SVC fabricado por Alstom de $+30/-25$ MVAR en 66 KV.

2.4.4.4.1 Configuración del SVC

El SVC tiene un comportamiento capacitivo o inductivo en función del estado de operación de las distintas unidades de capacidad (TSC o controladas mecánicamente), del TCR y de la dimensión de los condensadores fijos, ya sea en baterías o filtros LC. ⁷²

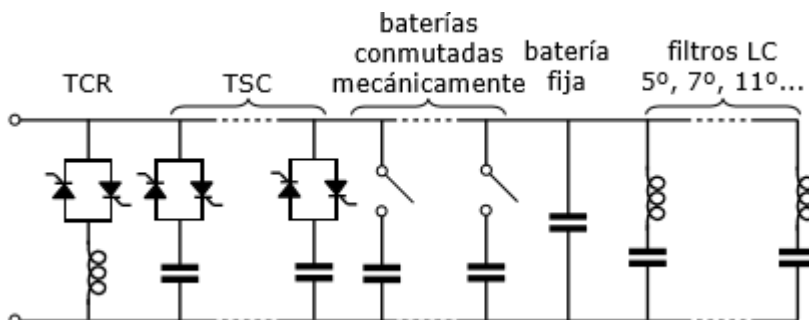
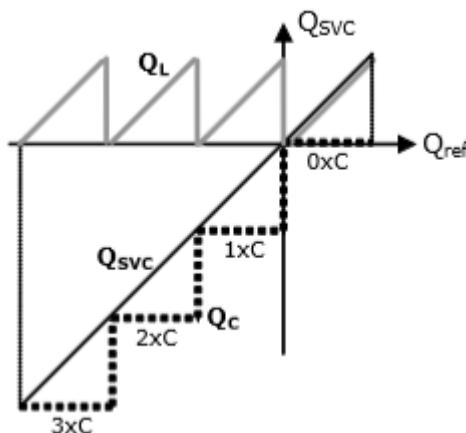


Figura 2.20. Composición por fase de un SVC.

La utilización de unidades TSC en paralelo con el TCR permite disminuir la su inductancia para el funcionamiento en el lado capacitivo, ya que el TCR sólo tendría que cubrir el salto de reactiva entre dos escalones del TSC. Al reducir el tamaño del TCR también disminuirían los armónicos inyectados por éste a la red. En la Ilustración se puede ver el comportamiento de un SVC formado por TCR más TSC's en función de una potencia reactiva demandada (Q_{ref}).



Gráfica 2.6. Evolución de la reactiva generada por un SVC formado por TSC-TCR.

La inclusión de filtros LC, ya sea sintonizados a un determinado armónico o bien paso-bajo, sirven para evitar que parte de los armónicos generados en el TCR se transmitan a la red. Con objeto de reducir los armónicos emitidos por el SVC también se pueden emplear estrategias como las del rectificador de 12 pulsos, dividiendo el SVC en dos y conectando cada parte a un transformador YY e YD. Las baterías de condensadores, o inductancias, accionadas mecánicamente pueden trabajar como unidades de reactiva de reserva que entrarían en funcionamiento en aquellas condiciones más severas para el control realizado por el SVC.



2.4.4.4.2 Control de tensión y corrección del factor de potencia.

Para analizar el comportamiento de un SVC en control de tensión y corrección del factor de potencia se empleará el circuito mostrado en la siguiente figura; donde \underline{U} es la tensión en el consumo, \underline{E} es la tensión de suministro, P y Q representan el consumo de la carga y Q_{SVC} es la potencia reactiva generada por el SVC. ⁷³

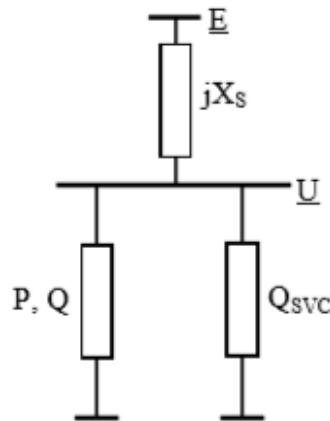


Figura 2.21. Circuito equivalente del comportamiento de un SVC.

La caída de tensión $\Delta \underline{U}$ en el consumo se puede poner como:

$$\Delta \underline{U} = \underline{E} - \underline{U} = jX_s \frac{P - j(Q - Q_{SVC})}{U}$$

donde se ha tomado como referencia la tensión $\underline{U} = U \angle 0$, \underline{E} es la tensión de suministro y $Q_{SVC} = B_{SVC} U^2$.

Utilizando la ecuación anterior, se puede poner el valor eficaz de la tensión en el suministro como:

$$E^2 = \left[U + \frac{X_s(Q - Q_{SVC})}{U} \right]^2 + \left[\frac{X_s P}{U} \right]^2$$

El valor de Q_{SVC} que se requeriría para mantener constante la tensión se obtiene de la ecuación anterior, con la condición de $E = U$. Por otra parte, si lo que se desea es hacer una corrección del factor de potencia, dicho valor sería $Q_{SVC} = Q$. De lo que se deduce que no se pueden controlar la tensión y el factor de potencia simultáneamente.



TEMA III. CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN

En los Sistemas de Potencia, que se operan a baja carga o sin ella, sus líneas de transmisión actúan como una capacitancia a la frecuencia de 60 Hz, cuya corriente de carga produce sobrevoltajes en las terminales de las líneas. Para reducir estos sobrevoltajes y absorber el exceso de VARS producidos bajo estas condiciones, se instalan Reactores de Potencia en Derivación.⁷⁴

México por sus largas distancia de transmisión de energía eléctrica, ha requerido instalar en el Sistema Eléctrico Nacional reactores de potencia en derivación. Anteriormente este equipo ha sido importado, por lo que su desarrollo tecnológico representa un reto a la ingeniería mexicana.

Los reactores de potencia en derivación por su costo y su operación continua en el Sistema requieren de un conocimiento adecuado de ellos, tanto desde el punto de vista de Equipos como del Sistema; con este objetivo se describen a continuación los tipos de construcción existentes y sus principales características de diseño.

En líneas de transmisión de extra alta tensión de 400 KV o mayores, resultan sobrevoltajes peligrosos al sistema por dos razones. La primera, durante períodos de carga baja o sin carga, el voltaje se eleva debido a la corriente capacitiva que fluye a través de la inductancia de la línea y del sistema (efecto Ferranti), ya que la línea actúa como una capacitancia. La aplicación de reactores en derivación directamente a las terminales de la línea reduce dicha corriente solucionando el problema.

La segunda razón por la que aparecen sobrevoltajes es la iteración de la capacitancia de la línea con inductancias saturables en el sistema (ferroresonancia), tales como la energización de un transformador en el extremo receptor de la línea, en estos casos se recomienda la aplicación de reactores en derivación en el terciario del transformador, véase la siguiente figura.

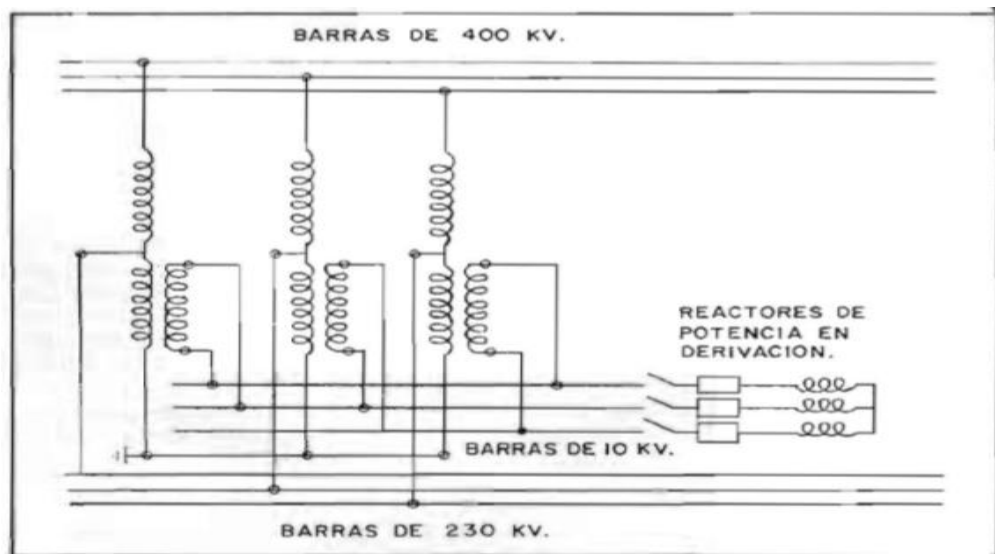


Figura 3.1. Reactores en derivación a través del terciario del autotransformador.



3.1 TIPOS DE REACTORES EN DERIVACIÓN.

Los reactores se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes criterios: ⁷⁵

- De acuerdo con su medio aislante
 - Tipo seco
 - Sumergidos en aceite
- De acuerdo con el tipo de construcción
 - Con núcleo de aire
 - Con núcleo magnético con entrehierro. Éstos a su vez se clasifican en tipo acorazado y tipo columna
- De acuerdo con su aplicación
 - Servicio continuo
 - Del tipo conmutado (entran y salen de operación, de acuerdo con las necesidades del sistema)

3.1.1. REACTORES DE ACUERDO CON SU MEDIO AISLANTE

De acuerdo con la Norma IEEE Std. C.57.21 “Standard Requirements, Terminology and Test Code for Shunt Reactor Rated Over 500 kVA”, existen dos tipos de reactores tipo seco y sumergidos en aceite. En esta clasificación, el medio aislante determina el tipo de reactor. ⁷⁶

3.1.1.1 En Aire

Los reactores tipo seco y con núcleo de aire, generalmente se utilizan como limitadores de corriente. Tradicionalmente tienen un sistema de enfriamiento con ventilación natural, aunque pueden diseñarse con ventilación de aire forzado. Las espiras del devanado tienen uno o varios conductores, dependiendo de la capacidad requerida de la corriente, formando capas radiales sobre un tubo aislante de fibra de vidrio. En algunas ocasiones, estos reactores se encuentran impregnados con resina epóxica. A continuación, se muestra un ejemplo de este tipo de reactor.



Figura 3.2. Reactores tipo seco.



3.1.1.1 Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt

Estos reactores van desde unidades pequeñas de baja potencia reactiva (kvar) para aplicaciones tales como limitar corriente de inrush en bancos de capacitores o reducción de corrientes de corto circuito en sistemas de distribución, hasta los reactores de mayor potencia para varias aplicaciones incluyendo los reactores tipo Shunt, cuya potencia puede superar los 100Mvar por bobina.⁷⁷

Principales ventajas de los reactores con núcleo de aire tipo Shunt:

- Sin riesgo ambiental, no requiere sistema de captación de aceite.
- Sin riesgo de fuego, no requiere un sistema anti-incendios.
- Prácticamente libre de mantenimiento y costos asociados.
- Menor obra civil, menor peso.
- Menor esfuerzo de transportación y manejo.
- Simplicidad de aislamiento a tierra (auto-regenerable).
- Esquema de protección sencillo.
- Sin riesgo de fallas en boquillas.
- Corriente de magnetización baja- sin núcleo de hierro.
- Típicamente menor costo de inversión.
- Menor costo por unidades de repuesto (una fase).
- Típicamente menor tiempo de entrega.
- Capacidad de arranque en frío (no es necesario calentar el aceite previo a la energización durante temperaturas ambientales bajas).

La configuración de reactores tipo seco, consiste únicamente en la bobina y aisladores de soporte, no se tiene un núcleo de hierro o tanque de acero. El aislamiento a tierra es provisto simplemente por el espacio alrededor del embobinado del reactor y los aisladores de soporte.

La configuración básica del reactor seco tipo shunt son unidades monofásicas con un arreglo adecuado, respetando distancias entre fases y conectados en estrella, ya sea sólidamente aterrizado o con neutro flotante. De ser requerido, el neutro del banco de reactores shunt en líneas de transmisión puede ser aterrizado por medio de un reactor.

Las dimensiones de la bobina dependen de muchos factores, el peso y las dimensiones aumentarán con la potencia del reactor (Mvar). Para cumplir con los requerimientos de transportación e instalación, los límites superiores de las dimensiones referenciales de una unidad rondan los 4.5 metros (14.5 pies), tanto en altura como en diámetro. Estas dimensiones se traducen a una potencia máxima unitaria por fase de aproximadamente 120 Mvar a 60 Hz (considerando un reactor por fase). Se pueden alcanzar mayores potencias utilizando varios reactores por fase. Adicionalmente al rango básico de potencia (Mvar), existen otros factores que gobiernan el diseño y dimensiones de los reactores, por ejemplo; bajas pérdidas y requerimientos de voltaje.

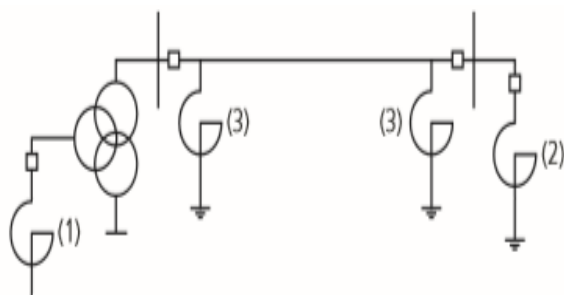
La longitud del embobinado es seleccionada para soportar los esfuerzos de tensión impuestos por la tensión del sistema a la cual los reactores están conectados. Los reactores con altura aproximada de 5 metros pueden ser conectados en sistemas con tensiones de hasta 115 Kv, en una configuración en estrella. Para tensiones mayores se utilizan dos o más reactores por fase, conectados en serie para mantener los esfuerzos de tensión en la bobina, dentro de los límites aceptables.

Estos reactores no tienen un núcleo de hierro o un tanque de acero que actúe como escudo. Por lo tanto, el campo magnético no es restringido y este ocupará el espacio alrededor del reactor. Aún cuando el campo magnético se reduce en magnitud conforme nos alejamos del reactor, la presencia de este campo, particularmente en reactores de gran potencia, necesita ser considerada por sus posibles efectos en otros componentes metálicos en la proximidad (redes de tierra, estructuras metálicas, etc.)

3.1.1.1.1 Aplicación de reactores tipo shunt

Como su nombre lo dice, los reactores tipo shunt son conectados en paralelo (shunt) al sistema de potencia para compensar la potencia reactiva capacitiva en sistemas de transmisión y distribución y por tanto para mantener los voltajes operativos en niveles admisibles.

Se pueden identificar dos aplicaciones principales para los reactores tipo shunt: a) reactores que requieren un servicio permanente por razones de estabilidad (especialmente en líneas de transmisión largas), o b) reactores que se utilizan para control de tensión en sistemas interconectados, los cuales son conectados únicamente en condiciones de carga ligera, cuando existe un exceso de potencia reactiva capacitiva. Los reactores shunt pueden ser conectados ya sea en (1) el arrollamiento terciario de un transformador de potencia, ó (2) directamente en el bus de la subestación, ó (3) en los extremos de las líneas de transmisión, tal y como se muestra en la siguiente figura.



a)



b)

Figura 3.3. a) Aplicación de reactores Shunt en sistemas de potencia. b) Banco de reactores shunt - 20 kV, 45 Mvar 3 fases, 50 Hz.

❖ Reactores shunt conectados al bus o a las líneas de transmisión de alta tensión

Para los reactores aplicados en tensiones de subtransmisión o transmisión, la caída de voltaje en estado estable a través de la superficie del reactor es un factor decisivo para los parámetros de diseño. La Figura 3.4a muestra dos bancos de reactores shunt de 138 kV, 20 Mvar 3 fases, 60 Hz directamente conectados. Cada fase consiste de dos bobinas apiladas, cada una de aproximadamente 4 metros de altura. Como se puede observar en la figura y de ser necesario, los reactores son elevados del nivel del piso por medio de pedestales de soporte, para que las partes vivas no queden accesibles al personal de la subestación.

Para sistemas con tensiones mayores, se deben de conectar más de dos bobinas en serie. En principio, al conectar varias bobinas en serie, los reactores shunt pudieran ser aplicados en cualquier nivel de tensión

La Figura 3.4b muestra un banco de reactores shunt en 345 kV, 20 Mvar, 3 fases, 60 Hz, que consiste en dos series de reactores apilados, montados una al lado de otro, resultando en un total de 4 series de bobinas conectadas por fase.



a)



b)

Figura 3.4. a) Reactores shunt (2 bancos) 138 kV, 20 Mvar, 3 fases. b) Reactor shunt - 345 kV, 20 Mvar, 3 fases.

❖ Reactores shunt conectados en estrella con neutro aterrizado por medio de un reactor de neutro

La mayoría de las fallas en líneas de transmisión son de una fase a tierra, provocadas por la ruptura del aislamiento dieléctrico en el aire. Para despejar esas fallas, se requiere recuperar el dieléctrico del



aire. Para esto, la fase afectada de la línea es temporalmente aislada por la apertura de un interruptor en ambos extremos de la línea, seguido de un recierre después de un tiempo programado. Esta operación se conoce como Auto Recierre de Fase o SPAR por sus siglas en inglés (single-phase auto-reclosing). Largas líneas de transmisión de Extra Alta Tensión son normalmente operadas con reactores shunt permanentemente conectados a las líneas a nivel de subestación, aun cuando las líneas están desenergizadas. Las operaciones exitosas de SPAR en estas líneas compensadas se obtienen por medio de un fenómeno llamada arqueo secundario. En lugar de la extinción del arco (primario), este arco se mantiene debido a la capacitancia e inductancia acoplada por las dos fases que no tuvieron falla. Un recierre exitoso se logra solamente si este arco secundario se extingue durante el periodo de desconexión del interruptor (al estar abierto). Para mitigar los arcos secundarios, una práctica comprobada es aumentar la impedancia de secuencia cero del reactor shunt por medio de un reactor adicional monofásico, conectado entre el neutro del reactor y tierra.

Durante una operación normal, el reactor de neutro está prácticamente sin carga. En caso de una operación SPAR, este reactor se carga por un par de segundo, típicamente entre un 15% y un 25% del voltaje del sistema, dependiendo de los parámetros de la línea a la que los reactores shunt estén conectados. La potencia nominal de corto tiempo del reactor de neutro es sólo un porcentaje muy bajo de la potencia continua del reactor shunt.

Debido a las ventajas que presentan los reactores secos sobre los inmersos en aceite, prácticamente todos los reactores de neutro son del tipo seco, tanto para bancos de reactores shunt inmersos en aceite o tipo secos.



Figura 3.5. Reactor de aterrizamiento de neutro tipo seco.

3.1.1.2. En aceite

Los reactores sumergidos en aceite aprovechan este medio como aislamiento y como refrigerante. Estos reactores se construyen con núcleo de aire y con núcleo de hierro, con entrehierros. La construcción de estos reactores es similar a la de los transformadores de potencia. A continuación, se muestra un ejemplo de reactor monofásico sumergido en aceite.⁷⁸



Figura 3.6. Reactor monofásico sumergido en aceite.

3.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS REACTORES DE ACUERDO CON EL TIPO DE CONSTRUCCIÓN

De acuerdo con su construcción, los reactores son de dos tipos: con núcleo de aire y con núcleo de hierro. Ambos tipos de reactores pueden ser enfriados por aire o sumergidos en aceite. El segundo tipo consiste en una bobina que rodea un núcleo de hierro, el cual tiene un circuito magnético con entrehierro. Los reactores sumergidos en aceite se clasifican en reactores tipo acorazado y tipo columna.⁷⁹

3.1.2.1 Reactores con núcleo de aire

Existen reactores con núcleo de aire sumergidos en aceite y tipo seco. Los reactores con núcleo de aire y tipo seco tienen una construcción robusta, mecánicamente bien soportada sobre elementos aislantes y con bobinas circulares de proporciones adecuadas para su enfriamiento.

Un reactor con núcleo de aire produce un campo magnético externo en la bobina, de magnitud considerable. Se debe evitar el uso elementos metálicos en las estructuras de soporte que generen una vuelta, o circuitos que puedan inducir corrientes dispersas, ya que éstas producen calentamiento y pérdidas.

Los reactores con núcleo de aire y sumergidos en aceite tienen una estructura estable, que soporta los esfuerzos mecánicos producidos durante su operación. El devanado está integrado por una serie de bobinas en forma de galleta, montadas unas sobre otras y con características eléctricas similares, para evitar corrientes circulantes. El reactor completo está montado sobre un disco de concreto y soportado por elementos aislantes de porcelana.

Estos reactores tienen una reactancia pequeña, no son saturables, su inductancia generalmente es constante y tienen un amplio rango de corriente de operación. Utilizan pantallas magnéticas que envuelven el devanado del reactor, con la finalidad de dar una trayectoria de retorno de flujo magnético de baja reluctancia.

En los reactores con núcleo de aire no existen entrehierros, por lo tanto, no presentan problemas de vibración o de efectos de borde conocido también como *fringing*.

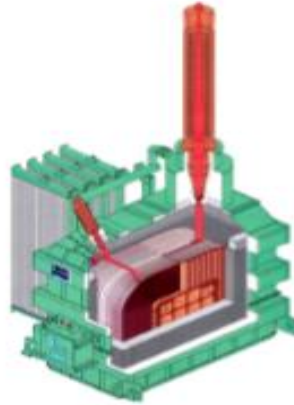
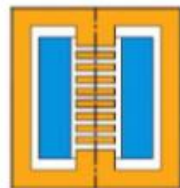


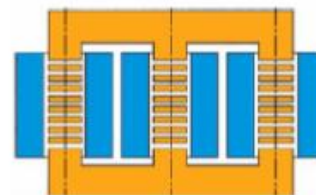
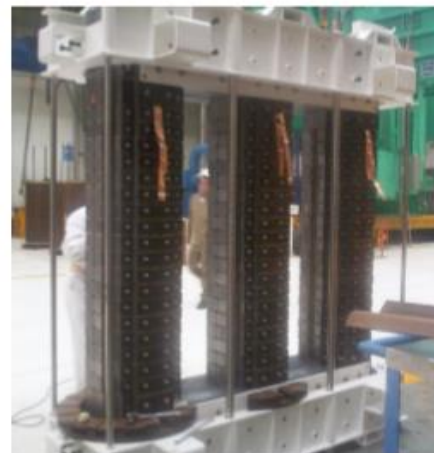
Figura 3.7. Reactor monofásico con núcleo y aire sumergido en aceite.

3.1.2.2 Reactores con núcleo y entrehierro

Estos reactores tienen un entrehierro con muchos entrehierros pequeños, los cuales ayudan a mantener al mínimo las corrientes de *eddy*. Su construcción puede ser del tipo acorazado o tipo columna.



a)



b)

Figura 3.8. Reactores sumergidos en aceite: (a) tipo acorazado, (b) tipo columna (cortesía de IEM).



3.1.3 REACTORES DE ACUERDO CON SU APLICACIÓN

Los reactores se clasifican en normalmente en servicio y conmutados. Entran y salen de operación, de acuerdo con las necesidades del sistema.⁸⁰

3.1.3.1 El reactor normalmente en servicio

Se utiliza cuando el voltaje del sistema requiere ser controlado. La magnitud de la reactancia conectada se limita a un valor adecuado, de lo contrario, se presentan fluctuaciones de voltaje en todo el sistema. Para conectar y desconectar el reactor en derivación, se utilizan interruptores de potencia.

3.1.3.2 El reactor del tipo conmutado (conexión y desconexión)

Algunas veces se conecta a un devanado terciario de bajo voltaje, de un transformador de potencia. Este reactor es económico y logra causar pérdidas adicionales en el transformador de potencia. Su voltaje nominal es seleccionado cuidadosamente, ya que representa una importante caída de voltaje en la reactancia serie del transformador, entre la alta tensión y el devanado terciario.

Cuando estos reactores se construyen con núcleo de hierro, son utilizados para múltiples propósitos, entre los cuales se enlistan los siguientes:

- ❖ Reactores limitadores de corriente de falla en los sistemas de potencia, los cuales se conectan en serie y son instalados en diferentes puntos de la red de potencia. Su nombre refleja su aplicación y localización, y la nomenclatura comúnmente utilizada es:
 - Reactor de fase
 - Reactores de unión de barra
 - Reactores de conexión a tierra del neutro
 - Reactores supresores de arco
 - Reactores Dúplex

- ❖ Reactor conmutado (capacitor-reactor)
- ❖ Reactores limitadores de corriente de descarga
- ❖ Reactores de control de flujo de potencia
- ❖ Reactores de derivación (compensación reactiva en estado estable)
- ❖ Reactores controlados por tiristor (compensación reactiva dinámica)
- ❖ Reactores de filtro

3.1.3.2.1 Reactores limitadores de corriente

Los reactores limitadores de corriente son utilizados para el control de los niveles de cortocircuito en sistemas eléctricos de potencia, cubriendo un rango que va desde grandes cargas de potencia industriales, hasta redes complejas de distribución y sistemas de transmisión de alta tensión y extra alta tensión.⁸¹



Los reactores limitadores de corriente (RLC) se instalan para reducir la corriente de cortocircuito y para reducir la caída del voltaje de cortocircuito en secciones de barras, a niveles que son resistentes de acuerdo con la coordinación del aislamiento. Las corrientes de falla en los sistemas de transmisión o distribución deben limitarse, de lo contrario, pueden causar fallas catastróficas en el equipo de distribución, y representan una amenaza en la seguridad del personal de operación.

Con el uso de reactores limitadores se logran los siguientes beneficios:

- Reducir los esfuerzos electromecánicos y térmicos en devanados de transformadores, cuando se conectan en su neutro, lo cual extiende el tiempo de vida de transformadores y equipo asociado.
- Mejorar la estabilidad del voltaje del bus primario en un alimentador, durante un evento de falla.
- Reducir los esfuerzos por maniobra de interruptores alimentadores de circuito.
- Reducir la corriente de falla de línea a línea, a un nivel inferior al de una falla de línea a tierra.
- Proteger a los transformadores de distribución, todo el equipo de potencia y a los dispositivos, de la propagación de transitorios de voltaje. También proteger contra las fallas de operación de los interruptores del circuito.
- Reducir la necesidad de proteger dispositivos secundarios, tales como restauradores, seccionadores y fusibles limitadores de corriente.
- Permitir la obtención de un control sobre las pérdidas en estado estable, mediante el conocimiento del parámetro de factor de calidad, también llamado factor Q, para cualquier frecuencia deseada. Esta característica es particularmente importante para las redes de potencia, donde las altas corrientes armónicas se reducen, sin incrementar las pérdidas.
- Incrementar la confiabilidad del sistema.

Los reactores limitadores de corriente son instalados en diferentes puntos en la red de potencia, y normalmente reciben un nombre que refleja su localización o aplicación. Los nombres más comunes son:

3.1.3.2.1.1 Reactores de fase

Los reactores de fase son equipos muy versátiles y son conectados en serie con el alimentador de un sistema de distribución para proteger un circuito. También son conectados en la salida de un generador, como limitador de la contribución de falla a la red de potencia o en cualquier otro lugar intermedio. ⁸²

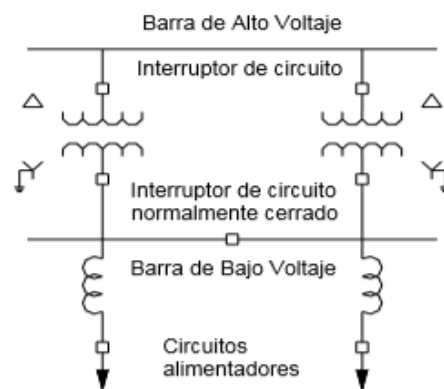


Figura 3.9. Conexión típica de un reactor de fase.

3.1.3.2.1.2 Reactores de unión de barra

Los reactores de unión de barra se utilizan para conectar dos o más alimentadores y/o fuentes de potencia, a una barra sencilla y cuando se desea seccionar la barra sin la pérdida de flexibilidad operacional. Como en el caso de reactores de fase, los reactores de unión de barra pueden ser utilizados en cualquier nivel de voltaje. ⁸³

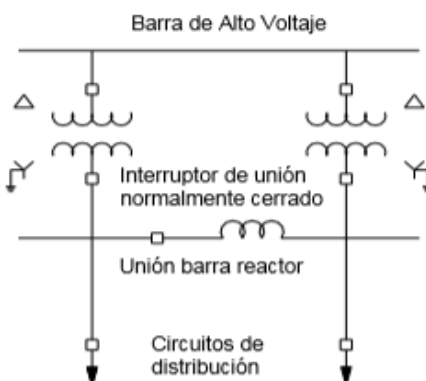


Figura 3.10. Conexión típica de un reactor unión de barra.

3.1.3.2.1.3 Reactores de conexión a tierra del neutro

Los reactores de conexión a tierra del neutro son utilizados para el control de fallas de línea a tierra. Estos equipos no limitan los niveles de corriente de falla de línea a línea y son particularmente útiles en niveles de voltaje de transmisión, cuando se utilizan auto-transformadores con un terciario en delta. Un banco de transformadores de transmisión es una fuente poderosa de corriente de secuencia cero, y por lo tanto, la corriente de falla a tierra excede sustancialmente la de una falla trifásica. Este tipo de reactores son instalados entre el neutro del transformador o generador y tierra. Son efectivos en el control de fallas de línea a tierra, debido a que la impedancia de cortocircuito del sistema es reactiva en su mayoría. Este tipo de reactores reduce los esfuerzos de cortocircuito en los bancos de transformadores, para el tipo de falla más común en un sistema eléctrico. ⁸⁴

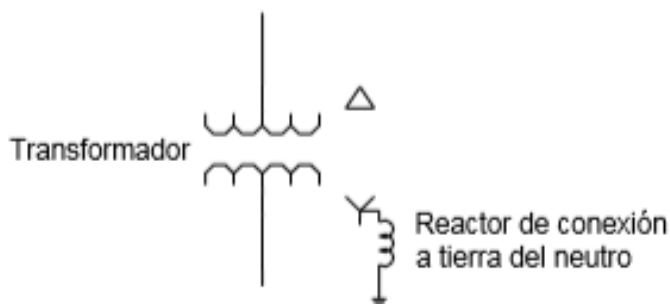


Figura 3.11. Conexión típica de un reactor de conexión a tierra del neutro.

3.1.3.2.1.4 Reactores supresores de arco

Un reactor supresor de arco tiene una bobina monofásica de inductancia variable, sumergida en aceite y con núcleo de hierro. Se conecta entre el neutro de un transformador y tierra, con el propósito de alcanzar una conexión resonante del neutro a tierra. La impedancia de secuencia cero del transformador, se toma en consideración en el rango de inductancia de la bobina supresora de arco. El ajuste de la inductancia se logra en pasos por medio de taps en el devanado, o es ajustada variando la reluctancia del circuito magnético. La longitud de un entrehierro se ajusta, subiendo o bajando la pierna central del núcleo, por medio de un motorreductor. La inductancia se ajusta previamente, para lograr la cancelación de la corriente capacitiva de falla a tierra, por medio de una corriente inductiva de igual magnitud.⁸⁵

3.1.3.2.1.5 Reactores dúplex

Los reactores Dúplex son instalados, en donde una fuente de potencia se divide en dos barras que tienen carga igual y simultánea. Son diseñados para proveer un bajo rango de reactancia en condiciones normales de operación y un rango completo a una alta reactancia en condiciones de falla. Un reactor dúplex está integrado por dos bobinas por fase, acopladas magnéticamente. Este acoplamiento magnético es dependiente de la proximidad geométrica de las dos bobinas, y determina las propiedades de un reactor Dúplex, bajo condiciones de operación en estado estable y cortocircuito.⁸⁶

Durante la operación en estado estable, los campos magnéticos producidos por los dos devanados están opuestos, y la reactancia efectiva entre la fuente de potencia y cada bus está al mínimo. Bajo condición de cortocircuito, el flujo magnético eslabonado entre las dos bobinas se vuelve desbalanceado, resultando una alta impedancia en el bus bajo falla, y, por tanto, una restricción de la corriente de falla.

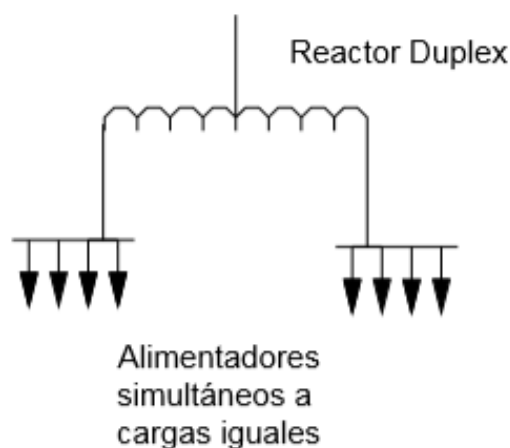


Figura 3.12. Conexión típica de un reactor dúplex.



3.1.3.2 Reactor conmutado (capacitor-reactor)

La conmutación de un capacitor causa transitorios significativos, tanto en el capacitor interrumpido como en equipos remotos y los más comunes son: ⁸⁷

- Sobrevoltaje en el capacitor conmutado cuando se energiza.
- Aumento de voltaje en capacitores de bajo voltaje.
- Sobrevoltajes de fase a fase, en terminales de línea de los transformadores.
- Corriente energizante proveniente de otro capacitor durante la conmutación.
- Corriente de descarga de un capacitor cercano a una falla.
- Sobrevoltaje dinámico cuando ocurre la conmutación simultánea de un capacitor y un transformador.

El reactor conmutado se utiliza para reducir la magnitud de algunos de los transitorios mencionados anteriormente y para minimizar los esfuerzos dieléctricos en interruptores, capacitores, transformadores, eliminadores de onda y equipo eléctrico asociado a la subestación.

También ayuda a reducir la interferencia en equipo de control y comunicación, ocasionada por transitorios en alta frecuencia. Estos reactores ayudan a reducir los transitorios asociados a la conmutación del capacitor, limitan la magnitud de la corriente transitoria (kA), y reducen significativamente el transitorio en frecuencia (Hz).

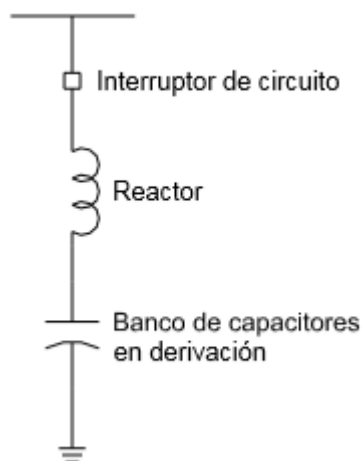


Figura 3.13. Conexión típica de un reactor conmutado (conexión/desconexión).

3.1.3.2.3 Reactores limitadores de corriente de descarga

Los bancos de capacitores de alta tensión conectados en serie son utilizados en sistemas de transmisión, para mejorar los límites de estabilidad de operación y son suministrados con un número de pasos discretos, inserción o puente, por medio de un dispositivo de conmutación. ⁸⁸

En caso de contingencias, se prevé un puente de vacío para conectar los capacitores de forma rápida. En ambos casos, existe una descarga en el interruptor del puente cerrado o el puente de vacío activado, y la energía asociada a tal descarga es limitada por un circuito atenuador.

Un reactor limitador de corriente de descarga es una parte integral de un circuito atenuador. Sin embargo, este reactor se diseña para ser resistente a la corriente de descarga de alta frecuencia, superpuesta en el sistema de potencia de corriente-frecuencia. Su característica de atenuación es un parámetro crítico del circuito de descarga.

La atenuación requerida se obtiene mediante un componente integral del diseño del reactor (factor Q), o también se suministra con un elemento separado (resistencia).

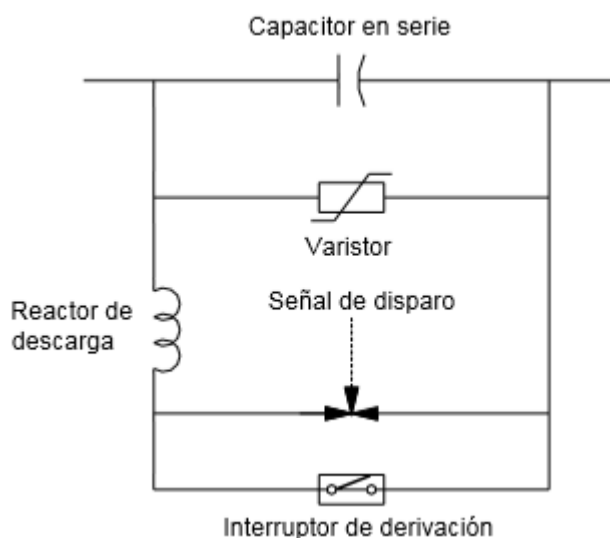


Figura 3.14. Conexión típica de un reactor limitador de corriente de descarga.

3.1.3.2.4 Reactores de control de flujo de potencia

Una aplicación de los reactores en serie en sistemas de transmisión es el control del flujo potencia o la atenuación de sobrecarga. El flujo de potencia en un sistema de transmisión es una función de la impedancia de la red y del voltaje complejo (magnitud y fase) al final de la línea. En sistemas interconectados, el control de flujo de potencia es una preocupación para las empresas de servicio, ya que, si éste no se indica y mide, se generan problemas tales como: ⁸⁹

- ❖ Sobrecarga de líneas
- ❖ Incremento en pérdidas en el sistema
- ❖ Reducción en los márgenes de seguridad
- ❖ Violaciones a los contratos concernientes a la compra/venta de potencia
- ❖ Incremento en los niveles de falla, más allá del rango del equipo



Las ineficiencias y limitaciones del flujo de potencia en un sistema moderno de potencia, es el resultado de uno o varios de los siguientes puntos:

- ❖ Impedancias de línea paralelas no óptimas, con lo que resulta que una línea pueda alcanzar su límite térmico antes que otra línea, y por lo tanto limitar el pico de transferencia de potencia.
- ❖ Líneas paralelas que tienen diferentes rangos X/R, donde una componente reactiva significativa fluye en dirección opuesta al flujo de potencia activa.
- ❖ Pérdida de flujo que representa la diferencia entre el valor medido y el flujo de potencia actual. A pesar de ser inherente a sistemas interconectados, puede tener un efecto adverso y tan severo, que afecta la confiabilidad del sistema.

Su aplicación principal consiste en optimizar el flujo de potencia en líneas de transmisión, lo cual se logra modificando la impedancia de transferencia. Como los sistemas de servicio crecen y el número de interconexiones aumentan, la operación en paralelo de líneas de transmisión está siendo utilizada en mayor porcentaje, en la alimentación de potencia a los centros de carga. La complejidad de las redes de potencia se presenta, cuando el flujo de una línea en operación se ve afectada por los impulsos de maniobras, de carga y otras desconexiones que ocurren en otra área de servicio. La colocación estratégica de reactores de flujo de potencia ayuda a incrementar el pico de transferencia de ésta, a reducir las pérdidas y a mejorar la confiabilidad del sistema.

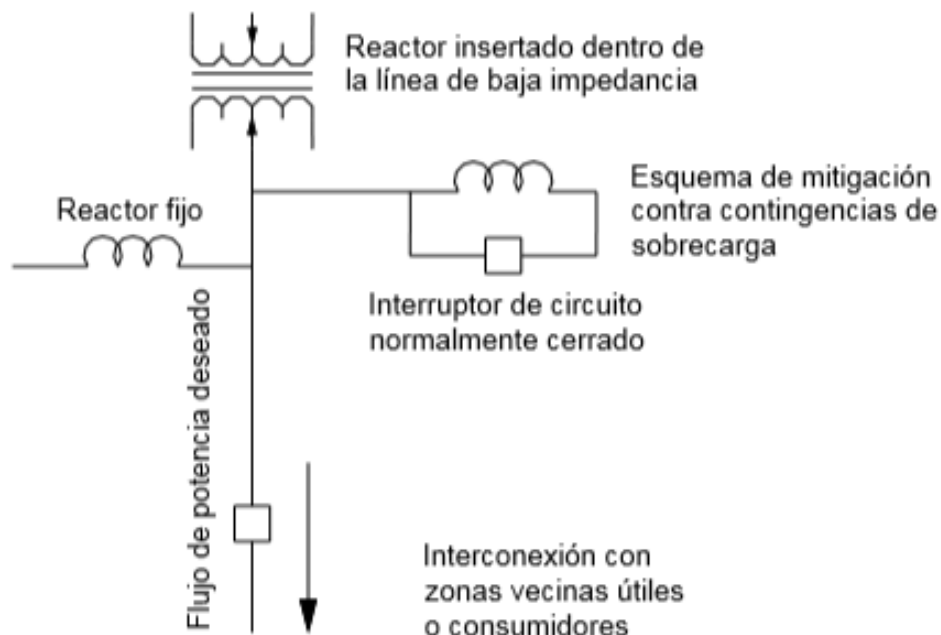


Figura 3.15. Conexiones de un reactor de alta tensión para control de flujo de potencia.

3.1.3.2.5 Reactores conectados en derivación (compensación reactiva en estado estable)

Las líneas de transmisión de alta tensión (particularmente las de gran longitud), generan una cantidad sustancial de potencia reactiva cuando son ligeramente cargadas. De manera inversa, dichas líneas absorben una gran cantidad de potencia reactiva cuando son fuertemente cargadas. Como consecuencia, el voltaje en el sistema no se mantiene en los rangos de tensión requeridos, a menos que la línea de transmisión esté operando con balance de potencia reactiva. Para alcanzar un balance aceptable de esta potencia, la línea debe ser compensada para una determinada condición de operación. Para grandes cargas, el balance de potencia es negativo y se requiere la compensación capacitiva para mantener el voltaje. Esto se logra generalmente, utilizando capacitores en derivación. En el caso de operación con cargas ligeras, el balance de potencia es positivo, y se requiere una compensación inductiva, utilizando reactores en derivación o tipo shunt.⁹⁰

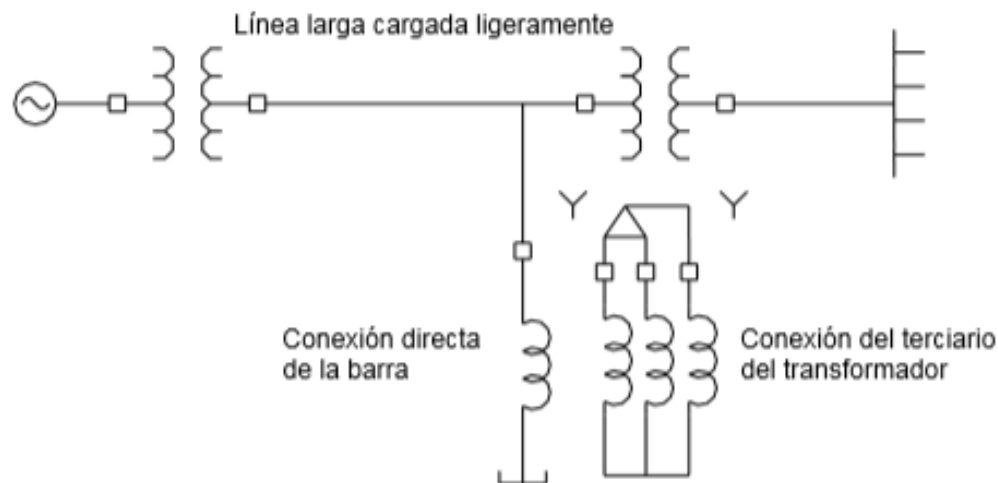


Figura 3.16. Conexión típica del reactor en derivación.

3.1.3.2.6 Reactores controlados por tiristor (compensación reactiva dinámica)

La necesidad de compensación dinámica aumenta, a medida que las características de operación de una red se aproximan a los límites de operación del sistema, como la estabilidad dinámica o de voltaje, o en caso de grandes cargas industriales dinámicas como los hornos de arco. Típicamente, un compensador estático de VAR (CEV) se utiliza para proveer una compensación dinámica a la barra receptora, con lo cual se logra mantener una reserva dinámica de aporte capacitivo para cuando sea requerida.⁹¹

La siguiente figura muestra el voltaje y corriente en una fase del reactor, controlado por tiristor (RCT), cuando el ángulo de disparo del tiristor es diferente a cero.

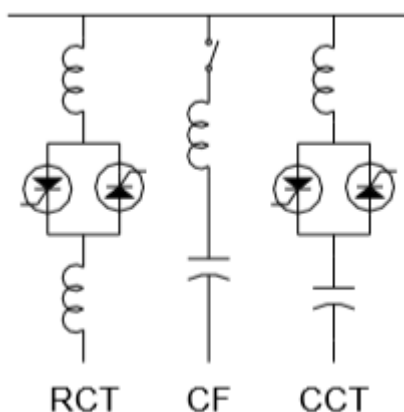


Figura 3.17. Compensador estático de VAR (CEV).

Debido a la variación del ángulo de disparo, del RCT, podemos variar continuamente la cantidad de corriente que absorbe el reactor, el cual entonces se comporta como una inductancia variable infinita. Consecuentemente, el aporte capacitivo suministrado por el capacitor fijo (CF) y/o el capacitor conmutado por el tiristor (CCT), puede ser ajustado a una necesidad específica del sistema. La eficiencia, el control de voltaje y la estabilidad de los sistemas de potencia, se mejoran en gran medida con la instalación de CEV's, que también es utilizado en sistemas de potencia industriales. El incremento en la producción y la presencia de regulaciones estrictas, respecto al consumo de potencia reactiva y la litigación de disturbios, requiere de la instalación de CEV's.

3.1.3.2.7 Reactores filtro

El incremento de cargas no lineales y el extenso uso de dispositivos de potencia conmutados electrónicamente, en sistemas de potencia industriales es la causa de un incremento de armónicas en los sistemas de potencia. Las fuentes que generan un mayor número de armónicas son las cargas industriales de arco como son: los hornos eléctricos, los equipos de soldadura, los convertidores de potencia para controladores de motores de velocidad variable, el alumbrado de arco distribuido en las calles, el alumbrado fluorescente, y las fuentes residenciales tales como televisores, y computadores de casa, etc. Estos reactores se construyen tipo seco o sumergido en aceite y tienen varias derivaciones o núcleo variable, con la finalidad de ajustar el valor de la inductancia. Los transformadores, motores e interruptores tienen un incremento en sus pérdidas y un calentamiento excesivo, debido al efecto de las armónicas. Los capacitores pueden fallar prematuramente, a causa del incremento de temperatura y esfuerzos dieléctricos. Con el objeto de minimizar la propagación de armónicas en los sistemas de transmisión o distribución de potencia, se utilizan los filtros en derivación y se conectan lo más cercano posible al punto de origen de las armónicas. Estos filtros en derivación tienen una inductancia en serie (filtro reactor) en su forma más simple, con una capacitancia (filtro capacitor).⁹²



Figura 3.18. Conexiones típicas de un reactor filtro.

3.2 DISEÑO DE LOS REACTORES.

3.2.1 REQUERIMIENTOS DE DISEÑO

- **Eléctricos:** Impedancia (característica V-I, Z_0).⁹³
- **Magnéticos:**
 - ❖ Alto flujo disperso.
 - ❖ Pérdidas en bobina, núcleo (paquetes y yugos) y componentes estructurales.
- **Dieléctricos:** EHV, Campo eléctrico entrehierros.
- **Térmicos:** Capacidad F (voltaje)=sobrecarga.
- **Mecánicos:** Vibración.

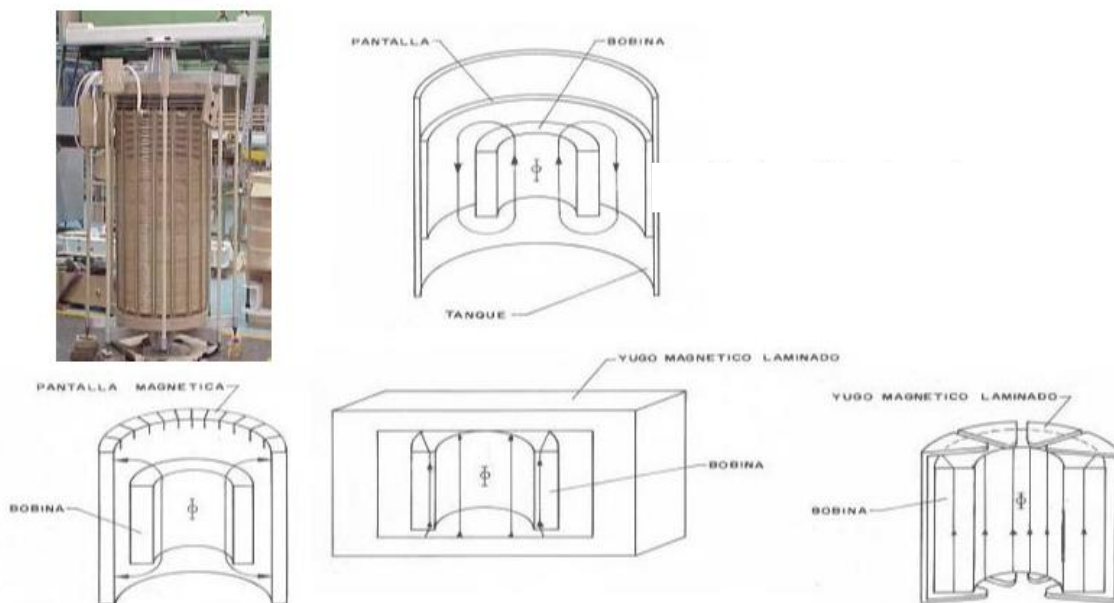
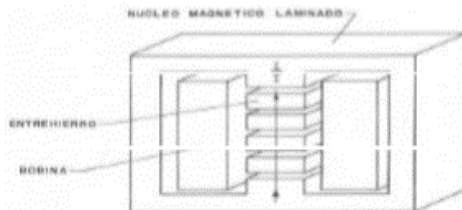
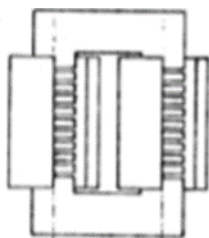


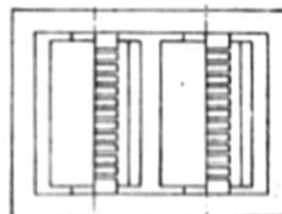
Figura 3.19. Núcleo de aire con pantalla o blindaje monofásicos usado en reactores de neutro.



Columna central a entrehierros, yugo y 2 columnas de retorno.



2 columnas a entrehierros y yugo

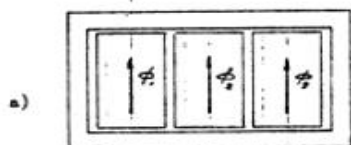


2 columnas a entrehierros, yugo y 2 columnas de retorno.

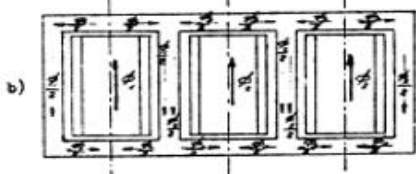
Figura 3.20. Núcleo con entrehierros monofásicos usados en reactores en derivación de EAT.

<< Núcleo de aire con blindaje >>

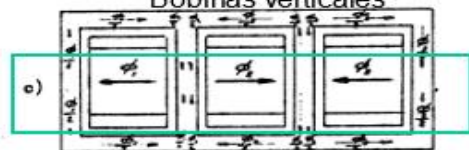
<< Tres piernas con entrehierros >>



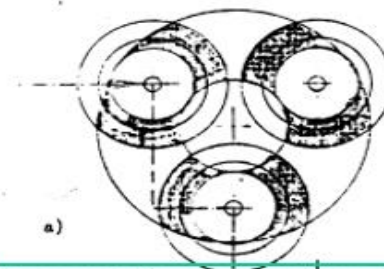
Efecto de Inductancia mutua presente



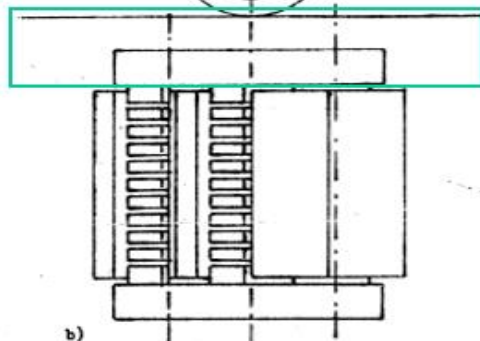
Bobinas verticales



Bobinas horizontales



a)



b)

Figura 3.21. Núcleo de aire con blindaje (usado en reactores de terciario y reactores en derivación acorazados).
Tres piernas con entrehierros (usado en reactores de bajas tensiones, normalmente en delta).



3.2.1.1 Requerimientos de diseño eléctrico

Reactores monofásicos: La impedancia de secc 0 es igual a la de secc positiva. ⁹⁴

Reactores trifásicos:

- Conexión Delta: la impedancia de secuencia cero es infinita.
- Conexión Estrella: la impedancia de secuencia cero depende del circuito magnético.
 - ❖ Circuito magnético con retorno: La impedancia de secc 0 es igual a la de secc positiva.
 - ❖ Circuito magnético sin retorno: la impedancia de secc 0 es menor a la de secc positiva.

En reactores trifásicos con conexión estrella el usuario debe especificar sus requerimientos de secuencia cero.

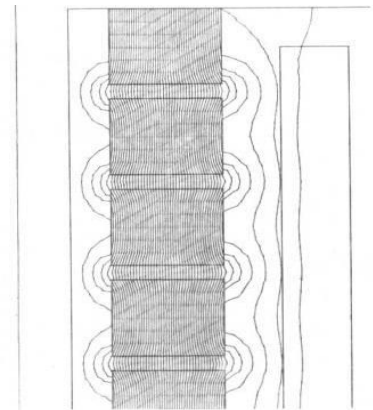
3.2.1.2 Requerimientos de diseño magnético

PÉRDIDAS

- Efecto en la bobina
- Efecto en los paquetes del núcleo
- Efecto en los yugos

Proporcional a:

- Distancia columna-bobina
- Tamaño de entrehierro



PÉRDIDAS

1. Se determina la magnitud de las componentes radial y axial del flujo en función de las proporciones de:
 - Diámetro de paquete
 - Tamaño de entrehierro
 - Distancia columna-bobina
2. Se calculan las pérdidas en la bobina, paquetes y componentes estructurales debidas a este flujo.
3. Se calculan las temperaturas locales.
4. Se establecen reglas de diseño

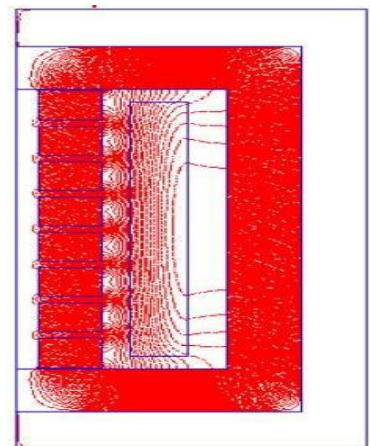


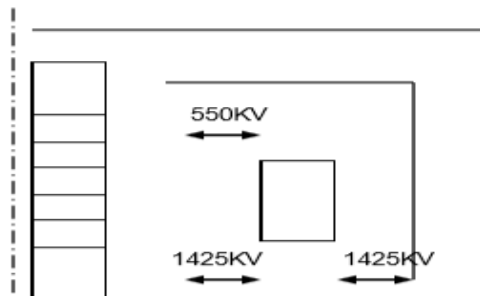
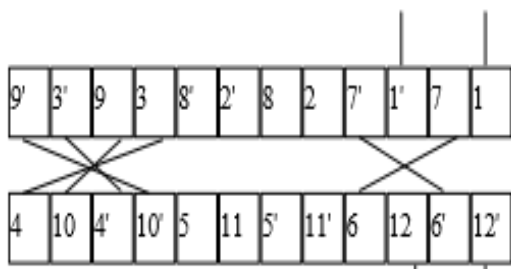
Figura 3.22. Distribución del flujo magnético



3.2.1.3 Requerimientos de diseño dieléctricos

Los requerimientos están en función del: ⁹⁵

- Nivel de aislamiento, la mayoría son de EAT y con neutro de alta tensión.
- Bobinas para soportar transitorios de muy alto voltaje.
- Bobina tipo entrelazada con punta al centro.
- Aislamiento a tierra EAT.
- Pantallas en las piernas para suavizar el campo.



Entrelazado completo de 2 hilos (2/2), 6 vts/secc

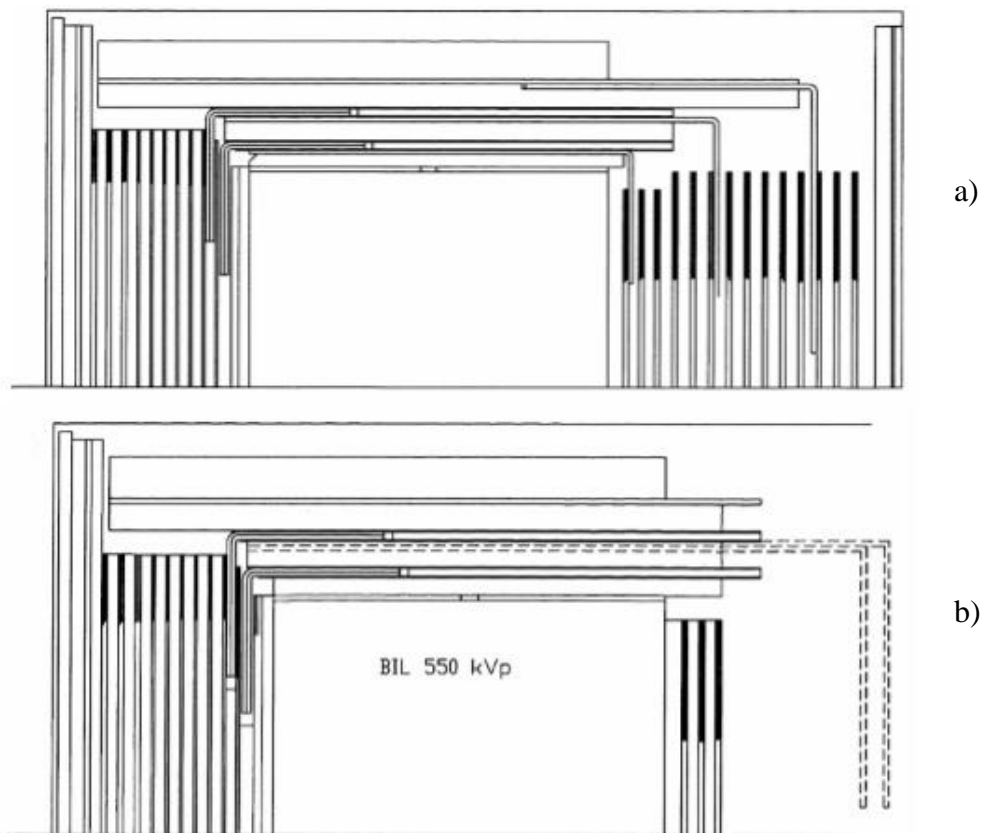
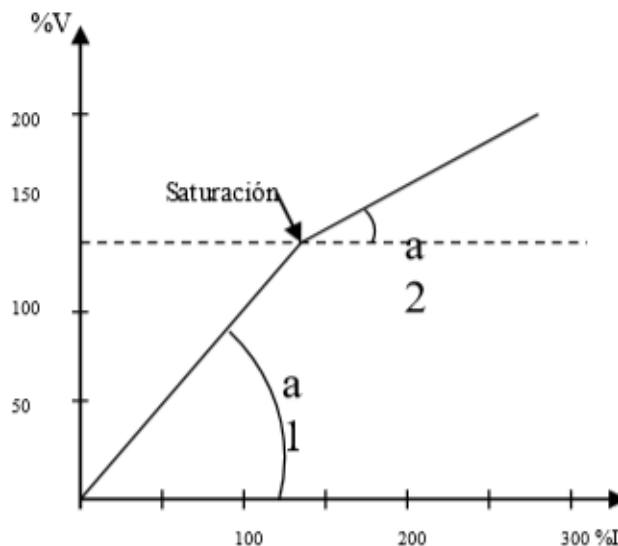


Figura 3.23. a) Corte en columna lateral y b) corte de frente de AT.



3.2.1.4 Requerimientos de diseño térmicos

- Capacidad F (voltaje).⁹⁶
- A mayor voltaje mayor carga.
- Puede operar en forma continua con sobrecarga.
- Se calcula su elevación de temperatura a un voltaje del 5 o 10% sobre el nominal.



Gráfica 3.1. Curva de saturación.

3.2.1.5 Requerimientos de diseño mecánicos

- **Vibración**⁹⁷

Fuerza de atracción en los entrehierros: Al paso del flujo magnético por los entrehierros se produce una fuerza proporcional a el cuadrado de la densidad de flujo.

$$F = B^2 A / 2u_0$$

Esta fuerza es del orden de 15 a 20 toneladas métricas en un reactor de baja densidad de flujo (típico de CFE con linealidad hasta el 1.35% Vn).

La fuerza pulsa con valores pico 2 veces cada ciclo por lo que a voltaje nominal se tendrán fuerzas de 20 toneladas en una frecuencia de 120 Hz.

Algunos de los métodos utilizados para disminuir el efecto de las fuerzas de atracción en los entrehierros y atenuar la vibración son:

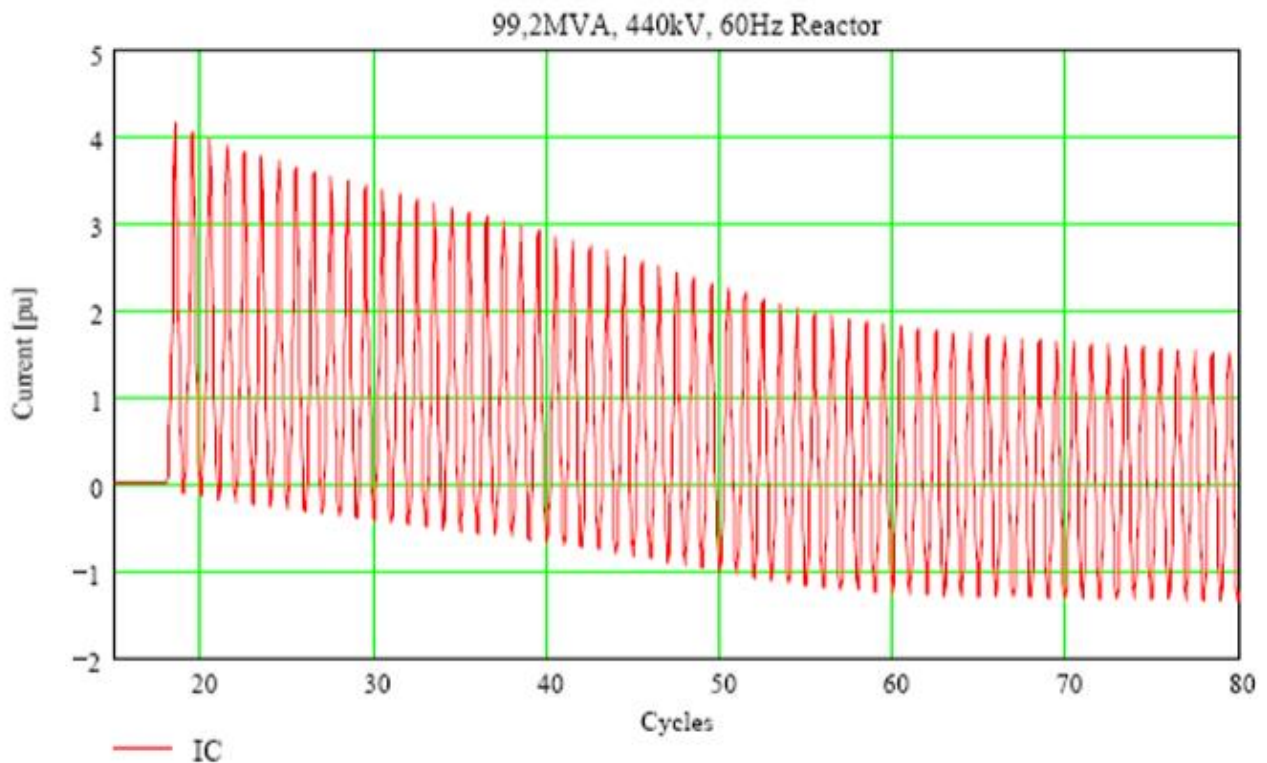
- Sistema de apriete de la columna
- Montaje antivibración
- No sujeto en la parte superior



- Tanque campana
- Cálculo de frecuencias resonantes en parte viva y en tanque

Fuerzas en los devanados: los devanados de un reactor no se ven sometidos a esfuerzos de corto circuito como en el caso de los transformadores.

Las mayores fuerzas que presentan los devanados son las originadas en la energización.



Gráfica 3.2. Espectro de energización.

3.2.1.6 Requerimientos de diseño de materiales

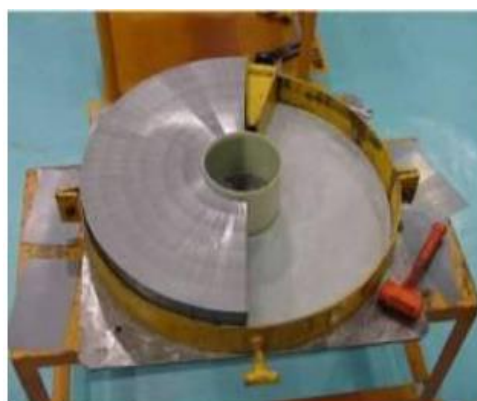
- Resinas para la formación de los paquetes (unión de las láminas y de los entrehierros).⁹⁸
 - Manejo como líquido, alta dureza final, curado rápido.
- Resinas para unir paquete con paquete.
 - Manejo como pasta
- Entrehierros de un material muy duro.
 - Porcelana
 - Pizarra

3.2.1.7 Requerimientos de fabricación

- Columna con entrehierros.⁹⁹
 - Paquetes de acero si unido con resina
 - Entrehierros de porcelana unidos con resina
 - Perno central de apriete (antimag)
- Amortiguamiento de vibración.
 - Montaje sobre amortiguador (sujeción de embarque)
 - Tanque campana

3.2.1.7.1 Fabricación de paquetes (donas)

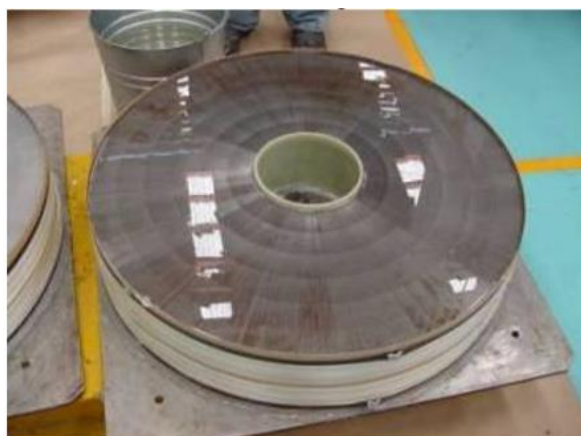
- Fabricados con lámina de acero al silicio dispuesta en forma radial¹⁰⁰
- Encapsulados en resina epóxica
- Espaciadores de porcelana embebidos



En proceso



Intermedias



Superior

Figura 3.24. Proceso de fabricación de donas.



Figura 3.25. Columnas centrales

3.3 CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN.

Los reactores tipo derivación son usados en sistemas de extra alta tensión, para compensar los efectos capacitivos, especialmente bajo condiciones de baja carga. ¹⁰¹

Los reactores que están diseñados para altos voltajes son normalmente conectados a una línea de transmisión, y los reactores de bajo voltaje son conectados a los terciarios de los transformadores de potencia.

3.3.1 CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN TIPO COLUMNA CON NÚCLEO RADIAL

Los reactores tipo columna pueden ser con núcleo cruciforme ó con núcleo radial. ¹⁰²

Estos reactores externamente son como un transformador, pero internamente son construidos con un núcleo con entrehierros de material no magnético de alta densidad y un solo devanado en lugar de dos o tres que usualmente tienen los transformadores. Las columnas de este tipo de reactores están hechas con varias piezas en forma de donas, las cuales son separadas entre sí por entrehierros o espacios de aire. Cada una de estas donas están hechas con láminas de acero eléctricos de alta permeabilidad, distribuidas en forma radial.



Figura 3.26. Piezas del núcleo radial (donas) de un reactor tipo columna.

Así también permiten linealizar el comportamiento del reactor para una efectiva compensación de potencia reactiva en los sistemas de potencia. Están diseñados para aplicaciones en las cuales la confiabilidad, bajas pérdidas y larga vida de servicio son los factores más importantes.

Con el fin de obtener el valor apropiado de Ohms para la compensación reactiva de una aplicación dada, se requiere un sistema de núcleo-bobinas diseñado para derivar a tierra la corriente requerida a voltaje nominal. Mientras una corriente alterna pase a través del sistema de bobinas, un flujo magnético alterno se generará. La manera y el tipo de distribución para este campo magnético es de donde surgen todas las posibles configuraciones de diseño.

En la configuración tipo columnas, los entrehierros son diseñados para almacenar más de 80% de la energía magnética, permitiendo que la inducción en el núcleo alcance valores cercanos a los niveles de saturación del material magnético. Además, el control de la densidad de flujo magnético es posible gracias a la correcta selección del tamaño de estos entrehierros y dimensiones del núcleo magnético.

3.3.1.1 Pierna central del núcleo.

Los reactores tipo columna son construidos utilizando la constitución básica de núcleo con entrehierros de material no magnético de alta densidad. Los entrehierros son espacios de aire entre las donas que forman la pierna del reactor. Estos espacios de aire situados entre cada dona son formados por separadores de porcelana.¹⁰³

Los separadores cuidadosamente alineados, son colocados y pegados sobre cada una de las donas. Estos separadores de porcelana tienen forma circular y además de formar los entrehierros proporcionan soporte mecánico ante las altas grandes fuerzas magnéticas generadas en el entrehierro.



a)



b)

Figura 3.27. a) Pierna central del núcleo de un reactor monofásico. b) Devanado tipo entrelazado de alta capacitancia serie.



El devanado es del mismo tipo circular utilizado con transformadores para voltajes mayores a 115 kv, pueden ser de tipo continuo con solera de cobre, forradas con papel térmicamente estable (papel Kraft) y blindajes internos ó más comúnmente con devanados tipo entrelazados de alta capacitancia serie.

El ensamble núcleo-bobinas es cuidadosamente prensado para minimizar la vibración debida a las fuerzas magnéticas entre los entrehierros y como consecuencia minimizar los niveles de ruido producidos. La estructura soporte, sujeta al ensamble núcleo-bobinas firmemente para formar un ensamble compacto y rígido que cumpla plenamente los requerimientos operacionales. El tanque lleno de aceite dieléctrico contiene el mismo reactor. Sobre el tanque se montan los accesorios de medición, así como las boquillas, sistema de enfriamiento, etc.



Figura 3.28. Ensamble núcleo-bobina.

3.3.1.2 Características del reactor tipo columna.

- Tienen todas las ventajas mecánicas, térmicas y dieléctricas desarrolladas para los transformadores tipo columnas con bobinas circulares.¹⁰⁴
- El uso de núcleos magnéticos con entrehierros de material no magnético de alta densidad permite que el reactor tenga dos valores de reactancia, dependiendo de los niveles de saturación del mismo; la reactancia no saturada y la saturada. La relación típica entre ellas es de 4:1.
- El uso de núcleos con entrehierros, permite que la densidad de flujo magnética pueda manejarse muy cerca de la saturación del material, disminuyendo de ésta forma las dimensiones físicas del reactor.

Para realizar el análisis de operación de los reactores se utilizan herramientas de cálculo avanzados, tales como el elemento finito; esto sirve para estudiar los diseños y probar su eficacia.

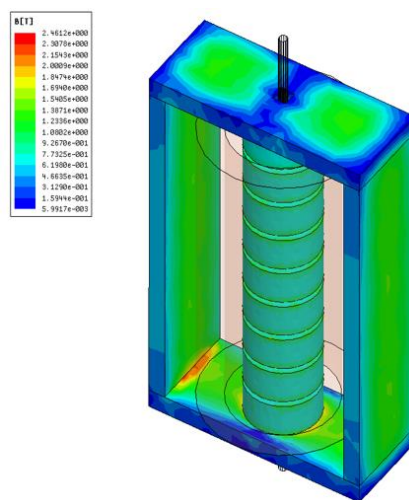


Figura 3.29. Cálculo de la distribución de flujo magnético en el núcleo del reactor usando el método de elemento finito.

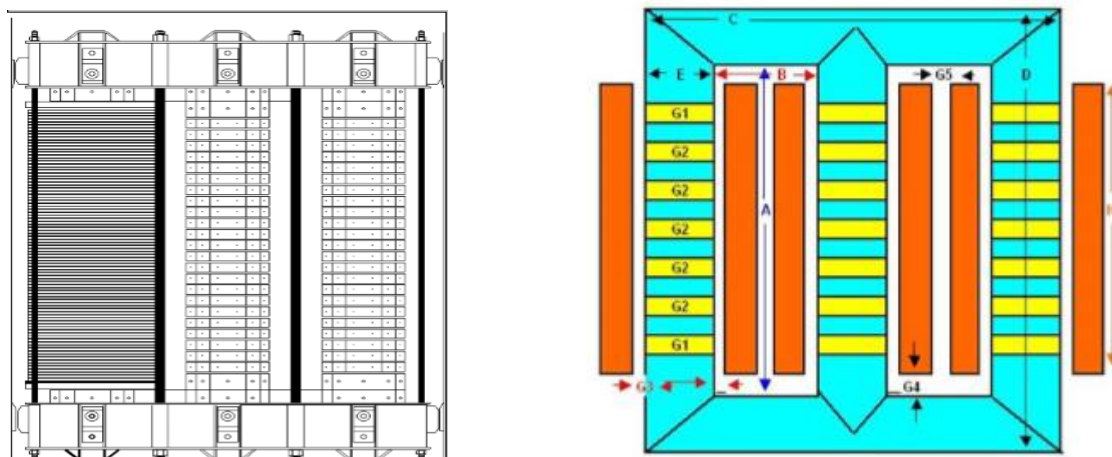


Figura 30. Núcleo laminado de 3 piernas principales, con entrehierros de material no magnético de alta densidad y yugos superior e inferior sin gaps.



- NO. DESCRIPCIÓN
01 NÚCLEO LAMINADO
02 ENTRENFERROS
03 YUGO SUPERIOR
04 YUGO INFERIOR
05 PRENSA DEVARADO
06 SOPORTE DEVARADO
07 DEVARADOS
08 BOQUILLA R. T.

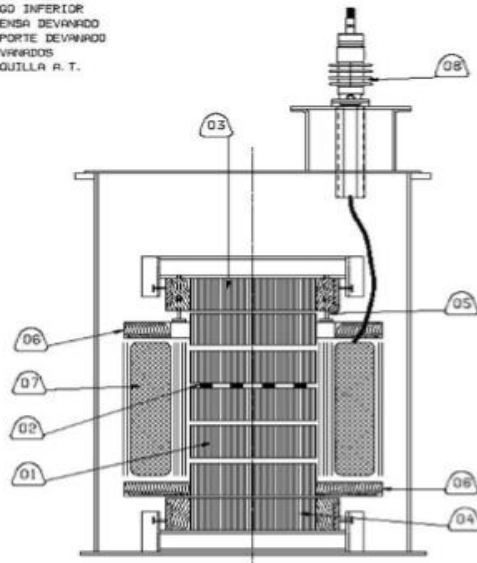


Figura 31. Reactor en derivación de potencia tipo columna.

3.3.2 CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN TIPO ACORAZADO CON NÚCLEO DE AIRE

Los reactores de derivación EHV son construidos utilizando la constitución básica de núcleo de aire. Primero se utiliza aceite y aislamientos impregnados de aceite en los niveles de alto voltaje, de tal forma que el núcleo de aire es realmente aceite y relleno aislante.¹⁰⁵

En segundo lugar, se requiere de un tanque para contener el aceite y de otros medios para prevenir que los campos magnéticos generen puntos calientes en el tanque. Esto se lleva a cabo envolviendo la estructura de las bobinas con un blindaje magnético, construido por medio de laminaciones similares a las utilizadas en la construcción de los núcleos de los transformadores tipo acorazado.

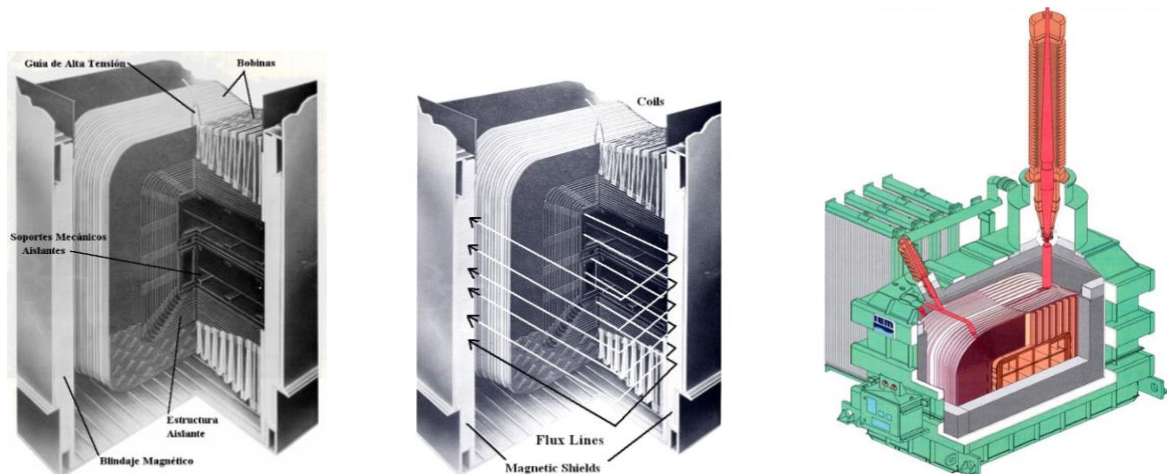


Figura 3.32. Modelo esquemático de reactor tipo acorazado

3.3.2.1 Construcción del tanque.

El diseño del tanque ajustado en forma, utilizado exitosamente por muchos años en los transformadores tipo acorazado, ha sido adaptado para la construcción de los reactores. ¹⁰⁶

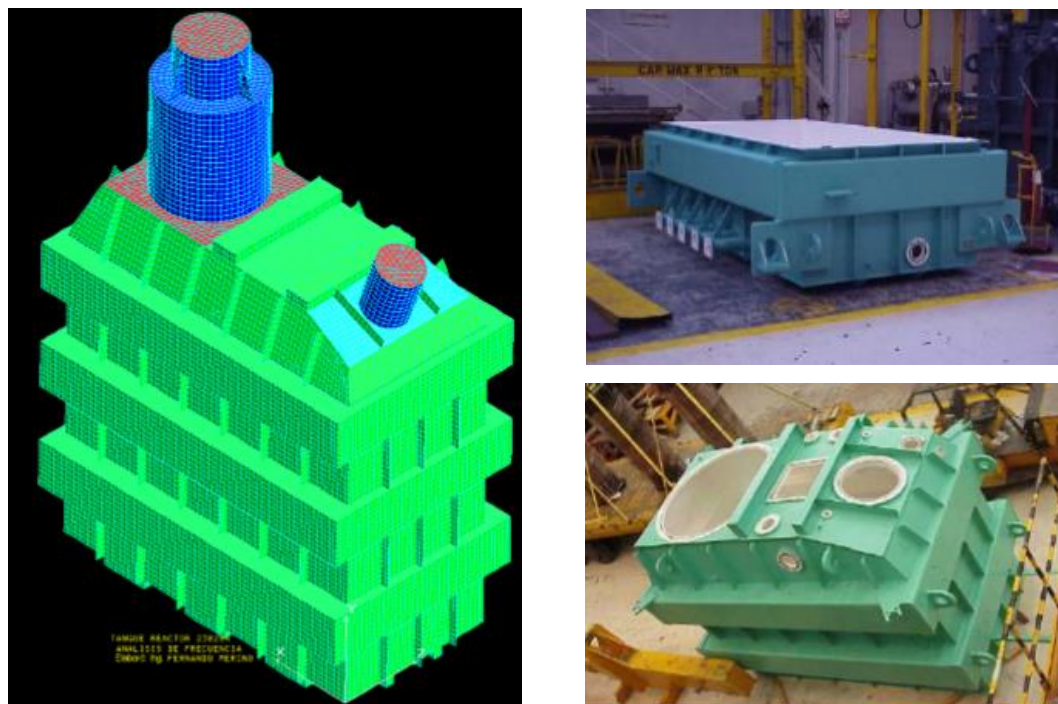


Figura 3.33. Modelos de tanque

3.3.2.2 Bobinas tipo galleta

El arreglo de los devanados permite que se alcance una buena distribución de impulso voltaje. Las bobinas tipo galleta proporcionan una mayor capacitancia en serie entre bobinas que cuando los finales de bobina se aterrizan esto da como resultado una buena distribución inicial de voltaje, y por medio de mantener una distribución uniforme de vueltas podemos minimizar las oscilaciones de los devanados, las cuales toman lugar entre el estado inicial de carga capacitiva y la distribución electromagnética final. ¹⁰⁷

Las estructuras de bobinas y aislamientos son soportadas por una viga aislante y una placa de soporte desde la orilla de la parte inferior del tanque.



Figura 3.34. Bobinas tipo galleta.

3.3.2.3 Guía de tensión.

La guía de alta tensión, la cual conecta con las boquillas tipo condensador; es tomada del centro del devanado en la parte más favorable con respecto a los esfuerzos dieléctricos. La conexión de la boquilla del neutro (final del devanado) se realiza en los extremos cerca del blindaje magnético, el cual se encuentra aterrizado. ¹⁰⁸

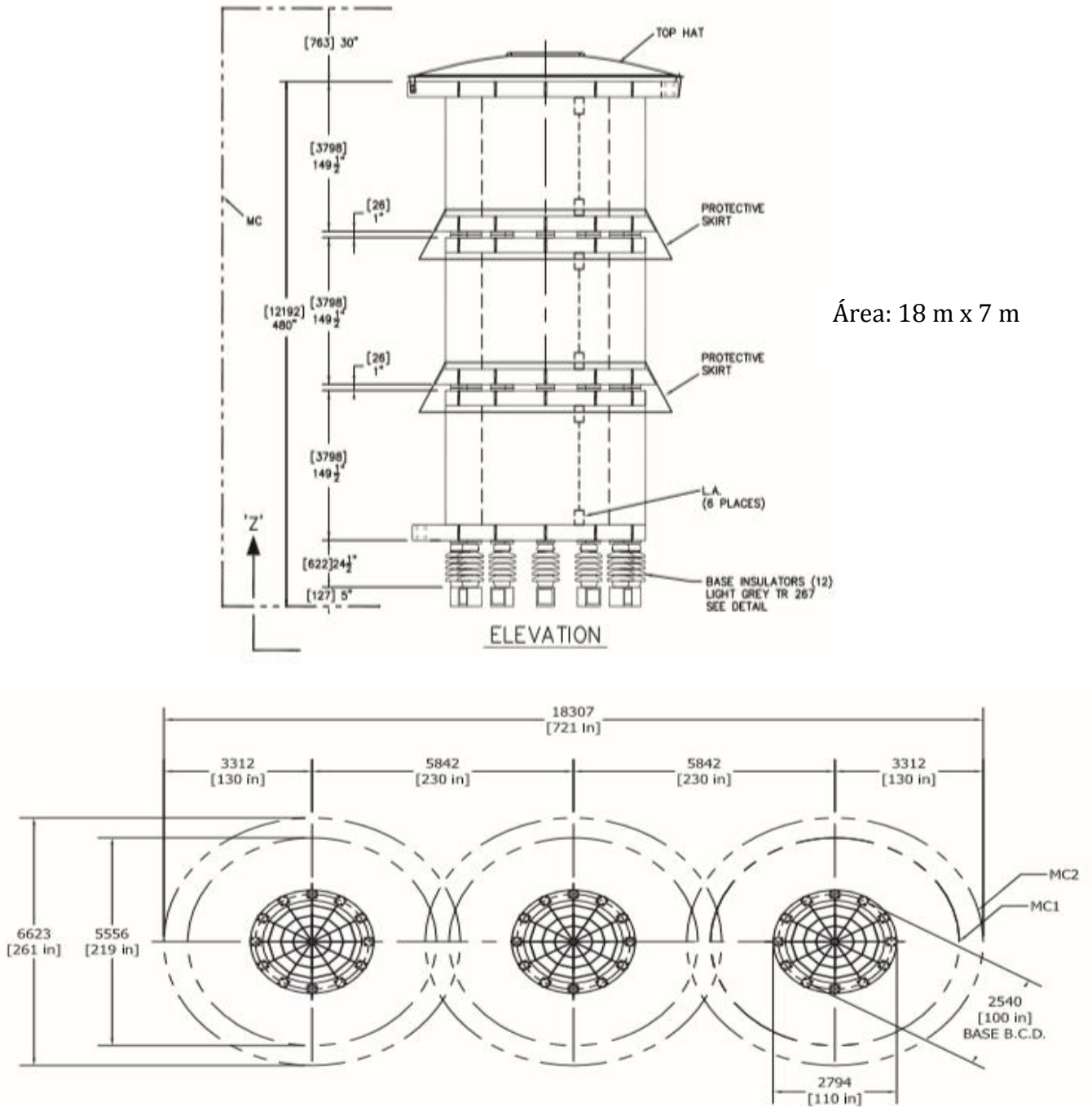


Figura 3.35. Guía de alta tensión

El blindaje magnético ha sido diseñado para dar una trayectoria de retorno de flujo magnético de baja reductancia.

3.3.3 CONSTRUCCIÓN DE REACTORES SECOS CON NÚCLEO DE AIRE TIPO SHUNT

Dimensiones típicas: ¹⁰⁹

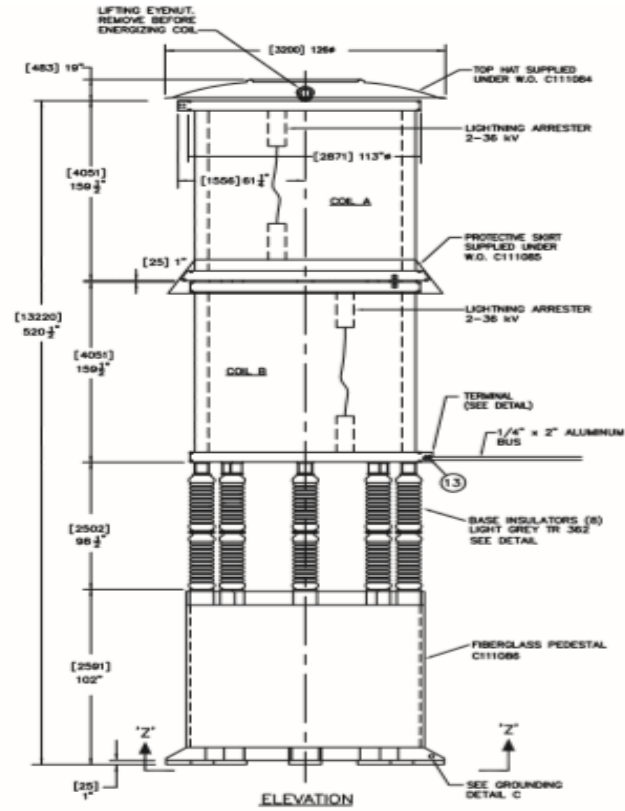


Área: 18 m x 7 m

Figura 3.36. Ejemplo de Reactor Shunt 230 Kv, 50 Mvar.



TEMA III. CONSTRUCCIÓN DE REACTORES EN DERIVACIÓN



Área: 16.5 m x 10.5m

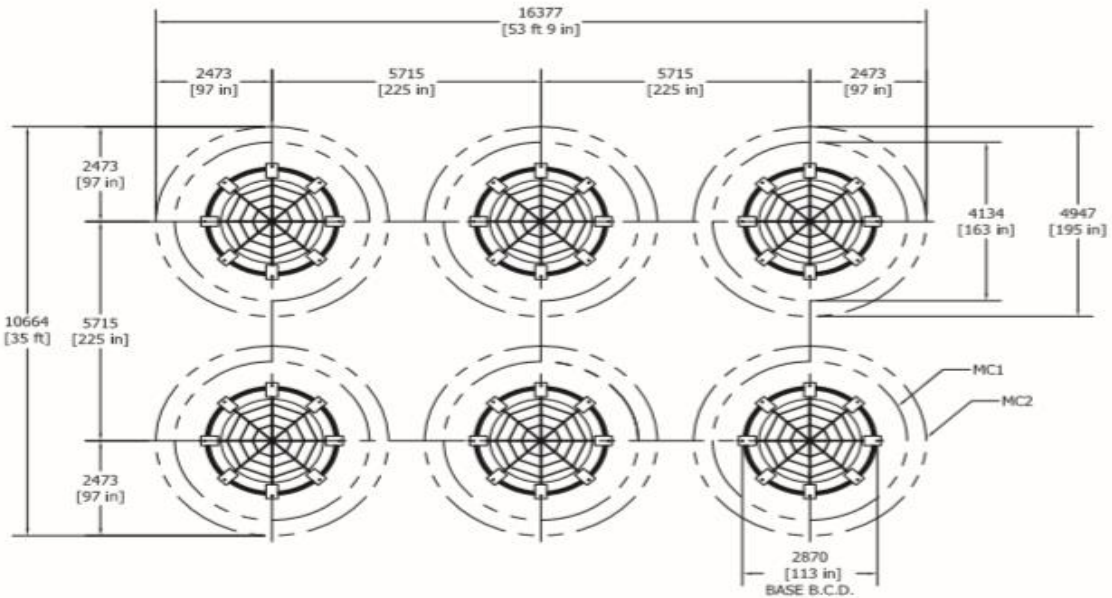


Figura 3.37. Ejemplo de Reactor Shunt 345 Kv, 20 Mvar.

3.3.3.1 Detalles de diseño de los reactores secos con núcleo de aire.

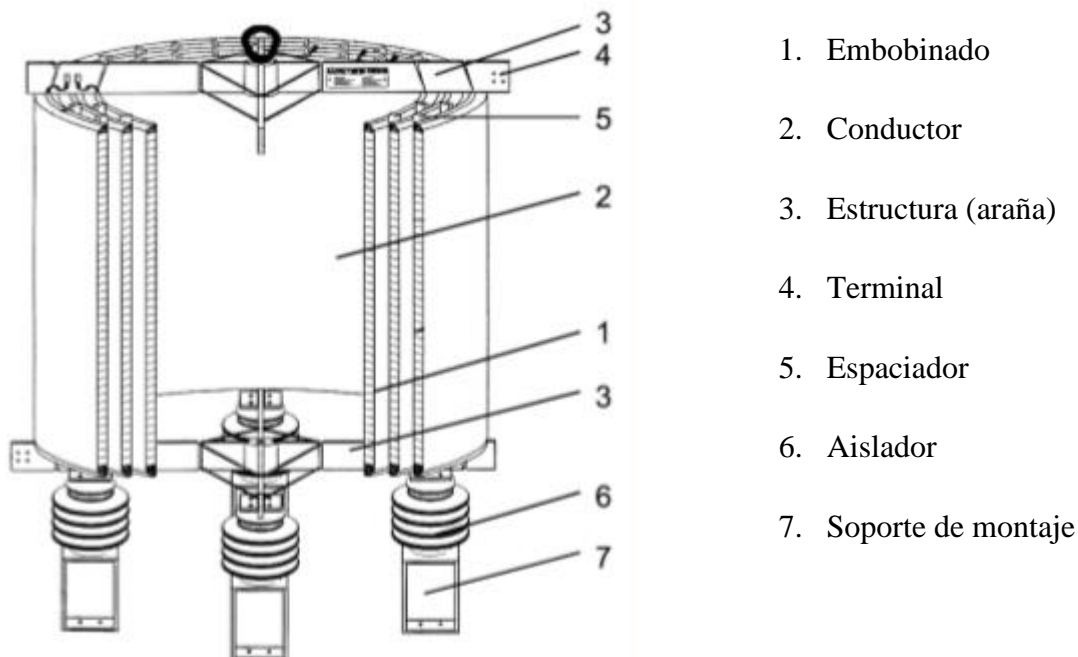


Figura 3.38. Diseño conceptual de un reactor tipo seco con núcleo de aire.

Un reactor tipo seco con núcleo en aire consiste en arrollamientos cilíndricos (1) hechos de una o varias capas concéntricas de conductores de aluminio asilados entre sí por cinta y fibra (2). Todas estas capas están eléctricamente conectadas entre sí en paralelo por medio de soldadura en la parte superior e inferior de los brazos metálicos de la estructura, comúnmente conocida como araña (3). Cada estructura o araña, tiene una terminal (4) para la conexión eléctrica del reactor. Las capas individuales son configuradas de tal forma que el esfuerzo radial de voltaje es virtualmente nulo y el esfuerzo de voltaje axial remanente produce un esfuerzo en la superficie con valores menores a los que se encuentran en los aisladores de porcelana y voltajes de operación en estado estable entre vueltas con valores muy por debajo del nivel de descargas parciales. Todas las capas son espaciadas de forma radial por medio de separadores de fibra de vidrio (5) los cuales forman los ductos necesarios para el flujo de aire y el enfriamiento de la bobina por convección natural del aire en el medio ambiente, el cuál entra por la parte inferior y sale por la parte superior.

El arrollamiento es impregnado por una resina epóxica, la cual después del tiempo de curación es mecánicamente resistente y compacta. Los reactores se montan sobre varios aisladores de soporte (6) y soportes metálicos adicionales (7).



TEMA IV. PRUEBAS DE FÁBRICA



4.1 RESISTENCIA ÓHMICA.

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un reactor. Es auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre (I^2R) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente en los devanados. ¹¹⁰

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido a calentamiento del devanado.

Un puente de Wheatstone puede medir valores de orden de 1 miliohm a 11.110 megohms; el puente de Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 microohms a 111 ohms. Para la operación de estos equipos es muy conveniente tomar en consideración el estado de sus baterías, para poder realizar mediciones lo más consistentes posibles.

4.1.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR PRUEBA DE RESISTENCIA ÓHMICA

- a) Retirar los conductores de llegada a las boquillas.
- b) Desconectar los neutros del sistema de tierra en una conexión estrella.
- c) Limpiar las terminales perfectamente, a fin de que cuando se efectúe la conexión al medidor se asegure un buen contacto.
- d) Como no se conoce la resistencia óhmica del transformador bajo prueba, el multiplicador y las perillas de medición (décadas) deben colocarse en su valor más alto.
- e) Al circular la corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo a la Ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el devanado. Pasado un cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. A continuación, es necesario accionar primero el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula.
- f) Medir la Resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.



Para equipos en operación que sean librados para efectuarles pruebas eléctricas, se recomienda realizar la prueba de resistencia óhmica a los devanados, únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es para evitar que, en caso de un posible desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no pudiese volver a energizarse.

4.1.2 INSTRUCCIONES PARA EL USO DEL MEDIDOR DE RESISTENCIA ÓHMICA - PUENTE DE WHEATSTONE

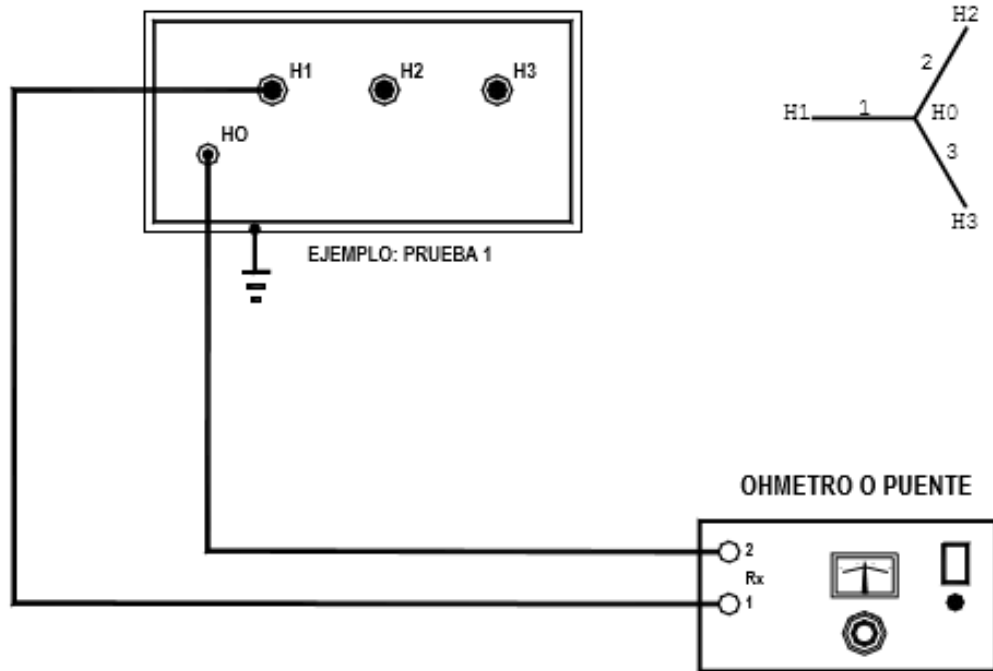
Entre los equipos comúnmente utilizados para la medición de resistencia óhmica se tienen el puente de Kelvin y el puente de Wheatstone. A continuación, se mencionan algunas recomendaciones para el uso de este último.

- a) Asegurar que los bordes de conexión EXT GA estén cortocircuitados.
- b) Verificar el galvanómetro presionando el botón BA, la aguja debe posicionarse en cero; si esto no sucede, con un destornillador debe ajustarse en la posición cero; para lo cual el botón GA debe estar fuera.
- c) Comprobar que las baterías estén en buen estado, ya que, si se encuentran con baja capacidad, la prueba tiene una duración mayor a lo normal.
- d) Conectar la resistencia de los devanados a medir en las terminales RX, colocar la perilla multiplicadora en el rango más alto y las perillas de las décadas en 9 (nueve). Presionar el botón BA y enseguida el botón GA.
- e) Con lo anterior, la aguja del galvanómetro se mueve a la derecha (+), y pasado un tiempo esta se mueve lentamente a la izquierda (-). Posteriormente debe disminuirse el rango de la perilla multiplicadora hasta observar que la aguja oscile cerca del cero.
- f) Para obtener la medición, accionar las perillas de las décadas, iniciando con la de mayor valor, hasta lograr que la aguja se posicione en cero. El valor de la resistencia se obtiene de las perillas mencionadas.
- g) Registrar en el formato de prueba el valor de la resistencia y el rango del multiplicador utilizado.
- h) Liberar los botones BA y GA.

Se recomienda utilizar cables de pruebas calibre No. 6 AWG para evitar al máximo la caída de tensión en los mismos. Medir la resistencia de los cables de prueba y anotarla en el formato para fines analíticos de los valores de resistencia medidos.

4.1.3 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En la siguiente figura se ilustra la conexión de circuitos de prueba de resistencia óhmica a reactores.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA		MIDE (r)
	RX (1)	RX (2)	
1	H1	H0	1
2	H2	H0	2
3	H3	H0	3

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO

Figura 4.1. Reactores.

Prueba de resistencia óhmica del devanado.

Utilizar formato de pruebas SE-03-14.

4.1.4 INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En conexión delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases.

Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtienen valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases dan valores similares.

Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase fallada. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño del devanado fallado.



Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones con pruebas posteriores.

4.2 PRUEBAS DE AISLAMIENTO.

El nivel de aislamiento de una instalación eléctrica se entiende como la capacidad del aislamiento para oponerse a las corrientes de conducción y de fuga cuando se aplica un voltaje entre todas las partes vivas conectadas entre sí y las estructuras metálicas y partes normalmente conectadas a tierra.¹¹¹

Las pruebas de aislamiento deben comprobar que el nivel de aislamiento mínimo esté por encima de cierto valor establecido en las especificaciones del proyecto, o en otras normas aplicables. Estas pruebas son precisas y dan poco margen a interpretaciones subjetivas.

Tensión nominal del sistema (kV)	Tensión máxima del equipo (kV)	Tensión de aguante al impulso por rayo normalizado (kV cresta)	Tensión de aguante al impulso por rayo cortado normalizado		Tensión de aguante al impulso por maniobra normalizado (kV cresta)	Prueba de sobretensión (fase - tierra)	Tensión de aguante a 60 Hz, 60 s kV(rcm)
			kV (cresta)	Tiempo mínimo de flameo (μ s)		Nivel de una hora kV (rcm)	
1	2	3	4	5	6	7	8
13,8 y menor	15	200	220	3	-	-	70
> 13,8 \leq 23	25	200	220	3	-	-	70
34,5	38	200	220	3	-	-	70
115	123	550	605	3	-	105	-
230 ⁽¹⁾	245	1 050	1 155	3	-	210	-
400 ⁽¹⁾	420	1 425	1 570	3	1 180	365	-

Tabla 4.1. Niveles de aislamiento recomendados para reactores de potencia (cortesía CFE).

Nota: ¹¹²

- 1) Los valores de prueba indicados en esta tabla están referidos a las condiciones normalizadas de 101,3 kPa de presión, 20°C de temperatura y humedad absoluta de 11 g/m³ y para operar en altitudes de 0m hasta 2 500 m. Estos valores aplican para aislamientos, interno y externo. Para altitudes de operación arriba 2 500m, se requiere un estudio específico de aplicación.
- 2) Los valores de prueba de tensión aplicada indicados en la columna 8, están dados para aquellos equipos que cuenten con aislamiento uniforme; entendiéndose por aislamiento uniforme cuando el aislamiento a tierra de un devanado está diseñado para soportar en todos sus puntos la tensión de prueba a frecuencia nominal, correspondiente a su Terminal de línea.



- * Nivel de aislamiento para la terminal del neutro en reactores en derivación de 230 y 400 kV: La terminal del neutro de reactores en derivación utilizados en dichas tensiones, debe soportar los valores establecidos de nivel de aislamiento para la tensión nominal de 69 kV y 115 kV respectivamente. ¹¹³
- * Nivel de aislamiento para la boquilla pasamuro de la puesta a tierra del núcleo y estructura soporte: el nivel de aislamiento debe de ser para 5kV y conexión externa sólidamente aterrizada.

4.2.1 PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGGER

Existe un instrumento conocido como *megger*, que es muy útil en la medición de valores de resistencia muy altos (del orden de megaohms). El megger aplica un voltaje y mide la resistencia entre un conjunto de elementos conductores conectados a una de sus terminales y las partes unidas a tierra a la otra terminal también se puede medir el nivel de aislamiento entre fases. ¹¹⁴

En la prueba del nivel de aislamiento de una instalación, debe tenerse especial cuidado con el neutro de trabajo, ya que está conectado con parte vivas (de echo pertenece a éstas). Por esta razón se desconecta el neutro de la alimentación y se evita el retorno por su conexión con la tierra de la subestación.

4.2.2 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La medición de la resistencia de aislamiento se hace entre cualquier punto de las partes vivas, inclusive la barra neutra del tablero, y la barra (o el hilo) de la conexión a tierra del tablero (tierra física). Si el megger indica un valor de 125,000 ohms o más, el aislamiento es adecuado. Si el valor de la resistencia es cero, esto indica que existe algún punto de contacto entre el conjunto conductor y la tierra física (por lo general a través del neutro de trabajo, o sea, el retorno de las lámparas y/o contactos). Se recomienda entonces proceder de la siguiente manera: ¹¹⁵

- ❖ Colocar los interruptores de todos los circuitos derivados en la posición de apagado (OFF).
- ❖ Colocar en posición de apagado (OFF) todos los apagadores.
- ❖ Medir la resistencia a tierra de la barra neutra del tablero.
- ❖ Si el valor obtenido es adecuado, se introducen uno por uno los circuitos derivados, hasta que se presente la falla.
- ❖ Si el valor de la resistencia para la barra neutra del tablero no es el deseado, se tienen que desconectar uno por uno los neutros de los circuitos derivados, hasta que se localice el circuito con la falla.
- ❖ Si la falla se localiza sobre el neutro del trabajo (hilo de retorno), algún punto está expuesto a un voltaje diferente a la tierra física y pueden aparecer arcos eléctricos, lo que, además de representar pérdidas, puede resultar peligroso si por alguna causa se interrumpe la continuidad entre el hijo del neutro y la tierra física.



Instalación	Resistencia de aislamiento (ohms)
Para circuitos con conductores #14 o #12 AWG	1, 000, 000
Para circuitos con conductores #10 o mayores, y con capacidad de conducción de corriente de:	
- 25 a 50 A	250, 000
- 51 a 100 A	100, 000
- 101 a 200 A	50, 000
- 201 a 400 A	25, 000
- 401 a 800 A	12, 000
- Más de 800 A	5, 000

Tabla 4.2. Valores de resistencia de aislamiento recomendados para instalaciones eléctricas (reproducción de la tabla 1.5. apéndice 1. NTIE, 1981).

Notas de la tabla.

- Los valores de esta tabla deben medirse con todos los equipos que normalmente forman parte de los circuitos, tales como tableros, portafusibles, medios de desconexión y dispositivos de protección contra sobre-corriente, instalados en su lugar y conectados.
- Cuando las lámparas y los aparatos de utilización estén conectados a los circuitos derivados, la resistencia mínima de aislamiento de los circuitos puede tomarse como la mitad de los valores de esta tabla.
- Donde las condiciones del ambiente sean tales que las canalizaciones o equipos estén expuestos a una humedad excesiva, puede ser necesario considerar valores diferentes a los de esta tabla.

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del reactor bajo prueba. La medición de esta resistencia independientemente de ser cuantitativa también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como porcelana, papel, aceite, barnices, etc... la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales. ¹¹⁶



La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento a una tensión mínima de 1,000 volts, recomendándose realizarla a 2,500 o 5,000 volts y solo durante 10 minutos.

4.2.2.1 Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento.

- a) Limpiar la porcelana de las boquillas quitando el polvo, suciedad, etc.
- b) Desconectar los neutros de los devanados del sistema de tierra.
- c) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario, si éste es el caso.
- d) Nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajuste (en el caso del medidor de resistencia de aislamiento analógico).
- e) Conectar adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, girar el selector a la posición de prueba hasta el valor de voltaje preseleccionado y encender el equipo.

En todos los medidores de resistencia de aislamiento se debe usar cable de prueba blindado en la terminal de Línea y conectar este blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.

- f) Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos, así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.
- g) Al terminar la prueba, poner fuera de servicio el medidor, regresar el selector a la posición de descarga manteniéndolo en esta condición por 10 minutos.
- h) Registrar el porcentaje de humedad relativa. Efectuar las pruebas cuando la humedad sea menor del 75%.
- i) Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

4.2.2.2 Comprobación del medidor de resistencia de aislamiento.

- a) Para verificar la posición de la aguja indicadora en la marca de infinito del medidor analógico, poner en operación el equipo y mover si es necesario el tornillo de ajuste hasta que la aguja se posicione en la marca de Infinito. Realizar este ajuste bajo condiciones ambientales controladas.¹¹⁷

Para medidores microprocesados al encender el equipo, automáticamente este realiza su rutina de autopueba.

- b) Para verificar los cables de prueba conectar estos al medidor cuidando que no exista contacto entre ellos y seleccionar el voltaje de prueba, mismo que se recomienda sea de 2500 ó 5000 volts. Encender el equipo y comprobar la posición de la aguja indicadora en la marca de infinito. No ajustar la aguja al infinito por pequeñas desviaciones provocadas por las corrientes de fuga de los cables de prueba.



c) Para comprobar la posición cero, conectar entre si las terminales de los cables de prueba (Línea y Tierra), girar la manivela un cuarto de vuelta estando el selector de prueba en 500 o 1000 volts. La aguja debe moverse a la marca de cero.

4.2.2.3 Conexiones para realizar la prueba

Al efectuar las pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores, hay diferentes criterios en cuanto al uso de la terminal de guarda del medidor. El propósito de la terminal de guarda es para efectuar mediciones en mallas con tres elementos, (devanado de A.T., devanado de B.T. y tanque). La corriente de fuga de un aislamiento, conectada a la terminal de guarda, no interviene en la medición.

118

Si no se desea utilizar la terminal de guarda del medidor, el tercer elemento se conecta a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solamente tiene la trayectoria del devanado en prueba a tierra.

Con el objeto de unificar la manera de probar los transformadores de potencia, y para fines prácticos, en este procedimiento se considera la utilización de la terminal de guarda del medidor. Lo anterior permite el discriminar aquellos elementos y partes que se desea no intervengan en las mediciones, resultando estas más exactas, precisas y confiables.

La conexión para reactores se muestra en la siguiente figura.

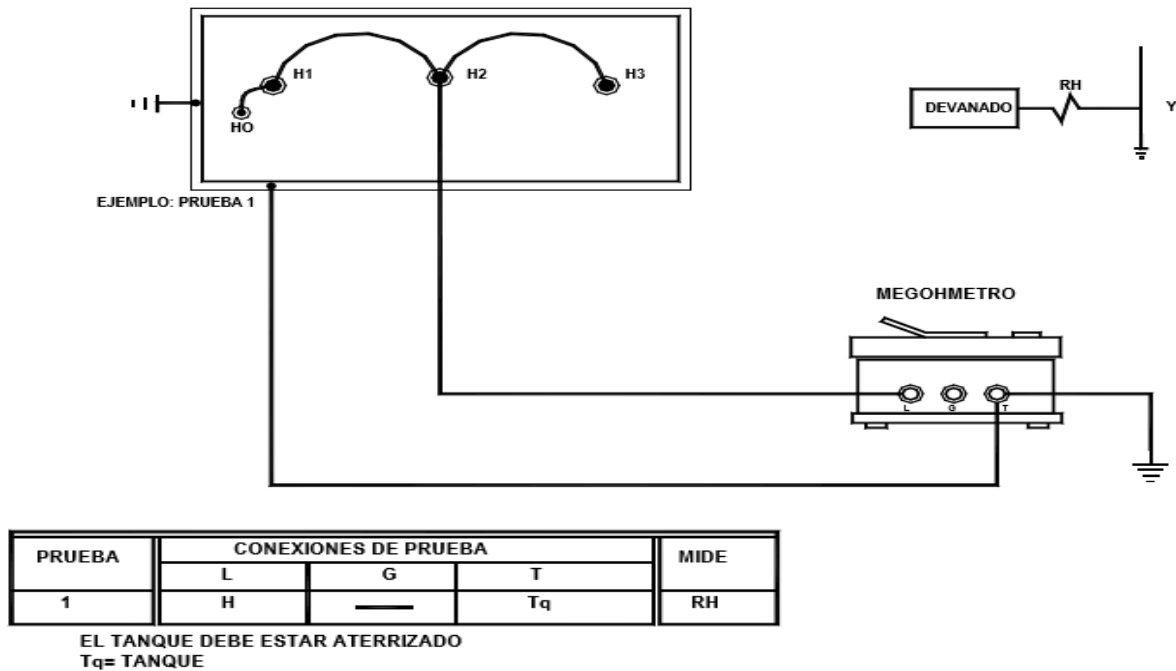


Figura 4.2. Reactores. Prueba de resistencia de aislamiento.

Utilizar formato de prueba SE-03-01



4.3 FACTOR DE POTENCIA DE LOS AISLAMIENTOS.

El factor de potencia del aislamiento es la relación de la potencia que se disipa en el aislamiento del producto de la tensión y corriente en VA, cuando se realiza la prueba con una tensión sinusoidal y de acuerdo con el presente método. El método que aquí se describe aplica para transformadores inmersos en líquido aislante.¹¹⁹

El Factor de Potencia del aislamiento es otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de transformadores, autotransformadores y reactores, es recomendado para detectar humedad y suciedad en los mismos.¹²⁰

Los equipos que se utilizan para realizar la prueba pueden ser de varias marcas, entre las cuales pueden citarse: James G. Biddle, Nansen y Doble Engineering Co., de esta última, en sus modelos MEU-2.5 KV, M2H-10 KV y M4000-10KV; el ETP de SMC-10KV ó el Delta 2000 de AVO, entre otros.

Como el Factor de Potencia aumenta directamente con la temperatura del transformador, se deben referir los resultados a una temperatura base de 20 °C, para fines de comparación.

4.3.1 RECOMENDACIONES GENERALES PARA REALIZAR PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO

- a) Considerar las medidas de seguridad generales para las pruebas.
- b) Colocar el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia tal del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- c) Conectar el medidor a la fuente de alimentación y verificar su correcto aterrizamiento.
- d) El transformador a probar debe aislarse totalmente de los buses o barras, líneas y la superficie de las boquillas debe de estar limpia y seca.
- e) Desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de boquillas.
- f) Desconectar los neutros de los devanados del sistema de tierra.
- g) Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario, si éste es el caso.
- h) Los transformadores equipados con cambiador de derivaciones para operar bajo carga deben colocarse en la posición nominal.
- i) Efectuar las pruebas cuando la humedad relativa sea menor del 75%.

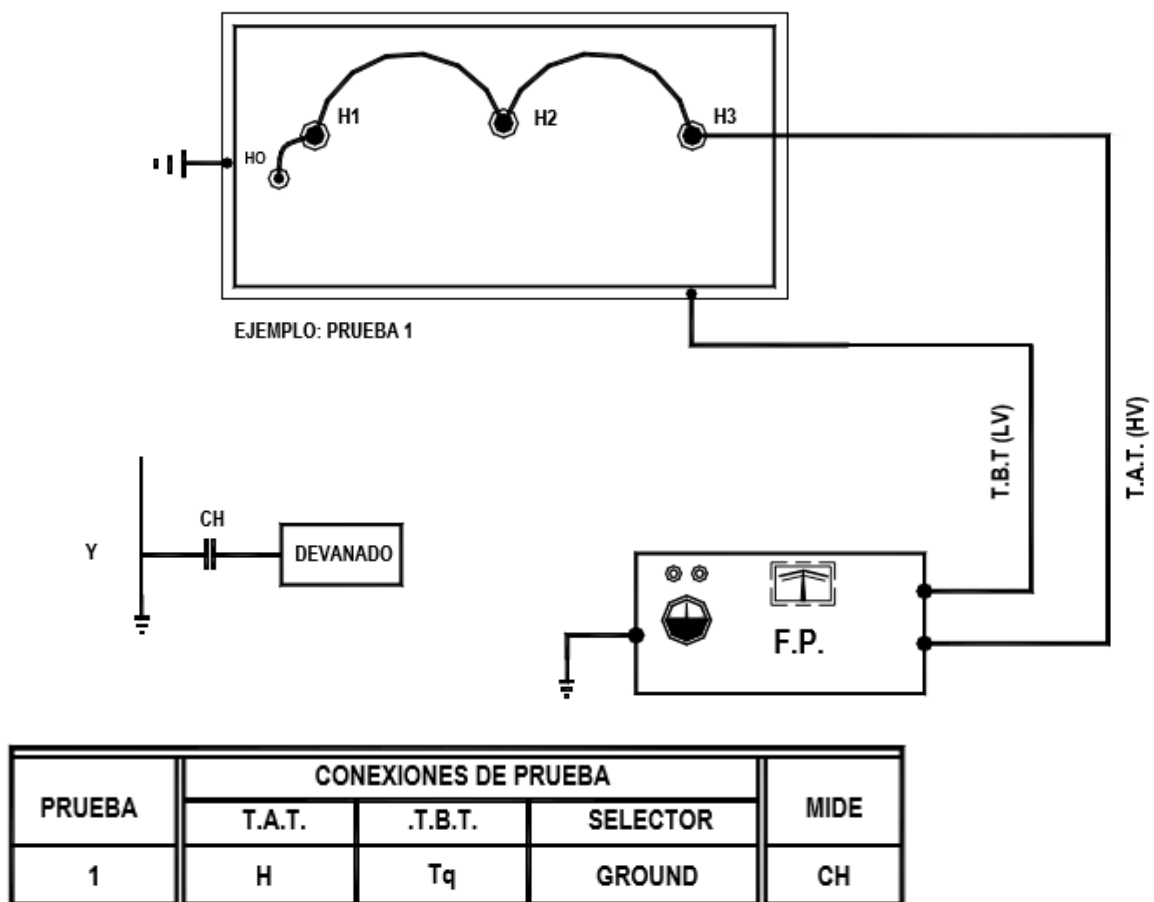


4.3.2 APARATOS E INSTRUMENTOS

Puede medirse el factor de potencia del aislamiento por medio de un puente de capacitancias, o por el método de volt-ampere y watt. Las mediciones deben llevarse a cabo a frecuencia de 60Hz. ¹²¹

4.3.3 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En la siguiente figura se indica la conexión de los circuitos de prueba de factor de potencia para reactores. ¹²²



EL TANQUE DEBE ESTAR ATERRIZADO
Tq= TANQUE

Figura 4.3. Reactores. Prueba de factor de potencia de aislamiento.

Utilizar formato de prueba SE-03-06 para 2.5kV ó formato de prueba SE-03-07 para 10kV.



4.4 IMPULSO TIPO RAYO

Cuando se requiera como prueba de rutina o cuando sea especificada la prueba de impulso, debe aplicarse en el siguiente orden: una onda completa a tensión reducida, dos ondas cortadas y una onda completa a tensión plena. El intervalo de tiempo entre la aplicación de la última onda cortada y la onda completa final debe minimizarse para evitar la recuperación de la rigidez dieléctrica de los aislamientos.

123

Cuando se especifica la prueba de frente de onda, la prueba de impulso es generalmente aplicada en el siguiente orden: una onda completa a tensión reducida, dos frentes de onda, dos ondas cortadas y una onda completa a tensión plena.

4.4.1 PRUEBA DE ONDA COMPLETA A TENSIÓN REDUCIDA

Esta onda es de la misma forma que la onda completa a tensión plena, excepto que el valor de la cresta debe ser entre el 50% y el 70% del valor de onda completa a tensión plena.

Para efectuar esta prueba, debe aplicarse una onda de tensión con valor entre el 50% y el 70% del valor de onda completa especificados en las normas de producto correspondientes al tipo de transformador bajo prueba.

4.4.2 PRUEBA DE ONDA CORTADA

Esta onda es similar a la onda completa a tensión plena, excepto que su valor de cresta debe ser sobre el nivel más alto requerido y la onda de tensión debe ser cortada sobre o después del tiempo mínimo requerido de arqueo (desde el tiempo cero virtual). En general el explosor u otro dispositivo equivalente de corte debe localizarse tan cerca como sea posible de las terminales y la impedancia debe limitarse para que, si es necesario, puedan agregarse resistencias al circuito y limitar la amplitud de oscilación a la polaridad opuesta a un 30% de la amplitud de la onda cortada.

Para efectuar esta prueba, la onda de tensión aplicada debe cortarse por medio de un explosor adecuado. Debe tener un valor de cresta y un tiempo de arqueo de acuerdo con lo especificado en las normas de producto correspondientes al tipo de transformador bajo prueba.

4.4.3 PRUEBA DE FRETE DE ONDA

La onda a usar es similar a la onda completa, excepto que se corta en el frente, sobre el nivel de cresta asignado y con un tiempo de arqueo diferente. El tiempo de arqueo para pruebas de impulso de frente de onda, debe ser el tiempo desde el cero virtual hasta el tiempo de arqueo. Al igual que en la prueba de onda cortada, pueden agregarse resistencias al circuito para limitar las oscilaciones a la polaridad opuesta al 30% de la amplitud del frente de onda.

Para medir la tensión debe usarse una conexión separada de la terminal en prueba; el explosor que se utilice para cortar la onda en el frente debe conectarse directamente a dicha terminal.



En general, las pruebas de frente de onda deben aplicarse solamente a las terminales de línea y no al neutro u otras terminales.

4.4.4 PRUEBA DE ONDA COMPLETA A TENSION PLENA

La onda de prueba alcanza la cresta en $1,2 \mu\text{s}$ y decae a la mitad al valor de cresta en $50 \mu\text{s}$ desde el tiempo cero virtual. El valor de cresta debe estar de acuerdo con el nivel de tensión de aguante al impulso (NBAI) asignado, sujeto a una tolerancia de $\pm 3\%$ y no debe ocurrir ningún arqueo en las boquillas o en el dispositivo de arqueo usado en la prueba. La tolerancia sobre el tiempo de cresta debe ser normalmente de $\pm 30\%$ y la tolerancia para el tiempo a la mitad de cresta es normalmente de $\pm 20\%$; sin embargo, como una manera práctica:

- a) El tiempo para la cresta no debe exceder $2,5 \mu\text{s}$, excepto para aquellos devanados con alta capacitancia de impulso.
- b) Para demostrar que las grandes capacitancias de los devanados causan frentes muy largos, la resistencia serie del generador de impulsos puede ser reducida, lo cual causa oscilaciones sobrepuestas. Únicamente pueden estar en el circuito las inductancias inherentes al generador y a las líneas de conexión.
- c) La impedancia de algunos devanados puede ser tan baja que el tiempo deseado para el punto del 50% de tensión sobre la cola de la onda, no se pueda obtener con el equipo disponible. En estos casos pueden usarse ondas más cortas. Para asegurar la realización de una prueba adecuada, la capacitancia del generador debe ser mayor que $0,011 \mu\text{F}$.

Por conveniencia en mediciones, el tiempo para la cresta puede ser considerado como 1,67 veces el tiempo real entre puntos sobre el frente de la onda al 30% y al 90% del valor de cresta.

Para esta prueba la onda de tensión debe tener un valor de cresta de acuerdo con lo especificado en las normas correspondientes al tipo de transformador bajo prueba y no debe producirse ningún arqueo en la boquilla. A fin de evitar arcos en las boquillas durante condiciones adversas del ambiente, la distancia de arqueo de la misma puede aumentarse por cualquier medio adecuado.

4.4.5 CONEXIONES PARA LAS PRUEBAS DE IMPULSO.

En general cada una de las terminales debe probarse por separado. ¹²⁴

- 1) **Terminales que no están bajo prueba:** Las terminales de neutro deben estar sólidamente conectadas a tierra. Las terminales de línea deben estar sólidamente conectadas a tierra o a través de una resistencia cuyo valor no debe ser mayor que 450Ω . Los factores siguientes deben considerarse para la puesta a tierra de cada terminal:
 - a) La tensión a tierra de cualquier terminal que no esté siendo probada, no debe ser mayor que el 80% del nivel de tensión de impulso de onda completa para esa terminal.



- b) Cuando una terminal se especifica para estar directamente conectada a tierra en servicio, esa terminal debe conectarse sólidamente a tierra.
 - c) Cuando una terminal se conecta a una conexión con cable de baja impedancia en servicio, entonces esa terminal debe conectarse a tierra directamente o a través de una resistencia cuyo valor óhmico no debe exceder el valor de la impedancia característica del cable.
 - d) Las conexiones a tierra a través de un derivador de baja impedancia para medición de corriente con un oscilógrafo de rayos catódicos pueden considerarse equivalentes a una terminal sólidamente puesta a tierra.
- 2) **Devanados para conexión serie o paralelo:** En los devanados con conexión serie o paralelo para un nivel básico de aislamiento al impulso de 150 kV y mayores, deben probarse en ambas conexiones. La tensión de prueba para cada condición debe corresponder a la clase de aislamiento del devanado para esa conexión.
Para un nivel básico de aislamiento al impulso de 110 kV y menores, solamente las conexiones en serie deben probarse a menos que se especifiquen ambas pruebas.
- 3) **Devanados con derivaciones:** El devanado bajo prueba debe conectarse en la posición del cambiador de mínima tensión y máxima corriente, y los devanados que no estén bajo prueba, en la posición que más convenga al fabricante para facilitar la obtención de la forma de onda.

4.4.6 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Si los transformadores tienen como parte integral dispositivos de protección no lineales conectados a través de partes o en los devanados, éstos deben incluirse durante la prueba de impulso. La operación de estos dispositivos generalmente origina diferencias entre la onda a tensión reducida y los oscilogramas de ondas a tensión plena. Puede demostrarse que estas diferencias se originan por la operación de los dispositivos de protección al efectuar dos o más pruebas de onda a tensión reducida a valores diferentes de tensión con el fin de mostrar la tendencia en su operación. En donde la naturaleza de los transformadores lo permita, puede variarse la impedancia de tales dispositivos, para llevar a cabo las pruebas de onda a tensión plena y onda a tensión reducida, como un procedimiento optativo en la técnica para la detección de fallas.

4.4.7 DEVANADOS DE IMPEDANCIA MUY BAJA

La impedancia de algunos devanados puede ser tan baja que la tensión que se requiera al término de 50 μ s, no se pueda alcanzar con el equipo disponible. Con el fin de asegurar una prueba adecuada, la capacitancia del generador debe ser mayor que 0,011 μ F. Hay tres métodos permisibles para probar devanados de muy baja impedancia, estos son:

- a) Conectar juntas todas las terminales del mismo nivel de aislamiento.
- b) Insertar una resistencia no mayor que 500 Ω en la terminal a la tierra del devanado; y
- c) Emplear ondas de cola más cortas.



4.4.8 DETECCIÓN DE FALLAS DURANTE LA PRUEBA DE IMPULSO

Debido a la naturaleza de las fallas en las pruebas de impulso, uno de los puntos más importantes es la detección de fallas. Algunos de los indicadores de posible falla de aislamiento son:

- a) **Oscilogramas de tensión:** Todos los impulsos aplicados a un transformador deben registrarse en un osciloscopio o en un registrador digital de transitorios, deben considerarse como posible falla las diferencias en la forma de onda entre la onda de tensión reducida y la onda de tensión plena final, misma que se detecta sobreponiendo los dos oscilogramas de tensión, siempre que la diferencia no sea atribuible a los dispositivos de protección o a las condiciones del circuito externo de prueba en cuyo caso debe investigarse aplicando nuevamente una onda reducida y una onda completa a tensión plena.
Debe considerarse como posible falla a las diferencias que se observen al comparar las ondas cortadas entre sí, principalmente en el rizo final. Las desviaciones pueden originarse también por las condiciones en el circuito de prueba externo al transformador o por los dispositivos de protección, debe considerarse la posibilidad de falla al aplicar la onda de tensión plena. La acción de los dispositivos de protección se describe en el 4.4.6.
- b) **Humo y burbujas:** Las burbujas con humo que suben a través del líquido aislante en el transformador son una evidencia definitiva de falla. Las burbujas claras no siempre son evidencia de falla ya que pueden originarse a consecuencia del aire ocluido. Sin embargo, debe investigarse repitiendo la prueba o reprocesando al transformador y repitiendo la prueba, para determinar si efectivamente existe una falla.
- c) **Ausencia de arqueo en el explosor:** Si al hacer la prueba de onda cortada no ocurre un arqueo en el explosor o cualquier parte externa a pesar de que los oscilogramas muestren una onda cortada, esto es una indicación definitiva de un arqueo dentro del transformador.
- d) **Ruidos perceptibles:** Los ruidos perceptibles dentro del transformador en el instante de la aplicación del impulso pueden ser una indicación de falla. Estos ruidos deben investigarse.
- e) **Oscilogramas de corrientes a tierra:** En este método de detección de fallas, la corriente de impulso en la terminal a tierra del devanado bajo prueba se mide por medio de un osciloscopio o un registrador digital de transitorios conectado a través de un derivador intercalado entre las terminales normalmente conectadas a tierra del devanado y tierra. Cualquier diferencia entre las formas de onda de tensión reducida y de tensión plena que se detecte al comparar los dos oscilogramas de corriente puede ser indicación de falla. Deben investigarse completamente y explicarse las diferencias encontradas por medio de pruebas a tensión reducida y a tensión completa.

Algunas causas de diferencia entre las formas de onda que no representan falla pueden ser: La operación de los dispositivos de protección, saturación del núcleo, o bien ciertas condiciones en el circuito de prueba.



Es difícil proteger completamente el circuito de medición de la influencia de la alta tensión del generador de alimentación y frecuentemente algunas tensiones de fuga se registran produciendo oscilogramas erráticos durante los dos primeros microsegundos.

Si estas influencias aparecen al principio de la onda de corriente y en una menor proporción en el comienzo de la onda de tensión debe despreciarse. El método de detección de corriente a tierra no debe aplicarse cuando se efectúen las pruebas de onda cortada.

Cuando la impedancia del transformador bajo prueba sea elevada con respecto a su capacitancia serie, las mediciones de corriente al neutro pueden dificultarse debido a las pequeñas corrientes de impulso. Con el fin de reducir inicialmente la alta corriente capacitiva y de mantener una amplitud razonable para el resto de la onda, puede insertarse un capacitor en el circuito de medición de corriente al neutro, el cual no debe ser de mayor capacidad que la necesaria para obtener resultados confiables.

Las mediciones de tensión y corriente inducidas en algún otro devanado pueden ser útiles para detectar fallas.

4.4.9 TIEMPOS DE BARRIDO DE LOS OSCILOGRAMAS

Los tiempos de barrido deben ser del orden de $2\mu\text{s}$ a $5\mu\text{s}$ para las pruebas de frente de onda, de $5\mu\text{s}$ a $10\mu\text{s}$ para la prueba de la onda cortada, de $50\mu\text{s}$ a $100\mu\text{s}$ para las pruebas de onda completa y de $100\mu\text{s}$ a $600\mu\text{s}$ para las mediciones de corriente a tierra.

4.5 POTENCIAL APLICADO.

Si se hace circular una corriente directa de valor constante a través de una resistencia (R), la energía eléctrica se transforma en energía térmica. De acuerdo a la ley de Joule, la energía calorífica es igual a la potencia por unidad de tiempo “t”. Se tiene:

$$\text{Energía calorífica} = R \cdot I^2 \cdot t = P \cdot t$$

A esta potencia “P”, que interviene en el proceso de conversión de energía eléctrica a otra forma de energía (por ejemplo: calor o trabajo), se le conoce como *potencia activa*.¹²⁵

4.5.1 TENSIÓN APLICADA

En transformadores diseñados para conexión delta o diseñados para que cualquier terminal de un devanado se pueda usar como terminal de línea, la prueba de tensión aplicada debe hacerse aplicando la tensión de prueba en cada devanado con todos los otros devanados conectados a tierra. La tensión de prueba debe ser la correspondiente a la clase de aislamiento del devanado.¹²⁶

- **Aplicación de la tensión de prueba:** Iniciar la aplicación de la tensión de prueba a un cuarto (o menos) de su valor total, e incrementarla gradualmente hasta alcanzar su valor total en tiempo no mayor a 15 s. Después de un minuto de prueba, reducir la tensión gradualmente (sin exceder 5s) hasta un cuarto del valor máximo (o menos), antes de abrir el circuito.



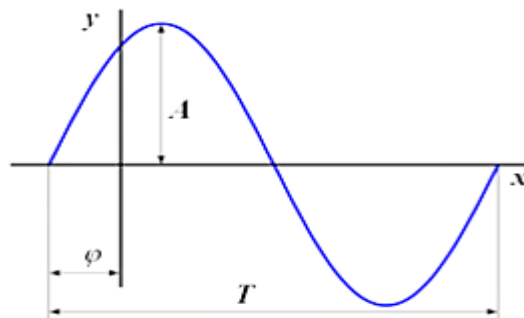
- **Duración, frecuencia y conexiones de prueba:** La duración de la prueba debe ser de un minuto empleando una frecuencia de 60 Hz. El devanado que está bajo prueba debe tener todas sus terminales conectadas entre sí, y conectadas a la terminal de línea del circuito de prueba. Todas las terminales y partes (incluyendo el núcleo y el tanque) deben conectarse a tierra.
- **Explosor de alivio:** Durante la prueba de tensión aplicada puede conectarse un explosor de alivio, que esté ajustado sobre un 10% o más de la tensión de prueba especificada.
- **Detección de falla:** Evidencia de posibles fallas son: Aparición de humo y burbujas en el líquido aislante, sonido audible como estallido o incremento súbito en la corriente del circuito de prueba. Para determinar si ha ocurrido una falla, cualquiera de estas indicaciones debe investigarse cuidadosamente: por observación, repetición de la prueba, o por otras pruebas.

4.5.1.1 Ensayo de tensión aplicada

Es un ensayo dieléctrico que tiene como finalidad comprobar la resistencia dieléctrica del aislamiento, demostrar que soporta los niveles de prueba que están definidos por las normas y nos dará la confianza que soportará sobretensiones o esfuerzos eléctricos producidos por disturbios en las redes o debido a factores externos durante su operación.¹²⁷

Esta capacidad está determinada por la calidad de los aislamientos empleados, calidad del diseño en cuanto a distancias mínimas y garantizar que entre las partes energizadas del equipo y las partes aterrizadas haya una buena coordinación del aislamiento, calidad del proceso empleado en los equipos eléctricos, verificar que la cantidad y la clase de aislante del material sean los adecuados.

La prueba se efectúa aplicando una tensión de 60Hz, durante un minuto iniciándose con un valor no mayor a un cuarto de lo establecido como tensión de prueba, de allí se eleva la tensión hasta el valor requerido según IEC 60 060-1/2. Para suspender la tensión se debe retirar gradualmente, ya que si se hace de una forma repentina el aislamiento del equipo puede ser dañado por una tensión transitoria mayor que el de la prueba. Solo en caso de falla o ensayo disruptivo la tensión podrá ser suspendida repentinamente. La forma de onda de voltaje será aproximada a una senoide con la diferencia de que las magnitudes de los valores de pico positivo y negativo son menores que 2%.



Gráfica 4.1. Parámetros característicos de una forma sinusoidal.



Los niveles de tensión para esta prueba se determinan en base del diseño de la estructura aislante y de la tensión nominal de los equipos eléctricos.

Para las duraciones de prueba no superiores a 60s, los valores medidos de la tensión de ensayo se mantendrán dentro de $\pm 1\%$ del nivel especificado durante todo el ensayo. Para las duraciones de prueba superiores a 60s, el valor medido de la tensión de ensayo se mantendrá dentro del $\pm 3\%$ del nivel especificado durante todo el ensayo. La fuente de tensión de prueba que incluye las capacidades de soporte debe ser adecuada para suministrar las corrientes de descarga transitorias también en el caso de ensayos húmedos y de contaminación con una caída de tensión $\leq 20\%$.

4.6 POTENCIAL INDUCIDO.

En el caso de un circuito con un elemento puramente capacitivo o inductivo, la energía no cambia de forma, solo almacena. En otras palabras, la fuente entrega energía al elemento capacitivo o inductivo, el cual la almacena y a su vez la entrega cuando la fuente se desenergiza. Si el circuito está conectado a una fuente de corriente alterna, la energía pasa de la fuente al capacitor (o inductor) en el primer cuarto de ciclo y regresa a la fuente en el siguiente.¹²⁸

A esta energía asociada a un capacitor ideal o a un inductor ideal se le conoce con el nombre de *reactiva*. De la misma manera se le llama *potencia reactiva "Q"* a la potencia capacitiva o inductiva que multiplicada por la unidad de tiempo produce este tipo de energía. Se le llama capacitiva cuando la corriente antecede al voltaje, e inductiva cuando el voltaje antecede a la corriente. Para ambos casos (con elementos ideales) existe un desfase de 90° con respecto a la *potencia activa*.

4.6.1 OBJETIVO DE PRUEBA

Esta prueba consiste en probar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del reactor es de la cantidad y calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra. La prueba se realiza al doble de la tensión nominal y hasta completar 7,200 ciclos.
129

El flujo máximo al que opera el núcleo está determinado por la ecuación general:

$$\Phi_{\text{máx}} = E / 4.44 fN.$$

Al aplicar una tensión del 200%, el flujo aumentará en la misma proporción, por lo que limitarlo y evitar que el núcleo se sature, se tendrá que aumentar en igual forma la frecuencia. Es decir, cuando el reactor esté diseñado para operar a 60Hz, la prueba se podrá realizar a 120Hz y su duración será de 60 segundos.

Cuando la prueba se realiza con una frecuencia mayor a los 120Hz, el esfuerzo dieléctrico en los devanados es mayor, por lo que la prueba se ha limitado a 7,200 ciclos. Por tal razón el tiempo de la prueba depende de la frecuencia del reactor utilizado.



Frecuencia (Hz)	Duración de prueba (segundos)
120	60
180	40
240	30
360	20
400	18

Tabla 4.3. Tiempo establecido por la Norma ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido.

La fórmula para determinar el tiempo de duración de la prueba se calcula por medio de la siguiente fórmula:

$$t = \frac{7,200}{frecuencia\ empleada} (seg)$$

En donde:

t es el tiempo de prueba en segundos

f es la frecuencia del reactor en Hz.

4.6.2 PROCEDIMIENTO

- La prueba se inicia aplicando una tensión menor o igual a la cuarta parte del valor de la tensión de prueba, incrementándose posteriormente hasta alcanzar la tensión plena en un tiempo no mayor a 15 segundos.
- Se sostiene la tensión de prueba durante el tiempo especificado en la tabla anterior y para suspender la prueba se reduce gradualmente la tensión hasta alcanzar por lo menos una cuarta parte de su valor en un tiempo no mayor a 5 segundos, después de lo cual se podrá interrumpir la alimentación.

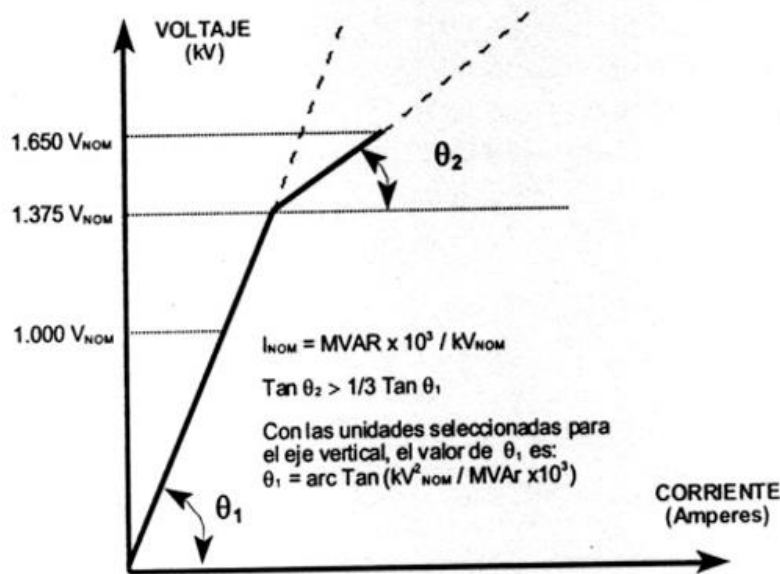
Cuando los reactores tienen un aislamiento uniforme en sus devanados se aplica el doble de la tensión nominal, induciéndose por lo tanto una tensión tal que los Volts por vuelta son dos veces su valor nominal. Es decir, $V_{prueba} = 2V_{nominal}$.

4.7 LINEALIDAD.

Los reactores blindados con núcleo de aire tienen una mejor característica de impedancia lineal, aún cuando el blindaje magnético se satura para una porción de cada ciclo. Con proporciones normales de bobinas y el blindaje magnético saturado, la resistencia óhmica llega a ser el 70 % de su valor cuando el blindaje no está saturado. Esto significa que una corriente más senoidal es derivada durante condi-



ciones de sobre voltaje, que la que puede ser obtenida de un reactor con núcleo de hierro con entrehierros, teniendo el mismo valor de densidad de flujo en su circuito magnético.¹³⁰



Gráfica 4.2. Características de linealidad para reactores de potencia en derivación.

4.7.1 FENÓMENOS LINEALES EN EL CONTROL DE REACTORES CONTINUOS TIPO TANQUE AGITADOS

Los reactores continuos tipo tanque agitados (RTCA), pueden considerarse como sistemas emblemáticos desde el punto de vista del modelado y control. Esto es debido a las no linealidades asociadas al modelo, cuando opera en régimen de autorregulación o con algún tipo de control añadido. A partir del análisis de las bifurcaciones del sistema, se analizan las condiciones de funcionamiento del reactor, y como la variación de la temperatura y composición de la corriente de entrada puede dar lugar a ciclos límites, cuya estabilidad se investiga a partir de los autovalores de la matriz de monodromía. Cuando aparece comportamiento auto-oscilante, se comprueba que una perturbación periódica en el caudal de fluido refrigerante puede dar lugar a caos determinista, el cual se estudia a través de la dependencia sensible. Utilizando técnicas de control no lineal se investiga la linealización exacta entrada-salida, demostrando cómo es posible diseñar diferentes controles que eviten la dinámica caótica y den comportamiento regular o bien oscilante.

El diseño de un sistema de control convencional a partir de la matriz transferencia, obtenida a través de la linealización de las ecuaciones del sistema en uno de sus posibles puntos de equilibrio, puede ser útil cuando el comportamiento del sistema no se aparta mucho del equilibrio. Sin embargo, estos reactores están sometidos a procesos de arranque y parada en cuyo caso las predicciones de un sistema de control lineal pueden ser completamente erróneas. Por el contrario, las técnicas de control no lineal basadas en la linealización exacta estado-entrada o entrada-salida, incorporan de forma natural las no linealidades del proceso. El inconveniente radica en la complejidad de la ley de control obtenida, así



como en la dificultad de la simulación, necesaria para tener una idea de la evolución del reactor. Para reactores con reacciones complejas, la interacción de la dinámica del sistema con el control da lugar a problemas muy importantes desde el punto de vista del modelado el control y simulación.

4.7.2 ANÁLISIS DEL REACTOR CON CONTROL NO LINEAL

Es interesante destacar que esta forma de operar está próxima a lo que se entiende por control feedforward, aunque en este caso no se pretende eliminar las posibles variaciones de la concentración y corriente de entrada, sino utilizarlas para conseguir un determinado comportamiento en el reactor. La estrategia de control se basa en control no lineal utilizando técnicas de geometría diferencial. Para simplificar el tratamiento posterior conviene introducir la siguiente nomenclatura:

$$[X_a, X_b, X_c, X_m, y, z] = [X_1, X_2, X_3, X_4, X_5, X_6]$$

Las ecuaciones anteriores escritas en forma afín:

$$\dot{x}(\tau) = f(x(\tau)) + g_1(x)u_1 + g_2(x)u_2$$

Siendo:

$$u_1 \equiv x_{10} ; u_2 \equiv x_{50} \text{ las señales de control.}$$

Los vectores campo $f(x)$ y $g_i(x)$ vienen dados por:

$$f(x) = \begin{bmatrix} -x_1 - c_0 x_1 e^{-1/x_1} \\ x_{20} - x_2 - c_{01} x_1 \cdot e^{-1/x_2} \\ -x_3 + c_{02} x_1 \cdot e^{-1/x_3} \\ x_{40} - x_4 \\ \frac{1}{c_y} (-x_5 + c_1 x_1 e^{-1/x_5} - c_2 (x_5 - x_6)) \\ c_3 (x_{60} - x_6) + c_4 (x_5 - x_6) \end{bmatrix}$$

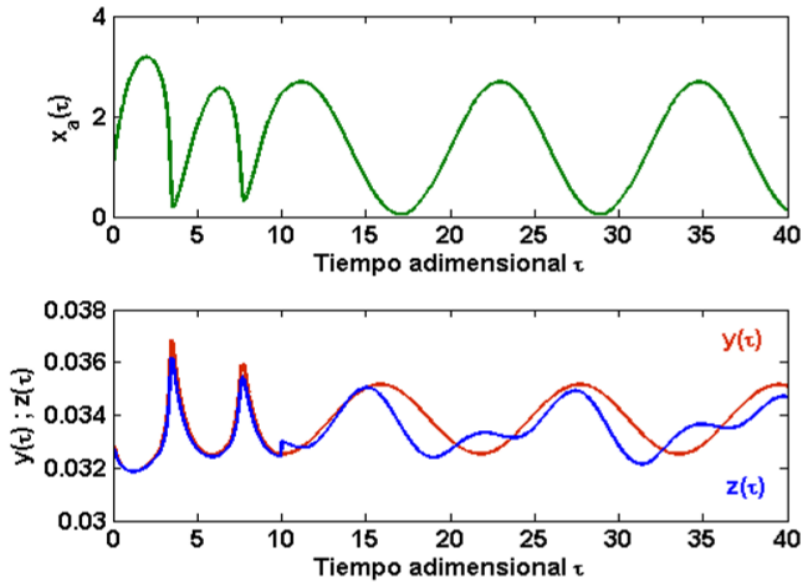
$$\left. \begin{aligned} g_1^T(x) &= [1 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \\ g_2^T(x) &= [0 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 1/c_y \quad 0] \end{aligned} \right\}$$

Dependiendo de las señales de salida que se elijan, se obtendrán distintas estrategias de control. Los vectores campo $f(x)$ y $g_i(x)$, al ser un sistema multivariable, el procedimiento de diseño consiste en la linealización exacta entrada-salida, la cual es mucho más fácil de implementar que la linealización exacta estado-entrada.



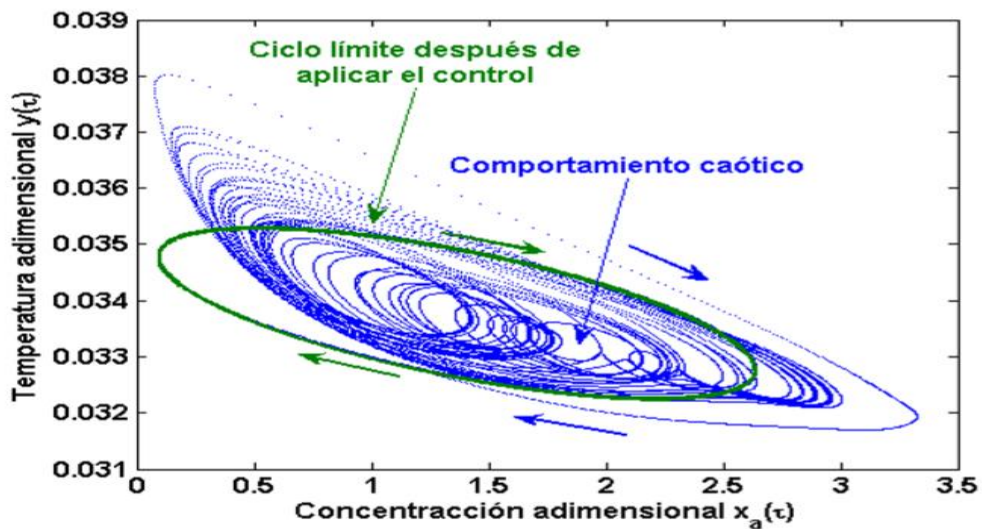
4.7.3 LINEALIZACIÓN EXACTA TOMANDO COMO SALIDAS: $y_1=h_1(x)=x_1$; $y_2=h_2(x)=x_5$

En la siguiente gráfica se muestra un sistema que oscila porque los valores de $X_{a0}=5$, $y_0=0.0285$ están dentro del lóbulo. A partir del instante $\tau=10$ unidades de tiempo el reactor deja de auto-oscilar y pasa a un nuevo estado oscilatorio.



Gráfica 4.3. Comportamiento auto-oscilante y oscilatorio después de aplicar el control.

En la siguiente gráfica se muestra otro caso en el que el sistema oscila caóticamente. Se comprueba que a partir del instante $\tau=100$, el reactor abandona el comportamiento caótico y va a un ciclo límite. Es de destacar que este comportamiento es muy difícil de obtener con un control convencional del tipo PID.



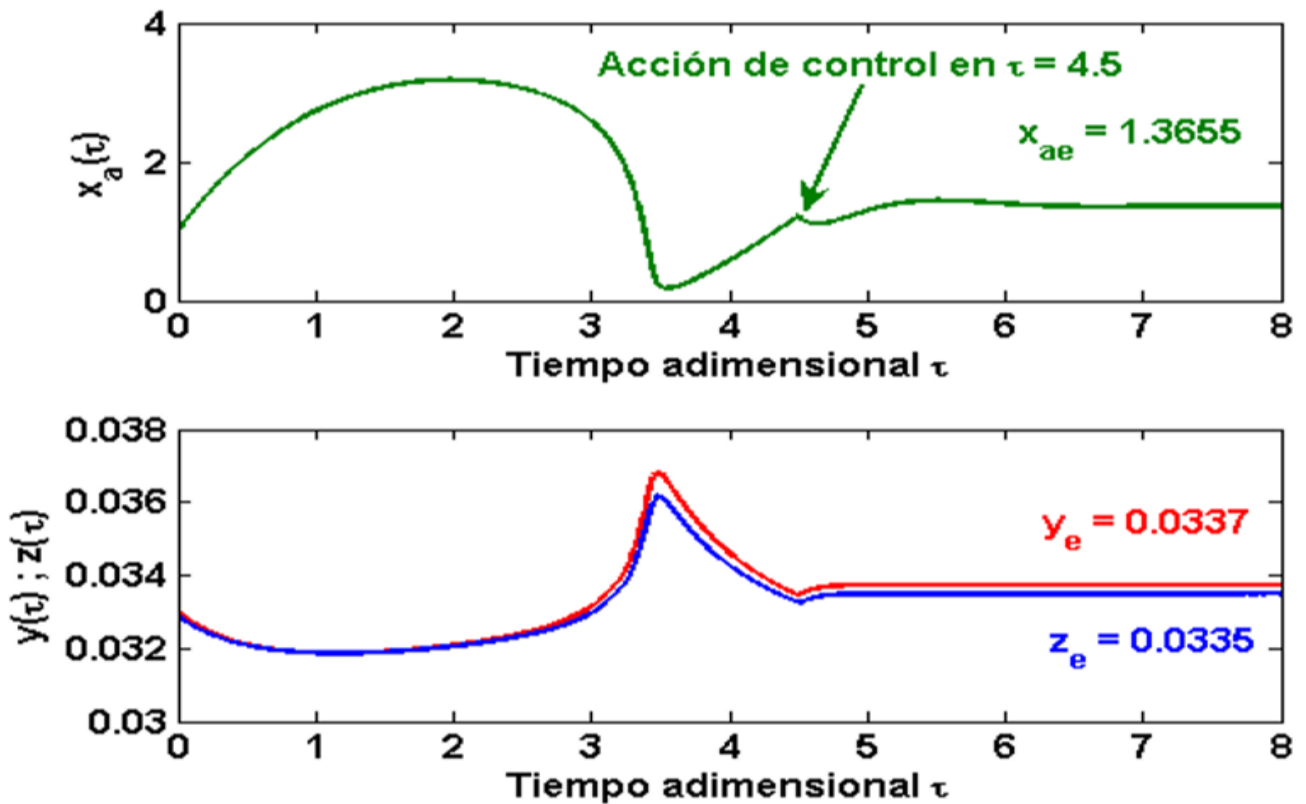
Gráfica 4.4. comportamiento caótico y oscilante después de aplicar el control.



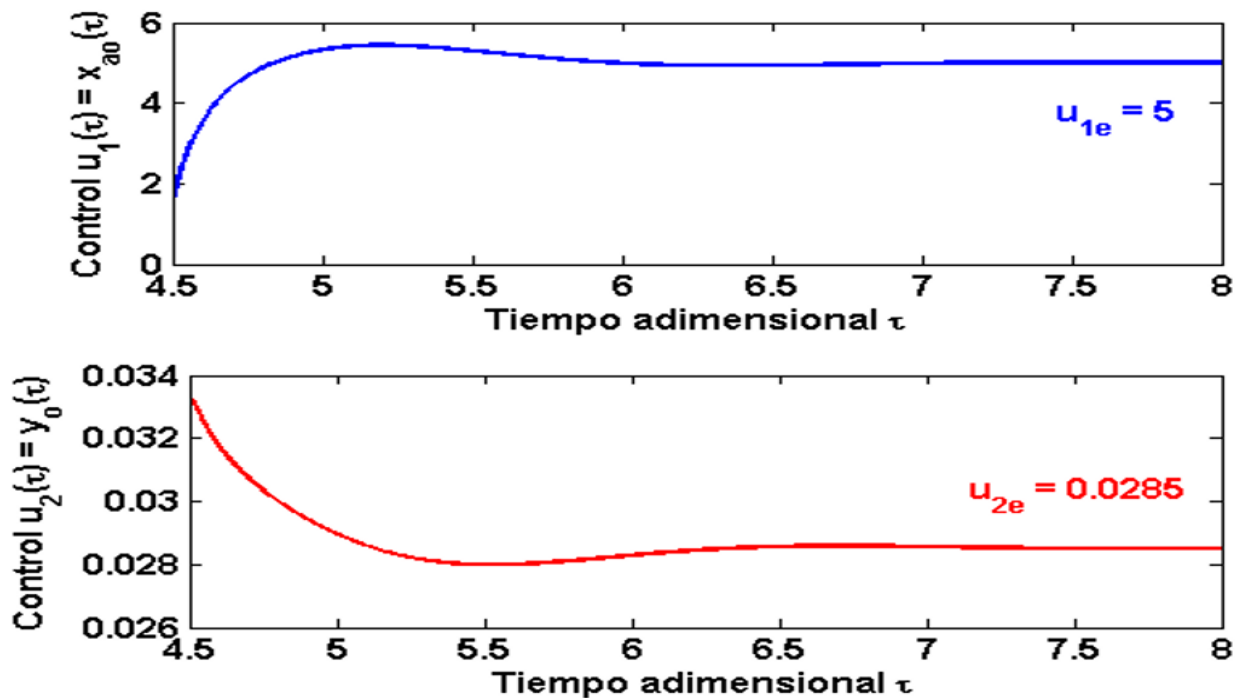
4.7.4 LINEALIZACIÓN EXACTA TOMANDO COMO SALIDAS: $y_1=h_1(x)=x_3$; $y_2=h_2(x)=x_5$

En la siguiente gráfica se muestra un resultado de la simulación cuando se aplica una ley de control. En este caso, se fijan los polos de lazo cerrado a partir de un coeficiente de amortiguamiento equivalente $\delta=0.5$ y un tiempo de establecimiento de $t_s=3$. Los polos de lazo cerrado se calculan a partir de:

$$\left. \begin{aligned} t_s &= \frac{4.6}{\delta\omega_n} ; r_{1,2} = -\delta\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1-\delta^2} \\ r_3 &= -6\delta\omega_n \end{aligned} \right\}$$



Gráfica 4.5. Simulación del sistema con $x_{a0} = 5, y_0 = 0.0285$. Control aplicado en $\tau = 4.5$



Gráfica 4.6. Señales de control del sistema controlado.

Si se compararan los valores de ambas gráficas con los que les corresponden en el equilibrio:

$$X_{ae} = 1.3655 ; y_e = 0.0377 ; Z_e = 0.0335$$

$$u_{1e} = 5.0022 ; u_{2e} = 0.0285$$

Se concluye que el régimen permanente funciona muy bien. Respecto al transitorio se puede decir lo mismo, excepto que la aplicación del control $u_1(\tau)$ requiere bajar, en $\tau = \tau_a$, el valor inicial de la concentración $x_{a0} = 5^a$ a un valor próximo a 2, tal como se muestra en la segunda gráfica.

4.8 MEDICIÓN DE DESCARGAS PARCIALES.

4.8.1 EN BANDA ANCHA MEDIDO EN pC

La medición de descargas parciales debe realizarse por el método de carga aparente de banda ancha con un ancho de banda de 200kHz mínimo.¹³¹



Las características de instrumentación, equipo y procedimiento de calibración de la misma, así con las conexiones y procedimientos de medición deben ser adecuados para satisfacer lo descrito en el párrafo anterior.

4.8.2 EN BANDA ANGOSTA MEDIDO EN μV .

Deben determinarse descargas parciales aparentes internas por medio de la medición de la tensión de radio interferencia (TRI), generada y medida sobre las terminales de línea del devanado bajo prueba. El ancho usual de banda angosta es de 1kHz.

Los componentes del circuito de prueba conectados al devanado bajo prueba pueden confundir el nivel de radio interferencia generado y sumarse a la medición del nivel de la TRI base. Por lo tanto, es necesario determinar la relación entre la TRI en la terminal del devanado bajo prueba y la lectura del medidor de ruido ambiente, cuando se conecte en su posición normal en el circuito de prueba. Los pasos para establecer esta relación de calibración son:

- a) Aplicar una señal a la terminal del devanado bajo prueba de aproximadamente $100\mu\text{V}$ a la frecuencia de medición.
- b) Medir la tensión en la terminal con el medidor de ruido de radio directamente conectado a ésta.
- c) Con el mismo medidor de ruido de radio, medir la tensión proporcionada por el circuito de prueba en el lugar donde se conecta el medidor de ruido de radio durante la prueba de descargas parciales al transformador. Puede usarse un segundo medidor de ruido de radio para esta medición con su relación con respecto al primero previamente contrastada, a la frecuencia de medición.
- d) La relación entre la señal de la tensión de calibración medida en la terminal del transformador y la medida en el lugar de la conexión normal del medidor en el circuito de prueba debe usarse como un multiplicador para la TRI de la terminal del devanado bajo prueba.
- e) Debe establecerse que esta relación de calibración permanece válida sobre el intervalo de interés de a TRI.

Nota: Las actividades de descargas parciales dentro del transformador también pueden determinarse en términos de carga aparente (pC). Esta aproximación presenta normalmente algunas ventajas incluyendo una menor atenuación de la señal. Están bajo estudio los límites y procedimientos de prueba específicos.

4.9 IMPEDANCIA.

La impedancia se define como la razón de voltaje fasorial a la corriente fasorial, y se simboliza con la letra **Z**. la impedancia es una cantidad compleja cuyas dimensiones son ohms. La impedancia no es un fasor, y no puede transformarse al dominio del tiempo multiplicando por $e^{j\omega t}$ y tomando la parte real. En vez de eso, debe imaginarse un inductor como representado en el dominio del tiempo por su inductancia **L**, y en el dominio de la frecuencia por su impedancia $j\omega L$.¹³²



La validez de las dos leyes de Kirchhoff en el dominio de la frecuencia permite demostrar fácilmente que las impedancias pueden conectarse en serie y en paralelo mediante las mismas reglas que las que ya se han establecido para las resistencias.

La impedancia del inductor es:

$$Z_L = j\omega L (\Omega)$$

La impedancia del capacitor es:

$$Z_C = \frac{1}{j\omega C} (\Omega)$$

El número complejo que representa la impedancia puede expresarse ya sea en forma polar, o bien en forma rectangular. En forma polar, una impedancia tal como $100 \angle -60^\circ$ se describe diciendo que tiene una magnitud de impedancia de 100Ω y un ángulo de fase de -60° . Se dice que la misma impedancia, en forma rectangular $50 - j86.6$, tiene una *componente resistiva*, o *resistencia*, de 50Ω y una *componente reactiva*, o *reactancia*, de -86.6Ω . La componente resistiva es la parte real de la impedancia, y la componente reactiva es la parte imaginaria de la impedancia, incluyendo el signo, pero obviamente excluyendo el operador imaginario.

Es importante observar que la componente resistiva de la impedancia no necesariamente es igual a la resistencia del resistor presente en la red. Por ejemplo, un resistor de 20Ω en serie con un inductor de $5H$ a $\omega = 4$, tienen una impedancia equivalente $Z = 20 + j20 \Omega$, o en forma polar, $28.3 \angle 45^\circ \Omega$. En este caso, la componente resistiva de la impedancia es igual a la resistencia del resistor en serie, ya que la red es una red en serie simple. Sin embargo, si esos mismos dos elementos se colocan en paralelo, la impedancia equivalente $20 (j20) / (20 + j20)$, ó $10 + j10$. Ahora la componente resistiva de la impedancia vale 10Ω .

No existe un símbolo especial para la magnitud de la impedancia o su ángulo de fase. Una forma general para una impedancia en forma polar podría ser

$$Z = |z| \angle \theta$$

En forma rectangular, la componente resistiva se representa por R y la componente reactiva por X . Así,

$$Z = R + jX$$

4.10 MEDICIÓN DE PÉRDIDAS.

4.10.1 FACTOR DE PÉRDIDAS

En una instalación eléctrica resulta práctico obtener *el factor de pérdidas*, que es igual al porcentaje de tiempo requerido por la *demanda pico* para producir las mismas pérdidas que se tienen por la demanda real en un lapso definido.



Suponiendo que se conserva el mismo arreglo de la red de una instalación eléctrica (sin cambios de resistencia ni de factor de potencia), *el factor de pérdidas* se puede obtener con el promedio de los cuadrados de las demandas horarias entre el cuadrado de la *demanda pico*. El *factor de pérdidas* siempre resulta igual o menor al factor de demanda. ¹³³

A continuación, se calcula un ejemplo de *factor de pérdida*:

$$f \text{ pérd} = \frac{\sum_0^{24} P \text{ hr}^2}{24 \times d \text{ pico}^2} \times 100 (\%) = 31.7 \%$$

Para calcular las pérdidas se utiliza la siguiente fórmula:

$$Pc = Pn \left[\frac{I}{In} \right]^2$$

Donde:

Pc= pérdidas correspondientes a cierto régimen de carga.

I= Corriente del régimen de carga correspondiente.

In= Corriente nominal (plena carga).

Pn= pérdidas debido a la circulación de la corriente nominal por los conductores del transformador (pérdidas nominales en el cobre).

Para obtener las pérdidas totales del transformador deberán sumarse las de vacío (consideradas constantes) y las obtenidas en la expresión anterior.

4.10.2 PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA Y TENSIÓN DE IMPEDANCIA

Las pérdidas debidas a la carga de un transformador están relacionadas a una corriente específica. Éstas incluyen las pérdidas I^2R de los devanados debido a la corriente de carga, y las pérdidas indeterminadas debidas a las corrientes circulantes (tipo eddy) que se inducen por el flujo de dispersión en los devanados, herrajes del núcleo, paredes del tanque y otras partes conductoras. ¹³⁴

La tensión de impedancia de un transformador, visto desde las terminales del devanado excitado, es la tensión requerida para hacer circular su corriente nominal teniendo el otro devanado en cortocircuito.

Nota. Este valor generalmente está entre 1% y 15% de la tensión nominal del devanado excitado y puede tomarse como una guía para calcular la tensión de alimentación requerida de prueba.

La tensión de impedancia comprende una componente resistiva efectiva, que corresponde a las pérdidas debidas a la carga y una componente reactiva, correspondiente al flujo disperso de los devanados.



No es práctico medir estas componentes por separado, pero después de medir las pérdidas debidas a la carga y la tensión de impedancia, las componentes pueden separarse por cálculo.

4.10.2.1 Aparatos e instrumentos.

Sistema de medición integral, el cual comprende medición de corriente, tensión, potencia, temperatura y resistencia; y su exactitud de acuerdo con la siguiente tabla.¹³⁵

Variable de medición	Exactitud
Pérdidas (W)	±3,0%
Tensión (V)	±0,5 %
Corriente (A)	±0,5%
Resistencia (Ω)	±0,5%
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	±1,5 $^{\circ}\text{C}$

Tabla 4.4. Exactitud del sistema de medición por variable.

En el caso de que la fuente de tensión sea un generador de frecuencia variable, la frecuencia de prueba debe mantenerse a $\pm 0,5\%$ de la frecuencia nominal del equipo bajo prueba. No se permite aplicar factores de corrección para frecuencias fuera del intervalo que se menciona.

4.10.2.2 Corrección por temperatura.

Puesto que las pérdidas debidas a la carga están constituidas por una componente I^2R , la cual se incrementa con la temperatura y una componente de pérdidas indeterminadas, la cual disminuye al aumentar la temperatura, cuando se requiera referir las pérdidas debidas a la carga de una temperatura a otra, deben calcularse separadamente las dos componentes por medio de las siguientes fórmulas:

- Pérdidas debidas a la carga a $T^{\circ}\text{C}$
 $P = P_r + P_i$
- Pérdidas debidas a la carga a $T'^{\circ}\text{C}$
 $P' = P'_r + P'_i$
- Suma de pérdidas I^2R a $T'^{\circ}\text{C}$

$$P'_r = (P_r) \left(\frac{T' + K}{T + K} \right)$$

- Suma de pérdidas indeterminadas a T' en $^{\circ}\text{C}$

$$P'_i = (P_i) \left(\frac{T + K}{T' + K} \right)$$



En donde:

T es la temperatura a la que se hace la medición, en °C.

T' es la temperatura a la que deben referirse las pérdidas, en °C.

P son las pérdidas debidas a la carga a la temperatura T .

P_r es la suma de pérdidas I^2R a la temperatura T .

P_i son las pérdidas indeterminadas a la temperatura T .

P' son las pérdidas debidas a la carga a la temperatura T' .

P'_r son la suma de pérdidas I^2R a la temperatura T' .

P'_i son las pérdidas indeterminadas a la temperatura T' .

K es igual que 234.5°C para cobre y 225°C para aluminio.

Para calcular las pérdidas I^2R de los devanados, debe partirse de las corrientes usadas en la prueba de pérdidas debidas a la carga y de las mediciones de la resistencia corregidas a la temperatura a la que se midieron las pérdidas debidas a la carga.

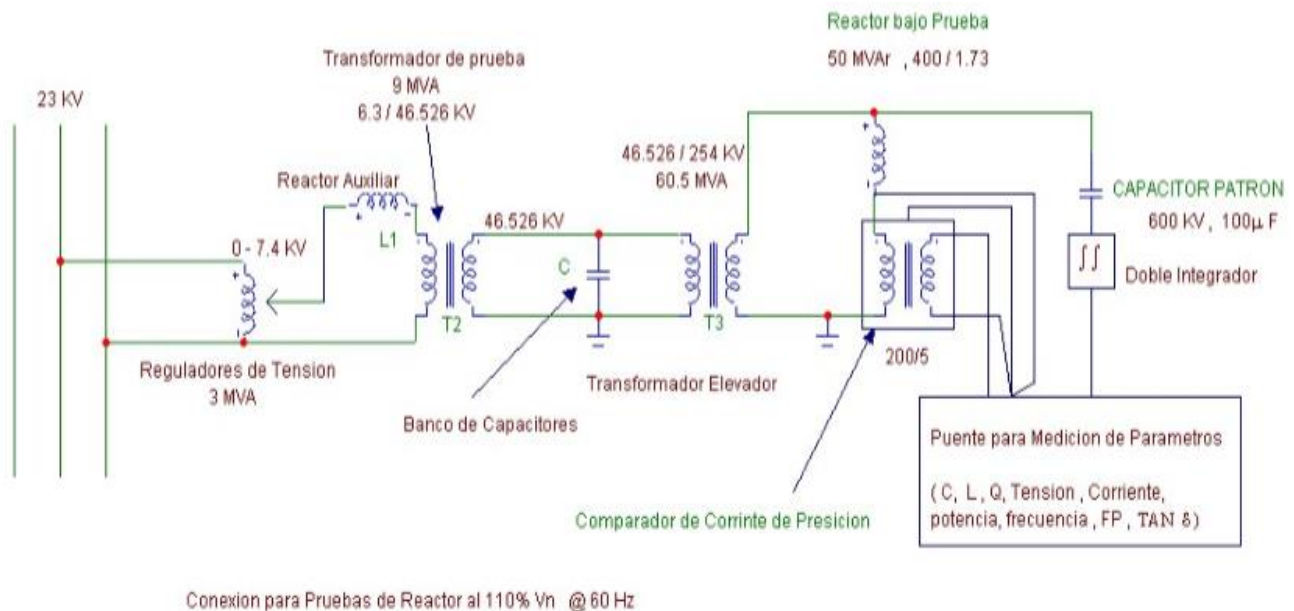
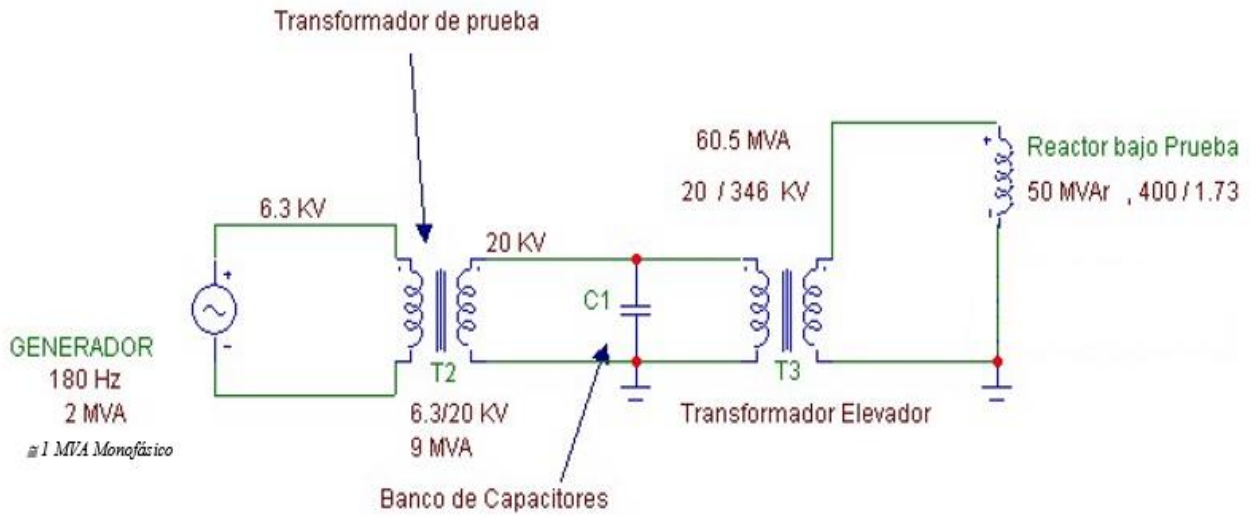
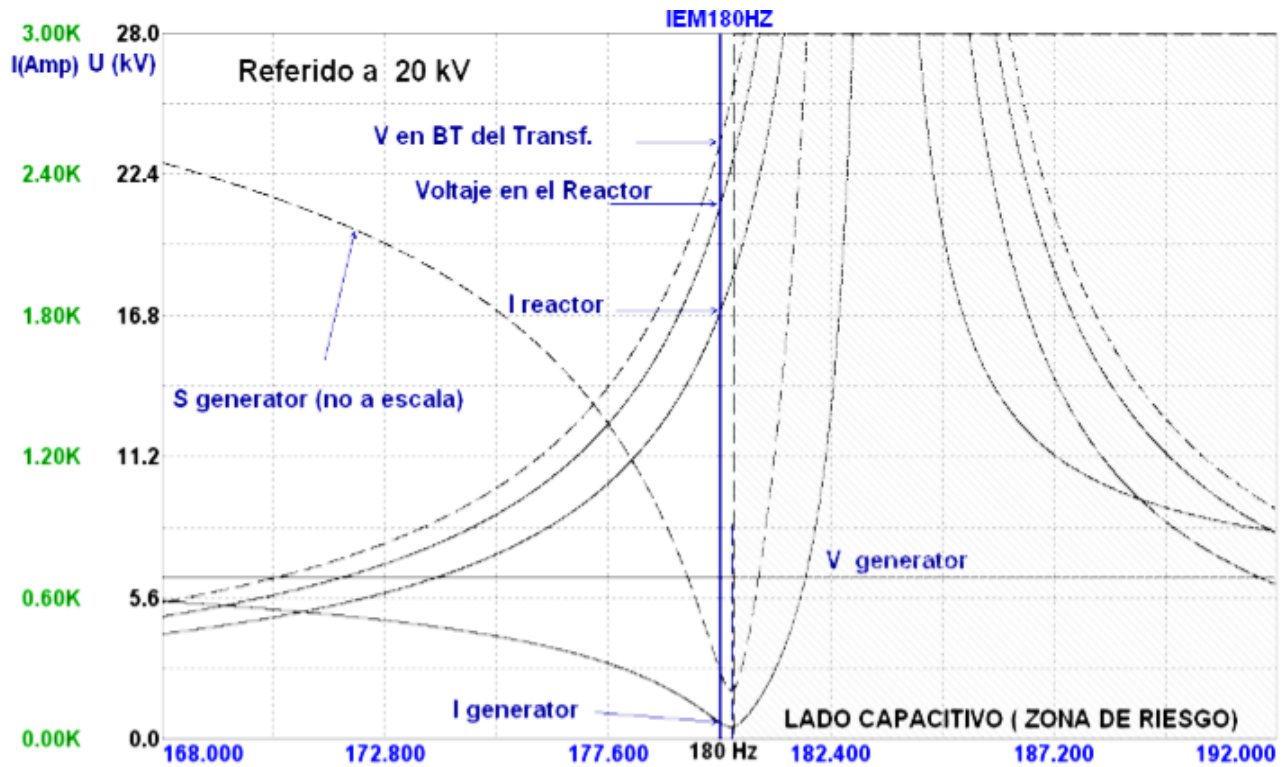


Figura 4.4. Circuito para medición de pérdidas a 60 Hz.



Conexion para pruebas de Reactor a 180 Hz 150 % Vn

Figura 4.5. Circuito de prueba a 180 Hz.



Gráfica 4.7. Características del circuito resonante para la prueba a 150% Vn.



4.11 PRUEBA DE TEMPERATURA.

El aumento de temperatura por arriba de valores nominales acorta la vida del aislamiento eléctrico. Si el fenómeno se produce de manera intensa y persistente puede provocar un incendio en el equipo o en la parte de la instalación afectada. Las causas principales de temperaturas altas son las sobrecargas y las sobrecorrientes, pero pueden existir también otras causas: ¹³⁶

- a) Falla del sistema de enfriamiento o disminución de la capacidad de disipación de calor por: el uso de pinturas inadecuadas, la presencia de polvo, o agentes que se adhieren a las paredes, por obstrucciones en el sistema de ventilación o en la circulación del fluido utilizado.
- b) Cercanía a fuentes de calor tales como: tuberías de vapor, hornos o incidencia directa de rayos de sol.
- c) Presencia de corrientes de fuga o conducción a través de los aislamientos-falla incipiente de los aislamientos. Si estos defectos se detectan a tiempo (por observación o por sobrecargas) pueden limitarse los daños y sus consecuencias.
- d) Falsos contactos. Toda unión entre metales que constituye la vía de una corriente eléctrica está caracterizada por una resistencia de contacto. Esta resistencia depende de la forma y material de contacto, de la oxidación y del acabado, pero siempre es inversamente proporcional a la presión aplicada a los contactos para mantenerlos unidos.

Una gran parte de las fallas en las instalaciones se producen por falsos contactos. Si por alguna razón se reduce la presión: vibración, resorte sin brío (por uso o mal mantenimiento), disminución de la elasticidad del material (por calentamiento); entonces aumenta la resistencia del contacto y debido al efecto Joule la temperatura de la unión aumenta. El calor puede propagarse a través de los conductores y carbonizar los aislamientos, con lo que puede provocarse una falla o fundirse el conductor e interrumpir la vía de corriente.

4.11.1 APARATOS E INSTRUMENTOS

a) Sistema de medición de resistencia, con exactitud según tabla 4.4. puede consistir en una de las siguientes opciones: ¹³⁷

- 1) Sistema modular analógico con fuente de tensión en corriente directa (CD), voltímetros, amperímetros, potenciómetros, interruptores de aislamiento, resistores no inductivos y otros.
- 2) Sistema integrado digital con lectura directa.
- 3) Puente de Wheatstone, Kelvin o equivalente.

b) Instrumentos para medición de temperatura (termopares o termómetros) con una exactitud según la tabla 4.4.

c) Sistema de medición integral, el cual comprende medición de corriente, tensión y potencia; y su exactitud de acuerdo a la tabla antes mencionada.

En el caso de que la fuente de tensión sea un generador de frecuencia variable, la frecuencia de prueba debe mantenerse a $\pm 0,5\%$ de la frecuencia nominal del equipo bajo prueba. No se permite aplicar factores de corrección para frecuencias fuera del intervalo que se menciona.



4.11.2 PROCEDIMIENTO

Conectar en cortocircuito uno de los devanados, ya sea el de alta tensión o de baja tensión, según convenga y alimentar por el otro devanado la corriente que produce las pérdidas totales.

Este método requiere la predeterminación de las pérdidas totales (pérdidas en vacío y pérdidas debidas a la carga) a la temperatura de referencia.

Determinar la temperatura del líquido aislante del nivel superior con un termopar o un termómetro sumergido aproximadamente 50mm en el líquido.

La temperatura media del líquido aislante es igual que la temperatura del nivel superior, menos la mitad de la diferencia de las temperaturas del líquido entre la entrada y salida de los dispositivos de enfriamiento.

Cuando no es posible medir directamente la temperatura del líquido, puede estimarse por medio de termopares en contacto con las superficies de los dispositivos de enfriamiento.

4.11.3 CÁLCULOS DE LA TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS AL INSTANTE DEL CORTE MEDIANTE LA EXTRAPOLACIÓN DE LA RESISTENCIA DE LOS DEVANADOS EN CALIENTE

Debe tomarse una serie de cuatro lecturas de la resistencia como mínimo, en una fase de cada devanado y registrarse en tiempo transcurrido desde el instante del corte.¹³⁸

La primera lectura de cada devanado debe tomarse tan pronto como sea posible después del corte, pero no antes de que se establezca la corriente ni después de los primeros 4min.

Se traza una gráfica con los datos de la resistencia obtenidos y se extrapola al instante del corte (tiempo cero).

El valor de la resistencia que se obtiene debe usarse para calcular la temperatura promedio del devanado al instante de corte (tiempo cero), de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$T = \left(\frac{R}{R_0} \right) (k + T_0) - k$$

En donde:

T es la temperatura promedio de los devanados al instante del corte, en °C.

T_0 es la temperatura a la que se midió la resistencia en frío, en °C.

R_0 es la resistencia medida en frío, en Ω .

R es la resistencia en caliente determinada por extrapolación al instante del corte, en Ω .

k es igual que 234.5°C para conductores de cobre e igual que 225°C para conductores de aluminio.



4.11.4 CORRECCIÓN DEL INCREMENTO DE TEMPERATURA POR ALTITUD

Cuando el transformador se prueba a una altitud distinta a la que va a operar, se aplica una corrección de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$E_A = E_B + \Delta T$$
$$\Delta T = (E_B) \left(\frac{A - B}{100} \right) (F)$$

E_A es el incremento de temperatura del líquido aislante corregido a la altitud A, en °C.

E_B es el incremento de temperatura del líquido aislante obtenido por prueba a la altitud B en °C.

ΔT es la corrección del incremento de temperatura, que puede resultar positiva o negativa, en °C.

A es la altitud de operación del transformador, en m.

B es la altitud a la que se efectúa la prueba de temperatura, en m.

F es el factor empírico para cada 100m de diferencia de altitud, que se especifica en la siguiente tabla.

Clase de enfriamiento	Factor empírico F
Enfriado por aire natural (ONAN)	0,004
Enfriado por aire forzado (ONAF, OFAF, ODAF)	0,006

NOTA- En el caso de usar otros líquidos aislantes, las primeras dos siglas de la clase de enfriamiento cambian por ejemplo: KNAN

Tabla 4.5. Factor de corrección por diferencia de altitud.

4.11.5 CORRECCIÓN DEL INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL LÍQUIDO POR DIFERENCIA ENTRE PÉRDIDAS TOTALES REQUERIDAS Y LAS DE PRUEBA

Esta corrección puede usarse cuando las pérdidas totales de prueba no difieren en más de 20% de las pérdidas totales requeridas, por medio de la siguiente ecuación.

$$A = (E_a) \left[\left(\frac{W}{W_o} \right)^n - 1 \right]$$
$$E_{ca} = E_a + A$$

A es el factor de corrección.

E_a es el incremento de temperatura de prueba del líquido aislante, en °C.

W son las pérdidas totales requeridas, en W.

W_o son las pérdidas totales de prueba, en W.

E_{ca} es el incremento de temperatura del líquido aislante corregida, en °C.

N es igual que 0,8 para (ONAN), 0,9 para (ONAF, OFAF y OFWF) y 1,0 para (ODAF y ODWF).



4.11.6 CORRECCIÓN PARA EL INCREMENTO DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS SOBRE LA TEMPERATURA MEDIA DEL LÍQUIDO AISLANTE

En la determinación del incremento de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante se permite que las corrientes de los devanados varíen hasta en un 15% de los valores nominales, en cuyo caso el incremento de temperatura promedio de los devanados, sobre la temperatura media del líquido aislante, debe corregirse para obtener el incremento de temperatura promedio de los devanados correspondientes a la corriente nominal, mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$ETC = ETO \left[\frac{\text{Corriente nominal}}{\text{Corriente de prueba}} \right]^{2m}$$

En donde:

ETC es el incremento de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante, corregida a corriente nominal, en °C.

ETO es el incremento de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante, a corriente de prueba, en °C.

m es de 0,8 para la clase de enfriamiento ONAN, ONAF, OFAF y OFWF. Es 1,0 para clases de enfriamiento ODAF y ODWF.

El incremento de temperatura promedio de los devanados corregida es el resultado del incremento medio del líquido aislante, más el incremento de temperatura promedio de los devanados sobre la temperatura media del líquido aislante (ETC según este inciso).

4.12 NIVEL DE RUIDO.

El nivel de ruido audible promedio para todas las capacidades de reactores al 100% y 110% de V_n definidos por esta especificación (especificación CFE Y1000_03), no debe exceder los 72 dB. La medición se debe realizar conforme a lo indicado en la norma IEC 60076-10. La calibración de la exactitud del instrumento debe estar dentro de ± 2 dB. No se permite el uso de elementos activos externos y/o pasivos internos que amortigüen el ruido audible.¹³⁹

El equipo de enfriamiento forzado, como ventiladores o motobombas, también producen ruido audible, el cual es independiente del emitido por el núcleo.¹⁴⁰

El objetivo de este método de prueba es determinar si el reactor cumple con los niveles de ruido establecidos en las normas de producto correspondientes.

4.12.1 APARATOS E INSTRUMENTOS

- a) Fuente de tensión con un sistema de medición integral, el cual comprende medición de corriente y tensión; y su exactitud de acuerdo con la tabla (Exactitud del sistema de medición por variable.) En el caso de que la fuente de tensión sea un generador de frecuencia variable, la frecuencia de prueba debe mantenerse a $\pm 0,5\%$ de la frecuencia nominal del equipo bajo prueba. No se permite aplicar factores de corrección para frecuencias fuera del intervalo mencionado.
- b) Instrumentos para la medición del nivel de ruido; se recomienda que cumplan con los requisitos mencionados en la Norma ANSI/ASA S1.4-2014., para instrumentos tipo 1 ó tipo 2. Estas mediciones deben realizarse seleccionando en el instrumento la escala de sonido ponderada A

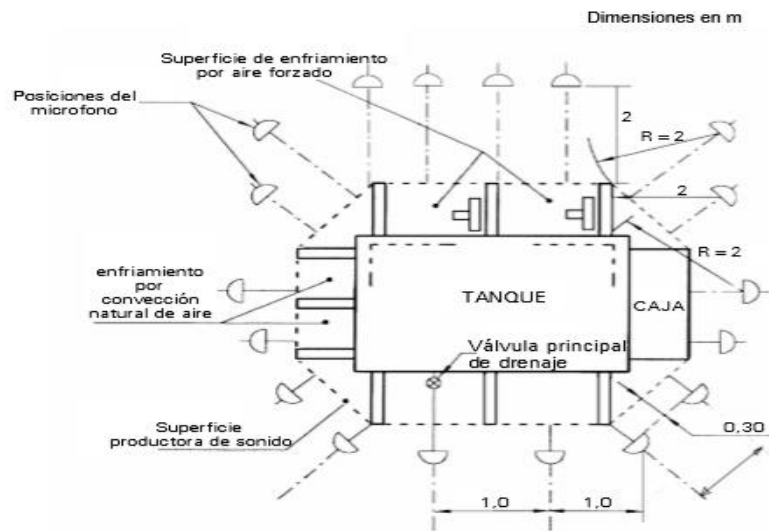


Figura 4.6. localización del micrófono para a prueba de medición de ruido.

4.12.2 CÁLCULOS Y EXPRESIÓN DE RESULTADOS

El nivel de ruido promedio es igual a la media aritmética de las lecturas (en la escala de la presión A) que se realizan a lo largo del contorno del transformador, aplicando la corrección por ruido ambiente, el resultado se expresa en dB.

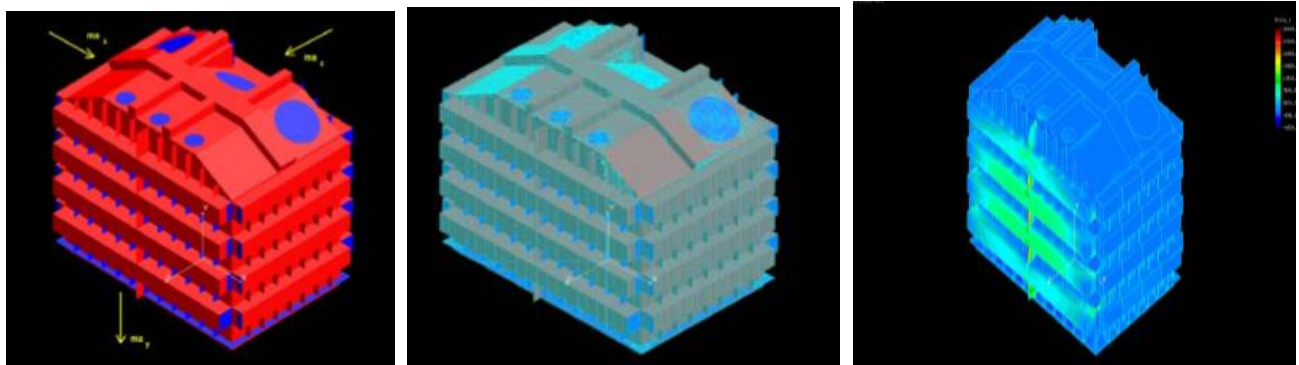


Figura 4.7. Análisis mecánico: Ruido y Vibración.



4.13 RESPUESTA EN FRECUENCIA (SFRA).

La prueba de SFRA provee información de diagnóstico en la forma de una función de transferencia, relacionada a la red RLC del espécimen bajo prueba. La RLC está integralmente relacionada a la geometría física y construcción del espécimen bajo prueba. Este método se usa para comprobar la integridad geométrica de los equipos relacionados con las propiedades eléctricas y mecánicas. ¹⁴¹

Los cambios físicos en el espécimen bajo prueba alteran la red RLC y, a su vez, pueden modificar su función de transferencia, cuyo comportamiento puede revelar cambios mecánicos y eléctricos. Los varios modos de falla en el transformador tienen diferentes efectos en la red de admitancias, y pueden alterar la función de transferencia. También es posible que un modo de falla particular no tenga un efecto evidente en la función de transferencia. La inductancia L está relacionada al número y forma de las vueltas que tienen los devanados y al circuito magnético; la resistencia R se asocia a la longitud y resistencia de los conductores, contactos en los cambiadores de derivaciones y las pérdidas de aislamiento; la capacitancia C refleja la disposición física del devanado y su aislamiento, está definida por la geometría de los devanados, entre capas de devanado y entre vueltas, así como por las distancias al tanque y al núcleo.

La prueba de SFRA, puede identificar posibles problemas incipientes en las bobinas, núcleo del transformador y guías internas de conexión, los cuales pueden derivar en una falla franca. Debido a su sensibilidad, el principal beneficio de la prueba es detectar los posibles problemas en el transformador que no se reconocen mediante otras pruebas, por ejemplo: deformaciones, vueltas en corto, falta de apriete del núcleo, o desplazamiento de guías o devanados.

Este método emplea un generador de señales puntuales de tensión. Los valores registrados se grafican en una escala dentro de un intervalo de frecuencias de 10Hz-20Hz hasta 1MHz ó 2MHz, el cual se conoce como V_{in} a una tensión de 10 V como mínimo, y un circuito de medición de tensión, denominado V_{out} .

La función de transferencia se representa en el dominio de la frecuencia por la relación de la tensión de salida (V_{out}) entre la tensión de entrada (V_{in}), en dB de la señal de referencia con respecto a la frecuencia de medición.

4.13.1 APARATOS E INSTRUMENTOS

Analizador de respuesta al barrido de frecuencia con las características mínimas siguientes:

- a) Intervalo de medición de 10Hz a 10MHz.
- b) 1 250 puntos de medición.
- c) Exactitud de medición de +/-1 dB.
- d) Puntas de medición con longitud de 15m a 30m y el cable coaxial normalmente de 50Ω
- e) Software para presentación y análisis de resultados.



4.13.2 PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

- **Preparación previa:** Aislar el reactor bajo prueba de cualquier fuente de alta tensión o sistema de potencia.¹⁴²
En caso de que exista la posibilidad de que el núcleo este magnetizado, esta prueba no se puede realizar ya que los resultados no son confiables. Se requiere desmagnetizar el reactor antes de realizar dicha prueba.
Retirar todas las conexiones externas de las boquillas. Esto incluye los conectores, cables y otros accesorios de pruebas previas.
Los puntos en conexión deben estar libres de suciedad, grasa u óxido y las conexiones deben de ser firmes para evitar diferencias en las comparaciones posteriores.
Conectar directamente las puntas de prueba a las terminales de las boquillas, debido a que cualquier conductor adicional en el circuito de prueba tiene influencia en el resultado.
- **Arreglo de prueba:** El equipo de prueba debe ponerse a tierra de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, o en ausencia de recomendaciones, al mismo punto donde está puesto a tierra el reactor que se va a probar. Debe considerarse que la forma de puesta a tierra influye en el resultado, por lo que se debe asegurar que se tiene una tierra efectiva (menor que 1Ω) y que el tanque está firmemente conectado a esta tierra, ya que éste es la referencia del potencial en las mediciones de FRA.
El equipo debe estar calibrado, comprobar antes de la prueba con una impedancia a la cual se le conozca su FRA, de manera que se asegure la calidad de las mediciones.
- **Puntas de prueba:** Antes de iniciar la medición, comprobar el estado del equipo y las puntas de prueba, para esto conectar las puntas de prueba en cortocircuito y la medición de respuesta a la frecuencia debe ser plana hasta 100kHz.

4.13.3 EXPRESIÓN DE RESULTADOS

- **Registro de datos de prueba:** Es necesario registrar todo parámetro que influya en el resultado de la prueba. Los resultados deben presentarse en un formato que permita reconstruir los gráficos de medición por medio del software del equipo.¹⁴³
- **Formato de datos:** Los datos son procesados en las aplicaciones disponibles de software de manera que pueda tenerse flexibilidad para su análisis y poder comparar resultados de diferentes pruebas y su inclusión de informes. Se recomienda que el archivo que se genere contenga: La frecuencia de prueba y magnitud en dB para cada punto de prueba. Se recomienda que los datos se almacenen en un formato que permita su posterior consulta con el objetivo de realizar comparaciones.



CONCLUSIONES



Para el desarrollo de esta tesis se recabó información sobre el entorno en el que se implementará nuestro sistema, particularmente en subestaciones eléctricas que trabajan con alta y extra alta tensión, mismas que abastecen la transmisión de energía eléctrica hacia nuestros hogares, industrias, empresas, etc. Dentro de este proceso los reactores en derivación de potencia son equipos fundamentales para el control de la potencia reactiva en las líneas de alta y Extra-Alta tensión.

Cuando el sistema eléctrico tiene una demanda de energía reactiva alta, significa que está demandando más energía de la que realmente usa. Esto da como resultado costes adicionales en las facturas eléctricas e incrementa la cantidad de energía demandada a la red eléctrica. Existen muchos métodos para poder solucionar este problema como son los bancos de capacitores y los reactores en derivación que nos ayudan a mejorar el bajo factor de potencia y a regular la tensión del suministro.

Las líneas de transmisión de alta y extra alta tensión (particularmente las de gran longitud), generan una cantidad sustancial de potencia reactiva cuando son ligeramente cargadas. De manera inversa, dichas líneas absorben una gran cantidad de potencia reactiva cuando son fuertemente cargadas. Como consecuencia, el voltaje en el sistema no se mantiene en los rangos de tensión requeridos, a menos que la línea de transmisión esté operando con balance de potencia reactiva.

Los reactores de potencia en derivación por su costo y operación son uno de los métodos principales para llevar a cabo dicho proceso, ya que su aplicación directa en las terminales de línea reduce la corriente capacitiva que provoca un voltaje elevado en las líneas de transmisión.

Para grandes cargas, el balance de potencia es negativo y se requiere la compensación capacitiva para mantener el voltaje. Esto se logra generalmente, utilizando capacitores en derivación.

El presente trabajo de tesis resalta las características más importantes de los reactores en derivación y describe las pruebas y los métodos normalizados para realizarlas de manera eficiente. Este trabajo sirve como una referencia técnica tanto para los estudiantes como para los ingenieros profesionistas involucrados en el sector eléctrico y particularmente con las tareas de pruebas, mantenimiento y diagnóstico de los reactores en derivación.

El conocer a detalle los tipos de reactores, su principio de operación y su construcción interna, facilitan al ingeniero en el proceso de realizar un diagnóstico de la condición de los equipos por medio de la ejecución de pruebas de fábrica y/o de campo. Las pruebas eléctricas tienen como finalidad evaluar el estado del equipo, ya sea cuando es de recién fabricación (pruebas en fábrica) ó cuando este se encuentra operando en el sistema (pruebas de campo).



BIBLIOGRAFÍA



- ¹ VIQUEIRA, Jacinto, L. “Redes Eléctricas” Tomo I. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004. Pág. 12. Sistemas eléctricos de potencia.
- ² William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.3. La unidad de carga.
- ³ VIQUEIRA, Jacinto, L. “Redes Eléctricas” Tomo I. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004, p. 12. Cargas en un Sistema Eléctrico de Potencia.
- ⁴ William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.4 Corriente.
- ⁵ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.4. La carga.
- ⁶ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.37. Ley de Ohm.
- ⁷ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.38. Ecuaciones de la Ley de Ohm.
- ⁸ William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.5. Voltaje.
- ⁹ William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.4 Corriente.
- ¹⁰ L.T. Agger,B.E. Introducción a la electricidad. Cap.1. El circuito eléctrico. Resistencia.
- ¹¹ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.44. Potencia.
- ¹² L.T. Agger,B.E. Introducción a la electricidad. Cap. 5. Potencia mecánica.
- ¹³ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.45. La unidad de potencia.
- ¹⁴ L.T. Agger,B.E. Introducción a la electricidad. Cap. 5. Potencia de rotación.
- ¹⁵ L.T. Agger,B.E. Introducción a la electricidad. Cap. 5. Potencia eléctrica.
- ¹⁶ Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.2. El circuito eléctrico.
- ¹⁷ Condumex. Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión.Octava edición. Cap. 2. Pág. 55-56. Conceptos de circuitos eléctricos. Generación, Transmisión y distribución eléctrica.
- ¹⁸ <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/cys/DI/MaqElec.pdf>. Física- Máquinas rotantes. Generadores.
- ¹⁹ <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/cys/DI/MaqElec.pdf>. Física- Máquinas rotantes. Generadores.
- ²⁰ <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/cys/DI/MaqElec.pdf>. Física- Máquinas rotantes. Generadores.
- ²¹ <http://www.cicloscombinados.com/index.php/7-el-generador-electrico>. Generadores rotatorios



- ²² <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/cys/DI/MaqElec.pdf>. Física- Máquinas rotantes. Funciones del generador.
- ²³ Gilberto Enríquez Harper. Curso de transformadores y motores de inducción. 4ta. Edición. Editorial Limusa. Transformadores.
- ²⁴ Pdf_transformadores-Julio Alvarez 11/09. Cap 7.2. Transformador monofásico.
- ²⁵ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 52. Transformadores de instrumentos.
- ²⁶ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 52-64. Transformadores de instrumentos.
- ²⁷ Gilberto Enríquez Harper. Curso de transformadores y motores de inducción. 4ta. Edición. Editorial Limusa. Acción transformadora.
- ²⁸ Brattu. Instalaciones eléctricas. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 9. Fallas y protecciones eléctricas. Interruptores.
- ²⁹ ESPINOSA, Roberto, L. “Sistemas de Distribución”. México, Limusa, 1990. Pág. 452.
- ³⁰ ESPINOSA, Roberto, L. “Sistemas de Distribución”. México, Limusa, 1990. Pág. 453.
- ³¹ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 92.
- ³² RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 112.
- ³³ ESPINOSA, Roberto, L. “Sistemas de Distribución”. México, Limusa, 1990. Pág. 490.
- ³⁴ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 115-116.
- ³⁵ ESPINOSA, Roberto, L. “Sistemas de Distribución”. México, Limusa, 1990. Pág. 500-501.
- ³⁶ Zoppetti. Redes eléctricas de alta y baja tensión. Sexta edición. Cap.1. Distribución de la energía eléctrica. A. Conceptos Generales. Líneas de transmisión.
- ³⁷ <http://www.energiza.biz/que-es-un-banco-de-capacitores/>. Banco de Capacitores.
- ³⁸ Kip. Fundamentos de electricidad y magnetismo. Cap. 4. Capacidad. 4.1. Introducción. El Capacitor.
- ³⁹ ABB-Pdf. Reactores de potencia. Pág.4. Reactores.
- ⁴⁰ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000, p. 121. Reactores.
- ⁴¹ ABB-Pdf. Reactores de potencia. Pág.4. Diseño y construcción de reactores.



- ⁴² <https://www.monografias.com/trabajos-pdf2/subestaciones-electricas/subestaciones-electricas.pdf>. Subestaciones eléctricas.
- ⁴³ <https://www.monografias.com/trabajos-pdf2/subestaciones-electricas/subestaciones-electricas.pdf>. Componentes de una subestación.
- ⁴⁴ <http://circuitor.es/es/formacion/energia-reactiva/compensacion-de-energia-reactiva>. Compensación de potencia reactiva.
- ⁴⁵ La energía reactiva. <http://circuitor.es/es/formacion/energia-reactiva/por-que-es-importante-la-energia-reactiva>. La energía reactiva.
- ⁴⁶ RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Configuraciones para compensar la energía reactiva. Pág. 32-33. Configuraciones para compensación de potencia Reactiva.
- ⁴⁷ Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Pág. 109. Potencia de corriente alterna.
- ⁴⁸ Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Pág. 110. Potencia media P.
- ⁴⁹ Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Pág. 111-114. Potencia instantánea $P(T)$ y factor de potencia.
- ⁵⁰ Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Pág. 114-116. Potencia compleja.
- ⁵¹ RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Potencia Eléctrica. Pág. 24. Triángulo de potencia.
- ⁵² RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Ahorro económico por la compensación de la energía reactiva. Pág. 29. Equipos para Compensación de Potencia Reactiva.
- ⁵³ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 71. Bancos de capacitores.
- ⁵⁴ <https://cursostesla.com/condensador-sincrono-maquina-sincrona/>. Condensador síncrono.
- ⁵⁵ <https://cursostesla.com/condensador-sincrono-maquina-sincrona/>. Beneficios del condensador síncrono.
- ⁵⁶ Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. 4.1.1 Reactor en derivación. Pág.2. Reactores en derivación (compensación reactiva en estado estable).
- ⁵⁷ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. 2.5 Tipos de Reactores. 2.5.3.5 Reactores en derivación (compensación reactiva en estado estable).
- ⁵⁸ Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. 4.1. Pág. 2-3. Definiciones aplicables a reactores en derivación.
- ⁵⁹ <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A6.pdf?sequence=6>. Pdf. Cap. 3. El compensador estático de Var's. Pág. 30. Compensadores Estáticos de VAR (SVC).



- ⁶⁰ RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 121. Reactores.
- ⁶¹ Stephen J. Chapman. Máquinas Eléctricas. Tercera edición. Cap. 3. Introducción a la electrónica de potencia. Pág. 156. El tiristor de dos hilos o diodo PNP.
- ⁶² Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 7. Compensadores Estáticos de VAR (SVC).
- ⁶³ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 32. Tipos de compensación.
- ⁶⁴ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 35. Tipos de compensación Clasificación del SVC.
- ⁶⁵ Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.7-10. Condensador conmutado por tiristores.
- ⁶⁶ Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.11-13. Bobina controlada por tiristores.
- ⁶⁷ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 36-37. Reactor controlado por tiristores (TCR).
- ⁶⁸ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 37-38. Reactor Controlado por Tiristores con un Capacitor Fijo (TCR-FC).
- ⁶⁹ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 40. Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores (TCR-TSC).
- ⁷⁰ Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 47. Aplicaciones del SVC.
- ⁷¹ Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.20. Aplicaciones del SVC.
- ⁷² Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.21-22. Configuración del SVC.
- ⁷³ Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.22. Control de tensión y corrección del factor de potencia.
- ⁷⁴ Baqueiro. Pdf- Reactores de potencia en Derivación. Pág. 18. Construcción de Reactores en Derivación.
- ⁷⁵ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Pág. 149. Cap. 2.5. Tipos de Reactores en derivación.
- ⁷⁶ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.1. Características de los reactores de acuerdo con su medio aislante. Pág. 149-150. Reactores de acuerdo con su medio aislante.



- ⁷⁷ Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 2-5. Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt.
- ⁷⁸ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.2. Pág. 150. Reactores sumergidos en aceite.
- ⁷⁹ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.2. Pág. 150-152. Clasificación de los reactores de acuerdo con el tipo de construcción.
- ⁸⁰ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3. Pág. 152-153. Reactores de acuerdo con su aplicación.
- ⁸¹ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1. Pág. 153-154. Reactores limitadores de corriente.
- ⁸² Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1.1. Pág.154. Reactores de fase.
- ⁸³ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1.2. Pág. 154. Reactores de unión de barra.
- ⁸⁴ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1.3. Pág. 155. Reactores de conexión a tierra de neutro.
- ⁸⁵ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1.4. Pág. 155. Reactores supresores de arco.
- ⁸⁶ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.1.5. Pág. 155-156. Reactores Duplex.
- ⁸⁷ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.2. Pág. 156. Reactor conmutado (capacitor-reactor).
- ⁸⁸ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.3. Pág. 157. Reactores limitadores de corriente de descarga.
- ⁸⁹ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.4. Pág. 158. Reactores de control de flujo de potencia.
- ⁹⁰ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.5. Pág. 159. Reactores conectados en derivación (compensación reactiva en estado estable).
- ⁹¹ Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.6. Pág. 159. Reactores controlados por tiristor (Compensación reactiva dinámica).
- ⁹² Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.7. Pág. 160. Reactores filtro.



- ⁹³ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Pág. 11. Requerimientos de diseño de reactores.
- ⁹⁴ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf- Reactores en derivación. Pág. 14-16. Requerimientos de diseño eléctrico.
- ⁹⁵ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf- Reactores en derivación. Pág. 19-20. Requerimientos de diseño dieléctricos.
- ⁹⁶ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf- Reactores en derivación. Pág. 21. Requerimientos de diseño térmicos.
- ⁹⁷ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Pág. 22-24. Requerimientos de diseño mecánicos.
- ⁹⁸ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Pág. 25. Requerimientos de diseño de materiales.
- ⁹⁹ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf- Reactores en derivación. Pág. 26. Requerimientos de fabricación.
- ¹⁰⁰ Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Pág. 27-29. Fabricación de paquetes (donas).
- ¹⁰¹ IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 3. Construcción de reactores en derivación.
- ¹⁰² IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág. 2. Construcción de reactores en derivación tipo columna con núcleo radial.
- ¹⁰³ IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág.3-4. Pierna central del núcleo.
- ¹⁰⁴ IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág. 4. Características del reactor tipo columna.
- ¹⁰⁵ IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 10. Construcción de reactores en derivación tipo acorazado con núcleo de aire.
- ¹⁰⁶ IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 12. Construcción del tanque.
- ¹⁰⁷ IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 13-14. Bobinas tipo galleta.
- ¹⁰⁸ IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 15. Guía de tensión.



- ¹⁰⁹ Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 6-7. Construcción de reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt.
- ¹¹⁰ CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 62-64, 69. Resistencia Óhmica.
- ¹¹¹ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 11. Pruebas para las instalaciones eléctricas. Pág. 194. Pruebas de aislamiento.
- ¹¹² Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. Características y condiciones generales. 6.1.9. Pág. 9 de 44. Tabla de niveles de aislamiento.
- ¹¹³ Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. Características y condiciones generales. 6.1.7. Pág. 7 de 44. Niveles de aislamiento.
- ¹¹⁴ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 11. Pruebas para las instalaciones eléctricas. Pág. 195. Prueba de aislamiento con megger.
- ¹¹⁵ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 11. Pruebas para las instalaciones eléctricas. Pág. 196-198. Resistencia de Aislamiento.
- ¹¹⁶ CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág.1-2. Prueba de resistencia de aislamiento.
- ¹¹⁷ CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 2. Comprobación del medidor de resistencia de aislamiento.
- ¹¹⁸ CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 2-3,7. Conexiones para realizar la prueba.
- ¹¹⁹ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 42 de 95. Factor de potencia de los aislamientos.
- ¹²⁰ CFE-Pdf.. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 12-14. Factor de Potencia de los aislamientos.
- ¹²¹ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 42 de 95. Aparatos e instrumentos.
- ¹²² CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 20. Conexiones para realizar la prueba.
- ¹²³ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 32-33 de 95. Impulso tipo rayo.
- ¹²⁴ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 33-36 de 95. Conexiones para las pruebas de impulso.



- ¹²⁵ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap.6. El factor de potencia. Pág. 108-109. Potencial Aplicado.
- ¹²⁶ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 37 de 95. Tensión aplicada.
- ¹²⁷ CITE-ENERGÍA. PDF-Sistema resonante de tensión aplicada. Pág. 1-2. Ensayo de tensión aplicada.
- ¹²⁸ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap.6. El factor de potencia. Pág. 109. Potencial inducido.
- ¹²⁹ ELECTRÓN-AMBAR. PDF- Prueba de potencial inducido (Primera parte). Pág. 1-2. Objetivo de la prueba.
- ¹³⁰ https://www.researchgate.net/publication/228602531_FENOMENOS_NO_LINEALES_EN_EL_CONTRO_DE_REACTORES_CONTINUOS_TIPO_TANQUE_AGITADOS. Linealidad.
- ¹³¹ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 41-42 de 95. Medición de descargas parciales.
- ¹³² William H. Hayt, Jr. Jack E. Kemmerly. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Capítulo 9. El concepto del fasor. Pág. 268-269. Impedancia.
- ¹³³ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 12. Costo y posibilidades de ahorro de energía eléctrica. Pág. 202. Medición de Pérdidas.
- ¹³⁴ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 22 de 95. Pérdidas debidas a la carga y tensión de impedancia.
- ¹³⁵ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 22, 27-28 de 95. Aparatos e instrumentos.
- ¹³⁶ Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 9. Fallas y protecciones eléctricas. Pág. 166-167. Prueba de temperatura.
- ¹³⁷ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 46-47 de 95. Aparatos e instrumentos.
- ¹³⁸ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág.49-51 de 95. Cálculos de la temperatura promedio de los devanados al instante del corte mediante la extrapolación de la resistencia de los devanados en caliente.
- ¹³⁹ Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. Características y condiciones generales. Pág. 7 de 44. Cap. 6.1.8. Nivel de ruido audible.
- ¹⁴⁰ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 57, 59 de 95. Nivel de ruido.
- ¹⁴¹ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 72 de 95. Respuesta en frecuencia (SFRA).



¹⁴² NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 73 de 95. Procedimiento de prueba.

¹⁴³ NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 76 de 95. Expresión de resultados.

ANEXOS

- * **Figura 1.1 ; Sistemas eléctricos de potencia.** VIQUEIRA, Jacinto, L. “Redes Eléctricas” Tomo I. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2004. Pág. 12.
- * **Figura 1.2. Modelo atómico.**
https://www.google.com.mx/search?q=modelo+at%C3%B3mico&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjw05yxm6PeAhVLIqwKHdanBJ8Q_AUIDigB&biw=1366&bih=626#imgdi=i=munCI2suO50JzM:&imgcr=VROU2NXDII41hM
- * **Gráfica 1.1. Gráficas de carga.**
 - a) William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería Cuarta edición. Cap. 1.4. Corriente. Pág. 7
 - b) William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.4. Corriente. Pág. 8
 - c) William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.4. Corriente. Pág. 8
 - d) https://www2.ineel.mx/proyectofotovoltaico/preg_20.html
- * **Gráfica 1.2. Varios tipos de corriente.** William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 1.4. Corriente. Pág. 9
- * **Figura 1.3. Símbolo de resistencia en circuitos.** William H. Hayt, Jr. Análisis de circuitos en ingeniería. Cuarta edición. Cap. 2.2 Ley de Ohm. Pág. 21
- * **Tabla 1.1. La unidad de potencia.** Harry Mileaf. Electricidad 2. Cap. 2.45.
- * **Figura 1.4. Circuito abierto y circuito cerrado.**
https://www.google.com.mx/search?q=circuito+abierto+y+circuito+cerrado&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwi9_Zexm6PeAhVKT6wKHRUuC5QQ_AUIDigB&biw=1366&bih=626#imgcr=FjLa38HWNgU6PM
- * **Figura 1.5. Conexión serie y paralelo.**
<https://www.google.com/search?q=conexion+serie+paralelo+y+mixto&tbm=isch&tbs=ring>
- * **Figura 1.6. Sistema eléctrico típico para la generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica.** Condumex. Manual técnico de instalaciones eléctricas en baja tensión. Octava edición. Cap. 2. Conceptos de circuitos eléctricos. Generación, Transmisión y distribución eléctrica. Pag.56.



- * **Figura 1.7. Generador Eléctrico.**
https://www.google.com.mx/search?q=generador+electrico&source=lnms&tbn=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiVmu26pqPeAhUDiqwKHSUkBi0Q_AUIDigB&biw=1366&bih=626#imgrc=Ilk6WMt_dZqn5M:
- * **Figura 1.8. Ejemplo de generador enfriado por hidrógeno.**
<http://www.directindustry.es/prod/brush-hma/product-26573-592187.html>
- * **Figura 1.9. Ejemplo de generador enfriado por agua.**
<http://spanish.dieselpowergeneratorset.com/sale-10940190-1200kw-cummins-diesel-generator-50hz-1500rpm-water-cooled-emergency-standby-generator.html>
- * **Figura 1.10. Generador de inducción (a), partes de un motor de inducción (b).**
 - a) https://www.researchgate.net/figure/Figura-227-Generador-asincrono-jaula-de-ardilla-para-aerogeneradores-Fuente_fig9_281903643
 - b) http://www1.frm.utn.edu.ar/mielectricas/docs/APUNTES_MAQUINAS_ELECTRICAS_U_3_v1.1.pdf.
- * **Figura 1.11. Partes de generador de ca.** <https://sites.google.com/site/fisicacbtis162/services/3-2-8-generador-de-corriente-alterna-y-corriente-continua-1>
- * **Figura 1.12. Partes de un generador de cd.** <https://www.monografias.com/trabajos82/maquinas-corriente-directa/maquinas-corriente-directa.shtml>
- * **Figura 1.13. Ejemplo de generador de impulso rotativo.**
<http://www.instruments.nidec-shimpo.com/es/generador-de-impulso-rotativo-re1b/>
- * **Figura 1.14. Ejemplo de transformador (a), aplicación del transformador (b).**
 - a) <https://gt.all.biz/transformadores-tipo-poste-trifasico-g12553>
 - b) http://patricioconcha.ubb.cl/transformadores/gral_tipos_y_aplicaciones.htm
- * **Figura 1.15. Esquema de un transformador monofásico tipo núcleo y tipo acorazado.**
Pdf_transformadores-Julio Alvarez 11/09. Cap. 7.2. transformador monofásico.
- * **Figura 1.16. Diagrama de un interruptor (a), Ejemplo de interruptor termomagnético (b)**
 - a) <https://sites.google.com/site/diagnosticoup/unidad-iii/elementos-discretos/diodo-bipolar?tmpl=%2Fsystem%2Fapp%2Ftemplates%2Fprint%2F&showPrintDialog=1>
 - b) <https://www.lowes.com.mx/fusibles-e-interruptores/3317-interruptor-termomagnetico-2-x-50a.html>
- * **Figura 1.17. Ejemplo de interruptor de potencia.**
<https://www.monografias.com/trabajos102/averias-mas-frecuentes-grandes-maquinas-electricas/averias-mas-frecuentes-grandes-maquinas-electricas.shtml>
- * **Figura 1.18. Ejemplo de cuchilla desconectadora monopolar.**
<http://grupo2tecnologiasenacodensa.blogspot.com/p/cuchillas.html>
- * **Figura 1.19. Fusible cc.**
<http://www.revosolar.com/tienda-online-solar/es/proteccion/247-fusible-cc-10x38mm-10a-hasta-60a.html>
- * **Figura 1.20. Tipos de estructura para alta tensión.**
<http://www.sectorelectricidad.com/5612/tipos-de-estructuras-para-alta-media-y-baja-tension/>



- * **Figura 1.21. Ejemplo de banco de capacitores.**
<http://olide.com.mx/wp-content/uploads/2016/12/WEG-CAPACITORES.pdf>
- * **Figura 1.22. Ejemplo de Capacitor.**
<http://olide.com.mx/wp-content/uploads/2016/12/WEG-CAPACITORES.pdf>
- * **Figura 1.23. Reactor de potencia.**
IEM. Pdf-Reactores de potencia tipo acorazado.
- * **Figura 1.24. Subestación eléctrica.**
<https://twenergy.com/co/a/que-son-las-subestaciones-electricas-y-para-que-sirven-1759>
- * **Figura 2.1 Esquema de compensación individual.** RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva Configuraciones para compensar la energía reactiva. Pág. 32.
- * **Figura 2.2. Esquema de compensación en grupo.** RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Configuraciones para compensar la energía reactiva. Pág. 33.
- * **Figura 2.3 Esquema de compensación centralizada.** RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Configuraciones para compensar la energía reactiva. Pág. 33.
- * **Figura 2.4. Cálculo de potencia de ca y cd.** Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Potencia de corriente alterna. Pág. 110.
- * **Gráfica 2.1. Relaciones entre voltaje, corriente y potencia. Para todo instante, $p=VI$: (a) para un resistor, (b) para un inductor.** Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Potencia instantánea P(T) y factor de potencia. Pág. 112
- * **Gráfica 2.2. Curvas de potencia contra el tiempo.** Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Potencia instantánea P(T) y factor de potencia. Pág. 113.
- * **Gráfica 2.3. Diagrama de la potencia compleja.** Willian H. Roadstrum. Ingeniería eléctrica para todos los ingenieros. Cap. 5. Potencia compleja. Pág. 115
- * **Figura 2.5. Triángulo de potencia.** RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Potencia Eléctrica. Pág. 24.
- * **Tabla 2.1. Ejemplo de factores de potencia.** RTR-Energía. Pdf-Compensación de energía reactiva. Factor de potencia. Pág. 24.
- * **Figura 2.6. Ejemplo de condensador síncrono.**
<https://cursostesla.com/condensador-sincrono-maquina-sincrona/>.
- * **Figura 2.7. Modelo esquemático de un condensador.**
<https://cursostesla.com/condensador-sincrono-maquina-sincrona/>.
- * **Figura 2.8. Conexión típica del reactor en derivación.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. 2.5 Tipos de Reactores. 2.5.3.5 Reactores en derivación (compensación reactiva en estado estable). Pág. 159.
- * **Figura 2.9. Mediciones de reactancia mutua.** Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. 4.1. Definiciones aplicables a reactores en derivación. Pág. 3.
- * **Figura 2.10. Esquema de un SVC.** RAÚLL, José M. "Diseño de Subestaciones Eléctricas". 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. Pág. 121. Reactores.



- * **Figura 2.11. a) símbolo, b) estructura, y c) esquema equivalente de un tiristor de potencia.** http://www.iuma.ulpgc.es/~roberto/asignaturas/EI/transparencias/EI_Tema_3.3.Tiristor.pdf
- * **Gráfica 2.4. Curva característica voltaje- corriente de un diodo PNP.** http://www.iuma.ulpgc.es/~roberto/asignaturas/EI/transparencias/EI_Tema_3.3.Tiristor.pdf
- * **Figura 2.12. Esquema simplificado para un SVC.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.7.
- * **Figura 2.13. a) Configuración de un TSC y b) esquema equivalente de un TSC.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.7-8.
- * **Figura 2.14. A) Configuración de un TCR, b) formas de onda de intensidad de un TCR.** Pdf. Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 11-12.
- * **Figura 2.15. Configuraciones trifásicas del TCR.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág.16.
- * **Figura 2.16. Esquema simple de un TCR.** RAÚLL, José M. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2da. Ed., México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000, p. 121. Reactores.
- * **Gráfica 2.5. Formas de onda del efecto del control del ángulo de disparo del TCR.** Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 36
- * **Figura 2.17. Ejemplo de reactor controlado por tiristores con un capacitor fijo.** Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 37.
- * **Figura 2.18. Configuración general de un SVC tipo TSC-TCR.** Pdf- El compensador estático de VAR's SVC, cap III. Pág. 40.
- * **Figura 2.19. SVC fabricado por Alstom de +30/-25MVAR en 66 KV.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 20.
- * **Figura 2.20. Composición por fase de un SVC.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 21.
- * **Gráfica 2.6. Evolución de la reactiva generada por un SVC formado por TSC-TCR.** Pdf. Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 21.
- * **Figura 2.21. Circuito equivalente del comportamiento de un SVC.** Camilo José Carrillo, José Cidras. Pdf-Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC). Vigo 2003. Pág. 22.
- * **Figura 3.1. Reactores en derivación a través del terciario del autotransformador.** Baqueiro. Pdf- Reactores de potencia en Derivación. Pág.18.
- * **Figura 3.2. Reactores tipo seco.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.1. Reactores de acuerdo con su medio aislante. Pág. 150.
- * **Figura 3.3. a) Aplicación de reactores Shunt en sistemas de potencia. b) banco de reactores shunt - 20 kV, 45 Mvar 3 fases, 50 Hz.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 3.
- * **Figura 3.4. a) Reactores shunt (2 bancos) 138 kV, 20 Mvar, 3 fases. b) Reactor shunt - 345 kV, 20 Mvar, 3 fases.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 4.



- * **Figura 3.5. Reactor de aterrizamiento de neutro tipo seco.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 5.
- * **Figura 3.6. Reactor monofásico sumergido en aceite.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.1. Reactores de acuerdo con su medio aislante. Pág. 150.
- * **Figura 3.7. Reactor monofásico con núcleo y aire sumergido en aceite (cortesía de IEM).** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.2.1. reactores con núcleo de aire. Pág. 151.
- * **Figura 3.8. Reactores sumergidos en aceite: (a) tipo acorazado, (b) tipo columna (cortesía de IEM).** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.2.2. Reactores con núcleo y entrehierro. Pág. 152.
- * **Figura 3.9. Conexión típica de un reactor de fase.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap.2.5.3.1.1. Reactores de fase. Pág. 154.
- * **Figura 3.10. Conexión típica de un reactor unión de barra.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap.2.5.3.1.2. Reactores de unión de barra. Pág. 154.
- * **Figura 3.11. Conexión típica de un reactor de conexión a tierra del neutro.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. 2.5.3.1.3. Reactores de conexión a tierra de neutro. Pág. 155.
- * **Figura 3.12. Conexión típica de un reactor dúplex.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. cap. 2.5.3.1.5. Reactores dúplex. Pág. 156.
- * **Figura 3.13. Conexión típica de un reactor conmutado (conexión/desconexión).** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. cap. 2.5.3.2. Reactor conmutado. Pág. 157.
- * **Figura 3.14. Conexión típica de un reactor limitador de corriente de descarga.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.3. Reactores limitadores de corriente de descarga. Pág. 157.
- * **Figura 3.15. Conexiones de un reactor de alta tensión para control de flujo de potencia.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.4. Reactores de control de flujo de potencia. Pág. 158.
- * **Figura 3.16. Conexión típica del reactor en derivación.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.5. Reactores conectados en derivación. Pág. 159.
- * **Figura 3.17. Compensador estático de VAR (CEV).** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.6. Reactores controlados por tiristor. Pág. 160.
- * **Figura 3.18. Conexiones típicas de un reactor filtro.** Reactores Libro de CFE. Manual de transformadores y reactores de potencia. Cap. 2.5.3.7. Reactores filtro. Pág. 160.
- * **Figura 3.19. Núcleo de aire con pantalla o blindaje monofásicos usado en reactores de neutro.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Tipos de reactores Pág.5.
- * **Figura 3.20. Núcleo con entrehierros monofásicos usados en reactores en derivación de EAT.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Tipos de reactores Pág. 6.



- * **Figura 3.21. Núcleo de aire con blindaje (usado en reactores de terciario y reactores en derivación acorazados). Tres piernas con entrehierros (usado en reactores de bajas tensiones, normalmente en delta).** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Tipos de reactores Pág.7.
- * **Figura 3.22. Distribución del flujo magnético.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de diseño magnéticos. Pág. 14-15.
- * **Figura 3.23. a) Corte en columna lateral y b) corte de frente de AT.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de diseño dieléctricos. Pág- 18-19.
- * **Gráfica 3.1. Curva de saturación.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de diseño térmicos. Pág. 21.
- * **Gráfica 3.2. Espectro de energización.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de diseños mecánicos. Pág. 24.
- * **Figura 3.24. Proceso de fabricación de donas.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de fabricación. Pág. 27.
- * **Figura 3.25. Columnas centrales.** Ramón García Barocio. PROLEC. Pdf-Reactores en derivación. Requerimientos de fabricación. Pág. 28-29.
- * **Figura 3.26. Piezas del núcleo radial (donas) de un reactor tipo columna.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 40.
- * **Figura 3.27. a) Pierna central del núcleo de un reactor monofásico. b) Devanado tipo entrelazado de alta capacitancia serie.** IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág.3.
- * **Figura 3.28. Ensamble núcleo-bobina.** IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág.4.
- * **Figura 3.29. Cálculo de la distribución de flujo magnético en el núcleo del reactor usando el método de elemento finito.** IEM-48-2010-SR. MARZO-2011. Reactores en derivación tipo columnas con núcleo radial. Pág.4.
- * **Figura 3.30. Núcleo laminado de 3 piernas principales, con entrehierros de material no magnético de alta densidad y yugos superior e inferior sin gaps.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 28.
- * **Figura 3.31. Reactor en derivación de potencia tipo columna.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 29.
- * **Figura 3.32. Modelo esquemático de reactor tipo acorazado.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 11 y 16.
- * **Figura 3.33. Modelos de tanque.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 12.
- * **Figura 3.34. Bobinas tipo galleta.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 13-14.
- * **Figura 3.35. Guía de alta tensión.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 15.
- * **Figura 3.36. Ejemplo de Reactor Shunt 230 Kv, 50 Mvar.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv.. Pág. 6.



- * **Figura 3.37. Ejemplo de Reactor Shunt 345 Kv, 20 Mvar.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 6.
- * **Figura 3.38. Diseño conceptual de un reactor tipo seco con núcleo de aire.** Trench-The Proven Power. Pdf-Reactores secos con núcleo de aire tipo Shunt para aplicaciones hasta 500Kv. Pág. 7.
- * **Figura 4.1. Reactores. Prueba de resistencia óhmica del devanado.** CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 69 de 94.
- * **Tabla 4.1. Niveles de aislamiento recomendados para reactores de potencia (cortesía CFE).** Manual CFE. Reactores en derivación y reactores de neutro. Especificación CFE Y1000-03. Características y condiciones generales. Pág. 9 de 44.
- * **Tabla 4.2. Valores de resistencia de aislamiento recomendados para instalaciones eléctricas (reproducción de la tabla 1.5. apéndice 1. NTIE, 1981).** Neagu Bratu Serbán, Eduardo Campero Littewood. Instalaciones eléctricas. Conceptos básicos y diseño. 2da edición. Editorial Alfaomega. Cap. 11. Prueba para las instalaciones eléctricas. Pág. 198.
- * **Figura 4.2. Reactores. Prueba de resistencia de aislamiento.** CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 7 de 94.
- * **Figura 4.3. Reactores. Prueba de factor de potencia de aislamiento. Utilizar formato de prueba SE-03-06 para 2.5kV ó formato de prueba SE-03-07 para 10kV.** CFE-Pdf. Cap.3-Transformadores, autotransformadores y reactores de potencia. Pág. 20.
- * **Gráfica 4.1. Parámetros característicos de una forma sinusoidal.** CITE-ENERGÍA. PDF-Sistema resonante de tensión aplicada. Pág. 1.
- * **Tabla 4.3. Tiempo establecido por la Norma ANSI C57-72 para la prueba de potencial inducido. ELECTRÓN-AMBAR. PDF- Prueba de potencial inducido (Primera parte).** Pág. 1.
- * **Gráfica 4.2. Características de linealidad para reactores de potencia en derivación.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 20.
- * **Gráfica 4.3. Comportamiento auto-oscilante y oscilatorio después de aplicar el control.**
https://www.researchgate.net/publication/228602531_FENOMENOS_NO_LINEALES_EN_EL_CONTROL_DE_REACTORES_CONTINUOS_TIPO_TANQUE_AGITADOS
- * **Gráfica 4.4. comportamiento caótico y oscilante después de aplicar el control.**
https://www.researchgate.net/publication/228602531_FENOMENOS_NO_LINEALES_EN_EL_CONTROL_DE_REACTORES_CONTINUOS_TIPO_TANQUE_AGITADOS
- * **Gráfica 4.5. Simulación del sistema con $x_{a0} = 5$, $y_0 = 0.0285$. Control aplicado en $\tau = 4.5$.**
https://www.researchgate.net/publication/228602531_FENOMENOS_NO_LINEALES_EN_EL_CONTROL_DE_REACTORES_CONTINUOS_TIPO_TANQUE_AGITADOS
- * **Gráfica 4.6. Señales de control del sistema controlado.**
https://www.researchgate.net/publication/228602531_FENOMENOS_NO_LINEALES_EN_EL_CONTROL_DE_REACTORES_CONTINUOS_TIPO_TANQUE_AGITADOS
- * **Tabla 4.4. Exactitud del sistema de medición por variable.** NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 22 de 95.
- * **Figura 4.4. Circuito para medición de pérdidas a 60 Hz.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 50.



- * **Figura 4.5. Circuito de prueba a 180 Hz.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 51.
- * **Gráfica 4.7. Características del circuito resonante para la prueba a 150% Vn.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 52.
- * **Tabla 4.5. Factor de corrección por diferencia de altitud.** NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 50 de 95.
- * **Figura 4.6. Localización del micrófono para a prueba de medición de ruido.** NMX-J-169-ANCE-2015. PDF. Pág. 59 de 95.
- * **Figura 4.7. Análisis mecánico: Ruido y Vibración.** IEM-Condumex. Pdf-Construcción de reactores en derivación. Shell y Core. Pág. 18.