



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

Programas educativos de calidad reconocidos por CIEES, CACEI y CONACYT
SGC certificado en la norma ISO 9000:2015



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

Cuernavaca, Morelos, 7 de Febrero de 2020

**FORMA T-4A
NOMBRAMIENTO COMITÉ REVISOR**

**DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
DR. J GUADALUPE VELASQUEZ AGUILAR
ING. LUIS MARDONIO RODRÍGUEZ LÓPEZ
DR. MARIO LIMÓN MENDOZA
ING. GERARDO DE JESÚS GÓNGORA CHICUELLAR**

P R E S E N T E

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de :
TESIS

Titulado:

Mantenimiento preventivo a equipo primario en Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión

Que presenta (el) o (la) **C. DÍAZ HERNÁNDEZ DAVID DE JESÚS**

Del programa educativo de: **INGENIERÍA ELÉCTRICA**

ATENTAMENTE
Por una humanidad culta

**DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA**

DICTAMEN

**DRA. VIRIDIANA A. LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA DE LA FCQeI**

P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

VOTO	NOMBRE	FIRMA
APROBADO	DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	
APROBADO	DR. MARIO LIMÓN MENDOZA	
APROBADO	DR. J GUADALUPE VELASQUEZ AGUILAR	
APROBADO	ING. LUIS MARDONIO RODRÍGUEZ LÓPEZ	
APROBADO	ING. GERARDO DE JESÚS GÓNGORA CHICUELLAR	

C.c.p. – Archivo.

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México, 62209
Tel. (777) 329-70-00 Ext. 7039/ fcqei@uaem.mx





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA

**Mantenimiento preventivo a equipo primario en
Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO

PRESENTA:

DAVID DE JESÚS DÍAZ HERNÁNDEZ

ASESOR INTERNO:

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS



CUERNAVACA, MORELOS 2020

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

Resumen

Debido a la importancia que en la actualidad tiene el Sistema Eléctrico de Potencia para el constante abastecimiento y recepción de energía eléctrica en los diferentes sectores, resulta imperante resaltar la función que tienen las subestaciones eléctricas dentro de este para la transformación de voltajes, el seccionamiento de fallas y para realizar maniobras de operación ya sea en niveles de transmisión, distribución y comercialización. Así mismo, es crucial mantener los equipos que conforman la subestación en estado óptimo y en condiciones adecuadas para garantizar la operatividad, la continuidad en el suministro o recepción de la energía eléctrica y para evitar la salida prematura del equipo de operación.

Por lo anterior, es necesario conocer los componentes y principios de funcionamiento de los equipos primarios de una subestación, así como los diferentes tipos de pruebas rutinarias aplicadas a los diversos equipos que conforman el mantenimiento preventivo, mismas que a su vez permiten interpretar, evaluar y verificar el comportamiento de los mismos mientras están en operación.

ABSTRACT

Due to the importance that Electric Power System currently has for the constant supply and reception of electric energy in the different sectors, it is imperative to highlight the role of electrical substations within this for the transformation of voltages, the sectioning of failures and to perform operation maneuvers either at transmission, distribution and commercialization levels. Likewise, it is crucial to keep the equipment that makes up the substation in an optional state and adequate conditions to guarantee operability, continuity in the supply or reception of electrical energy and to prevent premature exit of the operating equipment.

Therefore, it is necessary to know the components and principles of operation of the primary equipment of a substation, as well as the different types of routine tests applied to the various equipment that make up preventive maintenance, which in turn allow interpreting, evaluating and verify their behavior while they are in operation.

Objetivo General

Conocer los procedimientos, principios teóricos y las pruebas de campo que comprenden el mantenimiento preventivo dentro de una subestación eléctrica para lograr el funcionamiento óptimo, minimizar las fallas de operación, los cortes de suministro y reducir los gastos en el presupuesto por la salida prematura de operación del equipo eléctrico.

Objetivos específicos

- Comprender el concepto de subestación eléctrica, así como los diferentes tipos que existen.
- Conocer los diferentes niveles de tensión que están normalizados en México.
- Identificar los componentes de una subestación eléctrica.
- Conocer el principio de funcionamiento de cada uno de los componentes de una subestación.
- Identificar el equipo primario y el equipo secundario dentro de una subestación de Alta Tensión.
- Saber la diferencia entre el mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo.
- Conocer la importancia del mantenimiento preventivo.
- Comprender los conceptos fundamentales de los dieléctricos y los aceites aislantes.
- Conocer el concepto de cromatografía de gases y sus diferentes métodos de diagnóstico.
- Aprender las técnicas de medición para las diferentes pruebas realizadas a equipos primarios de una subestación.
- Conocer las técnicas de evaluación de los equipos después de haberles realizado las diferentes pruebas, así como la formulación de los reportes.
- Tener las bases teóricas para mantener en servicio y en estado óptimo los equipos primarios de una subestación.

- Conocer las normas nacionales e internacionales con las se evalúan los equipos en base en los resultados obtenidos de las pruebas aplicadas.

INDICE

DEDICATORIA	2
AGRADECIMIENTOS.....	3
RESUMEN	4
ABSTRACT	5
OBJETIVO GENERAL.....	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
INDICE	8
INDICE DE FIGURAS	14
INDICE DE TABLAS.....	18
CAPITULO 1	21
GENERALIDADES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	21
1.1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	21
1.1.1 DEFINICION	22
1.1.2 FUNCION Y CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE UNA SUBESTACION.....	22
1.2. TENSIONES NORMALIZADAS Y NORMAS DE APLICACION.....	23
1.2.1 NORMAS APLICABLES A LOS NIVELES DE TENSION Y NORMAS INTERNACIONALES DE CONCORDANCIA	24
1.2.2 CLASIFICACION DE LAS TENSIONES Y TENSIONES ELECTRICAS NORMALIZADAS EN MEXICO	25
1.3 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES	28
1.3.1 CLASIFICACION EN BASE A SU FUNCION Y TENSION EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA	29
1.3.2 CLASIFICACION EN BASE A SU OPERACIÓN.....	30
1.3.3 CLASIFICACION EN BASE A SU FORMA CONSTRUCTIVA.....	31
1.3.3.1 CLAFISICACION POR MONTAJE.....	32
1.3.3.2 CLASIFICACION POR TIPO DE EQUIPO.....	33
1.3.4 CLASIFICACIÓN EN BASE A SU CONFIGURACIÓN.....	34
1.3.4.1 TENDENCIA EUROPEA O CONEXIÓN DE BARRAS	35
1.3.4.2 TENDENCIA AMERICANA O CONEXIÓN DE INTERRUPTORES.....	38

1.4	COMPONENTES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA.....	40
1.4.1	EQUIPO PRIMARIO	40
1.4.2	EQUIPO SECUNDARIO	41
1.4.3	SERVICIOS AUXILIARES	41
1.5	DEFINICION Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS PRIMARIOS EN UNA SUBESTACION. 41	
1.5.1	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	41
1.5.2	INTERRUPTORES DE POTENCIA	49
1.5.3	CUCHILLAS SECCIONADORAS	53
1.5.4	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.....	56
1.5.5	APARTARRAYOS.....	64
1.6	CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS DIELECTRICOS.....	67
1.6.1	CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES DIELECTRICOS Y MODOS DE RUPTURA DIELECTRICA. 71	
1.7	COMPORTAMIENTO DE LOS ACEITES AISLANTES.	72
1.7.1	FUNCIONES DEL ACEITE AISLANTE EN LOS TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES DE POTENCIA.	72
1.7.2	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DE ENVEJECIMIENTO Y AFECTAN LA VIDA UTIL DEL ACEITE EN SERVICIO.	73
CAPITULO 2.....		76
MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A EQUIPOS ELECTRICOS		76
2.1.	GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO	76
2.1.1.	DEFINICION DE MANTENIMIENTO.	76
2.1.2.	IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO.....	76
2.2.	TIPOS DE MANTENIMIENTO.	77
2.2.1.	MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	77
2.2.2.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	77
2.2.3.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	78
2.3.	PERIODICIDAD DEL MANTENIMIENTO.....	78
2.4.	PRUEBAS A EQUIPOS ELÉCTRICOS.	81
2.4.1.	PRUEBAS DE FABRICA.....	81
2.4.2.	PRUEBAS DE CAMPO.	82
2.5.	RECOMENDACIONES Y PRACTICAS DE SEGURIDAD PARA LA REALIZACION DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	82
CAPITULO 3.....		85

PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	85
3.1. TEORIA GENERAL	85
3.1.1 CORRIENTE DE DESPLAZAMIENTO O CAPACITIVA.....	87
3.1.2 CORRIENTE DE ABSORCION DIELECTRICA.....	87
3.1.3 CORRIENTE DE CONDUCCION O DE FUGA.....	87
3.2. CAUSAS DE FALLA DEL AISLAMIENTO Y FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA	90
3.2.1 CAUSA DE FALLA DE LOS AISLAMIENTOS.....	90
3.2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	91
3.3. ABSORCIÓN DIELÉCTRICA.....	92
3.4. METODOS DE MEDICION	93
3.4.1. PRUEBA DE TIEMPO CORTO O LECTURA PUNTUAL (SPOT)	93
3.4.2. PRUEBA DE TIEMPO VS RESISTENCIA.....	95
3.4.3. PRUEBA DE INDICE DE POLARIZACION (IP)	97
3.5. USO DE CABLE DE GUARDA Y CONSIDERACIONES PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	99
3.5.1. TERMINAL DE GUARDA	99
3.5.2. CONSIDERACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	101
3.6. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.	102
3.6.1. RECOMENCACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA.....	102
3.6.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	103
3.6.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS.....	107
3.7. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES DE POTENCIA.	109
3.7.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	109
3.7.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.....	109
3.7.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS.....	114
3.8. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	114
3.8.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	115
3.8.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	115
3.8.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS.....	117
3.9. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A APARTARRAYOS.....	118
3.9.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	118
3.9.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA.....	119
3.9.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS.....	120
3.10. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A CUCHILLAS.	121
3.10.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA.....	121
3.10.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	121
3.10.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	122

CAPITULO 4	123
PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA	123
4.1 TEORIA GENERAL	123
4.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA.....	127
4.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA	127
4.2.2 CONSIDERACIONES PARA LA REALIZACION DE LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA	127
4.3 METODOS DE MEDICION	128
4.3.1 METODO DE ESPECIMEN ATERRIZADO	129
4.3.2 METODO DE ESPECIMEN GUARDADO	130
4.3.3 METODO DE ESPECIMEN NO ATERRIZADO	130
4.4 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA	131
4.4.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	132
4.4.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	132
4.4.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	138
4.5 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	139
4.5.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	140
4.5.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	140
4.5.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	144
4.6 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	145
4.6.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	145
4.6.2 CONEXIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	146
4.6.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	149
4.7 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A APARTARRAYOS	150
4.7.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	150
4.7.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	150
4.7.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	152
4.8 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A CUCHILLAS.....	152
4.8.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	153
4.8.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	153
4.8.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS	155
CAPITULO 5	156
PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA	156
5.1 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (TTR).....	156
5.1.1 TEORIA GENERAL	156

5.1.2	CAMBIADOR DE DERIVACIONES (TAP'S)	158
5.1.3	CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	159
5.1.4	INTERPRETACION DE RESULTADOS	163
5.2	RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS	164
5.2.1	TEORIA GENERAL	164
5.2.2	RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA Y PARA EL USO DEL EQUIPO DE MEDICION. 165	
5.2.3	CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	166
5.2.4	INTERPRETACION DE RESULTADOS	167
5.3	CORRIENTE DE EXCITACIÓN	168
5.3.1	TEORIA GENERAL	168
5.3.2	RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	169
5.3.3	CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	170
5.3.4	INTERPRETACION DE RESULTADOS	171
5.3.5	METODO ALTERNO PARA LA PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN	172
CAPITULO 6		176
PRUEBAS A INTERRUPTORES DE POTENCIA		176
6.1	INTRODUCCION	176
6.2	PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS	176
6.2.1	RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	176
6.2.2	CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	177
6.2.3	INTERPRETACION DE RESULTADOS	180
6.3	TIEMPO DE CIERRE Y APERTURA DE CONTACTOS	180
6.3.1	RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	182
6.3.2	CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA	182
6.3.3	INTERPRETACION DE RESULTADOS	184
CAPITULO 7		188
PRUEBAS A LOS ACEITES AISLANTES Y CROMATOLOGRAFIA DE GASES .		188
7.1	TEORIA GENERAL DE ACEITES AISLANTES.....	188
7.2	TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA A LOS ACEITES AISLANTES.....	190
7.2.1	RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	191
7.2.2	PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR LA PRUEBA	192
7.2.3	INTERPRETACION DE RESULTADOS	192

7.3	MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA O FACTOR DE DISIPACION DE LOS ACEITES AISLANTES.....	193
7.3.1	RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA	193
7.3.2	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA	194
7.3.3	INTERPRETACION DE RESULTADOS	195
7.4	OTRAS PRUEBAS Y EVALUACION GENERAL DE LOS ACEITES AISLANTES.....	195
7.4.1	MEDICION DEL NUMERO DE NEUTRALIZACION (ACIDEZ)	195
7.4.2	MEDICION DE LA TENSION INTERFACIAL A LOS ACEITES AISLANTES	196
7.4.3	MEDICION DEL COLOR DEL ACEITE AISLANTE	196
7.5	CROMATOGRAFIA DE GASES	196
7.5.1	TEORIA GENERAL	196
7.5.2	ANALISIS DE LOS GASES DISUELTOS.....	199
7.5.2.1	INTERPRETACION DE RESULTADOS	203
CAPITULO 8	216
CONCLUSIONES	216
BIBLIOGRAFIA	217

INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. Diagrama unifilar de un SEP indicando los niveles de tensión normalizados.	28
FIGURA 2. Clasificación general de las subestaciones eléctricas.	29
FIGURA 3. Subestación eléctrica tipo intemperie.	32
FIGURA 4. Subestación eléctrica tipo interior.	32
FIGURA 5. Subestación eléctrica blinda o compacta.	33
FIGURA 6. Subestación eléctrica encapsulada o aislada en gas SF6 (GIS).	34
FIGURA 7. Configuración barra sencilla o tipo "H".	35
FIGURA 8. Configuración barra sencilla más By Pass.	36
FIGURA 9. Configuración barra principal y barra de transferencia.	37
FIGURA 10. Configuración doble barra.	37
FIGURA 11. Configuración doble barra más By Pass.	38
FIGURA 12. Configuración en anillo.	39
FIGURA 13. Configuración interruptor y medio.	40
FIGURA 14. Esquema típico de un transformador ideal.	42
FIGURA 15. Accesorios de un transformador de potencia.	45
FIGURA 16. Composición constructiva de un interruptor de potencia.	50
FIGURA 17. Interruptor de potencia tipo tanque vivo.	51
FIGURA 18. Interruptor de potencia tipo tanque muerto.	51
FIGURA 19. Cuchilla seccionadora o desconectadora.	53
FIGURA 20. Circuito equivalente de un transformador de corriente conectado a la carga.	58
FIGURA 21. Transformador de Corriente de CA.	59
FIGURA 22. Circuito equivalente de un transformador de potencial.	62
FIGURA 23. Transformador de potencial tipo inductivo.	63
FIGURA 24. Esquema típico de un apartarrayos autovalvular.	66
FIGURA 25. Esquema típico interno de un apartarrayos de óxido de zinc.	67
FIGURA 26. Curva de vida útil de los equipos eléctricos.	78
FIGURA 27. Panel superior y pantalla de un MegOhmetro MIT1025 de Megger.	85
FIGURA 28. Circuito equivalente del comportamiento de un material aislante sometido a una diferencia de potencial de corriente continua.	86
FIGURA 29. Diagrama vectorial del comportamiento de un material aislante sometido a una diferencia de potencial de corriente continua.	86
FIGURA 30. Comportamiento de la corriente en un material aislante al aplicar una diferencia de potencial de CC a través del tiempo.	89
FIGURA 31. Comparación de las tendencias en resultados de pruebas de resistencia de aislamiento en dos equipos.	94
FIGURA 32. Grafica del método tiempo vs resistencia de la prueba de resistencia de aislamiento.	96
FIGURA 33. Grafica de la prueba de índice de polarización.	98
FIGURA 34. Diagrama de resistencias Línea-Guarda-Tierra.	100
FIGURA 35. Comparativa de la conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento con terminal de guarda y sin la terminal de guarda.	101
FIGURA 36. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de dos devanados.	104
FIGURA 37. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de tres devanados.	104

FIGURA 38. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de dos devanados.	105
FIGURA 39. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de tres devanados.	106
FIGURA 40. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de gran volumen de aceite.	110
FIGURA 41. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores aislados en vacío.	111
FIGURA 42. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de bajo volumen de aceite.	112
FIGURA 43. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores en SF6	113
FIGURA 44. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de potencial.	116
FIGURA 45. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de potencial.....	116
FIGURA 46. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de corriente.	117
FIGURA 47. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de corriente.	117
FIGURA 48. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de una sección.	119
FIGURA 49. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de varias secciones.	120
FIGURA 50. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a cuchillas desconectoras.	121
FIGURA 51. Circuito equivalente de un equipo durante la prueba de factor de potencia.	123
FIGURA 52. Representación del circuito del equipo para realizar la prueba de factor de potencia.....	123
FIGURA 53. Diagrama vectorial del triángulo de potencia.	124
FIGURA 54. Comportamiento de las cargas eléctricas en un equipo con voltaje y sin voltaje aplicado.....	125
FIGURA 55. Conexión GST conectando la terminal de bajo voltaje a tierra.	129
FIGURA 56. Conexión GST conectando la terminal de alto voltaje a tierra.	129
FIGURA 57. Conexión GST conectando la terminal de bajo voltaje a guarda.	130
FIGURA 58. Conexión del cable de bajo voltaje en posición UST.	130
FIGURA 59. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs BT-Tierra).	134
FIGURA 60. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs Tierra).	135
FIGURA 61. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (BT vs AT-Tierra)	136
FIGURA 62. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de tres devanados.	137
FIGURA 63. Representación de los aislamientos de transformadores de dos y tres devanados durante la prueba de factor de potencia.....	138
FIGURA 64. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a interruptores de gran volumen de aceite.....	141
FIGURA 65. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a interruptores aislados en vacío. ...	142
FIGURA 66. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de pequeño volumen de aceite.	143
FIGURA 67. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores en SF6.	144

FIGURA 68. Conexión para realizar la prueba factor de potencia a transformadores de corriente.	147
FIGURA 69. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a transformadores de potencial (1). 148	
FIGURA 70. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a transformadores de potencial (2). 149	
FIGURA 71. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a apartarrayos de una sección.	150
FIGURA 72. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a apartarrayos de varias secciones..	151
FIGURA 73. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectoras en modalidad aislamiento-soporte.....	153
FIGURA 74. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectoras en modalidad aislamiento de contactos.	154
FIGURA 75. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectoras modalidad todo el aislamiento.	155
FIGURA 76. Esquema de la construcción interna de los devanados de un transformador.	156
FIGURA 77. Polaridad sustractiva de un transformador.	157
FIGURA 78. Polaridad aditiva de un transformador.	157
FIGURA 79. Diagrama de un cambiador de derivaciones (Tap's).	159
FIGURA 80. Juegos de cables del equipo para realizar la prueba de TTR.	159
FIGURA 81. Transformadores de tres devanados conectados en estrella.	160
FIGURA 82. Transformadores de tres devanados conectado en delta.	160
FIGURA 83. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase A de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.	161
FIGURA 84. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase B de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.	161
FIGURA 85. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase C de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.	162
FIGURA 86. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase A de un transformador trifásico conectado en Estrella-Delta.	162
FIGURA 87. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase B de un transformador trifásico conectado en Estrella-Delta.	163
FIGURA 88. Magnetización simultanea de los devanados de un transformador.....	164
FIGURA 89. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de dos devanados conectados en Delta-Estrella.	166
FIGURA 90. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de dos devanados conectados en Estrella-Delta.	166
FIGURA 91. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de tres devanados.	167
FIGURA 92. Prueba de corriente de excitación a un transformador de dos devanados con el devanado de AT en delta.	170
FIGURA 93. Prueba de corriente de excitación a un transformador de tres devanados en conexión Estrella- Delta-Estrella.	171
FIGURA 94. Prueba de corriente de excitación a un transformador monofásico.	171
FIGURA 95. Diagrama Vectorial para el devanado de alta tensión de un transformador conectado en Delta.	172
FIGURA 96. Prueba de resistencia de contactos a interruptores de gran volumen de aceite.	177
FIGURA 97. Prueba de resistencia de contactos a interruptores de pequeño volumen de aceite, gas SF6 y circuit switchers.....	178
FIGURA 98. Prueba de resistencia de contactos a interruptores multicámara de bajo volumen de aceite y SF6.....	179

FIGURA 99. Prueba de resistencia de contactos a interruptores en vacío.....	179
FIGURA 100. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores de gran volumen de aceite o vacío.	183
FIGURA 101. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores de pequeño volumen de aceite, gas y circuit switchers.....	183
FIGURA 102. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores multicámara de pequeño volumen de aceite o gas SF6	184
FIGURA 103. Registro de los tiempos de apertura de las fases en un interruptor.....	185
FIGURA 104. Registros de los tiempos de apertura de las fases de un interruptor.	186
FIGURA 105. Esquema eléctrico del probador de tensión de ruptura dieléctrica.....	190
FIGURA 106. Medición de la tensión de ruptura con el método ASTM-D877	191
FIGURA 107. Medición de la tensión de ruptura con el método ASTM-D1816.	191
FIGURA 108. Prueba de factor de potencia al líquido aislante.....	194
FIGURA 109. Procedimiento de muestro de aceite aislante con jeringa de vidrio.	200
FIGURA 110. Triángulo de Duval para transformadores en servicio con aceite mineral.	213

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Tensiones eléctricas normalizadas en México.....	26
Tabla 2 Tensiones congeladas	27
Tabla 3 Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumento.	57
Tabla 4 Corriente asignada para transformadores de corriente de una o dos relaciones de acuerdo a la IEEE STD.C57.13.	60
Tabla 5 Corriente asignada para transformadores multirrelacion de acuerdo con la IEEE STD.C57.13.	61
Tabla 6 Algunos materiales con propiedades aislantes.	68
Tabla 7 Rigidez dieléctrica de algunos materiales dieléctricos que se utilizan en equipos eléctricos.	68
Tabla 8 Clasificación térmica de los sistemas de aislamiento de acuerdo a la IEEE STD 1-2000.	72
Tabla 9 Clasificación de los dieléctricos líquidos en función de la permitividad dieléctrica.	73
Tabla 10 Recomendación de periodicidad mínima de mantenimiento en equipo primario.....	79
Tabla 11 Recomendación de periodicidad de mantenimiento en equipo primario (continuación).	80
Tabla 12 Magnitudes recomendadas de tensiones de prueba de resistencia de aislamiento de acuerdo a las Normas ANSI/NETA MTS-2013 y NFPA 70B-2013.....	89
Tabla 13 Guía para la evaluación de índice de polarización e índice de absorción dieléctrica.	93
Tabla 14 Observaciones generales para interpretación de resultados en las lecturas tomadas en el método de lectura puntual (Spot) o de tiempo corto.	95
Tabla 15 Tabla para evaluación de resultados en lecturas obtenidas en el método de índice de polarización de acuerdo a la guía de pruebas para diagnóstico de aislamientos de Megger.	98
Tabla 16 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de dos devanados.	105
Tabla 17 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de tres devanados.	106
Tabla 18 Valores mínimos de resistencia de aislamiento entre núcleo y tierra en transformadores de potencia de acuerdo a la norma LyFC 1.0121K.	107
Tabla 19 Valores de resistencia de aislamiento a 20°C en transformadores de potencia (Westinghouse).107	
Tabla 20 Valores de resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco en servicio de acuerdo a la Norma ANSI/NETA MTS-2007.	108
Tabla 21 Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco, referidos a 20°C, de acuerdo a la norma ANSI/NETA MTS-2007. 108	
Tabla 22 Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco, referidos a 20°C, de acuerdo a la norma ANSI/NETA MTS-2007 (Continuación).	108
Tabla 23 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de gran volumen de aceite.	110
Tabla 24 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de vacío.	111
Tabla 25 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de bajo volumen de aceite.	112
Tabla 26 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores en SF6.	113
Tabla 27 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de potencial.....	116

Tabla 28 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de corriente.....	117
Tabla 29 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos de una sección.....	119
Tabla 30 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos de varias secciones.	120
Tabla 31 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en cuchillas.	122
Tabla 32 Valores típicos de factor de potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.	128
Tabla 33 Valores típicos de factor de potencia de aislamientos de equipos eléctricos.	128
Tabla 34 Factores de corrección por temperatura de factor de potencia de acuerdo a la Norma IEEE C.57.12.9 y a la Doble Engineering Company.	131
Tabla 35 Valores de tensión recomendados para realizar la prueba en transformadores de potencia sumergidos en aceite pero que se desean probar en ausencia del mismo.	133
Tabla 36 Valores de tensión recomendados para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores del tipo seco.	133
Tabla 37 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs BT-Tierra)	134
Tabla 38 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs Tierra).	135
Tabla 39 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (BT vs AT-Tierra)	136
Tabla 40 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de tres devanados.	137
Tabla 41 Valores recomendados de factor de potencia para transformadores de potencia y de distribución de acuerdo a la Norma ANSI/NETA MTS-2007.	138
Tabla 42 Interpretación de la magnitud de factor de potencia en transformadores de potencia.	139
Tabla 43 Valores de tensiones de prueba de factor de potencia recomendados para interruptores.	141
Tabla 44 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores de gran volumen de aceite.....	141
Tabla 45 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de vacío.	142
Tabla 46 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores de pequeño volumen de aceite.	143
Tabla 47 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores en SF6.	144
Tabla 48 Valores de pérdidas dieléctricas para interruptores en aceite aislante.	145
Tabla 49 Valores de tensiones de prueba de factor de potencia recomendados para transformadores de corriente.....	146
Tabla 50 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de corriente.	147
Tabla 51 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de potencial.	148
Tabla 52 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de potencial (2).	149
Tabla 53 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en apartarrayos de una sección.	151

Tabla 54 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en apartarrayos de varias secciones.	151
Tabla 55 Valores típicos de corriente y perdidas dieléctricas en apartarrayos autovalvulares.	152
Tabla 56 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas modalidad aislamiento-soporte.	153
Tabla 57 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas en la modalidad aislamiento de contactos.	154
Tabla 58 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas modalidad todo el aislamiento.	155
Tabla 59 Mediciones de corriente de excitación por el primer método alterno.	173
Tabla 60 Mediciones de corriente de excitación por el segundo método alterno.	173
Tabla 61 Mediciones de corriente de excitación por el tercer método alterno.	173
Tabla 62 Mediciones de corriente de excitación, combinación de métodos.	174
Tabla 63 Pruebas periódicas de control del aceite aislante en servicio.	189
Tabla 64 Efectos contaminantes en los resultados de las pruebas del aceite aislante.	190
Tabla 65 Interpretación de resultados aplicando el método ASTM D 1902.	195
Tabla 66 Gases típicos generados por las fallas incipientes en transformadores de potencia.	198
Tabla 67 Solubilidad en PPM de los gases típicos en un transformador.	202
Tabla 68 Métodos para el diagnóstico de fallas incipientes en transformadores.	204
Tabla 69 Método de los gases detectados de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104.	205
Tabla 70 Método de concentraciones normalizadas (90% de probabilidad) de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104.	206
Tabla 71 Porcentajes de concentración de gases en falla de arco eléctrico en el aceite.	206
Tabla 72 Porcentajes de concentración de gases en falla de descarga parcial en el aceite.	207
Tabla 73 Porcentajes de concentración de gases en falla de celulosa sobrecalentada.	207
Tabla 74 Porcentajes de concentración de gases en falla de aceite sobrecalentado.	208
Tabla 75 Guías Practicas para el análisis cromatográfico de gases disueltos en los transformadores en servicio (Doble Engineering)	208
Tabla 76 Método de los gases clave de la Universidad de California, Sacramento (Método CSUS).	209
Tabla 77 Guía para la frecuencia de muestreo en función del contenido total de gases combustibles.	209
Tabla 78 Componentes clave de Dornenburg.	210
Tabla 79 Tabla de las concentraciones límites de gases.	210
Tabla 80 Relaciones de gases de Durnenburg.	211
Tabla 81 Método modificado de las relaciones de gases de Rogers.	212
Tabla 82 Interpretación de la cromatografía de gases al aceite aislante de acuerdo a la Norma IEC 60599.	212
Tabla 83 Diagnostico del tipo de avería en transformadores con aceite mineral del triángulo de Duval. .	213
Tabla 84 Tendencia de formación de gases en transformadores en servicio de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104.	214
Tabla 85 Concentración máxima de gases en el aceite de transformadores después de muchos años en servicio.	215

CAPITULO 1

GENERALIDADES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

1.1. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia, la subestación es un subsistema habitual y de suma importancia por los diferentes propósitos para los cuales se diseña, existen diversos tipos y varias clasificaciones de acuerdo a su función y construcción específica.

Debido a que los centros de generación se encuentran normalmente alejados de los centros de consumo, las subestaciones hacen posible que los costos por el transporte de energía sean reducidos y lleguen con la menor cantidad de pérdidas como sea posible elevando el voltaje de 13.8 kV que es el voltaje entre líneas en una central generadora a niveles de transmisión, en México van de 69 a 400 kV.

De igual manera, en el sector industrial y comercial, la alta demanda de energía hace que el uso de subestaciones sea imperante para lograr la recepción de la misma. En un sistema industrial con alta demanda de carga inductiva, así como de diferentes equipos de electrónica de potencia que generan variaciones de la tensión debido a los armónicos generados por estos, las subestaciones juegan un papel importante para lograr mantener aisladas las sobretensiones y variaciones de la red, así como poder compensar el factor de potencia con un banco de capacitores instalado en paralelo a la carga dentro de la subestación. Por otro lado, en el sector comercial la distribución en BT a los circuitos de alumbrado y contactos, así como para pequeños motores y equipos especiales, se logra a través de la recepción de energía en niveles de MT que van de los 13.2 a 34.5 kV y transformándolos a voltajes menores como lo son 480, 220 y 127 Volts como lo establece la NOM-001-SEDE-2012.

Es por lo anterior que las subestaciones tienen estrecha relación entre la generación-transmisión-distribución-comercialización, ya que por cuestiones técnicas y de diseño (aislamiento, enfriamiento, diámetro de conductores, etc.) se emplean subestaciones para transformar un nivel de tensión a otro (de generación a transmisión o de transmisión a distribución por citar algunos casos), para poder tener un control monitoreado de las fallas por medio de los sistemas de protección previamente diseñados y calculados y para tener puntos de maniobra para la apertura y cierre de alimentaciones a diferentes circuitos de recepción o de suministro.

1.1.1 DEFINICION

Una subestación eléctrica por definición es un punto de interconexión conformado por un conjunto de equipos eléctricos utilizados para controlar el flujo de energía, cambiando los niveles de tensión y de corriente.

1.1.2 FUNCION Y CARACTERISTICAS DE OPERACIÓN DE UNA SUBESTACION

La subestación como lo menciona la definición citada, permite reducir o incrementar los niveles de tensión y de corriente, lo anterior debido a la flexibilidad que presenta el manejo de la CA en niveles de tensión elevados.

En concreto, la función principal de una S.E. es alimentar las redes de transmisión y distribución de forma continua e ininterrumpida, minimizar las pérdidas y brindar flexibilidad para la operación y el crecimiento de la red.

A continuación, se enlistan otras funciones no menos importantes de una subestación:

- Operatividad con normalidad del sistema.
- Corrección del FP.
- Aislamiento y seccionamiento de los equipos durante condiciones de fallas en tiempos reducidos.
- Reducción de los efectos de las fallas.
- Maniobras de operación para la desconexión y conexión de los equipos en caso de mantenimiento, reparación o salida de operación.
- Medición y monitoreo de los parámetros de energía (Volts, Amperes, Potencia y Frecuencia) para manutención de los límites tolerables ante una variación.
- Seguridad para el personal operario de la subestación.

La clasificación por su función más específica se detalla en secciones subsiguientes.

Para que una S.E. cumpla con las funciones para la cual se diseña y se construye, debe tener ciertas características para poder estar en funcionamiento.

Estas características deben ser tales que deben cumplir con las exigencias fundamentales: eficiencia en el funcionamiento y duración prolongada de vida útil en el equipo.

Desde el punto de vista técnico la vida útil del equipo es el tiempo en el cual está en condiciones de ofrecer eficiencia funcional a manera de que la operación sea correcta, que el número de fallas sea relativamente bajo y que las reparaciones que requiera el equipo no sean costosas y mermen el presupuesto.

Las características que debe ofrecer una subestación son las siguientes:

- Flexibilidad. Indica que la subestación debe ser adaptable a cualquier condición que se presente por diferentes circunstancias como por mantenimiento, cambios en el sistema y por fallas.
- Confiabilidad. La subestación debe mantener el suministro de energía durante un lapso determinado, bajo la condición de que al menos un elemento pueda salir de su operación para reparación o mantenimiento sin verse afectado el sistema.
- Seguridad. Indica que el suministro de energía debe ser continuo y sin interrupción durante alguna falla de los equipos de potencia, especialmente interruptores. La seguridad redonda en confiabilidad.
- Modularidad. Es la facilidad de maniobra y operación del sistema cuando este por necesidades del servicio requiera que se cambie de configuración.

1.2. TENSIONES NORMALIZADAS Y NORMAS DE APLICACION

En cualquier nivel de tensión eléctrica nominal de un sistema o parte de un sistema, las tensiones eléctricas reales existentes en varios puntos y tiempos de cualquier sistema eléctrico, deben estar comprendidas dentro de las normas y otras regulaciones aplicables, sean nacionales o internacionales.

De acuerdo a la coincidencia entre la norma mexicana y la internacional, el diseño y la operación tanto de los Sistemas Eléctricos como de los equipos que lo componen deben coordinarse de acuerdo a las tensiones nominales normalizadas de manera que se logre un desempeño óptimo.

La norma mexicana, así como la norma Internacional especifica los valores de tensiones eléctricas de acometidas o de suministro con objeto de:

- 1) Establecer las tensiones eléctricas nominales normalizadas y sus tolerancias para la operación de equipos eléctricos.

- 2) Establecer una clasificación de las tensiones eléctricas para equipos y sus tolerancias.
- 3) Establecer una nomenclatura uniforme, en cuanto a la terminología que se utiliza para las tensiones eléctricas.
- 4) Lograr un mejor conocimiento de las tensiones eléctricas que se asocian con sistemas eléctricos, a fin de lograr una operación y diseño económicos.
- 5) Coordinar las tensiones eléctricas del sistema con las de suministro y utilización, así como sus tolerancias.
- 6) Establecer las bases para el desarrollo y diseño de equipo, a fin de lograr una mejor armonización conforme a las necesidades de los usuarios.
- 7) Proveer una guía para la selección de las tensiones eléctricas de nuevos sistemas y para cambios en los sistemas eléctricos existentes.

En cuanto al campo de aplicación, los valores que se establecen en estas normas son aplicables a los sistemas eléctricos de potencia de CA a frecuencia de 60 Hz y para tensiones eléctricas mayores a 100 Volts hasta 400 kV.

1.2.1 NORMAS APLICABLES A LOS NIVELES DE TENSION Y NORMAS INTERNACIONALES DE CONCORDANCIA

Las normas mexicanas en las que se basa la normalización de las tensiones eléctricas se enlistan a continuación:

- NMX-098-2014 “Sistemas eléctricos – Tensiones eléctricas”
- NOM-001-SEDE-2012 “Instalaciones eléctricas (Utilización)”

Normas internacionales aplicables a la normalización de las tensiones eléctricas:

- IEC 60038 ed7.0 (2009-06) “IEC Standard Voltages”
- IEC 60364-1 ed5.0 (2005-11) “Low Voltages electrical installations Part 1: fundamental principles, assessment of general characteristics, definitions”
- ANSI C 84.1 – 2011 “Electric power systems and equipments – Voltage ratings (60 Hz)”

La NMX-098-2014 coincide básicamente con la norma Internacional IEC 60038 ed7.0 (2009-06) "IEC Standard Voltages", sin embargo, no es equivalente ya que difieren en dos puntos:

- 1) La norma internacional no contempla las tensiones de sistema 127 V, 23 800 V, 85 000 V y 161 000 V, las cuales son tensiones preponderantes en el sistema eléctrico de México.
- 2) La Norma Internacional contempla tensiones nominales a una frecuencia de 50 Hz, sin embargo, las tensiones presentes en el Sistema Eléctrico Nacional son de 60 Hz, de acuerdo al Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica y a la NOM-001-SEDE-2012.

1.2.2 CLASIFICACION DE LAS TENSIONES Y TENSIONES ELECTRICAS NORMALIZADAS EN MEXICO

Con base en la NMX-098-2014 y de acuerdo al nivel de tensión, las tensiones se clasifican en:

- Baja tensión, desde 100 Volts hasta 1000 Volts.
- Media tensión, mayor que 1000 Volts hasta 35 kV.
- Alta tensión, mayor que 35 kV hasta 230 kV.
- Extra alta tensión, mayor que 230 kV hasta 400 kV.

Por su ubicación en el sistema, las tensiones eléctricas se clasifican en:

- Tensiones de Generación
- Tensiones de Transmisión
- Tensiones de Sub Transmisión
- Tensiones de Distribución
- Tensiones de Suministro
- Tensiones de Utilización

Por su uso, las tensiones eléctricas se clasifican en:

- Tensiones eléctricas preferentes
- Tensiones eléctricas restringidas
- Tensiones eléctricas congeladas

La tabla 1 muestra las tensiones eléctricas normalizadas de acuerdo a la Norma Mexicana NMX-098-2014.

Clasificación	Tensión eléctrica nominal del sistema (*)			Tensión eléctrica de suministro		Tensión eléctrica nominal de utilización V (**)
	1 fase 3 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	máximo	mínimo	
Baja tensión	<u>120/240</u>	--	--	126/252	108/216	<u>115/230</u>
	--	--	208 Y/120 (1)	231/133,3	198/114,3	<u>208 Y/120</u>
	--	--	<u>220 Y/127</u> (2)	504/291	432/249,4	<u>460 Y/265</u>
	--	<u>480</u>	<u>480 Y/277</u>	504	432	<u>460</u>
Media tensión	--	<u>4 160</u>	--	4 368	3 744	<u>4 000</u>
	--	--	--	--	--	--
	--	<u>13 800</u>	<u>13 800 Y/7 970</u>	14 490	12 420	<u>13 200</u>
	--	--	--	14 490/8 366	12 420/7 171	--
	--	<u>23 000</u>	<u>23 000 Y/13 280</u>	24 150	20 700	--
	--	--	--	24 150/13 943	20 700/11 951	--
			36 225	31 050		
			36 225/20 915	31 050/17 927		
			Tensión máxima para equipo			
Alta tensión		89 000		72 500		
		85 000		123 000		
		<u>115 000</u>		123 000		
		138 000		145 000		
		161 000		170 000		
	<u>230 000</u>		245 000			
Extra alta tensión		<u>400 000</u>		420 000		

NOTAS

a) En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, por que la tendencia es su desaparición (véase Apéndice A);

b) El valor máximo y mínimo de la tensión eléctrica de suministro se obtiene al aplicar la tolerancia de +5 % y - 10 % al valor de la tensión eléctrica nominal del sistema;

c) Para disminuir la diferencia entre las bandas de tensión eléctrica (por ejemplo 120 V vs 127 V), se recomienda que la tolerancia para obtener la tensión eléctrica de suministro se reduzca a + 5 % y - 5 %, de acuerdo con los recursos disponibles y la interconexión de los diferentes tipos de cargas y fuentes.

d) Los niveles aquí establecidos y sus tolerancias sólo aplican para niveles de tensión eléctrica sostenidos a la frecuencia del sistema y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación por maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición como puede ser distorsión armónica, fluctuaciones de tensión, parpadeo y otros, razón por la cual se definen las responsabilidades siguientes:

- 1) El usuario es responsable de mantener su sistema eléctrico por debajo de los límites que especifique la compañía suministradora.
- 2) La compañía suministradora es responsable de la coordinación de los niveles de distorsión bajo condiciones normales de operación.
- 3) Las instalaciones eléctricas de los usuarios deben cumplir con las Normas Mexicanas NMX-J-610/3-3-ANCE, NMX-J-610/3-6-ANCE, NMX-J-610/3-7-ANCE y NMX-J-610/4-30-ANCE.

e) Para efectos de la variación en la tensión de utilización, es importante tener en cuenta que la NOM-001-SEDE recomienda que la caída máxima de tensión eléctrica de los circuitos alimentadores y derivados, hasta la salida eléctrica más alejada, no supere 5%, para una razonable eficacia de funcionamiento de los sistemas y de los elementos que lo componen.

(1) La tensión 208Y/120 no es una tensión que se encuentre dentro del sistema eléctrico del suministrador; sin embargo, se utiliza para el diseño de instalaciones eléctricas.

(2) La tensión 220Y/127, se suministrará en las cargas que así lo requieran por el tamaño y tipo de carga, siendo la tensión y sistema preferente de 120/240 y 1 fase 3 hilos.

(*) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.

(**) La tolerancia de la tensión eléctrica nominal de utilización está en función de la tensión eléctrica máxima de suministro y de la caída máxima permisible en la instalación del usuario.

Tabla 1 Tensiones eléctricas normalizadas en México.

Las tensiones nominales del sistema que comprende la Tabla 1 se aplican a todas las partes del Sistema Eléctrico, tanto para el suministrador como para el usuario.

Las tensiones eléctricas restringidas que se muestran en la tabla anterior son usadas comúnmente debido a factores económicos que requieren de su uso, no obstante, es preferente evitar su utilización.

En sistemas industriales los sistemas 4 160 V, 6 900 V y 13.8 kV, suministran normalmente energía a cargas polifásicas que incluyen motores de gran capacidad. Estas tensiones corresponden a motores con voltajes nominales de 4 000, 6 600 V y 13.2 kV.

Las tensiones nominales congeladas, se muestran en la siguiente tabla con referencia de la NMX-098-2014.

Tensión eléctrica nominal Congelada
kV
0,44
2,4
4,4
6,0
6,9
11,8
20
44
60
66
70
90
95
150

Tabla 2 Tensiones congeladas

Los equipos en las subestaciones se contruyen para operar a una tensión nominal y para una tensión máxima de servicio. Debido a que las tensiones varian de acuerdo a las perturbaciones del sistema, dichas perturbaciones deben mantenerse dentro de las limitantes definidas previamente en el diseño de los aislamientos.

El presente trabajo muestra informacion al respecto de los diferentes niveles de tensión, sin embargo el contenido de los temas subsiguientes son enfocados a subestaciones convencionales de Alta tensión, es decir subestaciones con tensión de operación mayor a 69 kV y que comprenden las niveles de transmisión y sub transmisión.

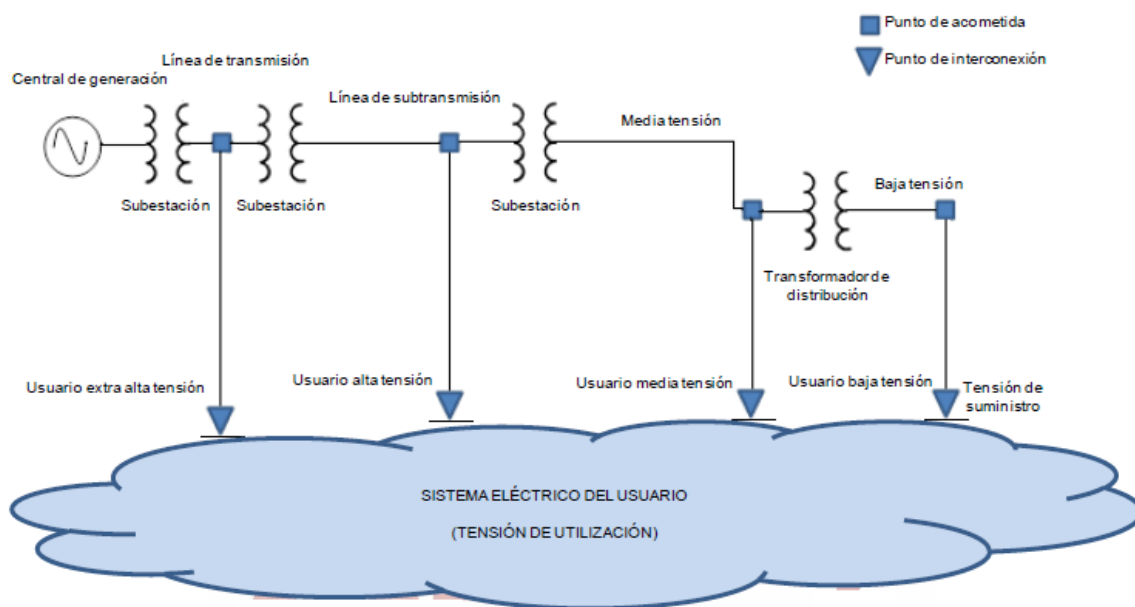


FIGURA 1. Diagrama unifilar de un SEP indicando los niveles de tensión normalizados.

1.3 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES

La clasificación de subestaciones se deriva de las necesidades de un sistema y la ubicación de estas dentro del SEP, ya que dependiendo su ubicación es su función y se determinan los requerimientos de cada una.

Es de suma importancia mencionar que de acuerdo a los criterios de diseño es de donde parte la clasificación, ya que existen diversos tipos de construcción que se ven directamente reflejados en las clasificaciones de las subestaciones. Así mismo, el tipo de aislamiento previamente indicado en el diseño y las diferentes configuraciones son parámetros claros para poder hacer una clasificación más específica.

La clasificación de subestaciones, como se menciona más adelante en esta sección, debe cumplir los criterios básicos de las características mencionadas en el punto 1.2 en donde se detallan y se describen las funciones y características de las subestaciones de manera general.

Tomando diferentes consideraciones desde el diseño y construcción, las subestaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:

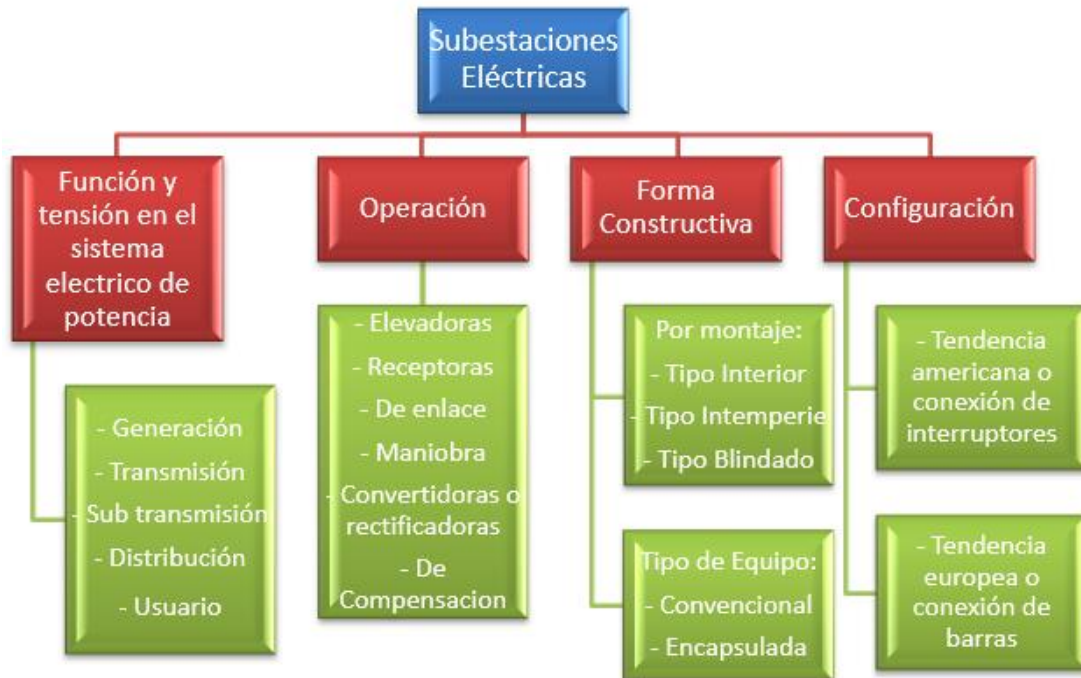


FIGURA 2. Clasificación general de las subestaciones eléctricas.

1.3.1 CLASIFICACION EN BASE A SU FUNCION Y TENSION EN EL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

- Subestación de Generación. Es la primera estación de la potencia generada en las centrales, su objetivo es elevar el voltaje de generación (13.8 kV) a niveles de transmisión (230 kV y 400 kV). En ocasiones alimentan circuitos de MT para consumidores locales.
- Subestación de Transmisión. Interconectan líneas de transmisión a voltajes de 400 kV y 230 kV provenientes de diversas centrales generadoras ubicadas a largas distancias y alimentan cargas elevadas. Generalmente se encuentran interconectadas de tal forma que la salida de operación de una central generadora no afecte el abasto de los grandes centros de consumo. Así mismo, alimentan redes de sub transmisión y de distribución.

- Subestación de Sub Transmisión. Alimentan redes de distancias moderadas con cargas medianamente altas, los niveles de tensión que manejan van desde los 69 kV hasta 138 kV, tienen cargas distribuidas a lo largo de la línea y a su vez también alimentan líneas de distribución reduciendo el voltaje a niveles de MT para abasto de energía a consumidores locales.
- Subestación de Distribución. Su función principal es reducir los niveles de transmisión y sub transmisión a voltajes de 13.2 kV, 23 kV y 34.5 kV para alimentar las redes de distribución y a los centros de consumo, sea el sector residencial o industrial en donde los transformadores de distribución instalados a lo largo de la red cumplen con la tarea de reducir los voltajes a niveles de BT para suministro al usuario final.
- Subestación de Usuario. Es la última estación de la energía antes de llegar al usuario final, normalmente estas subestaciones se encuentran en el sector industrial, en grandes centros comerciales o en complejos habitacionales muy extensos. La función es reducir los niveles de tensión que alimentan el lado primario del transformador ya sea en voltajes de AT para la industria o MT para el sector comercial y el residencial, haciendo muy variado el nivel de tensión que manejan en el devanado primario, así mismo en el devanado secundario pueden distribuir la energía en voltajes de 480 Volts, 220 Volts o 127 Volts para los equipos finales.

1.3.2 CLASIFICACION EN BASE A SU OPERACIÓN

- Subestación elevadora. En este tipo de subestaciones los generadores de las centrales se encuentran conectados en lado de baja tensión del transformador de potencia y a su vez la carga es alimentada a través del devanado secundario del transformador, elevando el voltaje a niveles muy altos para reducir la corriente que circula por los conductores para así disminuir las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y minimizando la caída de tensión a través de las líneas de transmisión.
- Subestación receptora. Modifica los parámetros de la energía reduciendo el voltaje y elevando la corriente, la carga se encuentra conectada en el devanado secundario del transformador para el suministro a las diferentes líneas conectadas. Dentro de las subestaciones receptoras se encuentran dos grupos:
 - Receptora primaria. Se encuentran alimentadas directamente por líneas de transmisión y reducen los voltajes a niveles de Sub transmisión y distribución.
 - Receptora secundaria. Son alimentadas por líneas de Sub transmisión y reducen el nivel de tensión para la distribución en voltajes de MT.

- Subestación de enlace. El mismo sistema las hace necesarias para brindar flexibilidad y confiabilidad en el suministro. Facilitan la interconexión y/o direccionamiento de la energía proveniente de las líneas de transmisión, habitualmente son el último punto de la transmisión, a su vez permiten ejecutar maniobras de conexión y aperturas de circuitos según las necesidades del servicio.
- Subestación de maniobra. Tienen como propósito dar continuidad y confiabilidad al servicio, se utilizan como nodos de entrada y de salida para interconectar varios sistemas y suministrar energía a otras subestaciones, sacar derivaciones y para conexión y desconexión de compensación reactiva o capacitiva. Estas subestaciones no reducen o elevan el voltaje, el nivel de tensión es único por lo tanto no cuentan con elementos de transformación.
- Subestación convertidora o rectificadora. Estas subestaciones son aquellas donde se alberga a los equipos destinados al control, reducción, medición y principalmente a la rectificación de la corriente, es decir rectifica la forma de onda de la corriente pasando de CA a CD en tensiones de 23 o 15 kV para convertirla a un nivel de tensión adecuado para el suministro, siendo el más común el de 750 Volts de C.C. en sistemas de transporte colectivo como el trolebús, el metro y ferrocarriles eléctricos.
- Subestación de compensación. Se utilizan para compensar las pérdidas de energía ocasionadas por diversos factores entre ellos el efecto Joule y la caída de tensión, así mismo son de gran utilidad para realizar compensaciones de energía reactiva o capacitiva por medio de bancos de capacitores o elementos inductivos.

1.3.3 CLASIFICACION EN BASE A SU FORMA CONSTRUCTIVA.

En la clasificación por su forma constructiva influyen factores relacionados con el medio ambiente y el espacio del predio en el que se situara la subestación, así como el tipo de aislamiento que se utilizara en los elementos primarios de acuerdo al diseño general, todos estos factores son previamente contemplados por la unidad de planeación y proyectos de la compañía ejecutante de la obra electromecánica que comprende una subestación.

El diseño conjuga un análisis sistemático del ciclo de vida de la subestación, determina los circuitos de alimentación y recepción de energía eléctrica, los números de patios de conexión y la ubicación general de la misma, por lo que también se determina el espacio en el que se ubicara posteriormente. Partiendo de estas consideraciones se tienen dos grupos para clasificar subestaciones en base a su forma constructiva.

1.3.3.1 CLAFISICACION POR MONTAJE

- Tipo Intemperie. Generalmente son utilizadas en sistemas de MT, AT y EAT por lo que suministran grandes cantidades de potencia a las cargas conectadas, requieren de un diseño y componentes electromecánicos capaces de soportar esfuerzos impuestos por las diferentes condiciones climatológicas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) y cumplir con las demandas funcionales exigidas. Su montaje es al aire libre y requieren de un terreno extenso para su construcción.



FIGURA 3. Subestación eléctrica tipo intemperie.

- Tipo Interior. Estas subestaciones generalmente son usadas en la industria o complejos comerciales grandes, el diseño comprende infraestructura de obra civil con el fin de resguardar los equipos y mantenerlos al margen de fenómenos ambientales como descargas atmosféricas, vientos, contaminación salina, industrial o agrícola, así como de la lluvia. Su montaje ocupa menos espacio que las subestaciones tipo interior.



FIGURA 4. Subestación eléctrica tipo interior.

- Tipo blindado. También llamadas subestaciones compactas, generalmente se utilizan en tensiones de distribución y tienen aplicación en los sectores industrial, comercial y de concentración pública, así como en instalaciones de alto riesgo como lo son áreas peligrosas. Los equipos se encuentran altamente protegidos y el espacio para su montaje es muy reducido.



FIGURA 5. Subestación eléctrica blindada o compacta.

1.3.3.2 CLASIFICACION POR TIPO DE EQUIPO

La clasificación por tipo de equipo, así como la clasificación por montaje depende del diseño de la subestación, en esta clasificación se diferencia por el tipo de aislamiento a utilizar en los equipos, pueden ser las convencionales aisladas en aire (AIS “Air Insulated Switchgear” por sus siglas en inglés) o encapsuladas en gas (GIS “Gas Insulated Switchgear” por sus siglas en inglés).

- Subestaciones convencionales o aisladas en aire (Air Insulated Switchgear). El montaje de este tipo de subestaciones es de tipo exterior, su construcción y diseño estructural hacen que se requiera mayor espacio para su instalación y los equipos eléctricos como interruptores, TC’S, TP’S y barras tienen exposición a la intemperie por lo que deben ser diseñados de tal forma de soportar inclemencias climatológicas diversas, estos equipos utilizan como medio de aislamiento el aire. Una de las ventajas de este tipo de subestaciones es que el costo de los equipos es menor además de no requerir un sistema de monitoreo de aire, no obstante, los equipos tienen menor vida útil por lo que se deben seguir estrictos programas de mantenimiento para alargar la vida de estos equipos.
- Subestaciones encapsuladas o aisladas en gas (Gas Insulated Switchgear). El montaje de las subestaciones GIS es de tipo exterior o interior, el diseño es modular y compacto por lo que su instalación no requiere de grandes espacios. Los equipos

eléctricos como interruptores, TC'S, TP'S y barras cuentan con aislamiento a la intemperie y se encuentran encapsulados en envolventes metálicas que utilizan como medio de aislamiento un gas dieléctrico denominado Hexafluoruro de Azufre (SF6), una de sus ventajas es que el tiempo de vida útil de los equipos es prolongado por lo tanto no requiere de programas de mantenimiento continuo, sin embargo el costo de estos es elevado además de requerir un sistema de monitoreo continuo del gas aislante.



FIGURA 6. Subestación eléctrica encapsulada o aislada en gas SF6 (GIS).

1.3.4 CLASIFICACIÓN EN BASE A SU CONFIGURACIÓN.

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos que operan a un mismo nivel de tensión y son las partes constitutivas de una subestación, de tal forma, que estos permitan de manera confiable el manejo, la transformación y la distribución de la energía, así como flexibilidad para el mantenimiento.

El tipo de configuración depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función para la cual fue diseñada la subestación. Por lo tanto, el tipo de configuración que se adopte va determinar el costo de la instalación ya que de esta depende la cantidad de equipos considerados en la configuración por lo que se ve reflejado en la adquisición de mayor área en el terreno y por consecuencia un costo más elevado.

Existen dos tendencias generales con respecto a los tipos de configuraciones para subestaciones, estas tendencias son la europea o conexión de barras y la americana o conexión de interruptores, dentro de estas dos tendencias existen diversas configuraciones que son aplicables tanto a subestaciones AIS como subestaciones GIS.

Los criterios utilizados para la selección de la configuración cuando se realiza el diseño son:

- a) Continuidad en el servicio
- b) Versatilidad de operación
- c) Facilidad de mantenimiento de los equipos
- d) Cantidad y costo del equipo eléctrico

Estos criterios se ven ampliamente relacionados con las características y funciones de una subestación descritas en la sección 1.1.2., a continuación, se describen las configuraciones más comunes en subestaciones de AT y EAT.

1.3.4.1 TENDENCIA EUROPEA O CONEXIÓN DE BARRAS

- Barra sencilla. Es una configuración que cuenta con un solo juego de barras colectoras, al cual se conectan las líneas y bancos de transformación por medio de un interruptor. Es la configuración más sencilla y por lo tanto es económica, simple y fácil de proteger. Una de las principales desventajas de esta configuración es que al estar conectados todos los elementos a la barra colectora, en caso de ocurrir una falla abrirán los interruptores dejando desenergizada la subestación, así mismo por cuestiones de mantenimiento en los interruptores o en la barra misma es necesario la suspensión total del servicio. Para contrarrestar esta problemática se instalan un juego de cuchillas seccionadoras utilizando el arreglo tipo "H", el cual permite dejar fuera la parte dañada abriendo estas cuchillas en caso de falla, cuestiones de reparación o mantenimiento y dejando en operación el resto del sistema.

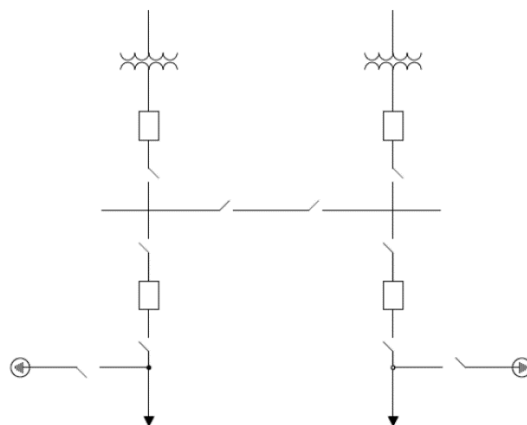


FIGURA 7. Configuración barra sencilla o tipo "H".

- Barra sencilla más *By-Pass*. La configuración aísla al interruptor para su mantenimiento o reparación manteniendo el suministro constante por un tiempo no muy prolongado, ya que el enclavamiento entre el seccionador de *by-pass* e interruptor no cuenta con dispositivo alguno de protección, lo que también nos indica que ante una falla en la barra con el seccionador de *by-pass* cerrado, el corte del suministro será en su totalidad.

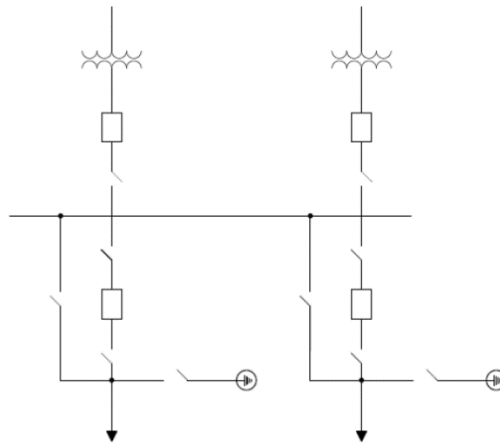


FIGURA 8. Configuración barra sencilla más By Pass.

- Barra principal y barra de transferencia. Esta configuración es una variante a la configuración de barra sencilla, en esta se mejora la confiabilidad por la falla o mantenimiento de un circuito agregando una barra de transferencia, un seccionador a cada circuito para la conexión a dicha barra y un interruptor para la unión entre las dos barras. Cada circuito puede conectarse por medio del interruptor de transferencia a la barra del mismo nombre, conservando el servicio del circuito respectivo durante una falla o mantenimiento del mismo siempre y cuando no existan fallas en el circuito. Al integrarse un juego de cuchillas seccionadoras en la barra principal y colocando el interruptor de transferencia entre ambas cuchillas se tiene la flexibilidad de dar mantenimiento de barras dejando fuera de operación únicamente la mitad de la subestación, logrando mantener en servicio uno de los circuitos correspondientes a la barra que se requiere aislar por medio del interruptor de transferencia y la barra de transferencia.

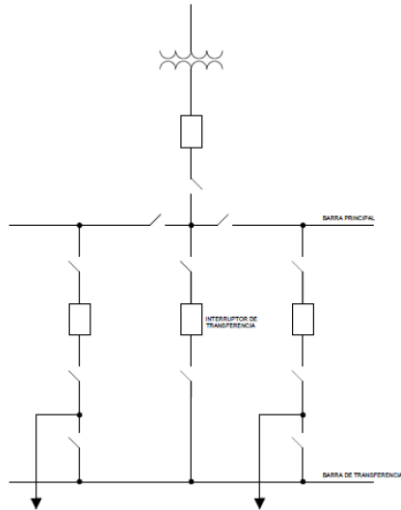


FIGURA 9. Configuración barra principal y barra de transferencia.

- Doble barra. La configuración se obtiene al instalar una barra adicional y un interruptor de amarre para el acoplamiento de las dos barras a la configuración de barra simple. Permite separar los circuitos en cada uno de los buses, lo cual da una posibilidad de separar los sistemas, la subestación opera con el interruptor de amarre y sus respectivos juegos de cuchillas en estado cerrado, para lo que, si se suscita una falla en el juego de barras, el interruptor opera dejando en servicio la mitad de la subestación durante el tiempo en el que se realizan las maniobras para librar las cuchillas de las barras en falla. Es posible dar mantenimiento a las barras sin suspender el servicio, sin embargo, para el mantenimiento de interruptores es necesario dejar fuera el circuito de salida.

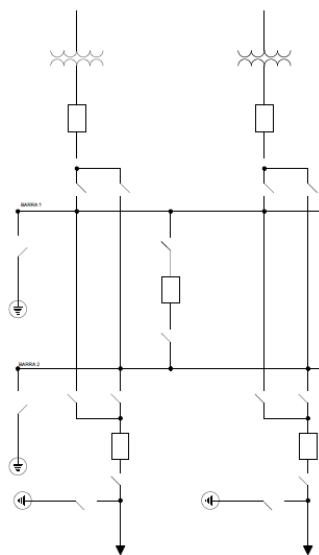


FIGURA 10. Configuración doble barra.

- Doble barra más *By-Pass*. La configuración se obtiene a partir de la doble barra adicionando un seccionador de by-pass al interruptor de cada salida además de otro seccionador adyacente para poder aislarlo. Con estas modificaciones a la configuración de doble barra, se puede operar la subestación complementariamente, con una barra siendo la principal y la otra siendo de transferencia, utilizando el interruptor de amarre como de transferencia para uno de los interruptores de la línea que se encuentre en mantenimiento o reparación. Cuando se tienen circuitos conectados a una y otra barra es necesario el corte del suministro de energía para poder dar mantenimiento a los interruptores. Otra de las variantes que presenta es la partición de una de las barras mediante interruptor o seccionador, la utilización de interruptores de acople en uno o en ambas mitades de la barra seccionada, etc. La amplia variedad de componentes hace que la configuración tenga un costo más elevado y más complejo para su operación.

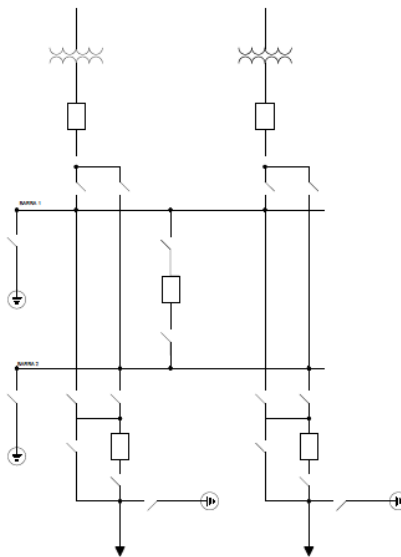


FIGURA 11. Configuración doble barra más By Pass.

1.3.4.2 TENDENCIA AMERICANA O CONEXIÓN DE INTERRUPTORES

- Anillo. La conexión en esta configuración se realiza mediante un anillo conformado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo. Cuando se requiere aislar un circuito por un periodo largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para poder cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo. La configuración es económica y confiable, ya que permite brindar continuidad en el servicio por falla o durante mantenimiento de un interruptor, sin embargo, no presente flexibilidad.

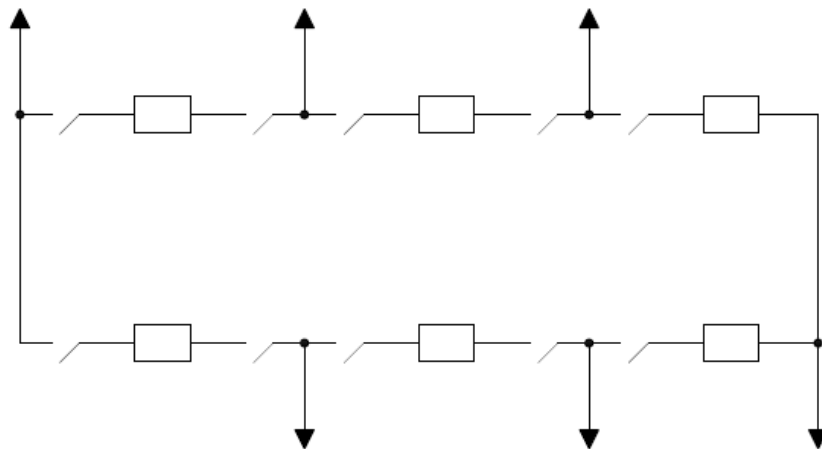


FIGURA 12. Configuración en anillo.

- Interruptor y medio. En este arreglo se conecta un juego de tres interruptores entre cada barra, este juego de interruptores es conocido como bahía, contando cada interruptor con un juego de TC's y un juego de cuchillas. En la mayoría de las ocasiones este arreglo es utilizado en subestaciones de gran potencia con niveles de AT y EAT, sobre todo en aquellas subestaciones destinadas a cumplir con la función de interconexión cuando forman parte de un sistema en anillo. Es de gran utilidad pues presenta perfecta continuidad en el servicio en cualquiera de sus variantes, lo que facilita el mantenimiento en cualquiera de sus barras o de sus interruptores sin la suspensión parcial o total del servicio y sin alterar el sistema de protección. En condiciones normales de operación todos los interruptores se encuentran cerrados y ambas barras están energizadas, cada una con su protección diferencial. En caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras, la protección diferencial opera enviando disparos a los interruptores asociados a la barra, sin dejar fuera de servicio ninguna línea o algún transformador. La disposición de esta configuración es utilizada en países no europeos adaptándose a subestaciones AIS y GIS.

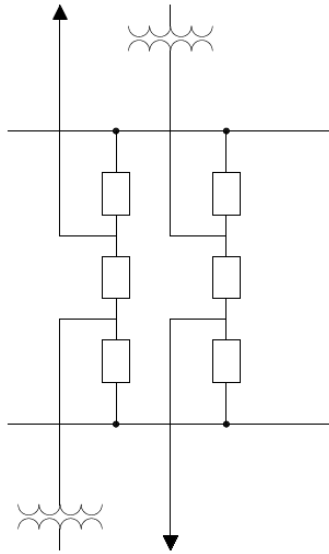


FIGURA 13. Configuración interruptor y medio.

1.4 COMPONENTES DE UNA SUBESTACION ELECTRICA

La subestación eléctrica, como lo dice su definición, permite controlar el flujo de energía transformando los niveles de tensión y de corriente para su generación, transmisión, distribución y consumo, estas actividades se realizan por medio de un conjunto de equipos eléctricos que permiten llevar a cabo al mismo tiempo las funciones descritas en la sección 1.1.2, por lo tanto es imperante reconocer ese conjunto de equipos eléctricos o bien, los componentes de una subestación y los grupos en los que se divide.

Los componentes se pueden clasificar de la siguiente manera

- A) Equipo primario
- B) Equipo secundario
- C) Servicios auxiliares

1.4.1 EQUIPO PRIMARIO

Son los equipos destinados a la operación del sistema para la recepción y distribución de la energía, así como de la transformación de los parámetros eléctricos en el patio de conexiones, estos equipos se encuentran diseñados para trabajar con tensiones elevadas.

- Transformadores de potencia
- Interruptores de potencia
- Cuchillas seccionadoras

- Transformadores de instrumento
- Apartarrayos

1.4.2 EQUIPO SECUNDARIO

Son todos los equipos destinados al control, comunicación, medición y protección instalados en los cuartos de control de la subestación, Su función consiste en facilitar la supervisión y operación de la subestación.

- Conductores de distribución en BT
- Conductores de control
- Banco de capacitores
- Barras colectoras
- Conductores de comunicación
- Alumbrado
- Equipo contra incendio
- Sistema de tierra
- Alarmas
- Aparatos de medición.

1.4.3 SERVICIOS AUXILIARES

Son el conjunto de instalaciones conectadas a una fuente de alimentación de corriente directa y corriente alterna para brindar respaldo a los equipos secundarios.

1.5 DEFINICION Y PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS PRIMARIOS EN UNA SUBESTACION.

1.5.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador es una maquina eléctrica estática que utiliza la acción de un campo magnético para la conversión de potencia eléctrica con un nivel de voltaje a potencia eléctrica con otro nivel de voltaje.

Este dispositivo, se considera el principal elemento de una subestación y consta de dos o más bobinas de conductores enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético. Las bobinas únicamente se encuentran conectadas por medio del flujo magnético que se encuentra dentro del núcleo.

Además de disminuir o elevar los niveles de tensión, otra de las funciones del transformador de potencia consta de la regulación de los niveles de tensión con el fin de mantener los niveles de tensión dentro de los límites de operación.

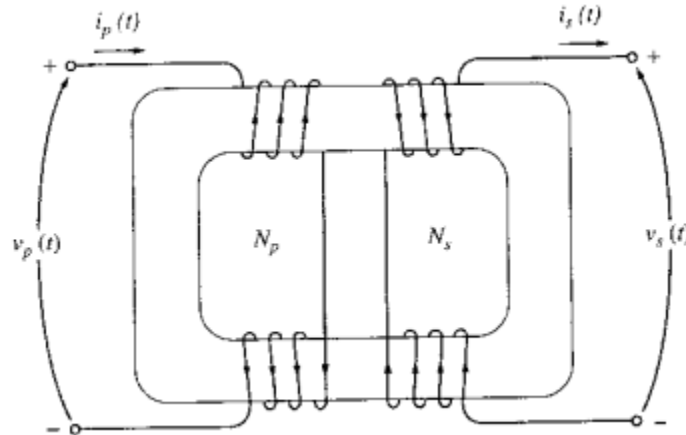


FIGURA 14. Esquema típico de un transformador ideal.

Donde

V_s = Voltaje secundario (V)

V_p = Voltaje primario (V)

I_p = Corriente en el devanado primario (A)

I_s = Corriente en el devanado secundario (A)

N_p = Numero de vueltas en el devanado primario

N_s = Numero de vueltas en el devanado secundario

Del esquema anterior, se puede obtener la relación de transformación.

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \alpha$$

Los transformadores de potencia se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a) Operación eléctrica.
- b) Forma Constructiva.

► Clasificación por su operación eléctrica.

- Transformador monofásico. Como su nombre lo dice, está diseñado para operar una sola fase. Por lo anterior, se requieren tres unidades para conformar un banco trifásico de transformación y cada unidad representa un tercio de la capacidad en

VA'S del banco de transformación. Por lo general, se suele utilizar una unidad de reserva en caso de que una de las unidades de fase entre en falla o salga de operación por mantenimiento.

- Transformador trifásico. Estos transformadores en una sola unidad tienen instalados los tres devanados para las tres fases del sistema, por lo cual es suficiente para poder satisfacer las necesidades del sistema.

Las capacidades de los transformadores monofásicos y trifásicos están normalizadas de acuerdo a la norma NMX-J-258-1996-ANCE.

► Clasificación por su forma constructiva.

- Transformador tipo seco. Estos transformadores tienen su parte activa en contacto directo con el entorno natural, se utilizan en interiores donde el espacio disponible es reducido y donde los requerimientos de seguridad en caso de incendio imposibilitan la utilización de transformadores sumergidos en aceite. Su refrigeración y aislamiento es el aire, utilizan resina epóxica como medio de protección en los devanados y presentan la ventaja de no requerir mantenimiento posterior a su instalación. Las potencias de estos transformadores suelen ser bajas y su nivel de tensión no es mayor a los 15 Kv's por lo que normalmente son utilizados en MT y BT.

- Transformador sumergido en aceite. Son utilizados a la intemperie en subestaciones de AT y EAT. Los circuitos eléctrico y magnético se encuentran sumergidos en aceite de origen vegetal, mineral o de silicona y funciona como medio de aislamiento y de enfriamiento. Los devanados están contruidos de aluminio o cobre suave, los cuales son protegidos y aislados con papel kraft, el núcleo está contruido de acero al silicio y normalmente son fabricados para operar con niveles por arriba de los 69 Kv's hasta los 400 Kv's aquí en México. Sus potencias suelen ser muy elevadas hasta de unas decenas de MVA's.

El transformador de potencia, específicamente los que son sumergidos en aceite, ya que son los utilizados en AT y EAT ya sean monofásicos o trifásicos están compuestos de tres partes:

► Parte activa

Son un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos.

- Núcleo. Conforman el circuito magnético del transformador, este es fabricado de lámina de acero al silicio con un espesor aproximado de 0.28 milímetros. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o bien, puede ir unido a la pared del tanque lo cual es una ventaja pues produce una mayor resistencia a los esfuerzos mecánicos durante las maniobras de transporte.
- Bobinas. Constituyen el circuito eléctrico del transformador y son fabricadas de cobre o aluminio. El recubrimiento de las bobinas es a base de papel kraft u otro medio aislante y este se define de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura de operación y las características del aceite en el que se encontrará sumergida. Los devanados tienen conductos de enfriamiento radiales o axiales que permiten fluir el aceite y el calor generado dentro del transformador en su interior, así mismo, cuentan con medios de sujeción para soportar los esfuerzos mecánicos ocasionados por las corrientes de corto circuito.
- Cambiador de derivaciones (Tap's). Es el mecanismo que permite regular el nivel de tensión de la potencia que fluye a través del transformador, su operación puede ser manual o automática y se instalan en el lado primario o en el lado secundario del transformador, siendo más conveniente ubicarlos en el lado primario debido a que el costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
- Bastidor. Se conforma por varios elementos estructurales los cuales rodean el núcleo y los devanados, su principal función es la de soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se presentan durante la operación del transformador.

► Parte pasiva

Es el tanque donde se aloja la parte activa del transformador, este es utilizado en transformadores donde cuya parte activa va sumergida en aceite.

El tanque debe ser hermético, brindar protección eléctrica y mecánicamente al transformador, ofrecer puntos de apoyo para las maniobras de carga y descarga del transformador, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales, además debe ser capaz de soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para poder disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, no sobrepasando los 55°C de temperatura dependiendo la clase térmica de aislamiento especificado.

► Accesorios

Los accesorios son dispositivos auxiliares en la operación y facilitan las labores de mantenimiento, los cuales son los que se muestran en la figura 15.

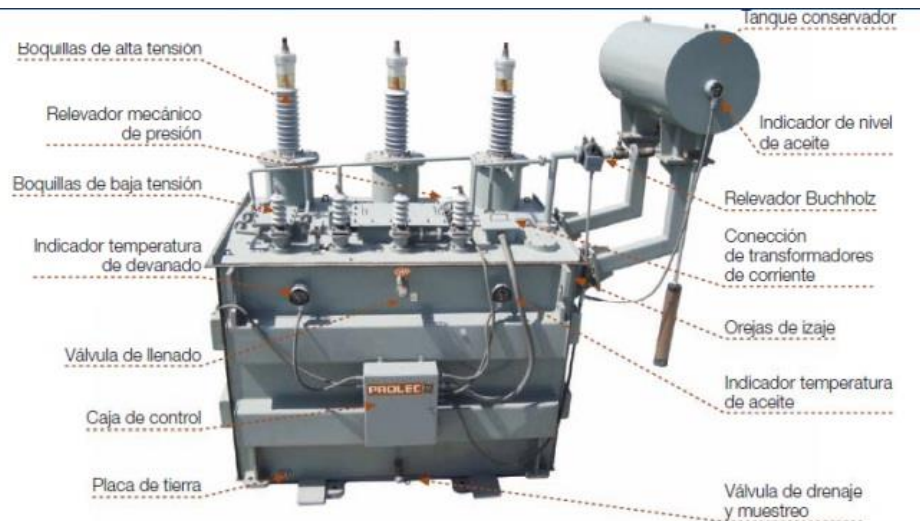


FIGURA 15. Accesorios de un transformador de potencia.

► Sistemas de enfriamiento en los transformadores de potencia.

A medida que la potencia de un transformador aumenta, es necesario adicionar enfriadores a través de los cuales se hace circular el aire por bombas y se sopla el aire sobre los enfriadores por medio de ventiladores ya que los radiadores y el tanque no alcanzan a disipar el calor generador por si solos.

Se debe resaltar la importancia del método de enfriamiento en un transformador, ya que este influye directamente en su tiempo de vida útil y en su capacidad de carga.

De acuerdo a la norma americana ASA C57-1048 se han definido y normalizado los métodos básicos de enfriamiento, mismos que se utilizan con la misma designación en México y se detallan a continuación.

► Transformadores tipo seco

- Tipo AA. Cuentan con enfriamiento propio, no contienen aceite ni otros líquidos para el medio de enfriamiento, su medio de aislamiento es el aire que rodea el núcleo y los devanados, por lo general son de capacidades de hasta 2000 KVA'S y operan con voltajes menores a los 15 Kv's.

- Tipo AFA. Su enfriamiento es por aire forzado, se utilizan para aumentar la potencia disponible en los que son del tipo AA y la capacidad se basa en la disipación de calor por medio de ventiladores o sopladores.
- Tipo AA / FA. Tienen enfriamiento y enfriamiento por aire forzado, la distinción entre este tipo y el tipo AA es que se le adicionan ventiladores para aumentar su capacidad de disipación de calor.

► Transformadores sumergidos en aceite

En los transformadores que son enfriados por aceite, las construcciones de los tanques pueden ser de lámina o acero común. Los tanques pueden ser lisos, con paredes onduladas o con tubos radiadores, según sea la capacidad de disipación que se desea.

- Tipo OA. Tienen enfriamiento natural y en estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro del tanque que contiene paredes lisas, corrugadas o bien que cuenta con tubos radiadores.
- Tipo OA / FA. Sumergidos en liquido aislante y cuenta con enfriamiento propio, así como con enfriamiento por aire reforzado, su funcionamiento es básicamente el mismo que el del tipo OA, a diferencia de que se adicionan ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies del enfriamiento.
- Tipo FOA. Son transformadores que se encuentran sumergidos en liquido aislante que cuentan con enfriamiento de aire forzado y aceite forzado. Su característica principal es que puedan absorber cualquier carga de pico cuando están a plena capacidad, ya que los ventiladores y las bombas de aceite se encuentran operando al mismo tiempo.
- Tipo OA / FA / FOA. Este tipo de enfriamiento tiene como propósito incrementar la capacidad de carga de los transformadores tipo OA, utilizando bombas y ventiladores, el aumento en la capacidad de carga se realiza en dos tiempos. El primero consiste en utilizar la mitad de las bombas y la mitad de los radiadores aumentando 1.33 veces la capacidad de carga en el tipo OA. El segundo tiempo inicia cuando se ponen en operación los radiadores y las bombas restantes logrando incrementar hasta 1.667 la capacidad de carga.
- Tipo OW. Utilizan el agua como medio de enfriamiento, la cual es conducida a través de serpentines que tienen contacto con el aceite que circula por convección

natural alrededor de los serpentines. El agua es drenada por gravedad o por medio de una bomba independiente.

- Tipo FOW. El enfriamiento de estos transformadores sumergidos en líquido aislante es por medio de aceite forzado y con enfriadores de agua forzada.

► Conexiones de los transformadores de potencia.

Existen dos maneras de la construcción de un banco trifásico de transformación, una de ellas es la de utilizar tres transformadores monofásicos y conectarlos entre sí para obtener las tres fases, la otra es la de un transformador con tres devanados que presenta la ventaja de ser más económico y un poco más eficiente. A continuación, solo se estudiarán las conexiones más comunes para los transformadores trifásicos.

- Conexión Y-Y (estrella – estrella)

El voltaje primario de cada fase viene dado por $V_{\phi p} = \frac{V_{Lp}}{\sqrt{3}}$, y a su vez el voltaje de línea en el devanado secundario del transformador se encuentra dado por la expresión $V_{Ls} = \sqrt{3}V_{\phi s}$, por lo tanto, la relación de voltaje a manera general en un transformador conectado en Y-Y se obtiene por:

$$\frac{V_{Lp}}{V_{Ls}} = \frac{\sqrt{3}V_{\phi p}}{\sqrt{3}V_{\phi s}} = a$$

Esta conexión tiene dos desventajas, la primera consiste en que los voltajes generados por la tercera armónica son de magnitudes muy elevadas, y la segunda, si las cargas conectadas al transformador no se encuentran equilibradas, los voltajes en cada uno de las fases pueden desequilibrarse a manera muy severa.

Estos dos inconvenientes pueden llegar a solucionarse incorporando un devanado terciario el cual se conecta en delta y conectando sólidamente a tierra los neutros del transformador, en especial el del devanado primario.

Las dos anteriores técnicas de solución, o al menos una, deben emplearse en la práctica siempre que se instale un banco Y – Y, aunque estos no sean tan comunes.

- Conexión Y-Δ (estrella – delta)

En esta conexión, el voltaje de línea en el devanado primario está relacionado con el voltaje de fase primario $V_{LP} = \sqrt{3}V_{\phi P}$, de igual manera, el voltaje de línea en el devanado secundario es igual al voltaje de fase en el secundario del transformador $V_{LS} = V_{\phi S}$. La relación de transformación en cada fase es:

$$\frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = a$$

Por lo que la relación de voltajes de línea en el primario y en el secundario vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{\sqrt{3}V_{\phi P}}{V_{\phi S}}$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \sqrt{3}a$$

El inconveniente que presenta esta conexión radica en que el voltaje secundario se desplaza 30° con respecto al voltaje primario, lo cual ocasiona problemas cuando se hace una puesta en paralelo de los secundarios de dos bancos.

- Conexión Δ - Y (delta – estrella)

En la conexión delta – estrella, el voltaje de línea en el devanado primario es igual al voltaje de fase primario $V_{LP} = V_{\phi P}$ y los voltajes secundarios están relacionados por la expresión $V_{LS} = \sqrt{3}V_{\phi S}$, por lo tanto, la relación línea a línea es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{\sqrt{3}V_{\phi S}}$$

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Esta conexión presenta el mismo inconveniente de desfase del voltaje secundario en 30° .

- Conexión Δ - Δ (delta – delta)

En una conexión delta – delta el voltaje de línea primario es igual al voltaje de fase primario $V_{LP} = V_{\phi P}$ y el voltaje de línea secundario es igual al voltaje de fase

secundario $V_{LS} = V_{\phi S}$, por lo que la relación entre los voltajes de línea en el primario y en el secundario son:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{\phi P}}{V_{\phi S}} = a$$

En esta conexión no se tienen problemas de desplazamiento de fase asociado y tampoco presenta problemas con cargas desequilibradas o armónicas.

1.5.2 INTERRUPTORES DE POTENCIA

Son equipos electromecánicos de maniobra destinados a la apertura y cierre de circuitos en una subestación eléctrica. Los interruptores en posición cerrada deben comportarse como un conductor ideal y en posición abierta deben ser un aislador ideal.

Los interruptores de potencia, junto con el transformador de potencia, son los elementos principales de las subestaciones aisladas en aire (AIS) y de las subestaciones aisladas en gas (GIS).

Bajo condiciones normales de operación, deben ser capaces de conducir permanentemente e interrumpir las corrientes nominales del circuito, así mismo, en condiciones de falla deben conducir por un tiempo determinado e interrumpir rápidamente las corrientes de corto circuito, en ambos casos el interruptor no debe producir sobretensiones que sean peligrosas para el sistema.

► Parte activa

Está constituida por las cámaras de extinción de arco que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

► Parte pasiva

Está constituida por los depósitos de aceite. Las funciones que desarrolla la parte pasiva son las siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Soporta los recipientes del aceite y el gabinete de control.
- c) Ofrece espacios para la instalación de los accesorios, así como puntos para el transporte y maniobras electromecánicas del interruptor.

► Accesorios

Los accesorios se constituyen de las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales y de soplado de aire.
- b) Válvulas de ruptura.
- c) Recinto de aislamiento.
- d) Contacto principal fijo y contacto de arco fijo.
- e) Contacto principal móvil y contacto de arco móvil.
- f) Varilla de conexión de aislamiento.

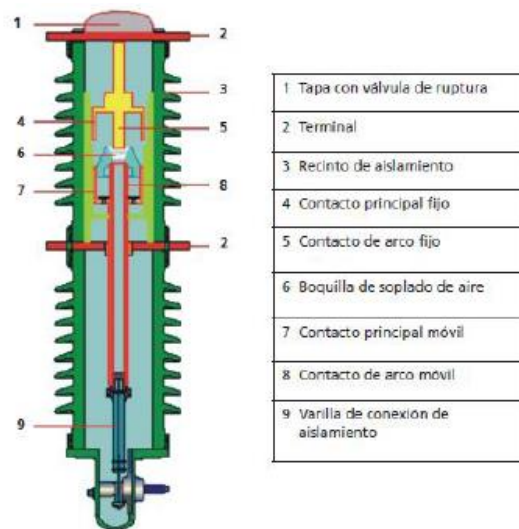


FIGURA 16. Composición constructiva de un interruptor de potencia.

Los interruptores de potencia se pueden clasificar de acuerdo a tres grandes grupos.

- a) Por su forma constructiva
- b) Por su medio de extinción del arco
- c) Por su mecanismo de operación.

► Clasificación por su forma constructiva.

- Interruptor de tanque vivo. El dispositivo de interrupción se encuentra en el tanque, el cual se ubica sobre soportes aislantes, los polos se conectan directamente al circuito de alta tensión, por lo tanto, el medio de interrupción se encuentra a potencial de línea, es decir, el tanque no se encuentra aterrizado.



FIGURA 17. Interruptor de potencia tipo tanque vivo.

- Interruptor de tanque muerto. Consiste en un tanque con potencial a tierra que contiene el medio de interrupción y a través de cuya tapa se hace la conexión al circuito de alta tensión mediante boquillas de porcelana que funcionan como aisladores.



FIGURA 18. Interruptor de potencia tipo tanque muerto.

► Clasificación por su medio de extinción.

- Interruptor en gran volumen de aceite. El arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación intensa de gas, lo que hace que la cámara emane un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, este tipo de interruptores en su forma constructiva son de tanque muerto y además de utilizar el aceite como medio de extinción lo utilizan como aislamiento.
- Interruptor en pequeño volumen de aceite. Este tipo de interruptores solo utilizan el aceite como medio de extinción, es por ello que, pequeñas cámaras de extinción se encuentran ubicadas en aisladores huecos o en los polos del interruptor, los cuales se soportan sobre una columna aislante que aíslan los polos entre si y contra tierra. Este tipo de interruptores en su forma constructiva son los de tanque vivo.

- Interruptor neumático (Aire comprimido). Los interruptores neumáticos se fabrican de tanque vivo, la extinción del arco se efectúa mediante un chorro de aire comprimido que barre con el aire ionizado provocado por el arco, la capacidad de ruptura aumenta a medida de la presión del aire. Este tipo de interruptores no provoca explosiones ni arden como los de aceite.
- Interruptor en Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Las cámaras de extinción operan dentro de este gas, el cual tiene una rigidez dieléctrica superior a la de otros materiales aislantes. Ayuda a enfriar el plasma generado por el arco y facilita la extinción del arco al pasar por cero la onda de corriente. Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura de este interruptor no genera un ruido estruendoso. Se fabrican tanto de tanque vivo como de tanque muerto.
- Interruptor en vacío. Los contactos se encuentran dentro de recipientes especiales en los que se tiene un vacío absoluto, el contacto fijo se encuentra sellado con la cámara de vacío y el contacto móvil de igual manera al otro extremo de la cámara de vacío. Al abrir los contactos dentro de la cámara, no se produce ionización, por lo tanto, no se requiere el soplado del arco ya que se extingue al paso por cero después del primer ciclo.

► Clasificación por su mecanismo de operación.

El mecanismo de operación, es el dispositivo que, por medio de la energía almacenada acciona el interruptor para la apertura o cierre del mismo.

Los 4 tipos de mecanismos de operación se detallan a continuación:

- Resortes. La energía se almacena cargando resortes tanto para la apertura como para el cierre, al efectuarse la operación de cierre, se carga el resorte de apertura, asegurando el disparo del interruptor. El resorte de cierre es recargado mediante un motor, de igual manera, es posible recargarlo manualmente por medio de una manivela que suministra el equipo.
- Neumático. La energía se almacena en forma de aire comprimido, son utilizados en interruptores neumáticos, pero no se limita a estos ya que también se emplean en interruptores de aceite y de gas SF₆. La presión del aire se mantiene constante por medio de un moto compresor existiendo diferentes alarmas de acuerdo a los niveles de presión.

- Hidráulico. El mecanismo de operación es muy similar al neumático, a diferencia de que opera con base en la presión del aceite. Son utilizados cuando se requieren tiempos de operación muy cortos debido a su rápida reacción.
- Hexafluoruro de Azufre. El interruptor utiliza su propio gas bajo presión como acumulador de energía para realizar la apertura o cierre del interruptor.

1.5.3 CUCHILLAS SECCIONADORAS

Son dispositivos electromecánicos que se emplean para aislar física y visiblemente un elemento de una subestación eléctrica, o bien, para conectar y desconectar elementos o circuitos de una subestación con el fin de ponerlos fuera de servicio para efectuar maniobras de operación o mantenimiento.

Las cuchillas seccionadoras operan a tensión nominal, pero no bajo carga, en las maniobras para apertura de cuchillas primero debe abrirse el interruptor del circuito.

Junto con los interruptores, son los principales equipos de maniobra dentro de una subestación, sin embargo, estas no se consideran un equipo de protección, no obstante, deben ser capaces de soportar corrientes nominales, sobrecorrientes y sobretensiones, además de corrientes de corto circuito durante un tiempo especificado.

Para poder realizar la apertura de cuchillas ya sea por maniobras de operación o mantenimiento, las cuchillas deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos en tal forma que el personal de campo puede efectuar las maniobras o el mantenimiento en condiciones óptimas de seguridad.



FIGURA 19. Cuchilla seccionadora o desconectadora.

En general, las cuchillas desconectoras deben cumplir con los siguientes requerimientos

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura.
- Conducir de forma continua la corriente nominal del circuito sin que exista una elevación de temperatura en los contactos y en los demás componentes de las cuchillas.
- Ser capaz de soportar por un tiempo determinado los esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos durante un corto circuito.
- Proveer seguridad en las maniobras de cierre y apertura sin la posibilidad de presentar falsos contactos aun en condiciones atmosféricas desfavorables.

Los elementos de conexión en las cuchillas se conforman por la cuchilla en uno de sus extremos y por el otro de una mordaza, que es un contacto con dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para una presión alta en el contacto y por lo tanto perdidas bajas por efecto Joule, en los puntos de contacto.

De acuerdo a su número de polos las cuchillas se pueden dividir en dos grupos que se detallan a continuación

► Monopolares

En este tipo de cuchillas cuando se encuentra en la posición cerrada, la navaja se encuentra insertada en un contacto que esta aprisionando a presión fuertemente la navaja para garantizar un buen contacto eléctrico. Dependiendo de la corriente nominal puede haber de una o más navajas, normalmente se emplean en tensiones de 15 a 69 Kv's.

► Tripolares

Consiste en el mismo mecanismo de acción que la cuchilla monopolar, diferenciándose que el mando acciona cortando las tres fases simultáneamente, habitualmente este tipo de cuchillas se emplean en sistemas con tensiones de 85 a 420 Kv's.

Las cuchillas también pueden clasificarse de acuerdo a su tipo de construcción. Los tipos constructivos más comunes son

- De doble apertura lateral. También conocida como cuchilla tipo DAL, basa su operación por medio de un brazo giratorio el cual realiza la apertura o cierre con los

contactos que se encuentran instalados en las columnas exteriores, el montaje de estas cuchillas es de manera horizontal.

- De apertura vertical. Está constituida por dos columnas aisladores soporte, una de ellas es fija y mantiene soportado el brazo móvil que abre o cierra los circuitos, la otra columna funge como contacto. Este tipo de cuchillas son utilizadas normalmente en subestaciones de 115 Kv's o menores y su montaje puede ser horizontal o vertical dependiendo del diseño de la subestación.

- De apertura horizontal central. Tienen un par de columnas tipo aislador soporte y un par de contactos móviles, las columnas giratorias de manera horizontal al momento de girar en direcciones opuestas forman un brazo único cerrando el circuito por medio de sus contactos.

- De apertura horizontal en V. Se conforma de un par de columnas tipo aislador soporte con cierto ángulo de inclinación de manera lateral, lo cual permite que los contactos móviles cierren o abran circuitos, este tipo de cuchillas se utiliza en sistemas menores a 138 Kv's, su montaje puede ser horizontal o vertical.

- Tipo Rodilla. Se conforman por un par de columnas aisladores soporte paralelas entre sí con un brazo articulado el cual se encuentra fijo en uno de los soportes, el montaje de estas es de manera horizontal y son utilizadas en sistemas con tensiones mayores a 230 Kv's.

- Tipo Pantógrafo. También conocida como tipo tijera, está conformada por una columna de aisladores que soporta la parte móvil. La apertura de contactos se realiza de forma vertical, lo que hace que normalmente sean utilizadas para la conexión de las barras de una subestación. La conexión se presenta cerrando el circuito cuando se eleva la tijera y haciendo contacto mediante la parte fija llamada trapecio, la cual se localiza en la parte superior de la cuchilla. Una de las principales ventajas que presenta es que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la subestación.

- Tipo Semi Pantógrafo. La operación de esta cuchilla es de manera similar al tipo pantógrafo, diferenciándose en el contacto móvil, pues esta se constituye por un solo brazo articulado. Comúnmente se emplea para la conexión entre barras y líneas que se encuentran a diversas alturas, razón por la cual su apertura y cierre se realiza de forma vertical.

Otra de las características de construcción de las cuchillas puede ser agrupada de acuerdo a su tipo de montaje.

- Montaje Vertical
- Montaje Horizontal

El mecanismo de operación de una cuchilla para su cierre y apertura se puede dividir en dos clasificaciones

► Manual

Para la apertura o cierre de la cuchilla se utiliza un sistema mecánico, el cual consiste en una manivela o palanca la cual se acciona para el cambio de posición en la cuchilla, generalmente este tipo de accionamiento se utiliza en tensiones de 69 a 115 Kv's.

► Controlado

El método para la apertura o cierre de las cuchillas es a base de un sistema electromecánico y se realiza por medio de un motor localizado dentro de un gabinete de control, una de sus ventajas es la operación manual y remota para sistemas con tensiones de 72.5 a 400 Kv's.

Dentro de una S.E., existen otro tipo de cuchillas que tienen un propósito específico dentro del sistema, estas son las cuchillas de puesta a tierra.

Las cuchillas de puesta a tierra son utilizadas como un elemento para hacer una conexión a tierra de los diversos equipos en una subestación, sus propósitos principales son los de brindar un medio más seguro y confiable para la conexión a tierra al personal que trabaje en estas áreas, asegurando que las condiciones de seguridad son adecuadas y confiables. Reducen la posibilidad de recibir una descarga de alguna parte de la subestación que permanezca energizada cuando se realizan actividades de inspección o mantenimiento.

La selección del tipo de cuchilla a utilizar básicamente depende del diseño de la subestación, específicamente del arreglo de las barras, el nivel de tensión, así mismo otros factores que influyen en la selección de estos equipos radican en el presupuesto asignado para la construcción de la subestación y el terreno disponible para la ubicación.

1.5.4 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Son dispositivos electromagnéticos que son empleados para reducir a escala la tensión y la corriente de los circuitos de una subestación eléctrica con el propósito de tener protección y medición de los elementos de una subestación.

La correcta selección de los transformadores de instrumento implica una disminución de capacidad en VAS y por consecuencia una reducción en costo y tamaño. Normalmente este tipo de transformadores se construye para operación en el devanado secundario con corrientes de 5 Amperes y tensiones de 120 Volts.

En el caso de los TCS, se conectan en serie con el circuito, mientras que los TPS se conectan en paralelo entre dos fases o entre fase y neutro. La dualidad que existe entre los TCS y TPS se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda a pasar de las funciones de un tipo de transformador a otro.

CONCEPTO	TRANSFORMADOR	
	POTENCIAL	CORRIENTE
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	Z2 disminuye	Z2 aumenta
Conexión del transformador a la línea	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario	En paralelo	En serie

Tabla 3 Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumento.

En resumen, las tareas principales de los transformadores de instrumento se detallan a continuación.

- Transformar las corrientes y las tensiones nominales de un valor alto a un valor bajo, con el propósito de ser manejables para los equipos de medición y protección.
 - Aislar el circuito de medición del sistema de alta tensión primaria.
 - Garantizar las posibilidades de normalización para los instrumentos y relevadores.
- A continuación, se estudian, por separado, las características principales de cada uno de los tipos de transformadores ya mencionados.

► Transformador de Corriente

Son dispositivos utilizados principalmente para reducir la corriente del devanado primario a una corriente menor con el propósito de alimentar los aparatos de medición o protección. La corriente del devanado secundario, es proporcional y con un ángulo de desfase cercano a cero respecto a la corriente primaria.

El devanado primario del transformador de corriente se conecta en serie con el circuito de AT, mientras que el devanado secundario es conectado con los instrumentos de medición o protección.

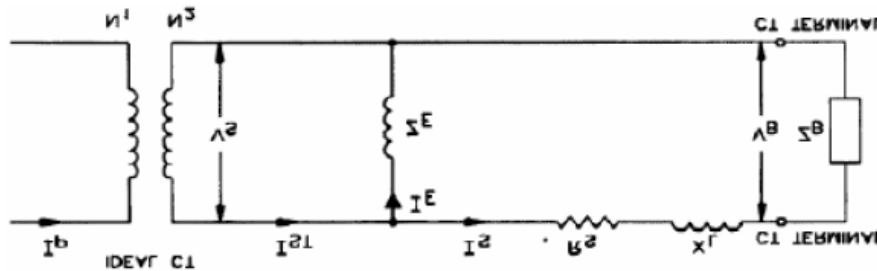


FIGURA 20. Circuito equivalente de un transformador de corriente conectado a la carga.

Donde

V_s = Tension secundaria (V)

I_p = Corriente primaria (A)

I_s = Corriente secundaria (A)

I_E = Corriente de excitacion (A)

I_{ST} = Corriente total en el secundario (A)

N_1/N_2 = Relacion de transformacion

Z_E = Impedancia de Excitacion (Ω)

R_s = Resistencia del secundario (Ω)

Z_B = Impedancia de la carga (Ω)

X_L = Reactancia de fuga (Despreciable en TCs Clase C)

Del circuito anterior, se puede obtener la relación de transformación del TC.

$$I_p(N_1) = (I_{ST})N_2 = (I_E + I_S)N_2$$

Las corrientes de magnetización en el núcleo del TC y las pérdidas de corriente ocasionadas por histéresis y las corrientes parasitas de Eddy, generan la corriente de excitación, esta a su vez genera una tensión en el devanado secundario que permite proporcionar corriente a la carga conectada al transformador. Si la tensión en la carga es de nivel bajo, la corriente de excitación de igual manera será de nivel bajo, sin embargo, si la tensión aumenta de igual manera la corriente aumentará.

Su construcción y operación es semejante a la de un transformador de potencia y su capacidad en VAS se determina en base a las cargas de los instrumentos a conectar.

La tensión del aislamiento en un transformador de corriente, debe ser mayor o igual a la tensión más elevada del sistema. En sistemas de Alta Tensión, normalmente se utiliza aislamiento a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico con boquillas de porcelana, tomando en consideración la altura, ya que las propiedades dieléctricas de los materiales y el aire disminuyen con la altitud.



FIGURA 21. Transformador de Corriente de CA.

► Clasificación de los Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente pueden ser clasificados en dos grupos.

- a) Clasificación en base a su construcción eléctrica.
- b) Clasificación en base a su operación.

- Clasificación en base a su construcción eléctrica.

Existen dos tipos de construcciones eléctricas para los transformadores de corriente, los cuales se detallan a continuación.

- Con varios núcleos. Contienen varios devanados secundarios independientes montados cada uno sobre su propio núcleo, el cual forma un conjunto con un único devanado primario cuyas espiras enlazan todos los núcleos secundarios.

- Devanado secundario con relación múltiple. En este tipo de transformadores la relación de transformación se puede variar por medio de los tap's en el devanado secundario, presentan el inconveniente de una disminución en la capacidad en las relaciones más bajas.

- Clasificación en base a su operación.

Los transformadores de corriente se pueden clasificar de igual forma en base a su método de operación y utilización. Las clasificaciones en base a estos parámetros es la siguiente.

- Transformador de medición. Estos transformadores como su nombre lo indica, su principal función es la de medir los parámetros de la corriente a través de los instrumentos conectados como pueden ser contadores de energía y otros instrumentos analógicos. Es imperante que estos transformadores reproduzcan fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. La precisión de estos transformadores debe garantizarse desde una pequeña fracción de la corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del 20% sobre el valor nominal.
- Transformador de protección. Estos transformadores, cuya función es la de proteger un circuito, deben conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal, Alimentan los relevadores de protección y dependiendo de las características de su funcionamiento, los núcleos de los TCS para protección pueden ser de varios tipos constructivos.

Relación sencilla	Corriente asignada	
	Doble relación con devanados primarios serie- paralelo	Doble relación con derivaciones en el devanado secundario
10: 5	25 × 50: 5	25 / 50: 5
15: 5	50 × 100: 5	50 / 100: 5
25: 5	100 × 200: 5	100 / 200: 5
40: 5	200 × 400: 5	200 / 400: 5
50: 5	400 × 800: 5	300 / 600: 5
75: 5	600 × 1 200: 5	400 / 800: 5
100: 5	1 000 × 2 000: 5	600 / 1 200: 5
200: 5	2 000 × 4 000: 5	1 000 / 2 000: 5
300: 5		1 500 / 3 000: 5
400: 5		2 000 / 4 000: 5
600: 5		
800: 5		
1 200: 5		
1 500: 5		
2 000: 5		
3 000: 5		
4 000: 5		
5 000: 5		
6 000: 5		
8 000: 5		
12 000: 5		

Tabla 4 Corriente asignada para transformadores de corriente de una o dos relaciones de acuerdo a la IEEE STD.C57.13.

Corriente asignada [A]	Taps secundarios	Corriente asignada [A]	Taps secundarios
600 : 5		3 000: 5	
50: 5	X2 - X3	300: 5	X3 - X4
100: 5	X1 - X2	500: 5	X4 - X5
150: 5	X1 - X3	600: 5	X3 - X5
200: 5	X4 - X5	1 000: 5	X1 - X2
250: 5	X3 - X4	1 200: 5	X2 - X3
300: 5	X2 - X4	1 500: 5	X2 - X4
400: 5	X1 - X4	2 000: 5	X2 - X5
450: 5	X3 - X5	2 200: 5	X1 - X3
500: 5	X2 - X5	2 500: 5	X1 - X4
600: 5	X1 - X5	3 000: 5	X1 - X5
1 200: 5		4 000: 5	
100: 5	X2 - X3	500: 5	X1 - X2
200: 5	X1 - X2	1 000: 5	X3 - X4
300: 5	X1 - X3	1 500: 5	X2 - X3
400: 5	X4 - X5	2 000: 5	X1 - X3
500: 5	X3 - X4	2 500: 5	X2 - X4
600: 5	X2 - X4	3 000: 5	X1 - X4
800: 5	X1 - X4	3 500: 5	X2 - X5
900: 5	X3 - X5	4 000: 5	X1 - X5
1 000: 5	X2 - X5		
1 200: 5	X1 - X5		
2 000: 5			
300: 5	X3 - X4	1 200: 5	X1 - X3
400: 5	X1 - X2	1 500: 5	X1 - X4
500: 5	X4 - X5	1 600: 5	X2 - X5
800: 5	X2 - X3	2 000: 5	X1 - X5
1 100: 5	X2 - X4		

Tabla 5 Corriente asignada para transformadores multirrelacion de acuerdo con la IEEE STD.C57.13.

Los transformadores de corriente, también se diferencian, mas no se clasifican, de acuerdo a su conexión, esta depende de los usos y diseño del sistema de protección.

- Conexión en estrella. En esta conexión se coloca un TC en cada fase, con los relevadores de fase en dos o tres de las fases para la detección de fallas de fase. En los sistemas aterrizados, se conecta un relevador en el común de los tres TC's para detectar cualquier falla a tierra o por el neutro. Cuando se utiliza en sistemas no aterrizados conectados de igual manera, puede detectar fallas a tierra múltiples de diversos alimentadores. Este tipo de conexión se utiliza en el lado conectado en delta del transformador de potencia.
- Conexión delta. Los secundarios de los tres TC's utilizados en la conexión, se interconectan antes de conectarlos a los relevadores, esta conexión es usada para la protección diferencial de los transformadores de potencia y se emplea en el lado conectado en estrella.
- Conexión delta abierta. Se utilizan tan solo 2 TC's y con esta conexión es posible lograr una protección contra fallas de fase en las tres fases, con la desventaja de

que solo ofrece protección contra fallas a tierra para las fases en las que se tiene un TC, como esta conexión no detecta las fallas de secuencia cero, rara vez se utiliza como única protección.

► Transformador de Potencial.

Son dispositivos empleados para aislar el circuito de baja tensión del circuito de alta tensión, transforman los niveles de alta tensión a niveles adecuados para la alimentación de los instrumentos de medición y protección, así mismo procuran que los efectos transitorios y de régimen permanente que se aplican en el circuito de alta tensión sean reproducidos fielmente en el circuito de baja tensión. Cuando se encuentran en condiciones normales de operación la tensión secundaria es proporcional a la tensión primaria, presentando un ligero desfaseamiento.

El devanado primario se conecta en paralelo con el circuito a controlar y el devanado secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección.

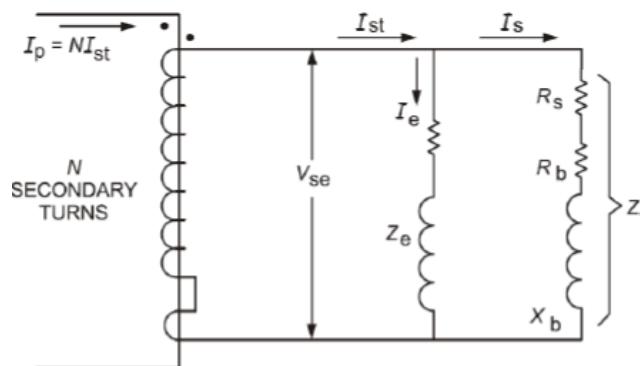


FIGURA 22. Circuito equivalente de un transformador de potencial.

- N = Numero de vueltas en el devanado secundario
- R_s = Resistencia del devanado secundario
- R_b = Resistencia de la carga en el secundario
- X_b = Reactancia de la carga en el secundario
- Z_T = Impedancia total en el secundario del transformador
- I_s = Corriente del secundario
- V_{SE} = Tension en el secundario
- Z_E = Impedancia de excitacion
- I_E = Corriente de excitacion
- I_{ST} = Corriente total en el secundario
- I_p = Corriente total en el primario

De lo anterior, se puede obtener la relación de corriente primaria y corriente secundaria de un transformador de potencial.

$$I_p = I_E + I_S = I_{ST}(N)$$

La potencia nominal en VAS de un TP se determina sumando las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario del transformador, más las pérdidas por efectos de las caídas de tensión que se producen en los conductores de alimentación.

Para altos niveles de tensión, los transformadores de potencial para uso exterior tienen su aislamiento a base de papel y aceite con boquillas de porcelana, sin embargo, el desarrollo tecnológico de los equipos ha evolucionado a la utilización de aislamiento a base de gas SF6.



FIGURA 23. Transformador de potencial tipo inductivo.

► Clasificación de los transformadores de Potencial.

Los transformadores de potencial se pueden clasificar de la siguiente forma

- a) Tipo inductivo
 - b) Tipo capacitivo
-
- Transformador de Potencial tipo inductivo.

Este tipo de transformador de Potencial puede ser construido para conexión fase a tierra o para conexión fase a fase. En tensiones comprendidas entre los 600 V y 72.5 Kv's los TP's tipo inductivo son predominantes. El costo de este tipo de

transformador es menor y no tienen la necesidad de la utilización de PLC's en los esquemas de protección y control.

- Transformador de Potencial tipo inductivo.

Se emplean para tensiones mayores a los 145 Kv's, este tipo de transformador si requiere la utilización de PLC's para los sistemas de protección y control, haciendo de ellos que su costo sea más elevado en comparación del tipo inductivo, Dentro de este tipo de transformadores existen los de alta capacitancia y los de baja capacitancia, normalmente, en cuanto a diferentes condiciones de operación y a las características de precisión, los de alta capacitancia son los más utilizados.

1.5.5 APARTARRAYOS

Son elementos de protección de los equipos en las subestaciones eléctricas que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores de potencia o desbalanceo de sistemas.

Los apartarrayos deben cumplir con ciertas características.

- 1) Comportamiento como aislador mientras la tensión aplicada no exceda un valor predeterminado.
- 2) Convertirse en conductor cuando la tensión alcanza el valor predeterminado.
- 3) Ser buen conductor a tierra de la onda de corriente originada por la onda de sobre tensión.

Dadas las características de un apartarrayos, estos deben cumplir con las siguientes funciones:

- Descargar las sobre tensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- Desaparecer la corriente de descarga cuando desaparece la sobre tensión.
- No deben operar con sobretensiones temporales de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Existen tres tipos de sobretensiones que se pueden agrupar de la siguiente forma:

- Sobretensiones de impulso por rayo. Son las que se generan por las descargas atmosféricas y tienen una duración de decenas de micro segundos.
- Sobretensiones de impulso por maniobra. Son las que se originan con la operación de los interruptores de potencia, producen ondas con frecuencia del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración de mili segundos.
- Sobre tensiones de baja frecuencia. Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrio en una red o por corto circuitos de fase a tierra, tienen una duración de algunos ciclos.

► Formas constructivas de los apartarrayos.

Existen dos grupos de pararrayos basados en su forma constructiva, estos grupos son los siguientes:

- a) De carbono de silicio (SiC)
- b) De óxido de zinc (ZnO)

- Apartarrayos de carbono de Silicio. También llamados auto valvulares o convencionales, están formados por resistencias no lineales de carbono de silicio, estas resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre cilindros. Estos elementos están envueltos en una capsula de porcelana que cumple la función de protegerlos de las condiciones ambientales, la capsula se llena con nitrógeno seco y se sella en los extremos con sellos elásticos.

El propósito del descargador es producir la ignición cuando se excede un valor de tensión, descargar el arco en la resistencia de descarga e interrumpir la corriente residual que resulte de la tensión del sistema.

El resistor del pararrayos actúa como una baja resistencia al flujo de las altas corrientes de descarga, limitando la tensión a través del pararrayos y a su vez actúa como una alta resistencia a las corrientes normales que corresponden a la tensión de frecuencia industrial del sistema, limitando de esa manera las corrientes residuales.

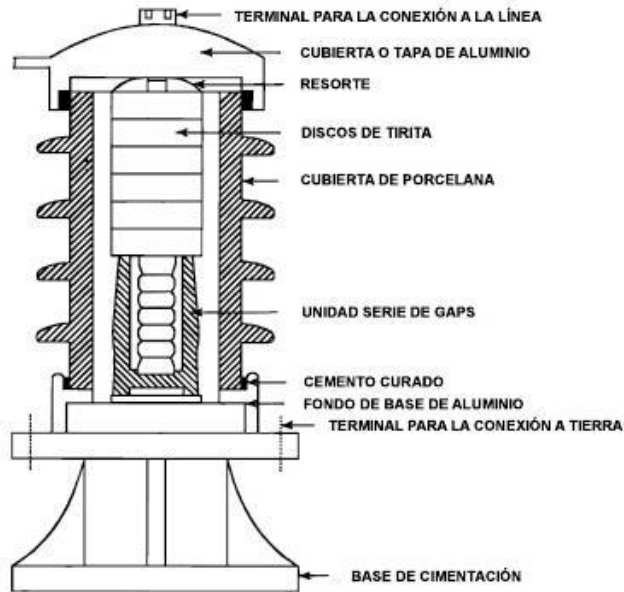


FIGURA 24. Esquema típico de un apartarrayos autovalvular.

- Apartarrayos de óxido de Zinc. Están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, hechas de óxido de zinc, se encuentran agrupadas en una columna hueca de porcelana, sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobre presión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

La tensión asignada de los apartarrayos, se selecciona de acuerdo con las sobre tensiones temporales de una falla a tierra, aunque también se debe tener consideración de la máxima tensión del sistema, así como de la contaminación del sitio para especificar las distancias de fuga.

Durante las sobre tensiones temporales producidas por una falla a tierra, en las fases que no están en falla, aumenta la corriente de fuga en los varistores de los pararrayos de ZnO, lo cual determina su capacidad térmica, por lo tanto, se necesita especificar la duración de corto circuito, la cual depende del tiempo de operación de los relés y del tiempo de apertura de los interruptores.

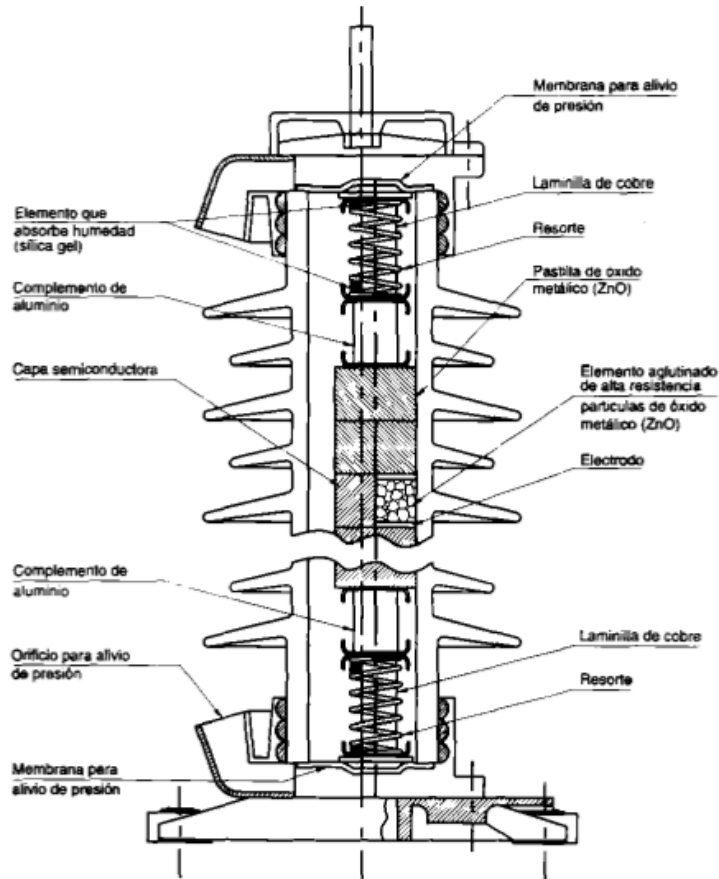


FIGURA 25. Esquema típico interno de un apartarrayos de óxido de zinc.

1.6 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS DIELECTRICOS

► Dieléctricos.

Son sustancias que tienen principalmente la propiedad electromagnética de ser polarizables por un campo eléctrico, por lo tanto, sirven como el medio en el cual es posible producir un campo eléctrico con un pequeño suministro de energía.

Los dieléctricos, debido a su propiedad de ser polarizables, poseen una baja conductividad eléctrica, sin embargo, estos tienden a convertirse en conductores cuando se sobre pasa el campo de ruptura, es decir, a medida que aumenta el campo eléctrico la rigidez dieléctrica disminuye, a tal punto que rompe dicha rigidez y el dieléctrico pasa de ser un aislante a ser un conductor.

Una diferencia importante entre los dieléctricos y los aislantes, radica en que todos los materiales dieléctricos son aislantes, empero no todos los materiales aislantes pueden ser dieléctricos.

► Aislantes.

Son materiales de muy baja conductividad eléctrica y una rigidez dieléctrica muy elevada, usualmente son utilizados para proveer la separación eléctrica entre conductores cuando se someten a una diferencia de potencial.

Cuando se les aplica una diferencial de potencial entre dos puntos, producen una corriente de magnitud despreciable.

GASEOSOS	LIQUIDOS	SOLIDOS
Aire	Aceite aislante	Celulosa
Vacío	Aceite de silicona	Porcelana
Hexafluoruro de azufre (SF6)	Agua destilada	Resina epoxica

Tabla 6 Algunos materiales con propiedades aislantes.

► Rigidez dieléctrica

Es el gradiente de potencial al cual ocurre la falla dieléctrica en un material aislante bajo condiciones de prueba especificadas.

Cuando la intensidad del campo eléctrico alcanza su valor límite, la tensión de ruptora hace que el material dieléctrico pierda su propiedad aisladora y pasa a convertirse en un conductor, es decir, la rigidez dieléctrica se rompe. Las unidades de la rigidez dieléctrica son:

$$Rigidez\ dielectrica = \frac{Voltios}{Metros} = \frac{V}{m}$$

Dieléctrico	Rigidez dieléctrica en Volts por milésima de pulgada
Aire	75
Baquelita	400
Aceite Aislante	500
Cloruro de polivinilo	500
Polietileno	1100
Papel impregnado en aceite aislante	1200-1500

Tabla 7 Rigidez dieléctrica de algunos materiales dieléctricos que se utilizan en equipos eléctricos.

► Tensión de ruptura dieléctrica.

Diferencia de potencial a la cual se rompe la rigidez dieléctrica de un material aislante perdiendo sus propiedades dieléctricas y convirtiéndose al material en conductor.

► Bifenilos policlorados.

Son hidrocarburos aromáticos clorados en desuso como líquidos dieléctricos, estos fluidos sintéticos son altamente contaminantes, poseen una temperatura de inflamación elevada y son no biodegradables.

► Aceite aislante

Es un material dieléctrico líquido de baja conductividad eléctrica y alta rigidez dieléctrica, se utiliza para fines de aislamiento, enfriamiento y extinción de arco eléctrico en los equipos eléctricos cuando se someten a una diferencia de potencial (operación bajo carga).

► Aceite aislante no inhibido.

Es un aceite aislante mineral que no contiene anti oxidantes, pero puede contener otros aditivos.

En Europa un contenido de anti oxidante (diterbutil paracresol) de 0.08% por peso, se considera como aceite aislante no inhibido.

► Aceite aislante no inhibido.

Es un aceite aislante mineral que contiene anti oxidantes.

En Estados Unidos de América, un contenido de anti oxidante (diterbutil paracresol) de 0.03% por peso, se considera como aceite aislante inhibido tipo II.

► Polarización.

Desplazamiento limitado de las cargas eléctricas en el dieléctrico cuando se someten a un campo eléctrico.

► Conductividad volumétrica.

Es la propiedad de los materiales de conducir una corriente eléctrica a través de su volumen.

- ▶ Resistividad volumétrica.

Es la propiedad de los materiales que impide la conducción de una corriente en su volumen, entre mayor sea la resistividad menor será su capacidad de conducción.

- ▶ Permitividad dieléctrica.

Es la relación de la capacitancia de un dieléctrico para una configuración de electrodos dada, a la capacitancia de la misma configuración con el vacío como dieléctrico entre electrodos.

- ▶ Factor de potencia

El factor de potencia de un material dieléctrico, es la relación entre la potencia disipada en el material en watts al productor del voltaje y la corriente en volts-amperes cuando se prueba bajo una tensión sinusoidal de corriente alterna.

- ▶ Factor de disipación.

En un material dieléctrico es la tangente del ángulo de pérdidas dieléctricas.

- ▶ Pérdidas dieléctricas.

La pérdida dieléctrica es la relación de tiempo a la cual la energía eléctrica se transforma en calor en un material dieléctrico cuando se somete a un campo eléctrico.

- ▶ Descarga disruptiva.

El término se emplea para designar el grupo de fenómenos asociados con la falla del aislamiento por el efecto de un campo eléctrico, lo que implica una fuerte caída de tensión y el paso de la corriente eléctrica. Se aplica a la falla dieléctrica en aislamientos sólidos, líquidos, gases y combinaciones de estos.

- ▶ Flameo.

Se utiliza el término cuando la descarga disruptiva se presenta a lo largo de la superficie externa de un aislamiento sólido cuando este se encuentra en un medio aislante de gas o líquido.

► Arqueo.

Es cuando la descarga disruptiva se presenta entre electrodos a través de un aislamiento líquido o gaseoso.

► Perforación.

Es cuando la descarga disruptiva se presenta a través de un aislamiento sólido.

1.6.1 CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES DIELECTRICOS Y MODOS DE RUPTURA DIELECTRICA.

Los materiales dieléctricos como se mencionó anteriormente, tienen la propiedad de ser polarizables cuando se someten a un campo eléctrico, lo que permite que pasen de ser aislante a conductores. Las características más importantes de estos materiales son las siguientes

- A) Alta resistencia de aislamiento que no permite el flujo de la corriente eléctrica.
- B) Alta rigidez dieléctrica para soportar las sobre tensiones.
- C) Excelentes propiedades de conducción de calor para permitir el buen enfriamiento.

Los modos de ruptura dieléctrica se enlistan a continuación

- A) Falla debido a pérdidas dieléctricas excesivas
- B) Falla debido a esfuerzos por sobretensiones.

Designación	Clase 90 (Y) U (0)	Clase 105 (A)	Clase 120 (E)	Clase 130 (B)	Clase 155 (F)	Clase 180 (H)	Clase 200 (N)	Clase 220 (R)
Temperatura permisible máxima en Grados centígrados	90	105	120	130	155	180	200	220
Materiales Típicos	Celulosa no impregnada, algodón o seda.	Celulosa no impregnada, algodón, seda y resina fenólica	Triacetato de celulosa	Mica, fibra de vidrio, asbesto con aditivo para 130° C	Mica, fibra de vidrio y asbesto con aditivo para 155° C	Mica, fibra de vidrio y asbesto con aditivo para 180° C	Mica, fibra de vidrio y asbesto con aditivo para 200° C	Mica, porcelana, vidrio, cuarzo, y otros materiales orgánicos para 220° C

Tabla 8 Clasificación térmica de los sistemas de aislamiento de acuerdo a la IEEE STD 1-2000.

1.7 COMPORTAMIENTO DE LOS ACEITES AISLANTES.

1.7.1 FUNCIONES DEL ACEITE AISLANTE EN LOS TRANSFORMADORES E INTERRUPTORES DE POTENCIA.

Los interruptores de potencia y los transformadores, constituyen parte del equipo primario de una subestación, ambos de los equipos esenciales para el suministro de energía y el corte de la misma en caso de fallas. Los altos voltajes presentes en estos equipos, así como las corrientes que circulan por ellos, hacen que el sistema de aislamiento no solo sea el adecuado, sino que se mantenga en óptimas condiciones para asegurar el correcto funcionamiento de ambos y garantizar la operatividad del sistema, así como la seguridad del personal dentro de la subestación. Las principales funciones de los aceites aislantes utilizados en transformadores e interruptores de potencia son las siguientes

- Proveer al equipo eléctrico un aislamiento adecuado.
- Conducir y disipar el calor generado en el equipo eléctrico.
- Extinguir el arco eléctrico y arrastrar las partículas que se forman durante el mismo.
- Proteger al aislamiento sólido contra la humedad y el aire.

Tipo	Permitividad dieléctrica aproximada	Resistividad Volumétrica $\Omega\cdot m$	Conductividad dieléctrica $\Omega^{-1} - m^{-1}$	Ejemplo de aplicación	Comportamiento
No Polar	2	10^{14}	10^{-14}	Aceite aislante	Pobrementemente ionizable, magnífico dieléctrico
Medianamente Polar	6	10^8	10^{-8}	Askarel	Pobrementemente ionizable, buen dieléctrico pero poco utilizado por su alta toxicidad.
Fuertemente Polar	≥ 20	$10^{10} - 10^{12}$	$10^{-10} - 10^{-12}$	Nitrobenceno	Moderadamente ionizable.
Fuertemente Polar (Moléculas no asociadas) (Moléculas asociadas)	≥ 20	$\geq 10^8$	$\geq 10^{-8}$	Agua	Muy ionizable, en forma destilada es un buen dieléctrico.

Tabla 9 Clasificación de los dieléctricos líquidos en función de la permitividad dieléctrica.

1.7.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VELOCIDAD DE ENVEJECIMIENTO Y AFECTAN LA VIDA UTIL DEL ACEITE EN SERVICIO.

Los aceites aislantes están sujetos a un envejecimiento normal, debido a las condiciones de operación del equipo eléctrico en servicio.

En los transformadores de tanque sellado, el aceite aislante puede estar directamente en contacto con el aire atmosférico, sometiéndose a oxidación acelerada por la presencia de aire, temperatura y catalizadores (cobre, hierro, compuestos metálicos disueltos, etc.).

Una vez que se inicia la degradación del aceite aislante, los productos de descomposición actúan como catalizadores, acelerando cada vez el envejecimiento, afectando al aislamiento sólido de celulosa y acortando la vida útil de los equipos.

Como consecuencia, se presenta un cambio de color en el aceite aislante y se forman productos ácidos. El factor de potencia puede incrementarse, la tensión interfacial disminuye y puede ocurrir formación de lodos en los devanados de los transformadores, dificultando la circulación del aceite aislante por los ductos y los radiadores, lo anterior cuando existe un estado avanzado de oxidación.

El envejecimiento del aceite se debe principalmente a la descomposición de hidrocarburos originales en elementos más ligeros y menos estables, que se combinan con el oxígeno del aire disuelto y algunas otras impurezas presentes para formar compuestos químicos más pesados que se depositan en los devanados y en el fondo del tanque en forma de lodos, ocasionando así que aumente la temperatura de operación del equipo eléctrico.

Las partes que determinan la vida útil del equipo eléctrico son sus aislamientos, por lo tanto, es importante poder evaluar el deterioro del aceite con el tiempo y determinar oportunamente el momento en que es necesario reacondicionarlo, regenerarlo o cambiarlo, antes de que se dañe el aislamiento sólido del equipo eléctrico.

El aceite aislante contiene mucha información sobre el estado del funcionamiento de un transformador o un interruptor, en cuanto a la degradación del aceite mismo, al deterioro del papel aislante, a los problemas de sobrecarga del transformador, a la presencia de fallas incipientes y problemas de otros componentes por ejemplo las bombas del aceite, por esta razón resulta muy importante evaluar de manera frecuente el aceite aislante en servicio.

Está comprobado que las propiedades dieléctricas del aceite aislante que se utiliza en los equipos eléctricos, disminuyen siempre en servicio con el transcurso del tiempo y las causas más comunes que contribuyen a disminuir con estas propiedades se definen a continuación:

- **Humedad.** Es la causa principal, el aceite la absorbe del medio ambiente por efecto de las dilataciones y contracciones térmicas sucesivas del aceite aislante que provienen de las variaciones de la carga y de la temperatura del ambiente. Otra parte de la humedad puede formarse en el interior de los aislamientos del equipo eléctrico por la acción química del oxígeno, debido a la degradación de los hidrocarburos del aceite aislante.

La solubilidad del agua en el aceite depende principalmente de su estructura química, de la temperatura, del grado de envejecimiento y de la contaminación. Arriba de los límites de saturación, el agua se encuentra en suspensión o en el fondo del recipiente que contiene al aceite aislante.

La presencia de humedad en un aceite aislante provoca un aumento del potencial ácido y corrosivo de dicho aceite aislante sobre los metales y materiales celulósicos, aumentando por lo tanto la descomposición de los aislamientos de celulosa y las sales metálicas de ácidos orgánicos, con estos se acelera el envejecimiento del aceite aislante y de los materiales sólidos.

- **Temperatura.** La temperatura en presencia de oxígeno produce un cambio gradual físico-químico en el aceite aislante, su magnitud depende de la cantidad de calor, el tiempo y la acción catalítica de los metales que constituyen el equipo eléctrico. El calor conjuntamente con el oxígeno afecta principalmente a los hidrocarburos no saturados, que pueden precipitarse en forma de ácidos, óxidos, alcoholes, jabones metálicos, aldehídos, cetonas, lodos, etc.
- **Catalizadores.** Los metales se usan bastante en la manufactura de los equipos eléctricos, por ejemplo, el cobre y el aluminio se utilizan en los devanados de los transformadores, el acero se utiliza en el tanque, refuerzos, herrajes y algunos soportes, el acero al silicio se utiliza en el núcleo, etc. Todos estos materiales presentan determinada intensidad de efecto catalítico sobre la oxidación del aceite aislante.
- **Oxígeno disuelto.** El oxígeno tiene una solubilidad en el aceite aislante alrededor del 16% a una presión de 760 mmHg y 25° C. La presencia de oxígeno en el aceite aislante es nociva, por que ocasiona el fenómeno de descargas parciales y además, se puede combinar con otros hidrocarburos para formar productos de oxidación, como lo son ácidos, alcoholes, peróxidos, aldehídos, agua, etc., que a su vez forman lodos, los cuales pueden estar disueltos en el aceite o libres depositados en los devanados, en los ductos de enfriamiento y en el fondo del tanque.
- **Gases disueltos.** Existen gases disueltos en el aceite aislante que independientemente de que sean inertes, pueden ser peligrosa su presencia en los equipos eléctricos que trabajan con un campo eléctrico intenso, ya que en estado de saturación por cualquier cambio de presión y temperatura se pierde el equilibrio, quedando libres estos gases en forma de burbujas, existiendo el peligro de formación de descargas parciales, debido a la redistribución del campo eléctrico por falta de homogeneidad de la permitividad dieléctrica.
- **Intensidad del campo eléctrico.** El campo eléctrico es uno de los factores que aceleran el envejecimiento del aceite aislante y de los materiales sólidos que constituyen el equipo eléctrico. Los avances tecnológicos en la fabricación de los equipos eléctricos modernos, permiten contar con equipos de menor volumen y peso, con la finalidad de reducir los costos de manufactura de transporte.
- **Impurezas.** Existen impurezas que pueden afectar la vida útil de los aceites aislantes en servicio, tales como partículas de polvo, fibras, polvos metálicos, partículas de carbón, etc., las cuales son peligrosas cuando se depositan en los devanados bajo la acción del campo eléctrico, afectando las propiedades dieléctricas y refrigerantes del aceite aislante.

CAPITULO 2

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A EQUIPOS ELECTRICOS

2.1. GENERALIDADES DEL MANTENIMIENTO

2.1.1. DEFINICION DE MANTENIMIENTO.

Es el servicio que comprende una o varias acciones que permiten alcanzar un mayor grado de confiabilidad y seguridad en la operación de los equipos, reduciendo así, sus probabilidades de falla.

El mantenimiento comprende pruebas, ajustes, calibraciones, reinstalaciones, modificaciones, reemplazo y reconstrucciones de las partes constituyentes de los equipos que puedan estar dañadas o desgastadas por la operación.

2.1.2. IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO.

Como se menciona anteriormente, una de las finalidades del mantenimiento es la de alcanzar una mayor confiabilidad en la operación de los equipos.

La confiabilidad es la probabilidad de que un equipo se desempeñe del modo en que se ha propuesto desde su diseño, durante un tiempo establecido y bajo condiciones específicas.

Las prácticas de mantenimiento, están destinadas a conseguir el máximo nivel de efectividad en los equipos, pero también, se encuentran estrechamente entrelazadas con la aplicación de las normas de seguridad e higiene, ya que estas contribuyen a la prevención de accidentes, brindan mayor seguridad al personal al menor costo posible y evitan las salidas prematuras de los equipos. Estas últimas, reducen los costos y los presupuestos para las reparaciones o remplazos necesarios en una subestación.

La importancia del mantenimiento, se ve reflejada en ciertos objetivos que a continuación se enlistan.

- Evitan, reducen y reparan las fallas que se presenten en los equipos.
- Disminuyen la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Evitan el corte de suministro y el paro de equipos es casi nulo.
- Reducen la salida prematura de operación de los equipos eléctricos.
- Aumentan la seguridad del personal y disminución de los accidentes.

- Conservan los equipos en condiciones adecuadas para su funcionamiento.
- Prolongan de la vida útil de los equipos.

2.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO.

Existen diversos tipos de mantenimiento que es aplicable a los equipos en operación siendo los siguientes los más importantes:

- a) Mantenimiento Predictivo.
- b) Mantenimiento Preventivo.
- c) Mantenimiento Correctivo.

Para cada uno de ellos, se describen a continuación sus principales características y definiciones. En los capítulos posteriores, solo se analizan las actividades comprendidas en el mantenimiento preventivo a los equipos primarios de las subestaciones eléctricas.

2.2.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

Tiene como finalidad lograr el máximo tiempo de operación del equipo, para lo cual requiere un control riguroso para su planeación y ejecución, ya que con el se pretende conocer e informar permanentemente el estado y operatividad de los equipos a través de conocimientos empíricos del personal encargado de su operación, así como de conocimientos científicos de determinadas variables (presión, temperatura, vibración, etc.) que permiten reducir los trabajos a realizar durante el periodo de vida útil aplicándolo cerca del final o durante ese tiempo. Las técnicas de diagnóstico desarrolladas para realizar este tipo de mantenimiento han logrado que no se requiera desenergizar los equipos.

2.2.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Son el conjunto de acciones que tienen como finalidad impedir o evitar que el equipo presente fallas durante su periodo de vida útil (ver figura 26), de tal forma de reducir el costo de remplazo o deterioro de un equipo manteniéndolo en un estado óptimo para su operación. Las pruebas e inspecciones se realizan de manera sistemática y rutinaria, las cuales se analizan y evalúan adecuadamente para la localización de defectos menores.

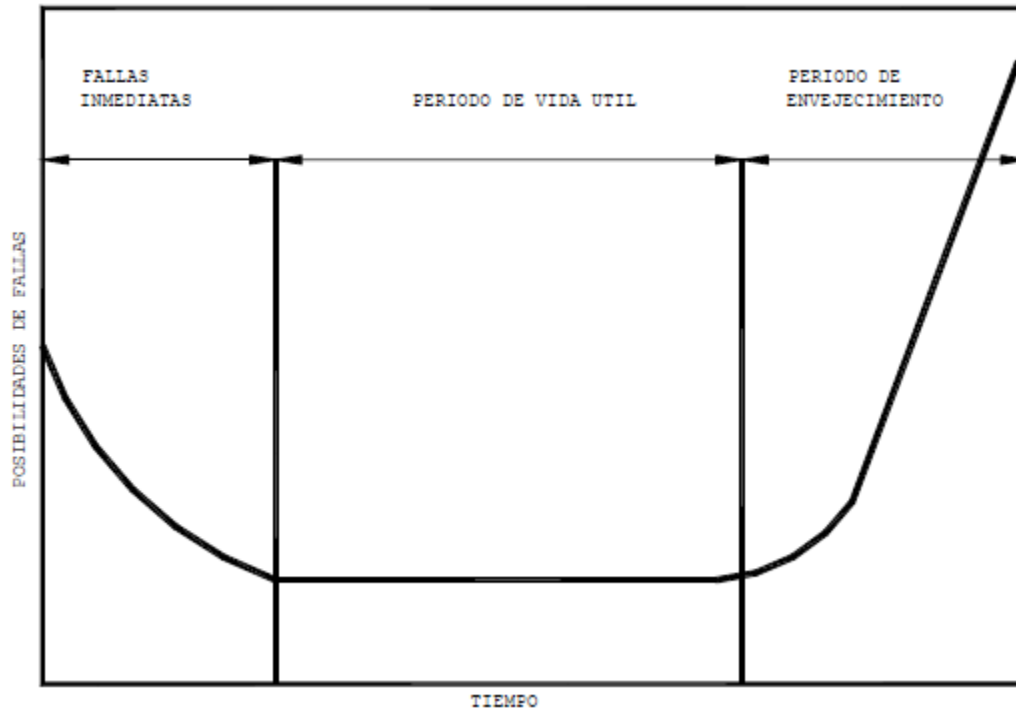


FIGURA 26. Curva de vida útil de los equipos eléctricos.

2.2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Comprende el conjunto de inspecciones, revisiones internas, pruebas y reparaciones mayores generalmente de emergencia, que no permite operar el equipo fallado hasta que se realice su reparación o remplazo para volver a ponerlo en operación. Requiere poca planeación y control, su desventaja es que ocasiona interrupciones en el servicio.

2.3. PERIODICIDAD DEL MANTENIMIENTO.

La periodicidad en el mantenimiento a lo largo del tiempo ha ido variando significativamente debido al continuo desarrollo de nuevas tecnologías en el diseño y fabricación de los equipos eléctricos, así como en la implementación de nuevas técnicas de prueba, verificación, supervisión, monitoreo y diagnóstico.

La Comisión Federal de Electricidad, en su manual de procedimientos de pruebas de campo a equipo primario en subestaciones eléctricas, establece una guía y referencia de las recomendaciones para la periodicidad del mantenimiento a los equipos en las subestaciones (ver tabla 10 y 11) que es dirigida a todo el personal técnico que se desempeña en el campo del mantenimiento.

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	AÑOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN M.T y A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		2
	ANALISIS DE GASES	6	
	MANTENIMIENTO, SECADO Y CAMBIO DE ACEITE EN CAMBIADOR DE DERIVACIONES Y DEVANADOS		10
	REPLAZO DE ACEITE A CAMBIADOR DE DERIVACIONES		5
	MANTENIMIENTO A SISTEMA DE ENFRIAMIENTO		1
	MANTENIMIENTO A EQUIPOS AUXILIARES		1
CUCHILLAS DESCONECTADORAS EN A.T.	LIMPIEZA, LUBRICACION Y ENGRACE DE RODAMIENTOS Y BARRAS DE ACCIONAMIENTOS		2
	PRUEBAS ELECTRICAS		3
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE, POTENCIAL Y DISPOSITIVOS DE POTENCIAL EN A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
RED DE TIERRAS	PRUEBAS Y MANTENIMIENTO		3
BANCOS DE BATERIAS Y CARGADORES	MEDICION DE DENSIDADES, REPOSICION DE NIVELES Y VOLTAJES	1	
	LIMPIEZA DE CELDAS	1	
	REAPRIETE DE CONEXIONES Y LUBRICACION	1	
	REVISION Y LIMPIEZA DE CARGADORES	6	

Tabla 10 Recomendación de periodicidad mínima de mantenimiento en equipo primario.

EQUIPO	ACTIVIDAD	PERIODO	
		MESES	AÑOS
INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6 y PVA EN A.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS		2
	MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL SF6		3
INTERRUPTORES DE POTENCIA SF6, PVA y VACIO EN M.T.	PRUEBAS ELECTRICAS		3
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE A CAMARAS		1
	MEDICION DE HUMEDAD RESIDUAL SF6		3
INTERRUPTORES DE GRAN VOLUMEN DE ACEITE	PRUEBAS ELECTRICAS		2
	MANTENIMIENTO A CAMARAS Y MACANISMOS		4
	CAMBIO DE ACEITE		4
	MANTENIMIENTO A MOTOCOMPRESORES Y AUXILIARES	6	
	MANTENIMIENTO A MECANISMOS NEUMATICOS		2

Tabla 11 Recomendación de periodicidad de mantenimiento en equipo primario (continuación).

En las tablas anteriores, como se mencionó en el capítulo 1, las tensiones de 13.2 Kv's a 34.5 Kv's son para equipos de MT y para los equipos de AT son de 69 Kv's hasta 138 Kv's.

Como se muestra en la figura 26 de la sección anterior, al inicio los equipos son inestables y se deben programar pruebas en lapsos más cortos de tiempo, a medida que pasa el tiempo los equipos entran en una zona de estabilidad para lo cual las recomendaciones de Comisión Federal de Electricidad en la tabla 10 y 11 serían aplicables. En la parte final de la vida útil del equipo, se debe monitorear con mantenimiento predictivo pues es más especializado, ya que como se muestra en la figura mencionada los equipos tienden a entrar en falla cuando se acercan al final de su vida útil.

Otros de los aspectos relevantes a considerar en las recomendaciones para la periodicidad del mantenimiento es que la vida útil de un equipo depende totalmente de la condición de su aislamiento, si el aislamiento es deficiente, el equipo estará en falla constantemente. Por lo tanto, es importante que los equipos tengan un buen diseño de su aislamiento para evitar ser desgastado por sobretensiones.

2.4. PRUEBAS A EQUIPOS ELÉCTRICOS.

Las pruebas eléctricas son aquellas que se realizan con el fin de analizar y determinar las condiciones en las que se encuentra el equipo y que determinan su operatividad. A su vez, verifican el cumplimiento de los requisitos especificados en el diseño y deben garantizar el buen funcionamiento del equipo cuando se encuentre en servicio.

A continuación, se da una breve descripción de las pruebas que se realizan a los equipos eléctricos.

2.4.1. PRUEBAS DE FABRICA.

Dentro de las pruebas de fábrica se encuentran 3 que son las más importantes:

- Pruebas Prototipo. Estas pruebas se aplican a nuevos diseños de equipos y su finalidad es cumplir con los estándares requeridos por las normas y especificaciones aplicables bajo las cuales fueron fabricadas los equipos.
- Pruebas de rutina. Estas pruebas determinan la aceptación o rechazo de los equipos, puesto que se efectúan bajo métodos correspondientes normalizados con la finalidad de verificar la calidad del producto y que sus valores estén dentro del rango permitido.
- Pruebas opcionales. Son pruebas que se realizan en conjunto entre el fabricante y el usuario con el fin de determinar una característica en particular del equipo.

Las pruebas de fábrica más comunes se detallan a continuación de manera breve.

- Impulso por rayo. La prueba de impulso por rayo o también conocida como BIL (Basic impulse level) simula en laboratorio las condiciones de falla que se generan por sobretensiones de descargar atmosféricas en los equipos. Se le aplica al equipo impulsos de onda negativa o positiva de acuerdo al nivel básico de impulso de cada tensión.
- Potencial aplicado. La prueba es realizada durante un minuto, en el que se aplica de un 180% a un 300% el valor del voltaje nominal del equipo a la frecuencia de operación del sistema.

- Descargas parciales. Estas pruebas son realizadas para determinar la calidad del aislamiento de los equipos y son útiles para detectar porosidades, burbujas de aire, etc. en un aislamiento sólido.
- Elevación de temperatura. Tienen como finalidad verificar que los equipos cumplan con la capacidad de diseño, sin sobrepasar los límites de temperatura que se establecen en las normas aplicables.
- Potencial inducido. El objetivo de esta prueba tiene como finalidad comprobar la resistencia del aislamiento en diferentes puntos del equipo, así como comprobar el aislamiento a tierra de los diferentes puntos del o los accesorios que no fueron comprobados en la prueba de potencial aplicado. Generalmente se induce el devanado a un 200% de su tensión nominal a determinado tiempo, dependiendo de la frecuencia aplicada.

2.4.2. PRUEBAS DE CAMPO.

Estas pruebas se efectúan a equipos que se encuentran en operación o se pondrán en servicio y se dividen de la siguiente manera:

- Recepción/Verificación. Son aplicables a los equipos nuevos o reparados, en esta se consideran las condiciones del traslado y comienza haciendo una inspección ocular de todos y cada uno de sus componentes.
- Puesta en servicio. Se ejecutan para todos los equipos que una vez que hayan sido instalados se pueda verificar su condición para decidir su entrada en operación.
- Mantenimiento. Son actividades efectuadas periódicamente conforme a recomendaciones del fabricante o programas de mantenimiento elegidos.

2.5. RECOMENDACIONES Y PRACTICAS DE SEGURIDAD PARA LA REALIZACION DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Para realizar las actividades de mantenimiento, en México, la NOM-029-STPS-2011 establece los requerimientos mínimos que deben efectuarse para preservar la seguridad del personal que realizara el mantenimiento, a su vez hace mención que las personas que estarán involucradas en la realización de las actividades del mantenimiento deben ser personas capacitadas previamente con el adiestramiento necesario para realizar dichas labores.

Así mismo, la Comisión Federal de Electricidad en su manual de procedimientos de pruebas de campo a equipo primario en subestaciones eléctricas da una guía de las prácticas de seguridad para realizar las pruebas, tanto la NOM.029-STPS-2011 como el manual mencionado son precedidos por lo establecido en el Real Decreto 614/2001 de España, en el anexo II, artículo 1A, en el que menciona las 5 reglas de oro de la Ingeniería eléctrica para trabajos de mantenimiento.

Es importante saber que antes de iniciar los programas de mantenimiento es necesario tramitar las licencias correspondientes para los equipos que se encuentran en operación, así mismo, todas estas tareas deben estar precedidas por actividades de inspección o diagnóstico.

Las 5 reglas de oro según Real Decreto 614/2001 de España, en el anexo II, artículo 1A se describen a continuación.

1.- Desconexión, corte visible o efectivo.

Antes de iniciarse los trabajos en equipos eléctricos, se debe tener la seguridad de que el equipo sometido a prueba ha sido desenergizado, desconectando todas las posibles fuentes de alimentación como son seccionadores, cuchillas o interruptores. El corte de energía debe ser visible, de lo cual se debe asegurar que el espacio entre contactos es el adecuado para mantener el aislamiento y por último se tener desconectar las terminales de la línea o barra del equipo a probar.

2.- Enclavamiento, bloqueo y señalización.

Una vez que se haya aislado el sistema, se debe prevenir que sea re-energizado ya sea intencional o accidentalmente, para ellos es necesario utilizar medios mecánicos como candados y en el caso de los equipos telemandados se debe anular la alimentación de los circuitos de maniobra eliminando el telemando y señalizando cuales son los equipos en los que se encuentran realizando trabajos.

3.- Verificar ausencia de tensión.

Haber realizado los dos pasos anteriores, no aseguran una ausencia de tensión en los equipos, para lo cual se debe comprobar y asegurar la ausencia de tensión aplicando los procedimientos y equipos de medición pertinentes al nivel de tensión más elevado de la instalación o el equipo a probar. La comprobación debe realizarse en cada una de las fases y en el neutro, en caso de existir.

4.- Puesta a tierra y corto circuito.

En dado caso de que los equipos se llegasen a energizar nuevamente ya sea por la falla del aislamiento en otra línea o una descarga atmosférica, se debe proveer la seguridad del que el personal no sufrirá una descarga que pueda ser mortal, para lo cual los equipos se deben aterrizar y poner en corto circuito para que en caso de re energización esta corriente sea drenada a tierra. Los equipos y medios mecánicos empleados para hacer la puesta a tierra deben ser lo suficientemente fuertes para soportar los esfuerzos electrodinámicos que son causados por un corto circuito y deberán ser diseñados para soportar la intensidad máxima de corriente trifásica en un corto circuito. El tiempo para drenar cargas capacitivas en los equipos antes de iniciar los trabajos de mantenimiento es de 10 minutos o más.

5.- Delimitación del área de trabajo.

El área designada para los trabajos deberá ser señalizada por medio de cintas de precaución o peligro, así como conos y trafipostes para evitar el tránsito de vehículos de maniobra o del mismo personal, dejando fuentes accesibles y apropiadas de energía.

Al concluir las actividades, los equipos de prueba deben ponerse fuera de servicio y se deberá aterrizar nuevamente el equipo probado.

Otras recomendaciones que sugiere la Comisión Federal de Electricidad en el manual mencionado anteriormente son las siguientes:

- a) Preparar los recursos de prueba indispensables como son instrumentos de prueba, probetas, mesas de trabajo, etc.
- b) Colocar los instrumentos de prueba sobre bases firmes y niveladas.
- c) Comprobar que las terminales de prueba estén en buenas condiciones.
- d) No aplicar voltajes superiores al voltaje nominal del equipo a probar.
- e) Tomar las medidas de seguridad para el personal durante las actividades de prueba.
- f) Anotar o capturar las lecturas de la prueba con todos los datos que requiera el formato correspondiente.

CAPITULO 3

PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

3.1. TEORIA GENERAL

Se denomina resistencia de aislamiento a la resistencia que presenta el aislamiento de un equipo eléctrico cuando se le aplica una diferencia de potencial de corriente directa durante un tiempo determinado, medido a partir del instante en que se aplica dicha diferencia del potencial.

El equipo utilizado para realizar esta prueba es el Megohmetro y en la actualidad los equipos ofrecen una lectura digital del resultado y alguna forma de lectura analógica, movimiento o trayectoria de aguja. En la figura 27 se muestra el panel superior y la pantalla del modelo MIT1025 de Megger.



FIGURA 27. Panel superior y pantalla de un MegOhmetro MIT1025 de Megger.

El equipo para realizar la medición de la resistencia de aislamiento, cuenta en su interior con un generador el cual se puede operar directamente por manivela, batería o línea, desarrollando un alto voltaje de CC que a su vez genera varias corrientes de pequeña magnitud sobre las superficies del aislamiento bajo prueba. La corriente total es medida por el Ohmímetro, el cual posee una escala de indicación digital, analógica o ambas.

La medición de la resistencia del aislamiento se basa en la Ley de Ohm, ya que cuando se aplica el voltaje de CD y a continuación se mide la corriente en circulación, es posible determinar el valor de la resistencia. Esta resistencia se

expresa en $k\Omega$, $M\Omega$, $G\Omega$ y $T\Omega$ sin importar el voltaje aplicado, mostrando así la condición en la que se encuentra el aislamiento y proporcionando una buena indicación sobre los riesgos de circulación de corrientes de fuga.

En las figuras 28 y 29 se muestran el circuito eléctrico equivalente y el diagrama vectorial del comportamiento de un material aislante sometido a una diferencia de potencial de corriente directa.

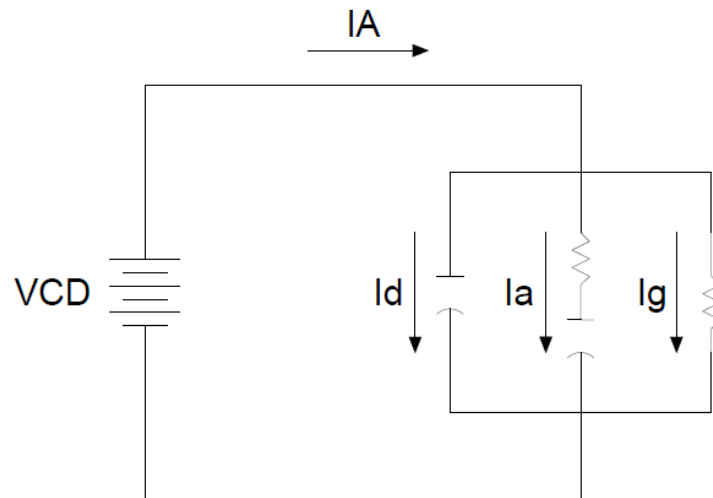


FIGURA 28. Circuito equivalente del comportamiento de un material aislante sometido a una diferencia de potencial de corriente continua.

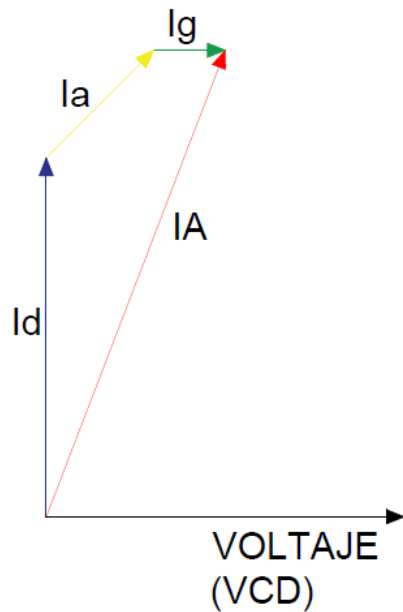


FIGURA 29. Diagrama vectorial del comportamiento de un material aislante sometido a una diferencia de potencial de corriente continua.

Donde:

V_{CD} = Voltaje de Corriente Directa

I_A = Corriente total de aislamiento

I_d = Corriente de desplazamiento o capacitiva

I_a = Corriente de absorción dieléctrica

I_g = Corriente de conducción o de fuga

Tal como se muestra en las figuras 28 y 29, la corriente total que fluye a través de los aislamientos de los equipos eléctricos cuando se someten a prueba, es el total de la suma de 3 componentes.

3.1.1 CORRIENTE DE DESPLAZAMIENTO O CAPACITIVA.

La corriente es transitoria, de magnitud muy elevada y decrece exponencialmente a un valor despreciable (en un tiempo máximo de 15 segundos) una vez que el circuito se encuentra eléctricamente cargado, similar a como se carga un capacitor y es la que más influye en el valor bajo inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es más notorio en equipos con gran capacitancia como transformadores de potencia, devanados de generadores, capacitores de potencia y cables de potencia de gran longitud.

3.1.2 CORRIENTE DE ABSORCION DIELECTRICA.

Corresponde a la aportación de energía necesaria para que las moléculas del aislante se reorienten bajo el efecto del campo eléctrico aplicado y es originada por los fenómenos de polarización, siendo la más predominante la polarización interfacial, que resulta de los efectos de las barreras aislantes en las interfaces de los materiales dieléctricos, esta corriente decrece más lentamente que la corriente de desplazamiento y dependiendo del tipo y volumen del aislamiento tarda desde unos cuantos minutos a varias horas para que el valor sea despreciable, sin embargo, para efectos de prueba se desprecia después de los 10 minutos.

3.1.3 CORRIENTE DE CONDUCCION O DE FUGA.

Es la componente de corriente más importante para evaluar la calidad del aislamiento en los equipos eléctricos. La trayectoria de esta corriente puede fluir a través del volumen de los aislamientos (corriente de conducción) o sobre la superficie de los aislamientos (corriente de fuga), es constante en el tiempo y predomina después de que la corriente de absorción se hace despreciable o su valor es cercano a cero.

La corriente de conducción o de fuga de los aislamientos se obtiene por medio de la Ley de Ohm:

$$I_g = \frac{V_{CD}}{R_a}$$

Donde:

I_g = Corriente eléctrica de conducción o de fuga en miliamperes o microamperes

V_{CD} = Voltaje de Corriente Directa en Volts (500 V, 1 kV, 5 kV's ó 10 kV's)

R_a = Resistencia del aislamiento en megohms

La resistencia de aislamiento, es proporcional al espesor de una capa homogénea de material aislante e inversamente proporcional al área del material bajo prueba.

Graficando la resistencia del aislamiento contra el tiempo, se obtiene la "Curva de absorción dieléctrica" que se abordara más adelante.

La prueba de resistencia de aislamiento es una prueba no destructiva y nos dará una indicación confiable del estado de los aislamientos de los equipos bajo prueba y nos revela la cantidad relativa de humedad en el aislamiento, la corriente de fuga en las superficies húmedas o sucias de los aislamientos y detecta fallas en los aislamientos por medio de curvas de tiempo contra la resistencia de aislamiento.

Cuando el aislamiento este húmedo o sucio, la corriente de fuga será mayor en relación con las de absorción y esto resultara en que el valor de la medición aumentara rápidamente hasta un valor donde se comenzara a estabilizar de tal forma que se obtendrán diferencias en las lecturas muy pequeñas, lo cual será indicativo de presencia de humedad.

Por otra parte, si el aislamiento está en buenas condiciones, la corriente de fuga será pequeña en comparación con la corriente de absorción dieléctrica y tendrá un efecto pronunciado mientras fluye, por lo que, si el aislamiento se encuentra libre de humedad, la absorción dieléctrica es grande en su comienzo y decaerá a medida que el aislamiento alcanza su estado final de carga.

La imagen 3.4 ilustra las 3 corrientes en función del tiempo, cabe señalar que la escala del tiempo es orientativa y puede variar según el aislamiento que se esté probando.

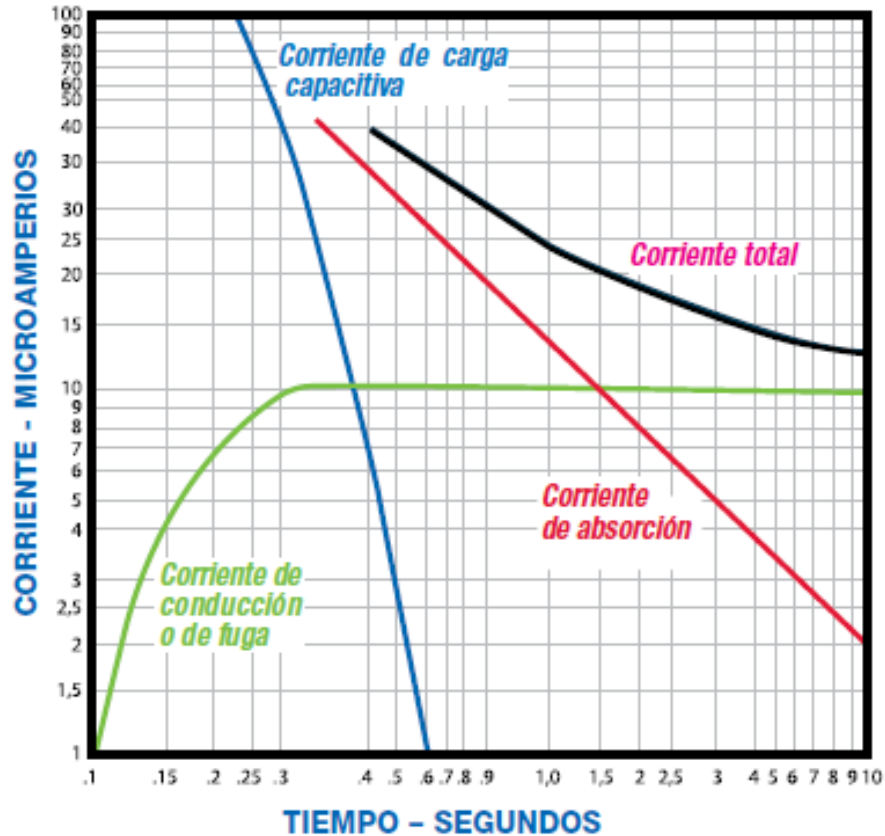


FIGURA 30. Comportamiento de la corriente en un material aislante al aplicar una diferencia de potencial de CC a través del tiempo.

Tensión nominal del equipo eléctrico en corriente alterna (Vn) en Volts	Tensión de prueba de corriente directa (Vcd) en Volts
250	500
600	1,000
1,000	1,000
2,500	1,000
5,000	2,500
8,000	2,500
15,000	2,500
25,000	5,000
34,500	15,000
Mayores	15,000

Tabla 12 Magnitudes recomendadas de tensiones de prueba de resistencia de aislamiento de acuerdo a las Normas ANSI/NETA MTS-2013 y NFPA 70B-2013.

3.2. CAUSAS DE FALLA DEL AISLAMIENTO Y FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA

El diagnóstico del estado del aislamiento de un equipo eléctrico a través de la prueba de resistencia de aislamiento comprende unas de las actividades del mantenimiento preventivo y es necesario comprender las diferentes causas que contribuyen a la degradación del aislamiento para poder determinar las acciones correctivas para corregir la degradación.

Las causas de falla del aislamiento se clasifican en 5 grupos, todas ellas contribuyen a las fallas al mismo tiempo que la ausencia de medidas preventivas en los equipos eléctricos.

3.2.1 CAUSA DE FALLA DE LOS AISLAMIENTOS

▪ ESFUERZOS ELÉCTRICOS

Las principales fallas a las que se someten los aislamientos son originadas por sobretensiones por rayo, sobretensiones por la apertura y cierre de interruptores, así como descargas parciales.

▪ ESFUERZOS MECÁNICOS

Las sobrecargas, las corrientes de corto circuito, así como temblores y las vibraciones ocasionadas por el paro y arranque de máquinas son los principales esfuerzos los que se someten los aislamientos y contribuyen a la degradación de los mismo.

▪ ESFUERZOS TÉRMICOS

En combinación con los esfuerzos mecánicos, los esfuerzos térmicos tal como corrientes de corto circuito, sobre cargas y la operación de equipos en temperaturas extremas generan sobre expansión o sobre contracción de los aislamientos lo que puede derivar en grietas del mismo.

▪ ESFUERZOS QUÍMICOS

La proximidad y contacto de agentes químicos tales como aceites, vapores corrosivos y en modo general, el polvo, afectan el rendimiento de los materiales aislantes.

▪ ESFUERZOS AMBIENTALES

La presencia de llovizna, rocío, niebla, aguanieve e incluso el calor extremo son factores ambientales que deterioran el estado del aislamiento de los equipos, ya que estos son diseñados para operar en condiciones normales, en condiciones anormales causan un efecto dañino que a la postre resultara en una falla de los aislamientos.

3.2.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Durante las pruebas de resistencia de aislamiento, es conveniente considerar varios factores que afectan la prueba y nos podrían llevar a obtener una medición errónea, varios de ellos se presentan de manera cotidiana y es imperante resaltarlos para evitar fallas en las lecturas obtenidas.

Entre los factores que se presentan y tienden a reducir la resistencia de aislamiento de manera notoria se encuentran la suciedad, la humedad relativa que va de la mano con la temperatura y la inducción electromagnética.

Par eliminar los componentes de la suciedad que se encuentran postrados en la superficie de los aislamientos es necesario eliminarlos y para la humedad es recomendable realizar la prueba a una temperatura mayor a la de rocío.

La resistencia del aislamiento varia inversamente proporcional a la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes, para comparar adecuadamente las lecturas tomadas en la resistencia del aislamiento se precisa tomar las mediciones a la misma temperatura, sin embargo, esto no es posible en la mayoría de los casos por lo que se debe realizar una corrección por factor de temperatura en una misma base.

La conversión se efectúa con la siguiente formula:

$$R_c = K_t(R_t)$$

Donde:

R_c = Resistencia de aislamiento en MegaOhms corregida a temperatura base

R_t = Resistencia de aislamiento a la temperatura en la que se realizo la prueba

K_t = Coeficiente de correccion por temperatura

La base de temperatura recomendada para transformadores es de 20°C y para maquinas rotativas es de 40°C. Para los equipos como interruptores, apartarrayos, y boquillas no existe una temperatura base recomendada ya que la variación de la resistencia respecto a la temperatura se encuentra estable.

En los equipos a probar que se encuentran bajo inducción electromagnética es necesario acondicionar un blindaje para drenar a tierra las corrientes inducidas con tal efecto de reducir los efectos que afecten la prueba.

Un método sencillo para realizar este dren a tierra es mediante una malla metálica multiaterrizada, simulando una jaula de Faraday, sobre el equipo y soportada con el material aislante, lo anterior con las medidas estrictas de seguridad por la proximidad con otros equipos energizados.

Otro de los factores que pueden afectar la prueba de resistencia de aislamiento es la presencia de carga previa en el aislamiento, esta carga se puede originar por que el equipo trabaja aislado del sistema de tierra o por una aplicación de VCD en una prueba anterior. Por lo tanto, es necesario que antes de realizar la prueba se descarguen los elementos mediante una conexión efectiva a tierra.

3.3. ABSORCIÓN DIELECTRICA

Como se mencionó anteriormente, la resistencia del aislamiento varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente con el área del al área del mismo; al aplicar una diferencia de potencial de CD, el valor de la resistencia es bajo y gradualmente con el tiempo tiende a elevarse hasta estabilizarse.

Cuando se grafica el valor de la resistencia de aislamiento contra el tiempo, se obtiene la curva llamada "Absorción dieléctrica", en la cual, la pendiente indica el grado relativo de secado y limpieza o suciedad y humedad en el aislamiento. Si el aislamiento se encuentra húmedo o sucio, el valor se estabilizará en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y se obtendrá una gráfica con una pendiente poco pronunciada.

La pendiente de la curva se puede expresar mediante la relación de dos lecturas tomadas a dos intervalos del tiempo dentro de la misma prueba a una temperatura dada.

La relación de la lectura de la resistencia de aislamiento a los 10 minutos y a 1 minutos se le conoce como "Índice de polarización".

$$I_P = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 minutos}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 minuto}}$$

La relación de la lectura de la resistencia de aislamiento a los 60 segundos y a 30 minutos se le conoce como “Índice de absorción dieléctrica”.

$$I_{AD} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 60 segundos}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 segundos}}$$

Ambos índices son útiles para determinar el estado del aislamiento en los equipos eléctricos bajo prueba.

Condición del aislamiento	Índice de Absorción dieléctrica	Índice de Polarización
Peligroso		< a 1.0
Malo	< a 1.1	< a 1.5
Dudoso	1.1 a 1.25	1.5 a 2.0
Regular	1.25 a 1.4	2.0 a 3.0
Bueno	1.4 a 1.6	3.0 a 4.0
Excelente	> a 1.6	> a 4.0

Tabla 13 Guía para la evaluación de índice de polarización e índice de absorción dieléctrica.

3.4. METODOS DE MEDICION

3.4.1. PRUEBA DE TIEMPO CORTO O LECTURA PUNTUAL (SPOT)

La prueba de lectura puntual, es la más sencilla y más utilizada en las pruebas de resistencia de aislamiento. El método consiste en aplicar un voltaje de prueba durante un tiempo corto (60 segundos), puesto que cualquier corriente capacitiva decaerá en su valor en este intervalo de tiempo. Estas lecturas se registran y se pueden comparar con las especificaciones mínimas de la instalación.

Como se mencionó anteriormente, la resistencia del aislamiento es dependiente de la temperatura, por lo que para realizar esta medición se debe corregir la temperatura a un valor normal, generalmente a 20°C para transformadores y 40°C para maquinas rotativas, que no se analizan en este trabajo. Aunque, este método tiene su principal aplicación en equipos que no tienen una característica notable de absorción como lo son interruptores, apartarrayos, boquillas, etc.

Comparando los valores de la gráfica de la figura 31, el aparato denominado como “A”, muestra una resistencia de aislamiento más alta que las lecturas tomadas en el aparato “B”. Analizando la tendencia, la curva del aparato “A” muestra una tendencia preocupante a pesar de tener valores más elevados comparados con el aparato “B”, puesto que este se ha mantenido en valores relativamente constantes durante varios años, en caso contrario, el aparato “A” decae rápidamente por lo que se puede suponer una falla próxima si no se aplica una acción correctiva o preventiva rápidamente.

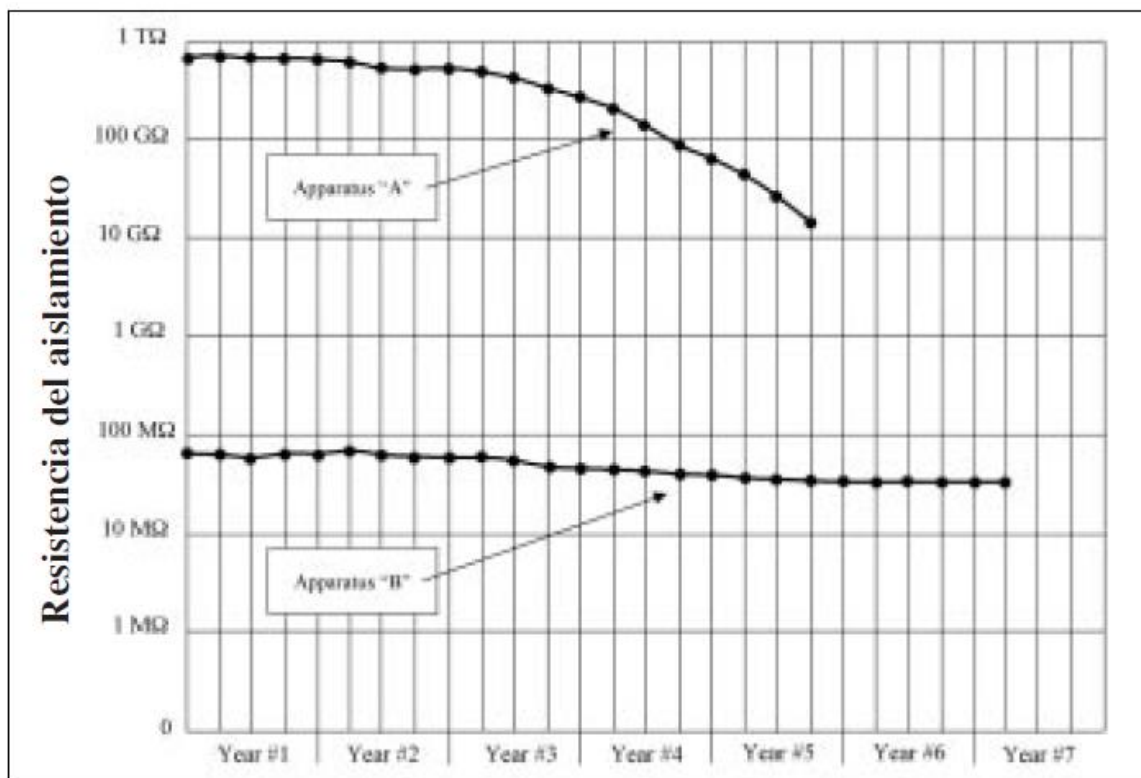


FIGURA 31. Comparación de las tendencias en resultados de pruebas de resistencia de aislamiento en dos equipos.

La curva del aparato “A” tiene una resistencia absoluta con valores más elevados, sin embargo, su tendencia a decaer es de preocuparse, en cambio, el aparato “B” tiene una tendencia casi constante, lo que indica que la calidad del aislamiento es probablemente aceptable.

En este método, las lecturas se deben considerar relativamente y no absolutamente, ya que como se menciona anteriormente, la información preponderante para determinar el estado del aislamiento es la tendencia de las lecturas en un lapso de tiempo que muestren reducción en la resistencia y advertencia de problemas venideros.

Las pruebas periódicas son, por tanto, imperantes en el mantenimiento preventivo del equipo. El intervalo de realización de las pruebas depende de la localización, tipo e importancia del equipo.

La tabla 14 da una referencia de la interpretación de resultados para las lecturas tomadas durante este método.

Condición	Qué hacer
(a) Valores aceptables a altos y bien mantenidos	<ul style="list-style-type: none"> No es causa preocupación
(b) Valores aceptables a altos, pero con una tendencia constante a valores más bajos	<ul style="list-style-type: none"> Localizar y remediar la causa y verificar la tendencia hacia abajo
(c) Bajos pero bien mantenidos	<ul style="list-style-type: none"> Las condiciones probablemente estén bien pero debe verificarse la causa de los valores bajos; tal vez sea simplemente el tipo de aislamiento usado
(d) Tan bajos como para no ser seguros	<ul style="list-style-type: none"> Limpie y seque, o eleve los valores antes de poner el equipo en servicio (pruebe el equipo mojado mientras lo seca)
(e) Valores aceptables o altos previamente bien mantenidos pero que baja súbita	<ul style="list-style-type: none"> Haga pruebas a intervalos frecuentes hasta que la causa de los valores bajos se localice y se remedie o, Hasta que los valores se estabilicen a un nivel más bajo pero seguro para la operación o, Hasta que los valores sean tan bajos que sea inseguro para mantener el equipo en operación

Tabla 14 Observaciones generales para interpretación de resultados en las lecturas tomadas en el método de lectura puntual (Spot) o de tiempo corto.

3.4.2. PRUEBA DE TIEMPO VS RESISTENCIA

Para el entendimiento de este método, es necesario precisar que, una propiedad valiosa del aislamiento es que carga durante el transcurso de una prueba gracias al movimiento de los electrones que constituyen una corriente y su valor como indicador de un diagnóstico se basa en dos factores que se consideran opuestos.

El primero, la corriente se desvanece conforme la estructura alcanza su orientación final, mientras que la fuga promovida por la humedad o el deterioro alcanza un valor de corriente constante relativamente grande.

Analizando el resultado neto, es que cuando el aislamiento se encuentra en buen estado, la corriente de fuga es relativamente pequeña y la resistencia se eleva continuamente conforme la corriente decrece por los efectos de carga y absorción dieléctrica. En un aislamiento deteriorado pasaran cantidades relativamente grandes de corriente de fuga a una tasa constante según el voltaje aplicado, que tendera a disfrazar los efectos de carga y absorción.

En la aplicación de este método consiste en aplicar un voltaje durante un periodo de 10 minutos tomando lecturas a 15, 30, 45 y 60 segundos, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.

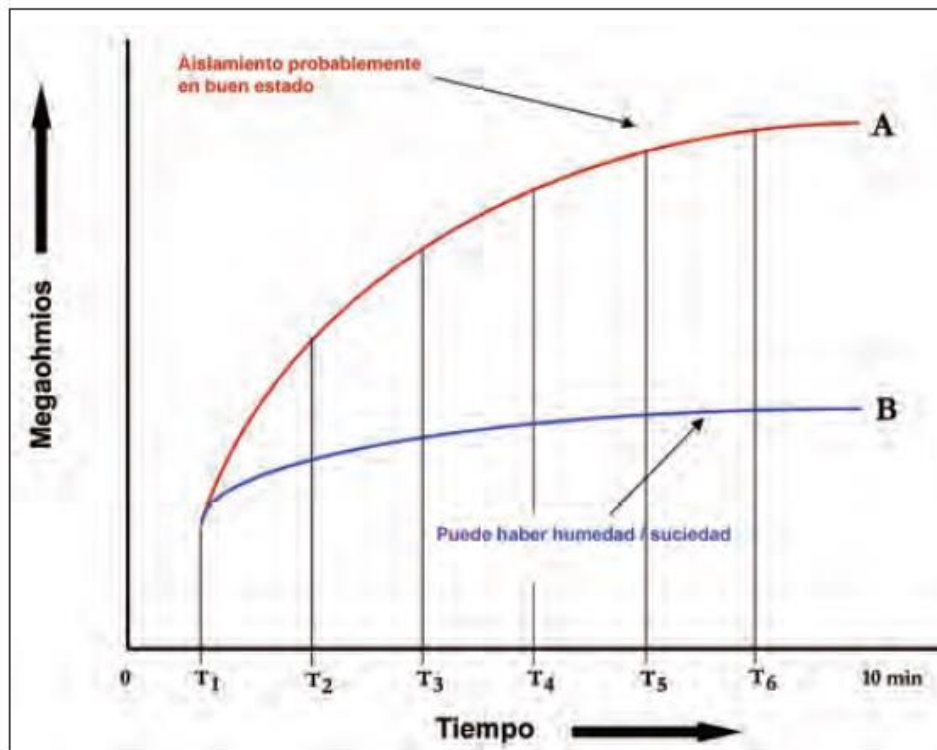


FIGURA 32. Grafica del método tiempo vs resistencia de la prueba de resistencia de aislamiento.

Graficando las lecturas de resistencia a los intervalos dados anteriormente produce una curva creciente uniforme para un aislamiento en buen estado, pero a su vez una gráfica plana en un aislamiento en mal estado. Este método se basa en la comparación de las magnitudes relativas de las corrientes de fuga y de absorción en aislamientos secos y en buen estado contra las de aislamientos húmedos o

contaminados. En un aislamiento contaminado la corriente de fuga es más grande y los efectos de la corriente de absorción son, por tanto, menos aparentes.

Uno de los beneficios más aparentes de este método de prueba es que la temperatura es relativamente independiente y se puede dar información concluyente sin necesidad de comparación con los registros de pruebas anteriores.

Este método tiene su principal aplicación en equipos grandes como transformadores de potencia y grandes máquinas rotativas dadas sus notables características de absorción.

3.4.3. PRUEBA DE INDICE DE POLARIZACION (IP)

La prueba de índice de polarización es la implementación más simple del método de tiempo vs resistencia, en esta como se mencionó en el punto 3.3 se realizan dos lecturas, la primera al minuto y la segunda a los diez minutos, por medio de una división simple se obtendrá el valor del índice de polarización que nos dará un parámetro confiable del estado del aislamiento utilizando la tabla 13 para evaluación del resultado. Este resultado se puede considerar independiente de la temperatura puesto que la masa térmica del equipo bajo prueba generalmente es tan grande que el enfriamiento total que tiene lugar a los diez minutos de la prueba es despreciable.

En general, una relación baja indica un aislamiento pobre o en mal estado y una relación alta indica lo opuesto. Sin embargo, se dice en “general”, puesto que hay materiales que exhiben muy poca absorción dieléctrica, para lo cual si se lleva a cabo una prueba en esos materiales el resultado sería muy próximo a uno.

A continuación, se muestra de una manera más general la tabla para evaluación de resultados, dicha tabla fue obtenida de la guía de pruebas de diagnóstico de aislamiento de Megger, como complemento a la tabla 13, siendo esta más general en sus valores para la interpretación de valores y del estado del aislamiento después de haber realizado la prueba de resistencia de aislamiento por el método de índice de polarización.

Índice de polarización de la condición del aislamiento	
< 1	Pobre
1-2	Cuestionable
2-4	OK
> 4	Bueno

Tabla 15 Tabla para evaluación de resultados en lecturas obtenidas en el método de índice de polarización de acuerdo a la guía de pruebas para diagnóstico de aislamientos de Megger.

Una lectura igual o mayor a cuatro pueden indicar un aislamiento en buen estado, sin embargo, se debe tener en consideración que algunos valores de IP arriba de 5 pueden ser señales de un aislamiento quebradizo o agrietado. Una lectura con aumento mayor a 20% sin haber aplicado un mantenimiento debe tomarse como una advertencia, puesto que el aislamiento puede mantener sus valores por periodos largos de tiempo, pero no es probable que los mejore espontáneamente por que sí.

Uno de los beneficios de la prueba de índice de polarización es que se puede determinar el estado del aislamiento en diez minutos en partes muy grandes del equipo que podrían tomar una hora o más para cargarse. A diferencia de la prueba de lectura puntual que el operador debe esperar hasta que se estabilice la lectura. Por esta razón es favorable realizar una prueba de IP con voltajes bajos antes de realizar la prueba con altos voltajes.

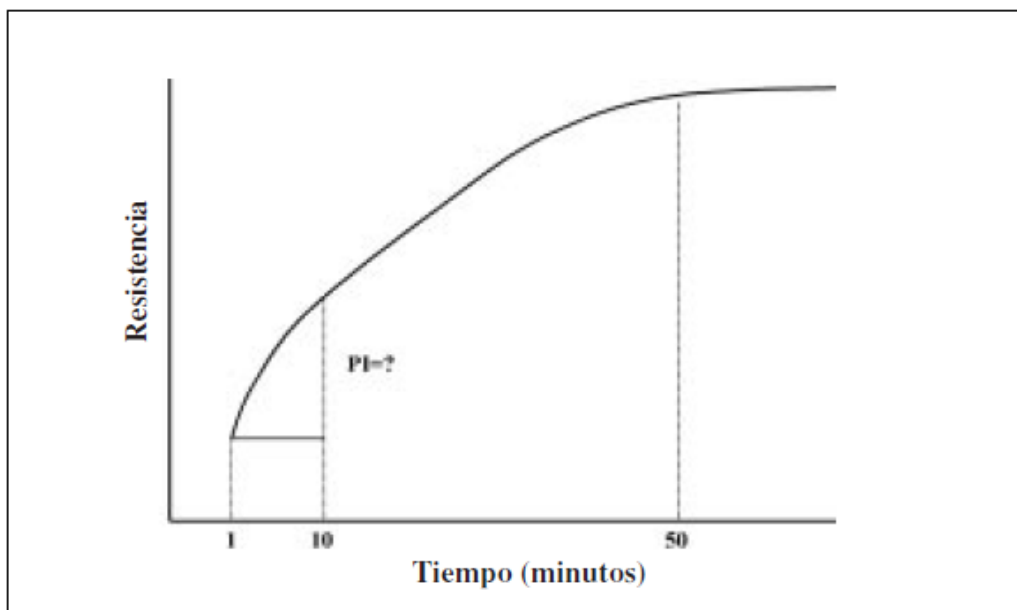


FIGURA 33. Grafica de la prueba de índice de polarización.

3.5. USO DE CABLE DE GUARDA Y CONSIDERACIONES PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

3.5.1. TERMINAL DE GUARDA

Como se mencionó anteriormente, la corriente total que se mide durante una prueba de resistencia de aislamiento consta de tres componentes, una de ellas es la corriente de conducción o de fuga, esta componente mide la corriente que circula por la superficie del aislamiento en medición y la cual introduce un error para la obtención de la resistencia de aislamiento.

La mayoría de los equipos utilizados para realizar la prueba de resistencia de aislamiento, cuentan con tres terminales, al ser un equipo de prueba de CD, una de las terminales es el positivo (+), otra de las terminales es el negativo (-) y una tercera terminal se conoce como cable de guarda o protección.

Esta terminal, es un circuito de derivación que desvía la corriente de fuga superficial de la función de medición. Si existen trayectorias de fugas paralelas la terminal de guarda las eliminara de las mediciones y entregara resultados más precisos, además dicha terminal hace que los equipos para realizar la prueba de resistencia de aislamiento funcionen como una fuente de CD con buena regulación. Concretamente se puede afirmar que la corriente de fuga de toda componente de un sistema de aislamiento conectada a la terminal de guarda no interviene en la medición.

La fuga superficial actúa como una resistencia en paralelo con la resistencia verdadera del material del equipo bajo prueba, cuando se realiza una medición con dos terminales, esta trayectoria de resistencia significa una parte importante de la medición y puede afectar de modo dramático el valor obtenido en las lecturas. Una medición con tres terminales, que incluye el cable de guarda, ignora la fuga superficial.

Utilizando las conexiones indicadas en la figura 34, se medirá la resistencia R_{12} directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectadas al cable de guarda.

Utilizando el cable de guarda, especialmente en el uso de aparatos con motor, los de tipo electrónico o digitales se debe asegurar que no existen posibilidades de que se produzca un arco entre las terminales de la muestra bajo prueba, conectadas a guarda y tierra. Tal situación podría generar un arqueado indeseable en el conmutador del generador del equipo.



FIGURA 34. Diagrama de resistencias Línea-Guarda-Tierra.

Por citar un ejemplo, la suciedad y la humedad en el aislador de un transformador favorecerán a la fuga superficial entre las conexiones positiva y negativa, y, por lo tanto, disminuirán la lectura, posiblemente dando una indicación errónea de la falla del aislador.

Una conexión del cable de guarda y un conductor desnudo enrollado sobre la superficie del aislador, logrará interceptar la corriente de fuga superficial y proveerá una medición basada en fugas a través de las fallas en la cerámica del aislador. Es de suma importancia, no confundir el terminal de guarda con una conexión a tierra.

Viendo la figura 35, en donde se muestra en el primer gráfico la conexión típica sin utilizar un cable de guarda, las corrientes de fuga fluyen a través del aislador y sobre la superficie del aislamiento, estas se combinan y son medidas en conjunto por el instrumento.

En el segundo gráfico se ha envuelto un conductor sobre la superficie del aislador y este se ha conectado en la terminal de guarda, las corrientes de fuga fluyen a través del conductor y son derivadas a la terminal de guarda. Esta corriente no es medida por el instrumento, lo que significa que su valor es ignorado en la medición de la resistencia de aislamiento.

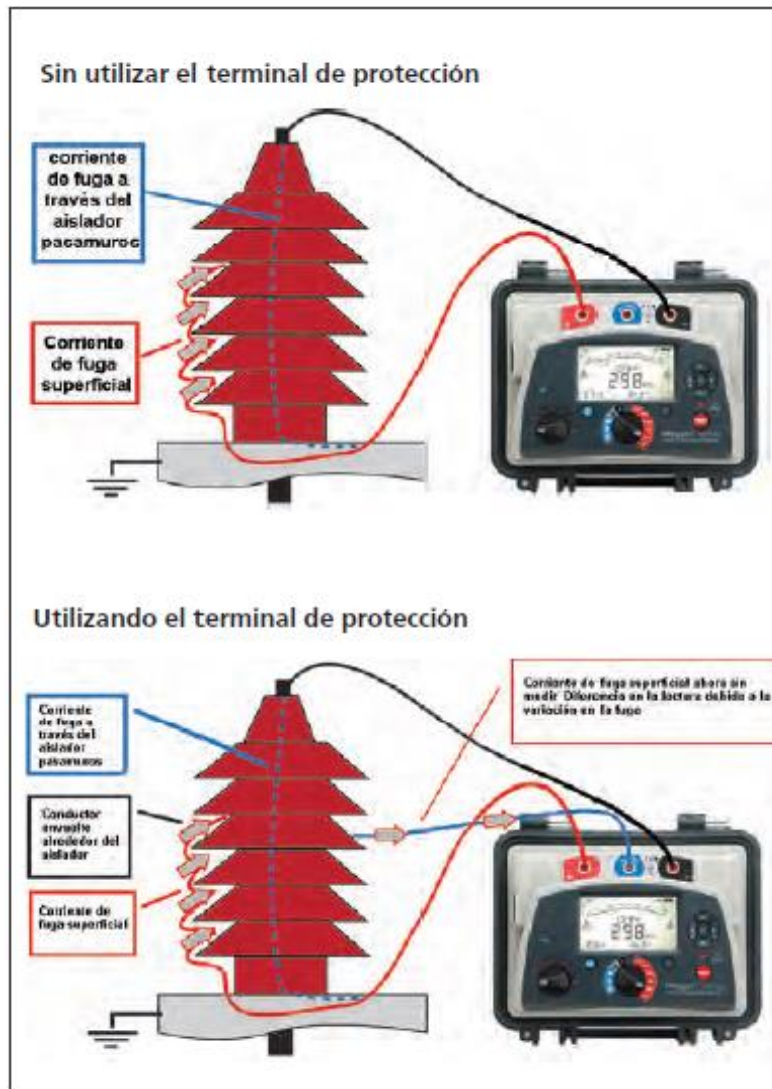


FIGURA 35. Comparativa de la conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento con terminal de guarda y sin la terminal de guarda.

3.5.2. CONSIDERACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

La prueba de resistencia de aislamiento, es una prueba de potencial de CD como se mencionó anteriormente, por lo tanto, los valores de potencial deben ser restringidos por la tensión nominal de diseño de los equipos bajo prueba, un potencial aplicado mayor al de diseño podría provocar daños en los aislamientos del equipo bajo prueba.

A medida que elevamos los voltajes de prueba, la resistencia de aislamiento tiende a dar valores menores, sin embargo, un aislamiento en buen estado, se obtendrán valores semejantes para diferentes tensiones de prueba.

Si al aumentar los voltajes de prueba, los valores de la resistencia de aislamiento se reducen notablemente, puede ser indicativo de fallas o agrietamiento en el aislamiento, los cuales pueden ser agravados por la presencia de humedad y suciedad, aun cuando la humedad y la suciedad por si solas pueden ocasionar este fenómeno.

3.6. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

En transformadores de potencia, aplicar la prueba de resistencia de aislamiento resulta de gran utilidad para dar un diagnóstico de las condiciones de aislamiento de una manera confiable y rápida.

Al intervenir los aislamientos tales como porcelana, aceite, papel, barnices, etc.; esta medición independientemente de ser cuantitativa también es relativa, ya que al interferir dichos aislamientos hay indicación de la intervención de suciedad y humedad.

La prueba se efectúa con el medidor de resistencia de aislamiento con los niveles de tensión recomendados por la tabla 12.

3.6.1. RECOMENCACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

Para la realización de la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia, se deben tener presente las condiciones de seguridad del personal y del operador del instrumento de medición, a continuación, se da a manera de lista una serie de pasos a seguir que plasma la Comisión Federal de Electricidad en su manual de procedimientos de pruebas de campo a equipo primario en subestaciones de distribución.

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Realizar limpieza en las boquillas de porcelana para retirar cualquier acumulación de polvo, suciedad, etc.
- 3) Verificar la desconexión de los conductores neutros de los devanados del sistema de tierra, en caso de no tener esta desconexión, realizarla.
- 4) Puentear las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y si es el caso, terciario.

- 5) En caso de utilizar un medidor de resistencia de aislamiento de funcionamiento analógico, nivelar el medidor centrando la burbuja con los tornillos de ajuste.
- 6) Realizar correctamente las conexiones en las terminales del transformador bajo prueba, encender el selector del voltaje hasta el nivel requerido y encender el equipo.
- 7) En cada prueba, se debe anotar los valores de resistencia de aislamiento obtenidos a 15, 30, 45, y 60 segundos, así como a los 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.
- 8) Al concluir la prueba, se debe regresar el selector a la posición de descarga manteniéndolo en esta posición al menos durante un lapso de 10 minutos.
- 9) Llevar el registro del porcentaje de la humedad relativa. Las pruebas deben efectuarse cuando la humedad relativa sea menor al 75%.
- 10) Registrar la temperatura del aceite y el devanado.

En todos los equipos utilizados para realizar esta prueba, es importante que se utilicen cables de prueba blindados en las terminales de línea y conectar este blindaje al cable de guarda, esto con el fin de evitar mediciones de corriente de fuga en las terminales o en el aislamiento del cable.

3.6.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Al realizar las pruebas de resistencia de aislamiento a transformadores, existen diferentes criterios para la utilización del cable de guarda, como se mencionó anteriormente, éste es útil cuando se realiza la prueba a una malla de tres elementos (devanado de alta tensión, devanado de baja tensión y tanque conservador). En este caso, la corriente de fuga en un aislamiento conectada a la terminal de guarda, no interviene en la medición.

Cuando no se desea utilizar la terminal de guarda, el tercer elemento se debe conectar a través del tanque a la terminal de tierra del medidor, la corriente de fuga solo fluirá a través del devanado en prueba hacia tierra.

En este procedimiento solo se consideran las mediciones con el uso de la terminal de guarda, con el fin de discriminar los elementos que no se desee que intervengan en las mediciones, dando resultados más exactos y confiables.

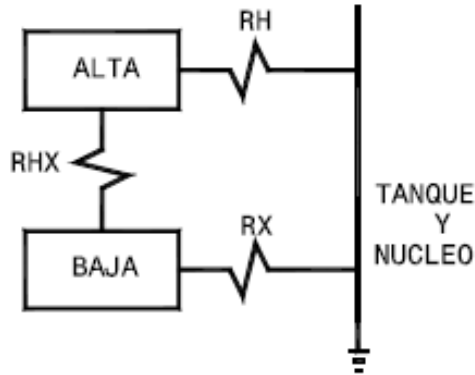


FIGURA 36. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de dos devanados.

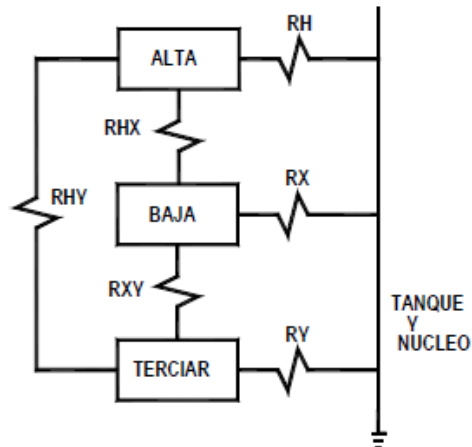


FIGURA 37. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de tres devanados.

Donde:

Alta = Devanado Primario

Baja = Devanado Secundario

Tercar = Devanado terciario

R_{HX} = Resistencia de aislamiento entre devanado primario y devanado secundario

R_H = Resistencia de aislamiento entre devanado primario y tierra

R_X = Resistencia de aislamiento entre devanado secundario y tierra

R_{HY} = Resistencia de aislamiento entre devanado primario y devanado terciario

R_{XY} = Resistencia de aislamiento entre devanado secundario y devanado terciario

R_Y = Resistencia de aislamiento entre devanado terciario y tierra

- Conexión en transformadores trifásicos de dos devanados.

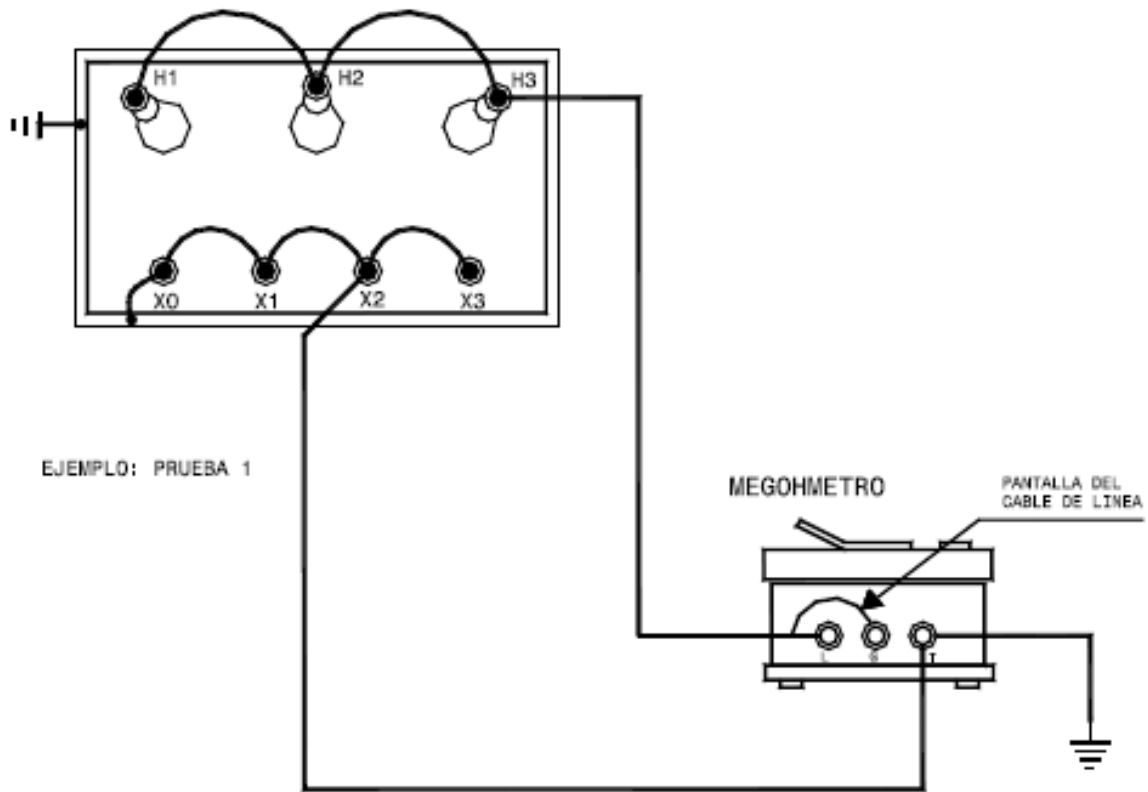


FIGURA 38. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de dos devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	X+Tq	RH+RHX
2	H	Tq	X	RHX
3	X	—	H+Tq	RX+RHX

Tabla 16 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de dos devanados.

Donde:

L = Línea

G = Guarda

T = Tierra

TQ = Tanque

En esta conexión, el tanque debe estar aterrizado.

► Conexión en transformadores trifásicos de tres devanados.

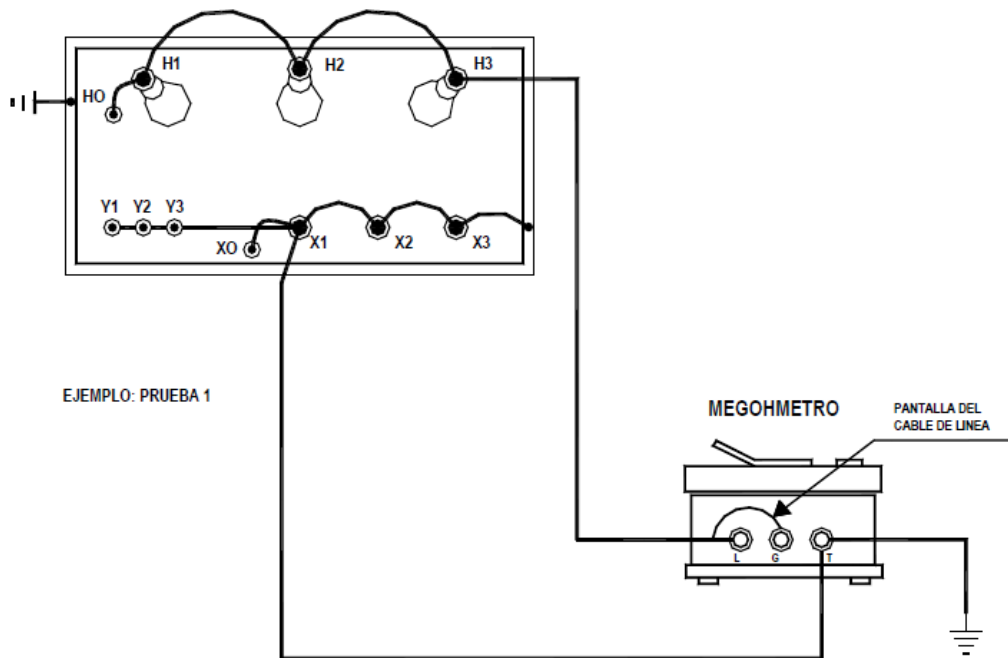


FIGURA 39. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de tres devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	L	G	T	
1	H	—	X+Y+Tq	RH + RHX + RHY
2	H	Y, Tq	X	RHX
3	H	X, Tq	Y	RHY
4	X	—	H+Y+Tq	RX + RHX + RXY
5	X	H, Tx	Y	RXY
6	Y	—	H+X+Tq	RY + RHY + RXY

Tabla 17 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de tres devanados.

Donde:

L = Línea

G = Guarda

T = Tierra

TQ = Tanque

En esta conexión, el tanque debe estar aterrizado.

3.6.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS

A continuación, se muestran una serie de tablas con las que se puede evaluar la condición del aislamiento una vez que se haya realizado la prueba a un transformador de potencia. Así mismo, para la evaluación de los equipos es posible y recomendable utilizar las tablas 13, 14 y respectivamente para evaluación de resultados.

Para un mejor análisis de la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de potencia, se debe corregir las temperaturas a una misma base (20°) y se debe aplicar el mismo potencial de prueba que la anterior.

TIPO DE TRANSFORMADOR	ESTADO DEL TRANSFORMADOR	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN MEGAOHMS A 20°C
Acorazado	Sin aceite aislante	500
Columna	Sin aceite aislante	100
Columna	Con aceite aislante	200

Tabla 18 Valores mínimos de resistencia de aislamiento entre núcleo y tierra en transformadores de potencia de acuerdo a la norma LyFC 1.0121K.

CONDICIÓN DEL EQUIPO	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A UN MINUTO EN MEGOHMS (CORREGIDA A 20 °C)	CRITERIO DE EVALUACIÓN
TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE NUEVO	1000 Y MAYORES	BUENO
TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE EN SERVICIO	DE 100 A 1000	BUENO
NOTA: CUALQUIER VALOR INFERIOR DE 100 MΩ, PUEDE SER UN INDICATIVO DE PRESENCIA DE HUMEDAD O CONTAMINACIÓN, POR LO QUE SE DEBE INVESTIGAR.		MALO

Tabla 19 Valores de resistencia de aislamiento a 20°C en transformadores de potencia (Westinghouse).

TENSIÓN NOMINAL DE CORRIENTE ALTERNA DEL TRANSFORMADOR EN VOLTS	VALOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO MÍNIMA RECOMENDADA EN MEGOHMS	
	SUMERGIDO EN ACEITE AISLANTE	SECO
0 - 600	100	500
601 - 5000	1000	5000
MAYOR DE 5000	5000	25000

Tabla 20 Valores de resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco en servicio de acuerdo a la Norma ANSI/NETA MTS-2007.

TEMPERATURA DE PRUEBA "Tp" EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA (Kt)	
	SUMERGIDO EN ACEITE	TIPO SECO
0	0.25	0.40
5	0.36	0.50
10	0.50	0.63
15	0.75	0.81
20	1.00	1.00
25	1.40	1.25
30	1.98	1.58
35	2.80	2.00
40	3.95	2.50

Tabla 21 Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco, referidos a 20°C, de acuerdo a la norma ANSI/NETA MTS-2007.

TEMPERATURA DE PRUEBA "Tp" EN °C	FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA (Kt)	
	SUMERGIDO EN ACEITE	TIPO SECO
45	5.60	3.15
50	7.85	3.98
55	11.20	5.00
60	15.85	6.30
65	22.40	7.90
70	31.75	10.00
75	44.70	12.60
80	63.50	15.80

Tabla 22 Factores de corrección por temperatura de la resistencia de aislamiento en transformadores sumergidos en aceite y tipo seco, referidos a 20°C, de acuerdo a la norma ANSI/NETA MTS-2007 (Continuación).

3.7. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES DE POTENCIA.

En los interruptores que se detallaron en el capítulo 1, como lo son los de gran volumen de aceite, existen elementos aislantes con materiales higroscópicos, como son el aceite, la barra de operación y otros elementos que intervienen en la cámara de arqueo, a su vez la carbonización del aceite causado por la extinción del arco y operación del interruptor ocasionan contaminación de estos elementos, causando una baja resistencia de aislamiento.

Esta prueba también es aplicable para interruptores en pequeño volumen de aceite, de SF6 y de vacío en los que normalmente se utiliza porcelana como material aislante.

3.7.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Realizar limpieza en las boquillas retirando cualquier rastro de suciedad y humedad.
- 3) Conectar a la tierra del medidor la estructura o el tanque.
- 4) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea del 75%.
- 5) Se debe evitar que los rayos del sol estén directamente sobre la pantalla del equipo con el fin de no tener malas lecturas y daños al equipo de prueba.

3.7.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En las siguientes figuras, se muestran las conexiones para realizar las pruebas de resistencia de aislamiento a los interruptores de potencia en sus diferentes tipos constructivos.

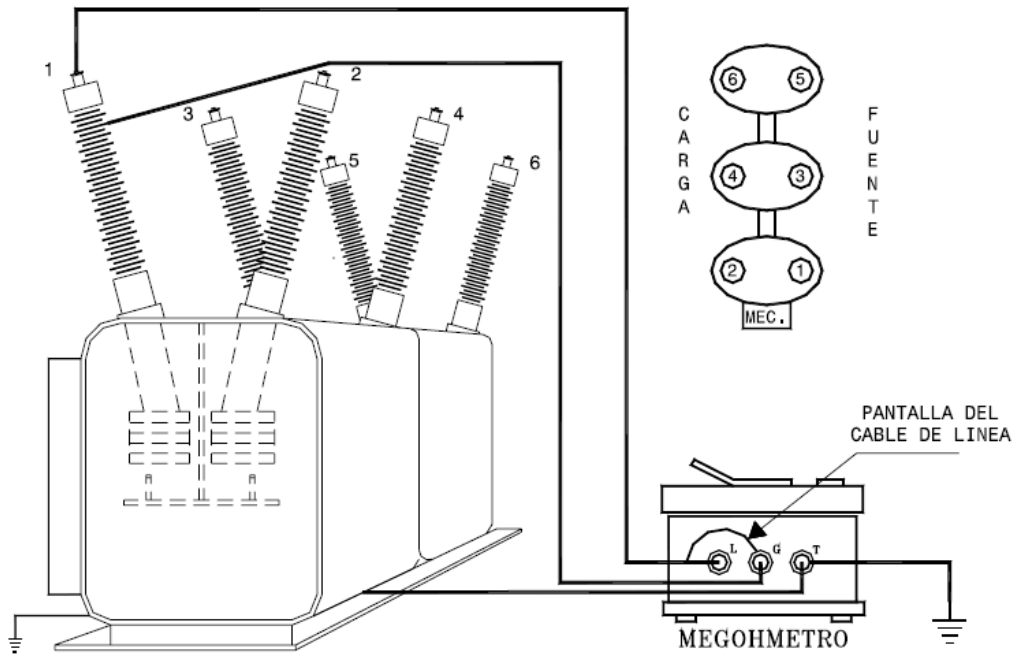


FIGURA 40. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de gran volumen de aceite.

PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		L	G	T	
1	ABIERTO	1	P1-2	Tq	B1
2	ABIERTO	1	P1	Tq-2	B1-G
3	CERRADO	1	P1-P2	Tq	B1-B2-Be-G-A-At
4	ABIERTO	2	P2-1	Tq	B2

Tabla 23 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de gran volumen de aceite.

Donde:

B = Boquilla

P = Porcelana

G = Guia de barra de levantamiento

A = Aceite

Be = Barra elevadora

At = Aislamiento del Tanque

Tq = Tanque

Las pruebas que se indican, deben efectuarse para cada uno de los polos del interruptor.

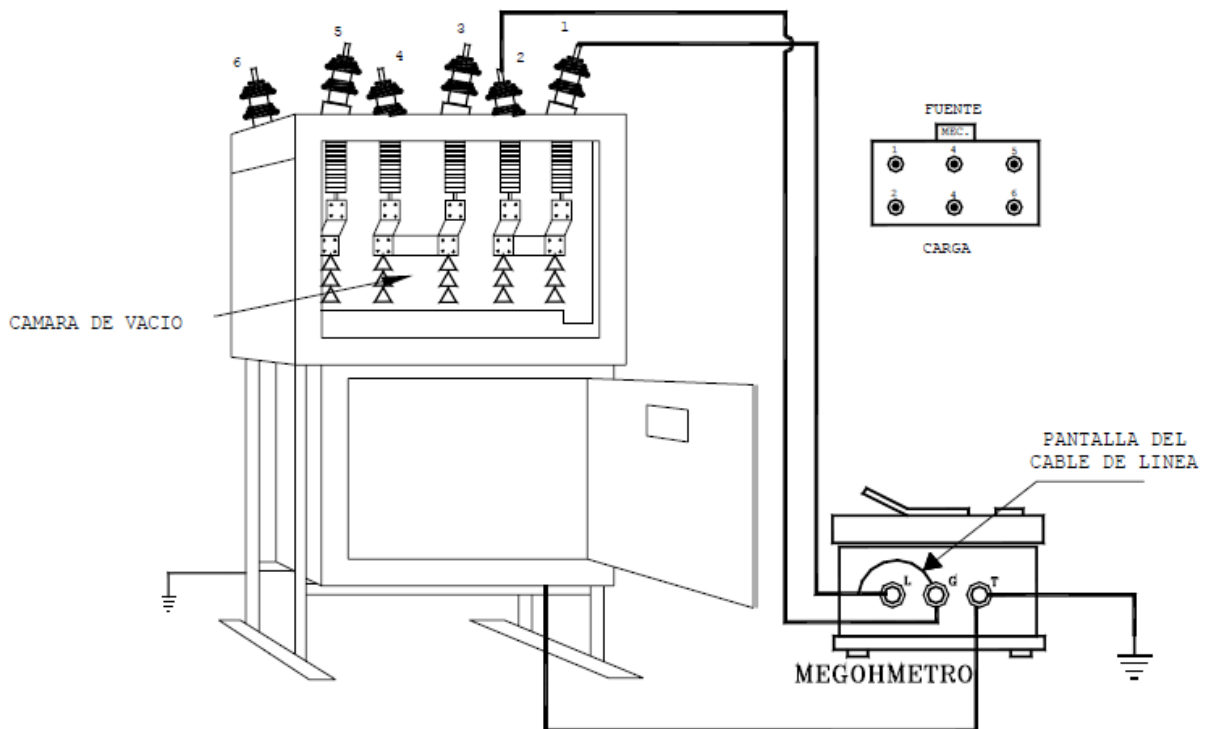


FIGURA 41. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores aislados en vacío.

PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		L	G	T	
1	ABIERTO	1	2	E	Boq. 1, As
2	ABIERTO	2	1	E	Boq. 2, As
3	ABIERTO	3	4	E	Boq. 3, As
4	ABIERTO	4	3	E	Boq. 4, As
5	ABIERTO	5	6	E	Boq. 5, As
6	ABIERTO	6	5	E	Boq. 6, As
7	CERRADO	1-2	-	E	Boq. 1-2, As, Ba
8	CERRADO	3-4	-	E	Boq. 3-4, As, Ba
9	CERRADO	5-6	-	E	Boq. 5-6, As, Ba

Tabla 24 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de vacío.

Donde:

B = Boquilla

E = Estructura

Ba = Barra de accionamiento

As = Aislador soporte

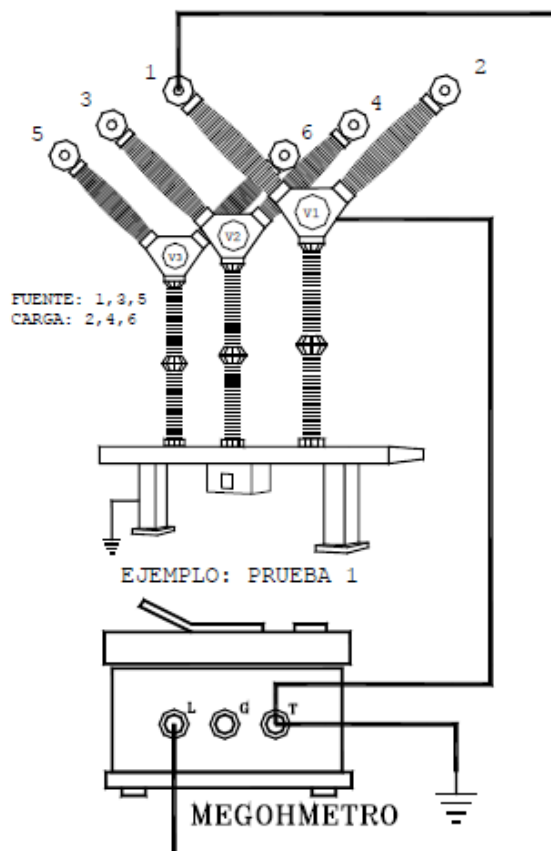


FIGURA 42. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de bajo volumen de aceite.

	PRUEBA	CONEXION			MIDE
		L	G	T	
1	1	1	-	V1	S. SUPERIOR 1
	2	2	-	V1	S SUPERIOR 2
	3	1-2	-	E	POLO COMPLETO
	4	V1	-	E	S INFERIOR
2	5	3	-	V2	S SUPERIOR 3
	6	4	-	V2	S SUPERIOR 4
	7	3-4	-	E	POLO COMPLETO
	8	V2	-	E	S INFERIOR
3	9	5	-	V3	S SUPERIOR 5
	10	6	-	V3	S SUPERIOR 6
	11	5-6	-	E	POLO COMPLETO
	12	V3	-	E	S INFERIOR

Tabla 25 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de bajo volumen de aceite.

Donde:

S = Seccion

E = Estructura

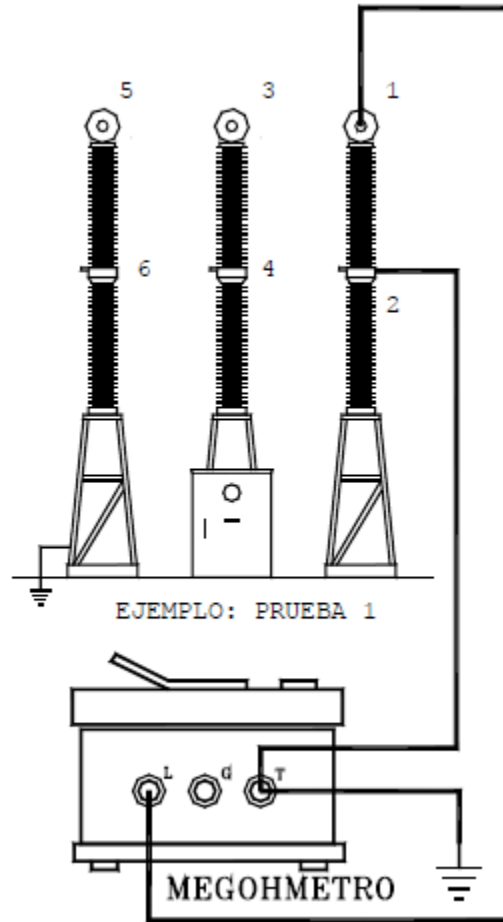


FIGURA 43. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores en SF6

	PRUEBA	CONEXIONES			MIDE
		L	G	T	
1	1	1	-	2	S. SUPERIOR
	2	1	-	E	POLO COMPLETO
	3	2	-	E	S. INFERIOR
2	4	3	-	4	S. SUPERIOR
	5	3	-	E	POLO COMPLETO
	6	4	-	E	S. INFERIOR
3	7	5	-	6	S. SUPERIOR
	8	5	-	E	POLO COMPLETO
	9	6	-	E	S. INFERIOR

Tabla 26 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores en SF6.

Donde:

S = Sección

E = Estructura

3.7.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS

En las lecturas obtenidas a las pruebas de resistencia de aislamiento en los interruptores de potencia, normalmente las lecturas obtenidas son altas y no presentan absorción ni polarización, debido a que el aislamiento está constituido en su mayor parte de porcelana, una lectura baja es indicativo de deterioro del mismo.

En los interruptores de bajo volumen de aceite, si se obtiene un bajo valor de resistencia de aislamiento, este puede ser originado por contaminación del aceite, altas pérdidas dieléctricas en los aislamientos soportes o aislamiento de las cámaras de interrupción.

El caso de los interruptores de SF6 y de vacío, el aislamiento se encuentra constituido por las boquillas o bushings y los aislamientos soportes, un bajo valor de resistencia de aislamiento se debe al deterioro de estos componentes.

Para los dos puntos anteriores, los valores de resistencia de aislamiento deberán ser superiores a los 100,000 MOhms, si los componentes aislantes se encuentran en buenas condiciones (esto para casos de valores bajos de aislamiento), se deberán realizar pruebas de factor de potencia para completar el análisis del estado del aislamiento.

En los interruptores de gran volumen de aceite, los valores mínimos obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento deben ser superiores a los 100,000 MOhms a temperatura ambiente. En caso de obtener resultados menores, se tienen que realizar pruebas al aceite aislante. Una vez obtenidos los resultados de las pruebas al aceite, se deberá determinar si reacondicionar o en su caso reemplazar el mismo, esto en el caso de que los valores obtenidos del aceite sean inferiores a los recomendados. Si persisten los bajos valores, se procederá a realizar una inspección en el interruptor, efectuando pruebas individuales a cada uno de los componentes con el fin de determinar la causa de los bajos resultados de resistencia de aislamiento y corregirla, las causantes pueden ir desde contaminación en los aislamientos internos, en el cartón aislante y en las cámaras de interrupción, o bien altas pérdidas dieléctricas en las boquillas, las cuales pueden ser determinadas con las pruebas de factor de potencia.

3.8. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Debido al diferente diseño de los TP's y TC's, el operador que realizara las pruebas deberá analizar su diagrama y determinar qué tipo de conexión se utilizara, esta

conexión debe quedar asentada en el reporte para que en pruebas posteriores se tengan datos comparativos.

Al efectuar la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de instrumento, se determinan las condiciones del aislamiento entre el devanado primario y el devanado secundario contra tierra, para la prueba del devanado primario contra tierra se utiliza el mayor rango de voltaje del aparato de medición, caso contrario en el devanado secundario, pues para efectuar su prueba se debe utilizar el menor rango de voltaje o más cercano al de las terminales del secundario.

En transformadores de potencial mayores a los 34.5 kv's con conexiones estrella-estrella son de aislamiento reducido en su terminal P2, esta terminal en el devanado primario se encuentra conectada a tierra, la cual se debe desconectar de tierra cuando se realice la prueba en el devanado primario y teniendo cuidado de no aplicar más de 2500 Volts puesto que como se menciona, tiene el aislamiento reducido, en caso de que el equipo en mención no cuente con un medio de acceso para realizar esta desconexión la prueba no deberá efectuarse.

3.8.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Realizar la desconexión de las terminales primaria y secundaria del transformador de instrumento,
- 3) Cortocircuitar las terminales del devanado primario y del devanado secundario de manera independiente.
- 4) Efectuar limpieza en el aislamiento externo.

3.8.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Todas las pruebas se deberán realizar durante un minuto tomando en consideración lo descrito anteriormente para los voltajes aplicados.

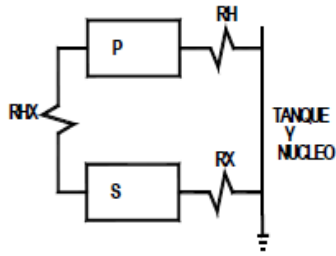


FIGURA 44. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de potencial.

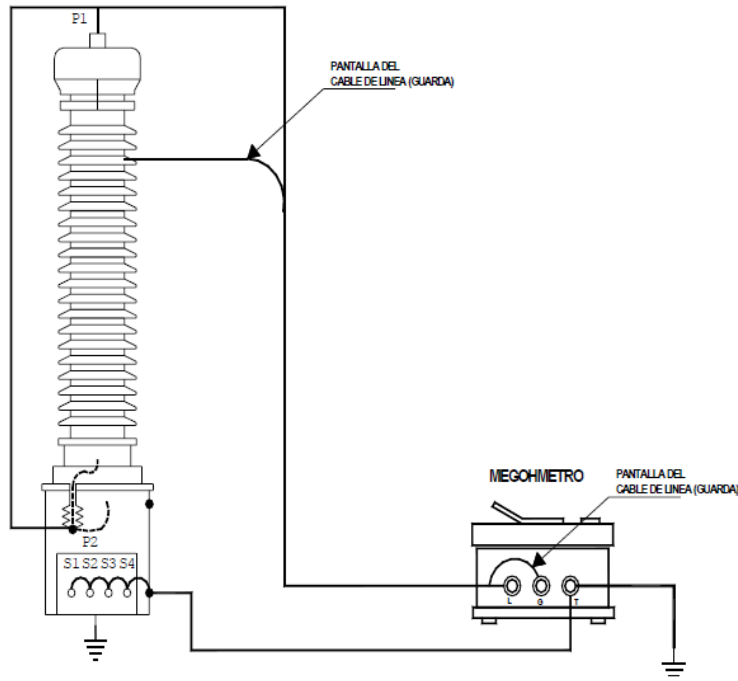


FIGURA 45. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de potencial.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	VOLTS PRUEBA
	L	G	T		
1	P1, P2	PORCELANA	S1, S2, S3, S4	RP-RPS	5000
2	S1, S2, S3, S4	—	P1, P2	RP-RPS	500

Tabla 27 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de potencial.

Donde:

S = Seccion

E = Estructura

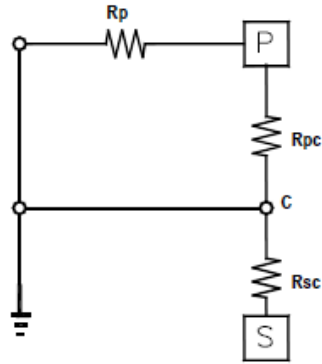


FIGURA 46. Resistencia de aislamiento equivalente en transformadores de corriente.

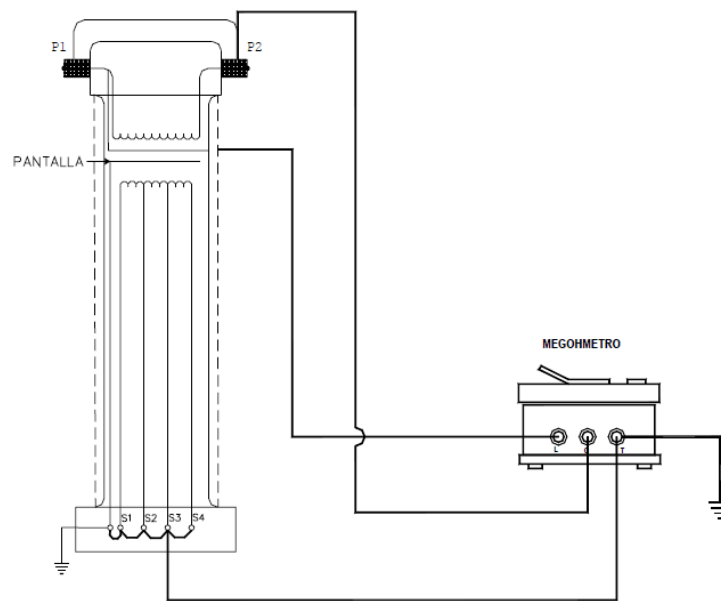


FIGURA 47. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a transformadores de corriente.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	VOLTS PRUEBA
	L	G	T		
1	P1, P2	PORCELANA	S1, S2, S3, S4	RP-RPC	5000
2	S1, S2, S3, S4	—	P1, P2	RSC	500

Tabla 28 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en transformadores de corriente.

Donde:

S = Seccion

E = Estructura

3.8.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS

Los valores recomendados después de haberse realizado la prueba tanto en los devanados de AT y en los de BT, deben igual o mayores a los 50,000 MOhms.

Cuando se obtengan valores inferiores al descrito anteriormente, deberán complementarse con los valores de pérdidas dieléctricas que se obtienen de las mediciones de factor de potencia con el objeto de analizar las condiciones del aislamiento.

3.9. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A APARTARRAYOS.

Las pruebas de resistencia de aislamiento en apartarrayos de una sección o de varias secciones se realizan para evaluar el deterioro de estos componentes.

Además de lo anterior, con esta prueba es posible detectar:

- 1) El nivel de contaminación o humedad en las superficies internas de la porcelana.
- 2) La corrosión en los entrehierros.
- 3) Acumulación de sales de aluminio causados por la humedad y los productos resultantes del efecto corona.
- 4) Porosidades, figuras o agrietamientos en la porcelana.
- 5) Envoltente polimérico degradado, contaminado o fisurado.

3.9.1. RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Drenar mediante una conexión sólida a tierra las cargas estáticas.
- 3) Limpiar el envoltente polimérico o la porcelana, así como los puntos de conexión.
- 4) Utilizar la mayor tensión del equipo de prueba.
- 5) Aplicar el VCD durante un minuto, tomar la lectura y anotar el valor obtenido.

- 6) Para apartarrayos de diversas secciones, se debe utilizar la terminal de guarda para evitar corrientes de fuga en la superficie,

3.9.2. CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

A continuación, se muestran las conexiones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de una o varias secciones.

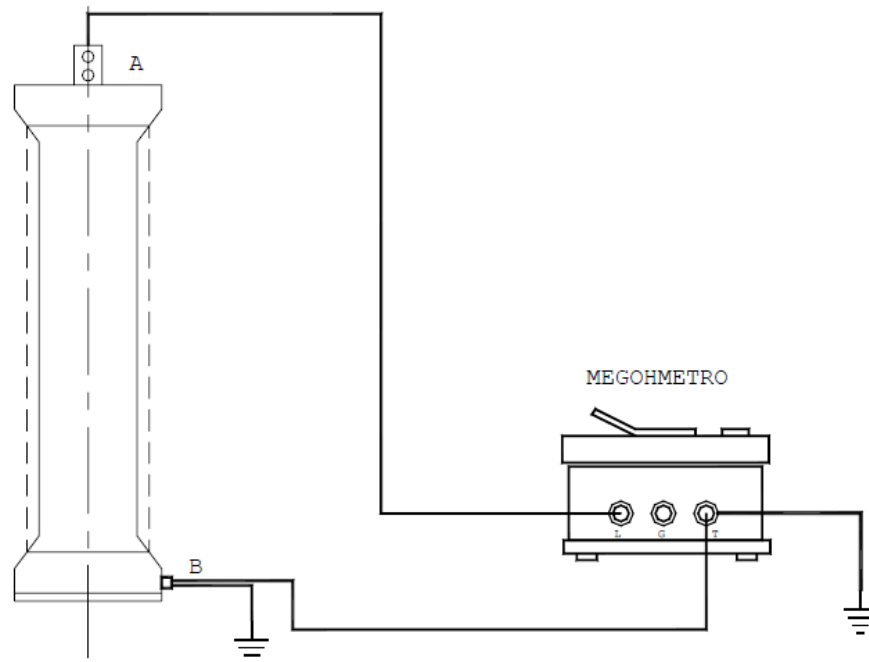


FIGURA 48. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de una sección.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	LINEA	GUARDA	TIERRA	
1	A	—	B	R. A.B.

Tabla 29 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos de una sección.

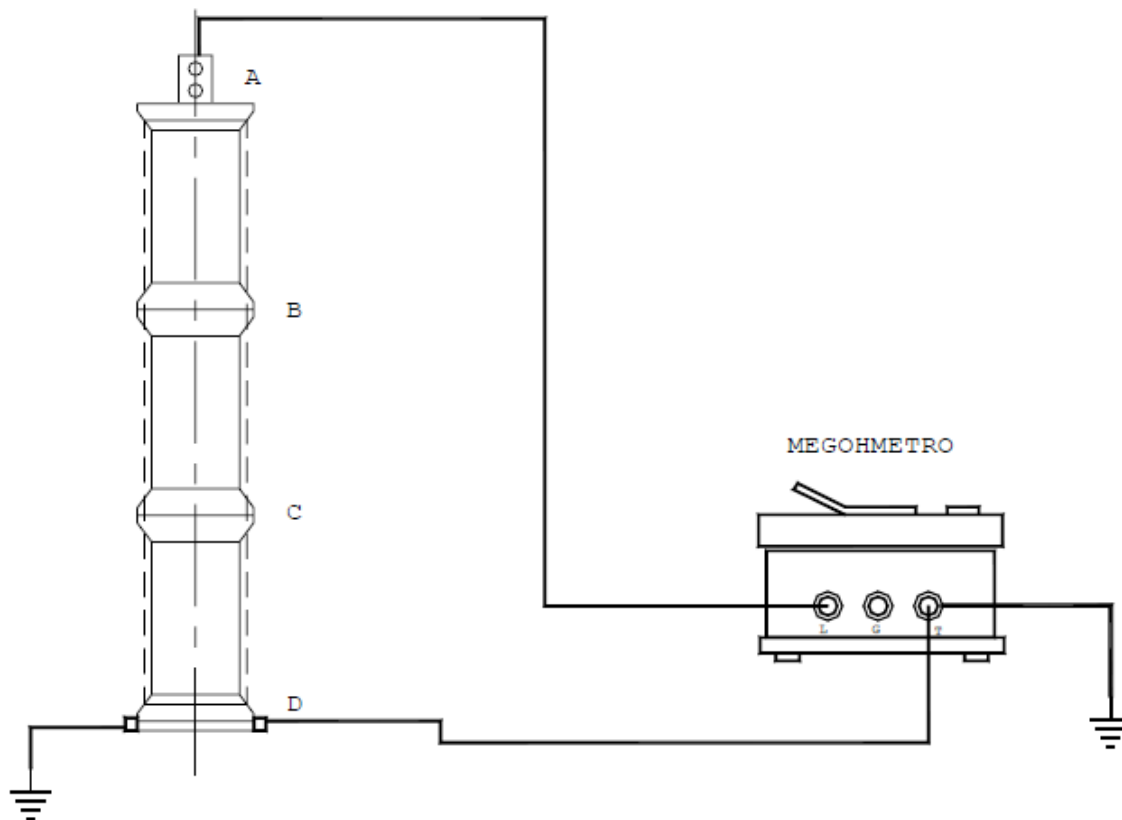


FIGURA 49. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a apartarrayos de varias secciones.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	V PRUEBA
	LINEA	GUARDA	TIERRA		
1	A	-	D	RAD	5000 V
2	A	-	B	RAB	
3	B	A	C	RBC	
4	C	B	D	RCD	

Tabla 30 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en apartarrayos de varias secciones.

3.9.3. INTERPRETACION DE RESULTADOS

Los valores obtenidos deberán ser desde 500 hasta 50,000 MOhms, dependiendo de la marca del apartarrayos, es recomendable comparar resultados con las fichas técnicas de los equipos de la misma marca y modelo.

3.10. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A CUCHILLAS.

La prueba de resistencia de aislamiento a cuchillas se lleva a cabo durante las pruebas de puesta en marcha o durante el programa de pruebas de rutina.

Son útiles para evaluar la condición del aislamiento, detectar pequeñas imperfecciones o fisuras, así como la degradación por envejecimiento.

3.10.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Limpiar la superficie del aislamiento de suciedad o contaminación con la finalidad de no obtener lecturas erróneas.
- 3) Aterrizar a tierra la base de la cuchilla.

3.10.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Esta prueba se debe realizar en la posición abierta y cerrada, a continuación, se muestran las conexiones.

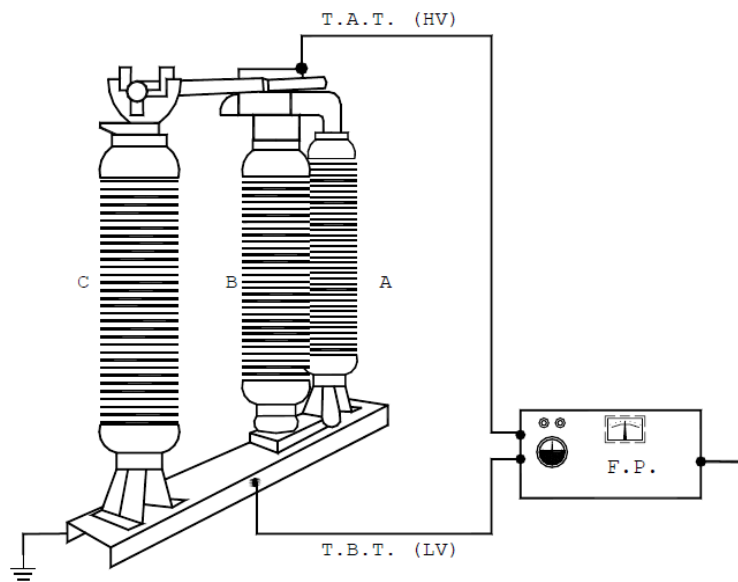


FIGURA 50. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a cuchillas desconectadoras.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			CUCHILLA
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	A+B	BASE	GROUND	ABIERTA
2	C	BASE	GROUND	ABIERTA
3	A+B+C	BASE	GROUND	CERRADA

Tabla 31 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en cuchillas.

3.10.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Si los valores de la prueba 1 resultan bajos, se deberá probar de manera independiente cada aislador para determinar cuál de ellos es el de valor más bajo.

El valor de la resistencia de aislamiento debe ser como referencia 40,000 MOhms, en caso de que no se tengan referencias es recomendable complementar el análisis con las pruebas de factor de potencia para determinar el estado del aislamiento.

CAPITULO 4

PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA

4.1 TEORIA GENERAL

La prueba de factor de potencia o factor de disipación se basa en la comparación de un material eléctrico con un condensador, en donde el conductor actúa como una placa y la toma de tierra del equipo bajo prueba se considera como la otra placa del capacitor. Esta prueba es útil para comprobar la calidad de los aislamientos, así como para determinar el grado de secado, contaminación o deterioro de los mismos.

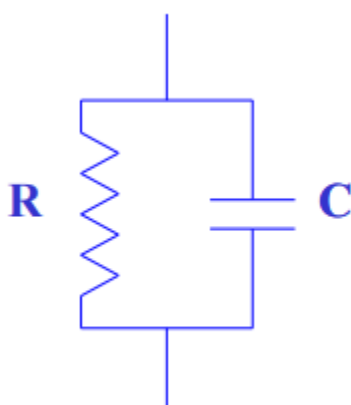


FIGURA 51. Circuito equivalente de un equipo durante la prueba de factor de potencia.

La prueba consiste en aplicar una tensión de corriente alterna al objeto bajo prueba y medir la corriente, el voltaje y la potencia real como se ilustra a continuación:

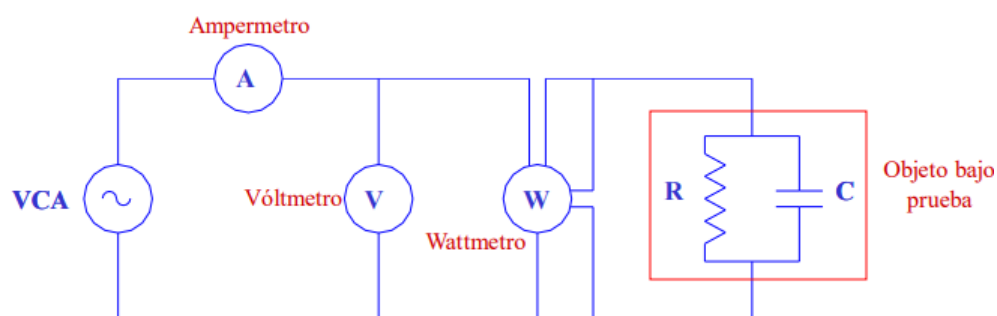


FIGURA 52. Representación del circuito del equipo para realizar la prueba de factor de potencia.

De la imagen anterior se puede afirmar que los watts se miden directamente y los voltamperes son calculados multiplicando el voltaje medido por el voltímetro y la corriente que se mide por el amperímetro, en realidad, esta operación no es necesaria realizarla ya que los equipos digitales arrojan normalmente el valor.

Para poder comprender la prueba de factor de potencia, se requiere tener en cuenta el triángulo de potencia:

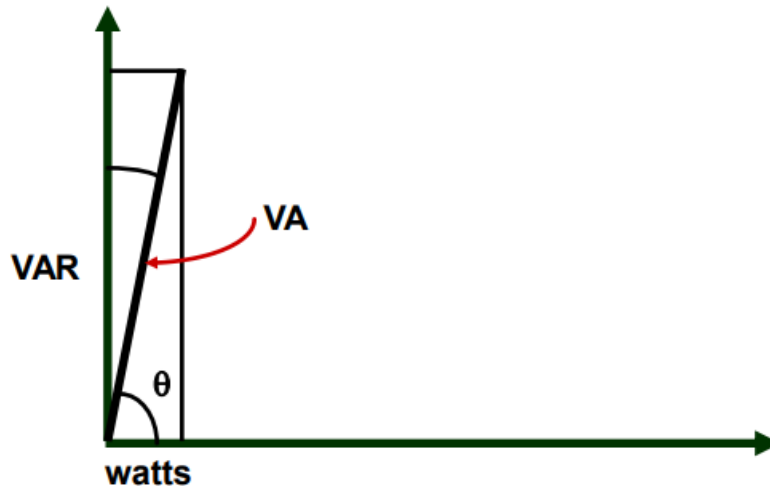


FIGURA 53. Diagrama vectorial del triángulo de potencia.

En el diagrama anterior se tiene que el eje X representa la potencia real (watts) que son disipados en el aislamiento y corresponden a la parte resistiva del equipo bajo prueba.

El eje Y representa la potencia reactiva (voltamperes reactivos) que se consumen por el aislamiento y corresponden a la parte capacitiva del equipo bajo prueba.

La suma vectorial de los watts y los voltamperes reactivos corresponde a la potencia activa o potencia aparente.

La definición del factor de potencia indica que éste es el coseno del Angulo que forman los watts y los voltamperes, ese ángulo se conoce como θ y es calculado de la siguiente manera:

$$FP = \frac{\text{Cateto adyacente}}{\text{Hipotenusa}} = \frac{\text{Watts}}{\text{VA's}} = \text{COS}\theta$$

El factor de potencia es expresado normalmente en porcentaje al ser una cantidad adimensional debido a que las pérdidas dieléctricas son pequeñas en comparación con la energía aplicada.

Los valores medidos son tan pequeños que suele ocuparse el prefijo mili para expresar los watts y los voltamperes.

Debido a que los materiales no son aislantes perfectos y a que la corriente se comportara puramente capacitiva, siempre atravesara los mismos una corriente que se encuentra en fase con el voltaje aplicado, esta es denominada corriente de pérdidas dieléctricas.

Cuando a un aislamiento no se le aplica ningún voltaje de prueba, las cargas eléctricas positivas y negativas se encuentran distribuidas uniformemente al azar como se muestra a continuación.

Cuando se aplica un voltaje de corriente alterna, la polaridad cambia a una frecuencia de 60 Hz por segundo, en el semi ciclo positivo las cargas tienden a alinearse como se muestra en el segundo recuadro de la imagen, al concluir el semi ciclo positivo, las cargas tienden a cambiar de dirección durante el semi ciclo negativo como se muestra en el tercer recuadro.

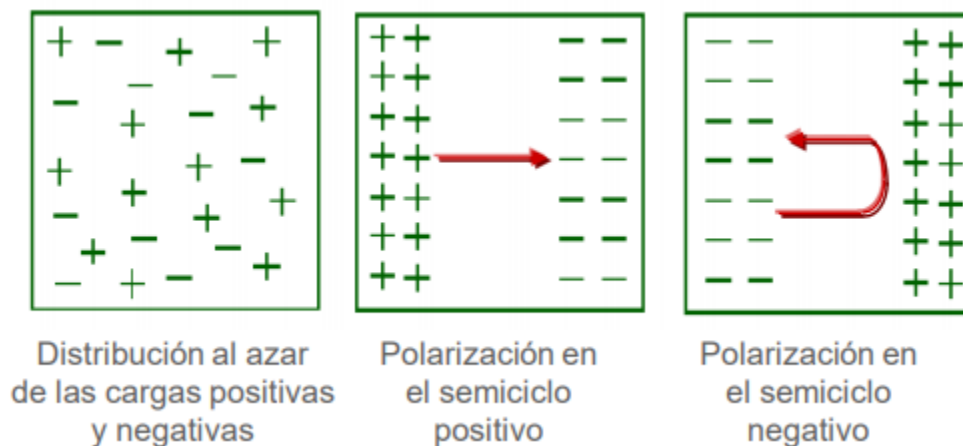


FIGURA 54. Comportamiento de las cargas eléctricas en un equipo con voltaje y sin voltaje aplicado.

El movimiento descrito anteriormente, produce una fricción molecular dentro del aislamiento liberando energía por medio de calor (watts).

Todos los aislamientos tienen un cierto nivel de pérdidas, sin embargo, lo deseable es que sea en la menor cantidad posible. En la medida que el aislamiento envejece,

se humedece o se degrada, va aumentando sus pérdidas y por lo tanto también aumenta el factor de potencia.

Ya que el factor de potencia varía dependiendo la temperatura, se deben referir los resultados de la prueba siempre a 20°C.

Por otra parte, el valor del factor de potencia varía de acuerdo con el voltaje aplicado, por ello siempre es recomendable realizar las pruebas al mismo nivel de tensión con el fin de poder tener comparaciones de las lecturas tomadas en diferentes tiempos.

El voltaje de prueba no debe ser mayor que al voltaje de diseño de los aislamientos, debiendo utilizar siempre el voltaje de más alto rango del medidor de factor de potencia.

Las pérdidas dieléctricas se relacionan con el tipo de aislamiento bajo prueba y la condición del mismo, estas y el factor de potencia suelen ser sensitivos a los materiales polares solubles, iónicos o colídales que incluye:

- Humedad (libre en la celulosa, partículas en el aceite)
- Productos de oxidación en el aceite aislante
- Carbón con humedad
- Jabones metálicos

La prueba de factor de potencia o factor de disipación es conocida por ser uno de los métodos más efectivos para evaluar el estado general de los aislamientos en los transformadores y otros equipos eléctricos y es fundamental en un programa de mantenimiento preventivo.

Debido a que uno del propósito de la prueba es detectar humedad en los aislamientos, debe evitarse hacer pruebas en condiciones térmicas bajo cero ya que esto podría afectar significativamente los resultados.

En ocasiones, las pruebas en los contactos de las boquillas de transformadores, interruptores y otros equipos eléctricos presentan un valor de FD o FP negativo, esto es erróneo, ya que es un valor ficticio y la medida negativa en ocasiones se puede deber a que el ángulo de fase de la corriente de medición excede en más de 90 grados a la tensión aplicada.

4.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

Cuando se realizan las pruebas de factor de disipación o factor de potencia es preciso tener en cuenta los siguientes factores que afectan los valores obtenidos en dicha medición:

- Temperatura
- Humedad
- Voltaje
- Frecuencia
- Contaminación o deterioro

4.2.1 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

De igual manera, se enlistan los factores que incrementan el factor de potencia en los transformadores de potencia que utilizan nuevas tecnologías.

- Uso de materiales tubulares o barreras de alto factor de potencia
- Empleo de aislamiento interlaminar en el núcleo de alta resistencia
- Uso de aislamiento de alto factor de potencia entre el núcleo y el tanque
- Empleo de resistores para el aislamiento del núcleo o entre secciones del mismo
- Proceso de secado incompleto en el volumen de los materiales aislantes

4.2.2 CONSIDERACIONES PARA LA REALIZACION DE LA PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

A continuación, en la tabla 32 se dan los valores típicos del factor de potencia para mejor interpretación de resultados.

Para una mejor referencia se presentan estos valores y valores típicos de las constantes dieléctricas de algunos materiales.

MATERIAL	% FP @ 20 °C	CONSTANTE DIELECTIRICA
Aire	0.0	1.0
Aceite	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0 – 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Tabla 32 Valores típicos de factor de potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.

En la tabla 33 se dan valores típicos de factor de potencia de algunos aislamientos de equipos eléctricos que se han obtenido como promedio de diversas pruebas de acuerdo al Manual de Procedimientos de pruebas de campo a equipos eléctricos de distribución de la Comisión Federal de Electricidad.

EQUIPO	% FP @ 20 °C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 – 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 – 5.0

Tabla 33 Valores típicos de factor de potencia de aislamientos de equipos eléctricos.

4.3 METODOS DE MEDICION

En resumen, se puede determinar que la prueba de factor de potencia consiste en aplicar un potencial de corriente alterna al aislamiento que se desea someter a prueba, medir la potencia real que se disipa a través de este y medir la potencia aparente del mismo. El factor de potencia se obtiene a través de la operación de dividir la potencia real sobre la potencia aparente.

Los diversos métodos de prueba para la medida del factor de potencia, a continuación, se analizan.

4.3.2 METODO DE ESPECIMEN GUARDADO

Este método (GST-Guard) coloca el selector de BT en la posición de guarda, el cable de BT es conectado a guarda del equipo de prueba, haciendo una comparación entre el método GST y el mencionado, es que varía la posición de la conexión del cable de BT con respecto al medidor de mVA y mW. La conexión de guarda también es posible realizarla por medio del cable de AT.

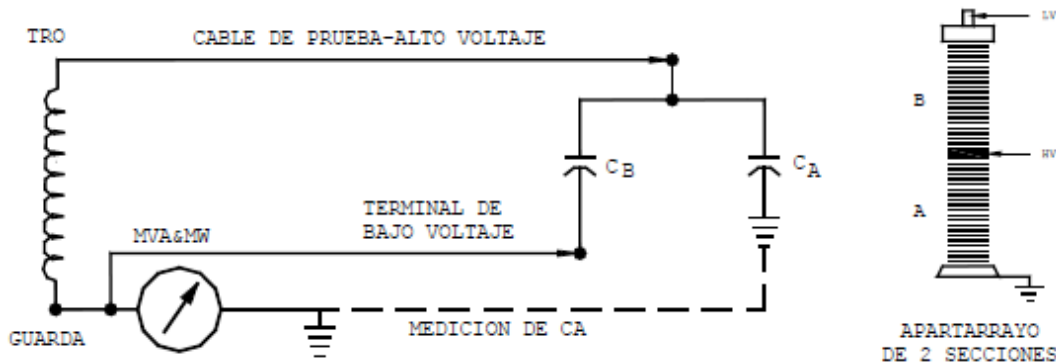


FIGURA 57. Conexión GST conectando la terminal de bajo voltaje a guarda.

4.3.3 METODO DE ESPECIMEN NO ATERRIZADO

La prueba de espécimen no aterrizado (Ungrounded specimen test) se tiene cuando el control de BT se coloca en la posición UST (figura 58), haciendo que la medición de mVA y mW se efectúe únicamente por el cable de BT, teniendo la conexión de guarda y tierra en un punto común, de tal modo que la medición de mW y mVA no es realizada a través de tierra.

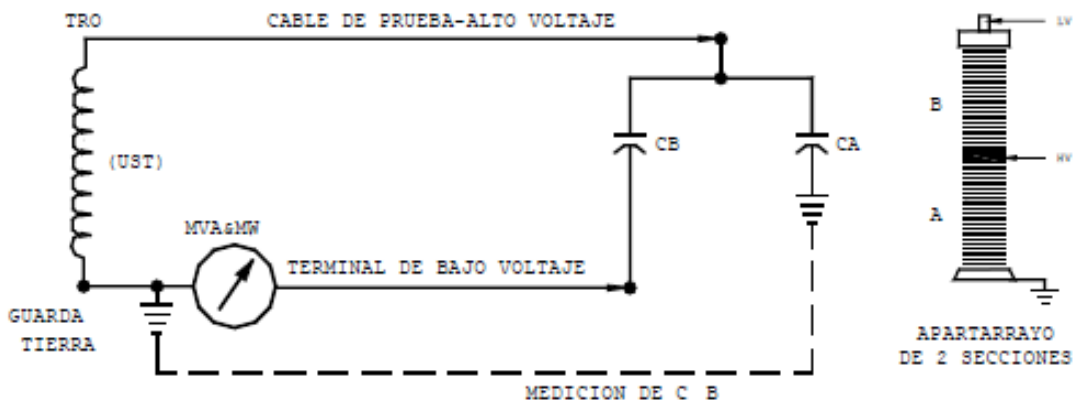


FIGURA 58. Conexión del cable de bajo voltaje en posición UST.

En conclusión, se puede afirmar lo siguiente:

Cuando se utiliza el método GST, lo que no se quiere medir se conecta a guarda y cuando se usa el método UST lo que no se quiera medir se conecta a tierra.

Existen varios tipos de equipos de prueba de factor de potencia, todos tienen diferentes procedimientos de operación y en este trabajo no se tratarán ya que para un entendimiento más específico es necesario consultar el manual del fabricante, sin embargo, en el manual de procedimientos de pruebas de campo para equipo primario en subestaciones de distribución de la Comisión Federal de Electricidad se dan instrucciones de operación para un buen número de diversos equipos, por lo que se deberá consultar si se requiere profundizar en el tema de la operación de los diversos equipos.

4.4 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La prueba de factor de potencia es otra forma de llevar a cabo la evaluación de la condición de los aislamientos de los devanados de los transformadores de potencia, se recomienda para detectar la humedad y suciedad de los mismos.

La prueba de factor de potencia debe realizarse completamente desenergizado y aislado, todas las terminales incluyendo el neutro, deben conectarse juntas, esto con objeto de eliminar cualquier efecto de inductancia en la medición de la prueba.

Debido a que el factor de potencia aumenta directamente con la temperatura de operación del transformador, los resultados de la prueba deben referirse a una temperatura base de 20°C para fines comparativos. A continuación, en la tabla 34 se muestran los factores de corrección utilizados para transformadores, líquidos aislantes y las boquillas.

Temperatura de prueba "Tp" en °C	Factor de corrección por temperatura	
	Sumergido en aceite	Aceite aislante
10	0.8	1.38
15	0.9	1.2
20	1	1
25	1.12	0.79
30	1.25	0.63
35	1.4	0.51
40	1.55	0.42
45	1.75	0.34
50	1.95	0.28
55	2.18	0.25
60	2.42	0.17
65	2.7	0.15
70	3	0.12

Tabla 34 Factores de corrección por temperatura de factor de potencia de acuerdo a la Norma IEEE C.57.12.9 y a la Doble Engineering Company.

4.4.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Aislar completamente el transformador de los buses colectores y las líneas
- 3) Desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de las boquillas
- 4) Colocar puentes eléctricos entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario.
- 5) Conectar adecuadamente las terminales de prueba al transformador por probar, tal como se muestra más adelante.
- 6) Realizar la medición de factor de potencia y capacitancia con el mismo instrumento
- 7) Colocar el instrumento de medición sobre una base nivelada y conectar el medido de factor de potencia y capacitancia a la fuente de alimentación, verificar su correcto aterrizamiento
- 8) Desconectar y retirar los conductores de todas las terminales de las boquillas y a su vez llevar a cabo la desconexión de los nuestros de los devanados del sistema de tierras
- 9) Llevar el registro del porcentaje de la humedad relativa. Las pruebas deben efectuarse cuando la humedad relativa sea menor al 75%.

4.4.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En las tablas siguientes se muestran los valores de tensión de prueba recomendados para realizar esta prueba en los transformadores de potencia.

Los valores de tensión recomendados deben estar entre el 5% y el 10% del voltaje nominal del aislamiento de acuerdo a ANSI/IEEE C57.12.00-1980.

**RANGO DE VOLTAJE DEL
DEVANADO EN DELTA (KV)**

161 ó Más
115 a 138
34 a 69
12 a 25
abajo de 12

**VOLTAJE DE PRUEBA
(KV)**

10
5
2
1
0.5

**RANGO DE VOLTAJE DEL
DEVANADO EN ESTRELLA (KV)**

12 ó Más
abajo del 12

**VOLTAJE DE PRUEBA
(KV)**

1
0.5

Tabla 35 Valores de tensión recomendados para realizar la prueba en transformadores de potencia sumergidos en aceite pero que se desean probar en ausencia del mismo.

Nota: la prueba se puede realizar bajo presión atmosférica de aire o nitrógeno, pero no en vacío.

**RANGO DE VOLTAJE DEL
DEVANADO (KV)**

DEVANADOS EN DELTA Y ESTRELLA NO ATERRIZADA

Arriba de 14.4
12 a 14.4
5.04 a 8.72
2.4 a 4.8
abajo de 2.4

2 y 10
* 2 y 10
2 y 5
2
1

DEVANADOS EN ESTRELLA ATERRIZADA

2.4 ó más
abajo de 2.4

2
1

Tabla 36 Valores de tensión recomendados para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores del tipo seco.

*Valores de voltaje de operación de línea a tierra.

Una vez que se haya consultado el manual de operación del equipo a utilizar, se debe conectar la terminal de alta tensión al devanado por probar y la terminal de baja tensión a otro devanado.

En las siguientes figuras se muestran las conexiones para realizar las pruebas de factor de potencia a transformadores de dos y tres devanados.

► Conexión en transformadores trifásicos de dos devanados, prueba de AT vs BT y Tierra

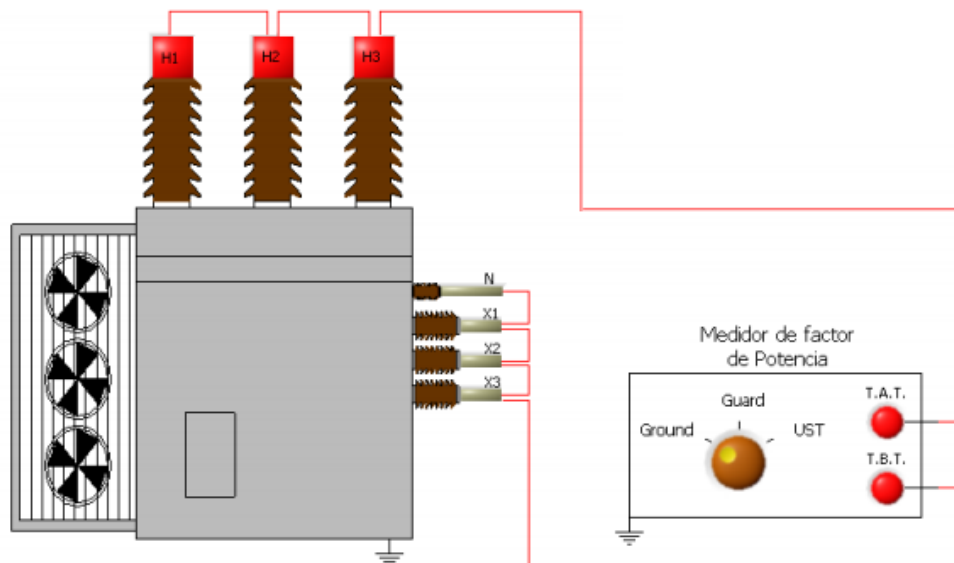


FIGURA 59. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs BT-Tierra).

Terminal de Alta Tensión (T.A.T.)	Terminal de Baja Tensión (T.B.T.)	SELECTOR	MIDE
H	X	Ground	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	X	Guard	Alta Tensión Vs. Tierra
X	H	Ground	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra
X	H	Guard	Baja Tensión Vs. Tierra

Tabla 37 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs BT-Tierra)

En esta conexión, el tanque debe estar aterrizado.

- Conexión en transformadores trifásicos de dos devanados, prueba de AT vs Tierra

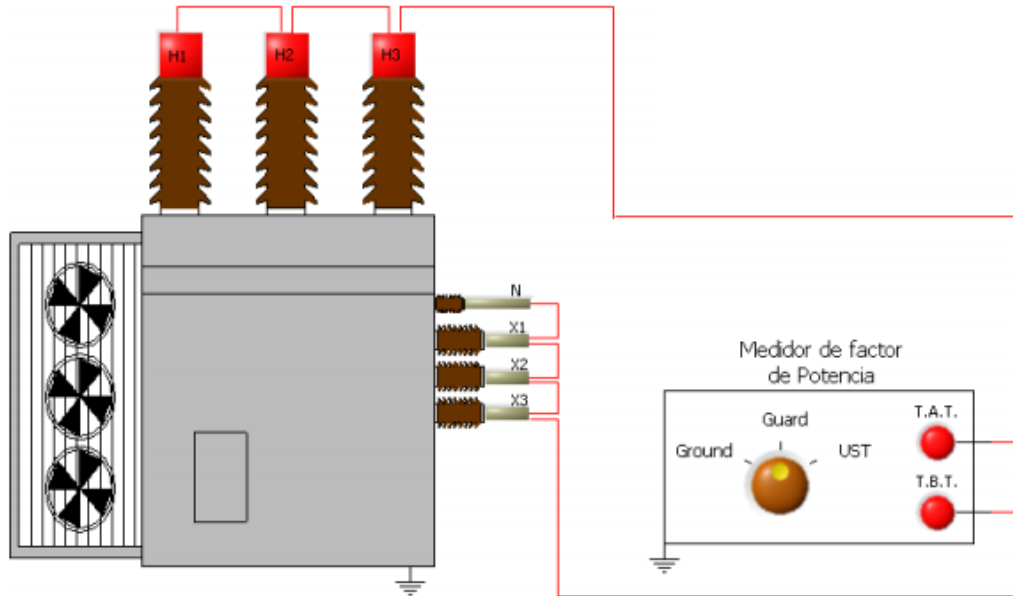


FIGURA 60. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs Tierra).

Terminal de Alta Tensión (T.A.T.)	Terminal de Baja Tensión (T.B.T.)	SELECTOR	MIDE
H	X	Ground	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	X	Guard	Alta Tensión Vs. Tierra
X	H	Ground	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra
X	H	Guard	Baja Tensión Vs. Tierra

Tabla 38 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (AT vs Tierra).

En esta conexión, el tanque debe estar aterrizado.

► Conexión en transformadores trifásicos de dos devanados, prueba de AT vs Tierra

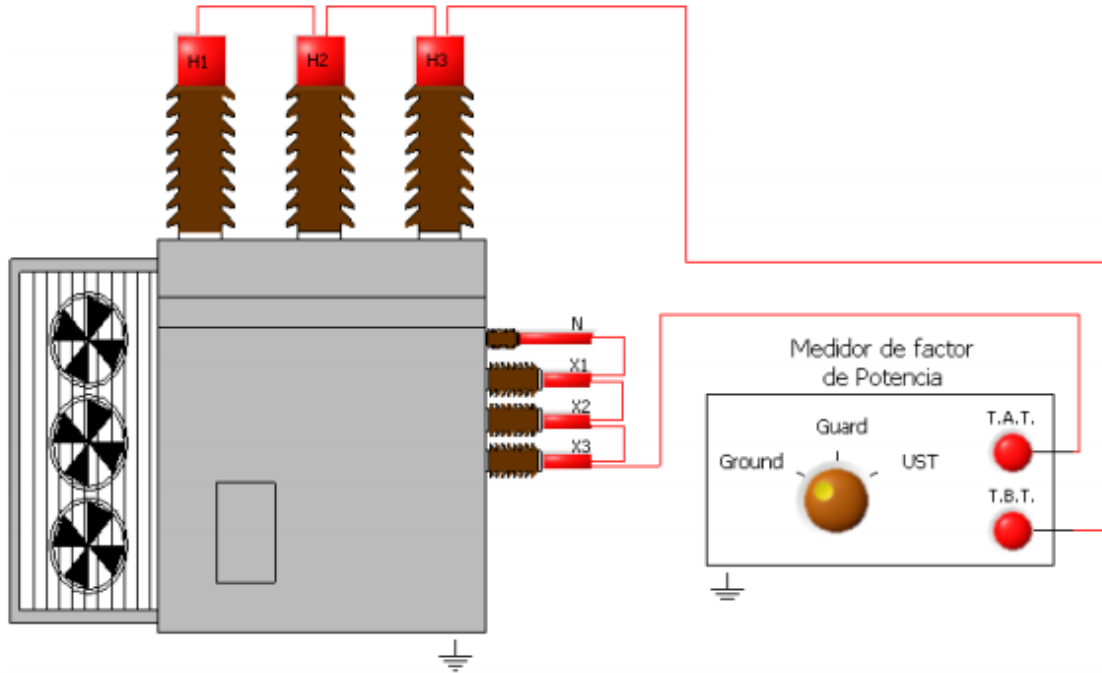


FIGURA 61. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (BT vs AT-Tierra)

Terminal de Alta Tensión (T.A.T.)	Terminal de Baja Tensión (T.B.T.)	SELECTOR	MIDE
H	X	Ground	Alta Tensión Vs. Baja Tensión y Tierra
H	X	Guard	Alta Tensión Vs. Tierra
X	H	Ground	Baja Tensión Vs. Alta Tensión y Tierra
X	H	Guard	Baja Tensión Vs. Tierra

Tabla 39 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de dos devanados (BT vs AT-Tierra)

► Conexión en transformadores trifásicos de tres devanados.

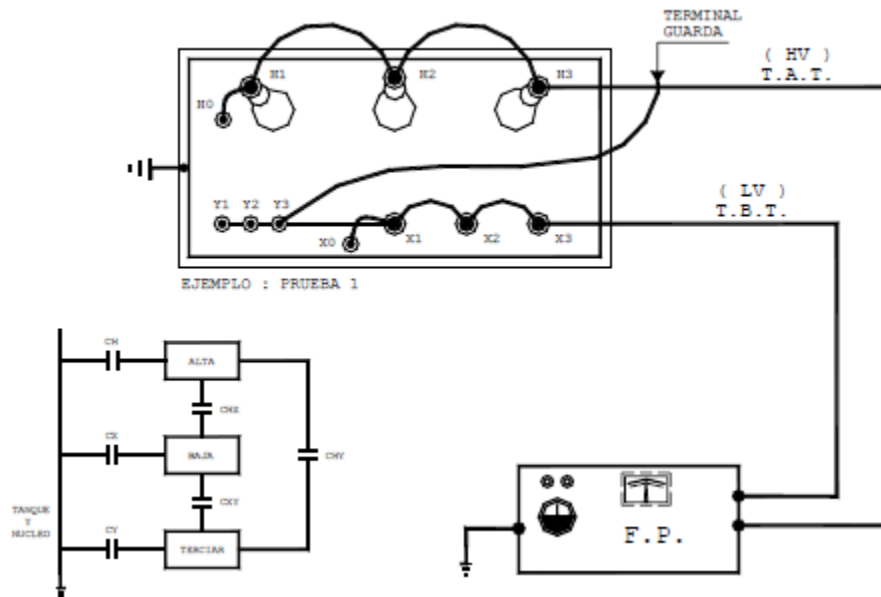


FIGURA 62. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia en transformadores de tres devanados.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	GUARDA	SELECTOR	
1	H	X	Y	GROUND	CH+CHX
2	H	X+Y	—	GUARDA	CH
3	X	Y	H	GROUND	CX+CXY
4	X	H+Y	—	GUARDA	CX
5	Y	H	X	GROUND	CY+CHY
6	Y	H+X	—	GUARDA	CY
7	H	X	Y (TIERRA)	UST	CHX
8	X	Y	H (TIERRA)	UST	CXY
9	Y	H	X (TIERRA)	UST	CHY

EL TANQUE DEBE ESTAR ATERORIZADO
Tq= TANQUE

Tabla 40 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de tres devanados.

En esta conexión, el tanque debe estar aterrizado.

En la siguiente figura, se muestran esquemáticamente la representación de los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia de tres y dos devanados, donde las consideraciones para transformadores monofásicos y trifásicos son las mismas, donde:

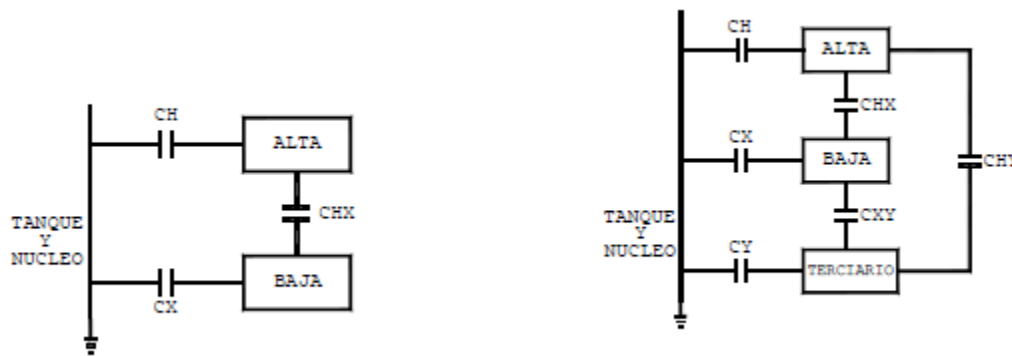


FIGURA 63. Representación de los aislamientos de transformadores de dos y tres devanados durante la prueba de factor de potencia.

CH = Es el aislamiento entre los conductores de alto voltaje y las partes puestas a tierra (núcleo y tanque), incluye las boquillas, el aislamiento del devanado, aislamiento de los elementos de soporte y el líquido aislante.

CX = Es el aislamiento entre los conductores de bajo voltaje y las partes puestas a tierra (núcleo y tanque), incluye las boquillas, el aislamiento del devanado, aislamiento de los elementos de soporte y el líquido aislante.

CY = Es el aislamiento entre los conductores del devanado terciario y las partes puestas a tierra (núcleo y tanque), incluye las boquillas, el aislamiento del devanado, aislamiento de los elementos de soporte y el líquido aislante.

4.4.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

A continuación, se muestran una serie de tablas con las que se puede evaluar la condición del aislamiento una vez que se haya realizado la prueba a un transformador de potencia.

Tipo de transformador	Factor de potencia para transformadores en servicio a 20°C en %			
	Sumergido en aceite aislante	Aceite de Silicona	Tetracloruro-etileno	Hidrocarburo de alto punto de ignición
Potencia	1	0.5	3	3
Distribución	2	0.5	3	3

Tabla 41 Valores recomendados de factor de potencia para transformadores de potencia y de distribución de acuerdo a la Norma ANSI/NETA MTS-2007.

Valor del factor de potencia a 20°C en %	Criterio de evaluación	Estado del equipo eléctrico
≤0,5	Excelente	Nuevo
>0,1 ≤ 1,0	Bueno	Deterioro normal
>1,0 ≤ 2,0	Regular	Muy deteriorado
>1	Malo	Corregir anomalía

Tabla 42 Interpretación de la magnitud de factor de potencia en transformadores de potencia.

Como se muestra en las tablas anteriores, el valor aceptable en un transformador de potencia para un transformador debe ser menor o igual a 0,5 hasta 1 a una temperatura de 20°C. En la medida que sea menor se considera que aislamiento se encuentra en buenas condiciones de operación (más seco y menos contaminado).

Para los valores mayores a 1, se debe investigar la causa de origen, que puede ser provocada por la degradación del aceite aislante, suciedad o humedad en los aislamientos o por alguna anomalía en las boquillas.

Se debe llevar el control estadístico de pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia y el comportamiento de los valores, en caso de detectar que han ido incrementando se deberá programar un mantenimiento general.

4.5 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A INTERRUPTORES DE POTENCIA

Al efectuar las pruebas en interruptores de potencia, intervienen otros componentes de los transformadores como son las boquillas y otros aislamientos tales como el aceite, el gas (SF₆) y el vacío tal como se detalló en el capítulo 1 en donde se describieron los tipos de interruptores y los diferentes medios de aislamiento dependiendo su método constructivo.

La prueba de factor de potencia a interruptores consiste en aplicar el potencial de corriente alterna a cada una de las terminales del equipo.

Es importante resaltar que las pérdidas dieléctricas no son las mismas en los interruptores dependiendo el estado del interruptor y el tipo constructivo del mismo, cuando este se encuentra abierto intervienen las pérdidas en las boquillas y en el aceite aislante y viceversa, cuando el interruptor se encuentra cerrado intervienen en la medición las pérdidas en las boquillas y otros elementos auxiliares.

4.5.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Realizar limpieza en la porcelana de las boquillas retirando cualquier rastro de polvo, suciedad o agentes contaminantes.
- 3) Conectar a la tierra del medidor la estructura o el tanque.
- 4) Efectuar la prueba cuando la humedad relativa sea del 75%.
- 5) Para el caso de interruptores de GVA (gran volumen de aceite) que contengan resistencias de pre inserción, se debe verificar su valor respecto a los rangos del instructivo proporcionado por el fabricante con un medidor del rango adecuado, para este caso, las resistencias deben estar desconectadas para realizar la medición de manera independiente anotando los datos en observaciones en el formato de prueba.
- 6) Para el caso de interruptores multi cámara de PVA (pequeño volumen de aceite) que cuentan con capacitores, se debe verificar la capacitancia con respecto a su valor de placa y con un medidor del rango adecuado, estos capacitores deben desmontarse para realizar la medición de manera independiente anotando los datos en observaciones en el formato de prueba

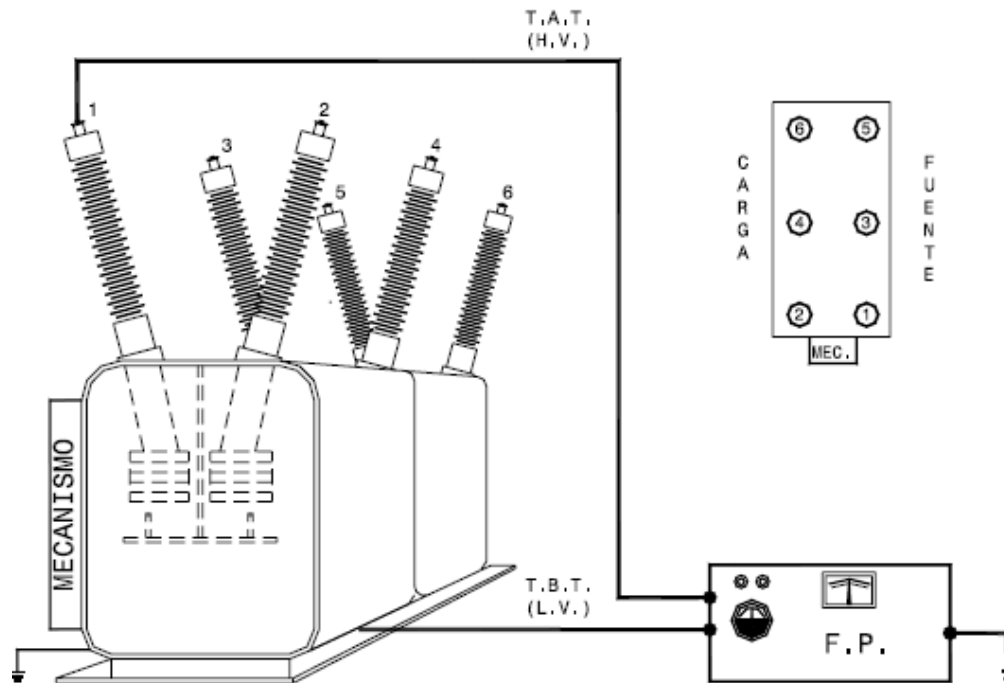
En este trabajo no se analizará la medición de Factor de potencia a interruptores multicámara de PVA debido a que son equipos poco comunes en instalaciones por su alto costo, para información más precisa sobre estos equipos puede consultarse el Manual de Procedimientos de pruebas de campo para equipo primario en subestaciones de distribución de la Comisión Federal de Electricidad.

4.5.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En las figuras siguientes se muestran las conexiones para realizar las pruebas de factor de potencia a los interruptores de potencia en sus diferentes tipos constructivos.

Tensión del interruptor en KV	Tensión de prueba de factor de potencia en KV
15 y mayores	10
De 7.2 a 7.5	5
5 y menores	2

Tabla 43 Valores de tensiones de prueba de factor de potencia recomendados para interruptores.



B=BOQUILLA Be=BARRA ELEVADORA A=ACEITE At=AISLAMIENTO TANQUE Tq=TANQUE

FIGURA 64. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a interruptores de gran volumen de aceite.

PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		T, A, T.	T, B, T.	SELECTOR	
1	ABIERTO	1	Tq	GROUND	B1, A, At
2	'	2	Tq	'	B2, A, At
3	'	3	Tq	'	B3, A, At
4	'	4	Tq	'	B4, A, At
5	'	5	Tq	'	B5, A, At
6	'	6	Tq	'	B6, A, At
7	CERRADO	1-2	Tq	'	B1-2, Be, A, At, G
8	'	3-4	Tq	'	B3-4, Be, A, At, G
9	'	5-6	Tq	'	B5-6, Be, A, At, G

Tabla 44 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores de gran volumen de aceite.

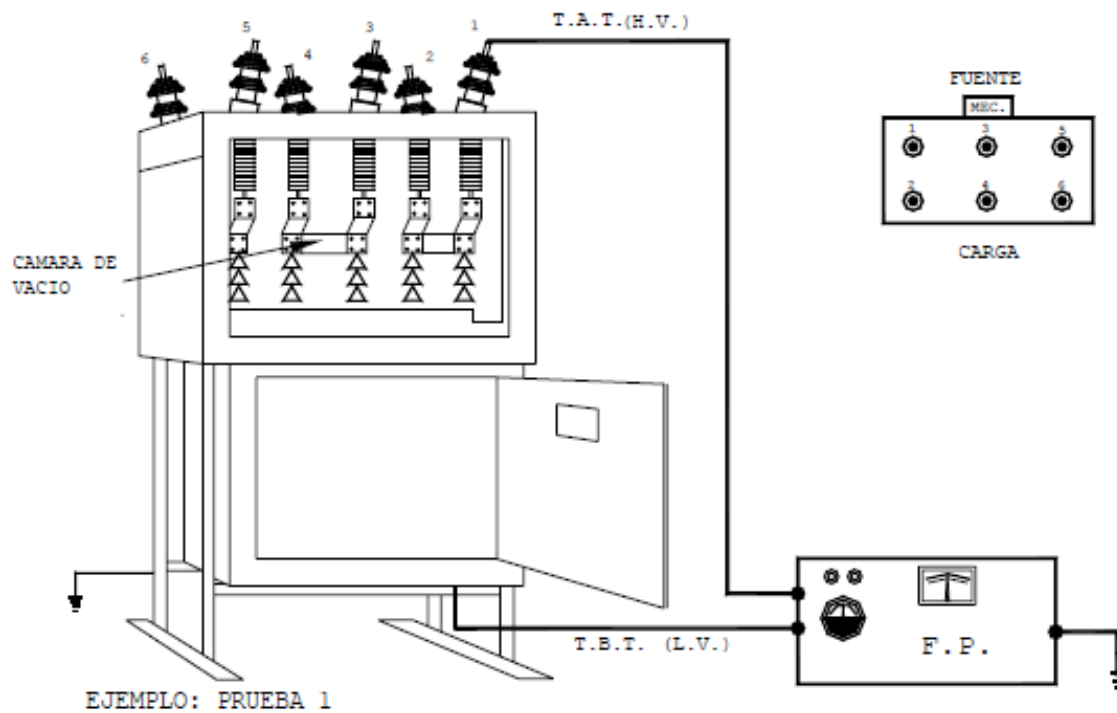


FIGURA 65. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a interruptores aislados en vacío.

PRUEBA	POSICION INTERRUPTOR	CONEXIONES			MIDE
		T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	ABIERTO	1	E	GROUND	B1, As
2	"	2	E	"	B2, As, Ba
3	"	3	E	"	B3, As
4	"	4	E	"	B4, As, Ba
5	"	5	E	"	B5, As
6	"	6	E	"	B6, As, Ba
7	"	1	2	UST	Cv
8	"	3	4	"	Cv
9	"	5	6	"	Cv

E=ESTRUCTURA Ba=BARRA DE ACCIONAMIENTO As=AISLADOR SOPORTE Boq.=BOQUILLA

Cv=CAMARA DE VACIO

Tabla 45 Indicativo de conexiones para la prueba de resistencia de aislamiento en interruptores de vacío.

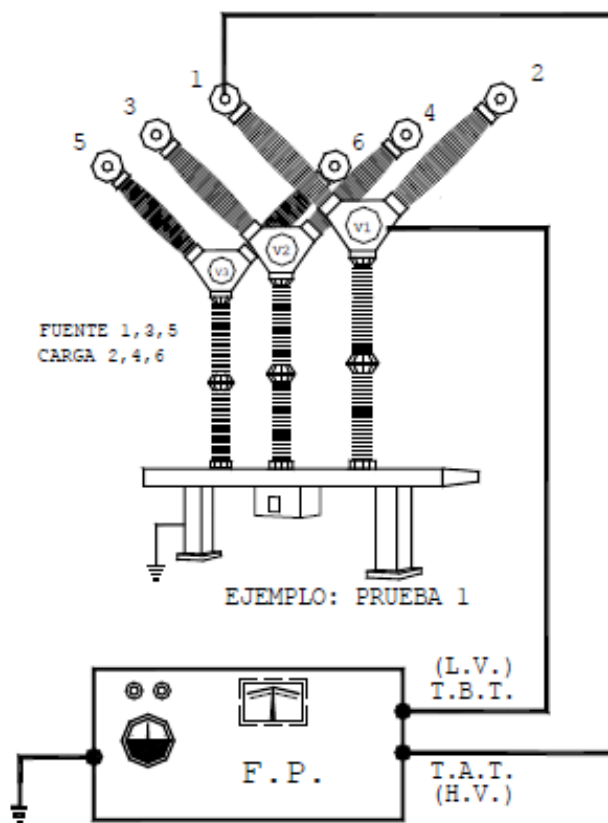


FIGURA 66. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores de pequeño volumen de aceite.

	PRUEBA	CONEXION			MIDE
		T.A.T.	T.B.T.	SELECT	
1	1	1	V1	GROUND	S. SUPERIOR 1
	2	2	V1	"	S SUPERIOR 2
	3	1-2	E	"	POLO COMPLETO
	4	V1	E	"	S INFERIOR
2	5	3	V2	"	S SUPERIOR 3
	6	4	V2	"	S SUPERIOR 4
	7	3-4	E	"	POLO COMPLETO
	8	V2	E	"	S INFERIOR
3	9	5	V3	"	S SUPERIOR 5
	10	6	V3	"	S SUPERIOR 6
	11	5-6	E	"	POLO COMPLETO
	12	V3	E	"	S INFERIOR

Tabla 46 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores de pequeño volumen de aceite.

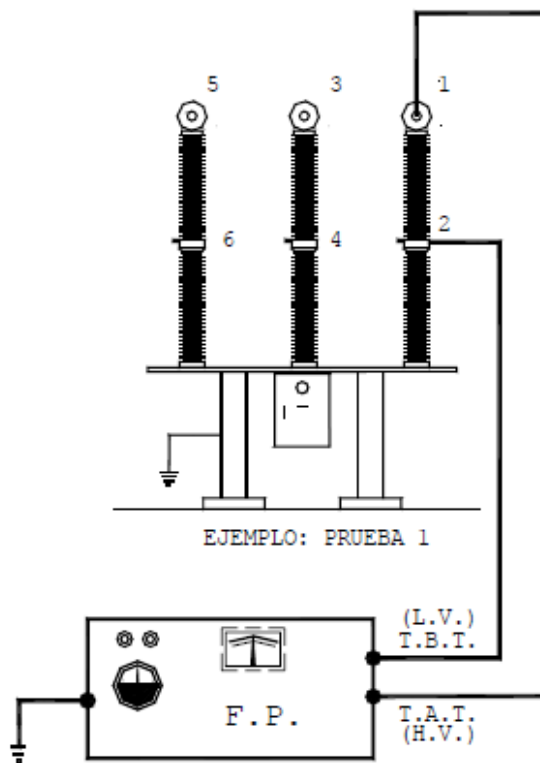


FIGURA 67. Conexión para realizar la prueba de resistencia de aislamiento a interruptores en SF6.

	PRUEBA	CONEXIONES			MIDE
		T.A.T.	T.B.T.	SELECT	
1	1	1	2	GROUND	S. SUPERIOR
	2	1	E	"	POLO COMPLETO
	3	2	E	"	S. INFERIOR+Ba
2	4	3	4	"	S. SUPERIOR
	5	3	E	"	POLO COMPLETO
	6	4	E	"	S. INFERIOR+Ba
3	7	5	6	"	S. SUPERIOR
	8	5	E	"	POLO COMPLETO
	9	6	E	"	S. INFERIOR+Ba

Tabla 47 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en interruptores en SF6.

Nota: las pruebas deberán de realizarse con el interruptor abierto.

4.5.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

En las pruebas de factor de potencia a interruptores de potencia, solo se toman en consideración los watts para determinar las pérdidas dieléctricas.

Los valores de aceptación no se encuentran normalizados debido al gran número de diferencias de elementos de construcción en los diferentes tipos de interruptores.

Para decidir si el valor es aceptable o no, se debe hacer comparación entre interruptores de la misma marca, nivel tensión y mismo tipo constructivo, cuando la diferencia es apreciable se debe realizar una investigación para a fondo para poder determinar el estado del interruptor. A continuación, se da una tabla que servirá como guía para la evaluación de las pérdidas dieléctricas.

Valor máximo de pérdidas dieléctricas en Watts	Acciones prácticas
De -0.10 a <0.05	Valores normales para la mayoría de los interruptores
De 0.05 a ≤0.10	Incrementar la frecuencia para la realización de las pruebas
Mayores de 0.10	Investigar inmediatamente las causas de los valores elevados.

Tabla 48 Valores de pérdidas dieléctricas para interruptores en aceite aislante.

4.6 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

La prueba de factor de potencia a TP's y TC's sirven para determinar las pérdidas dieléctricas de los aislamientos en los devanados primarios y secundarios.

En los transformadores de potencial para baja tensión (13.8 kv, 24 o 34.5 kV) es recomendable realizar las tres pruebas desglosadas más adelante, las últimas dos pruebas se denominan cruzadas y nos ayudan a determinar si el problema se encuentra cercano a la terminal P1 o P2.

Para los transformadores de corriente debe cortocircuitarse el devanado primario, aterrizando el devanado secundario. La rutina de prueba para estos equipos consiste en aplicar el voltaje al devanado primario debiendo registrar la corriente y las pérdidas con respecto a tierra, calculando con estos parámetros el factor de potencia.

4.6.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.

- 2) Realizar limpieza en el aislamiento externo.
- 3) Utilizar el rango de mayor voltaje para el devanado primario y para el devanado secundario aplicar un voltaje no mayor a 500 Volts.
- 4) La terminal P2 del devanado primario está conectada directamente a tierra, cuando se prueban este tipo de TP's se debe desconectar la terminal P2 de tierra, con el propósito de efectuar la prueba del devanado primario a tierra, debiendo cuidar que se limpie perfectamente la terminal P2 y de no aplicar más de 2500 Volts debido a que esta terminal es de aislamiento reducido.
- 5) Cuando no se tenga acceso a la desconexión de la terminal P2, la prueba no deberá ejecutarse.

4.6.2 CONEXIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

A continuación, se muestran los circuitos de prueba para los transformadores de instrumento.

		TENSIÓN NOMINAL DEL TRANSFORMADOR EN kV	TENSIÓN DE PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN kV
TIPO DE TRANSFORMADOR	SUMERGIDO EN ACEITE	15 Y MAYORES	10
		MENORES DE 15	$V_{PRUEBA} \leq V_{NOMINAL}$
	SECO	15 Y MAYORES	10
		MENORES DE 15	$V_{PRUEBA} \leq V_{NOMINAL}$

Tabla 49 Valores de tensiones de prueba de factor de potencia recomendados para transformadores de corriente.

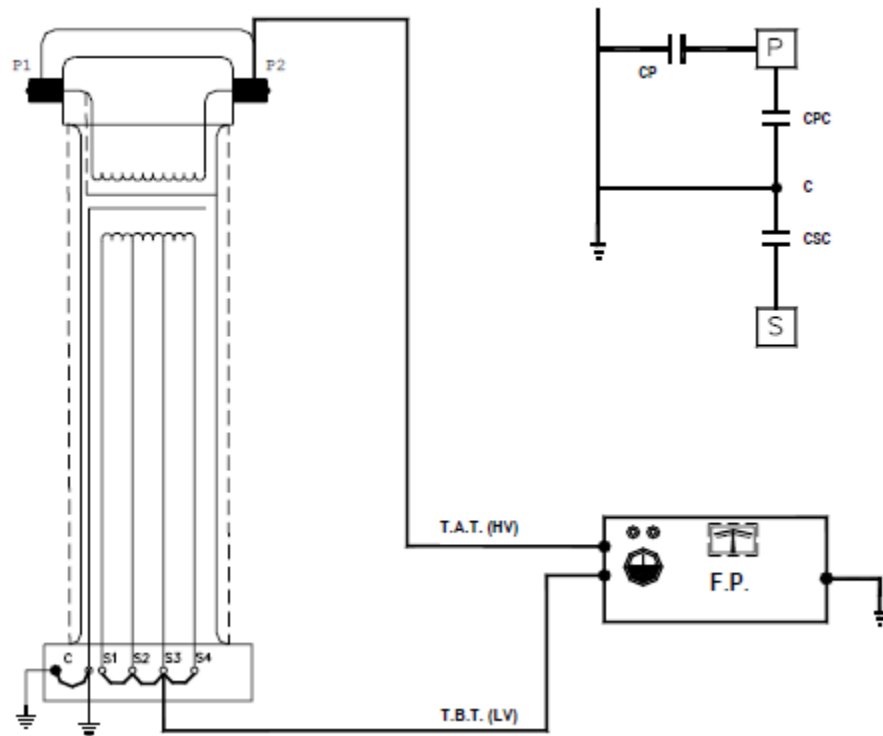
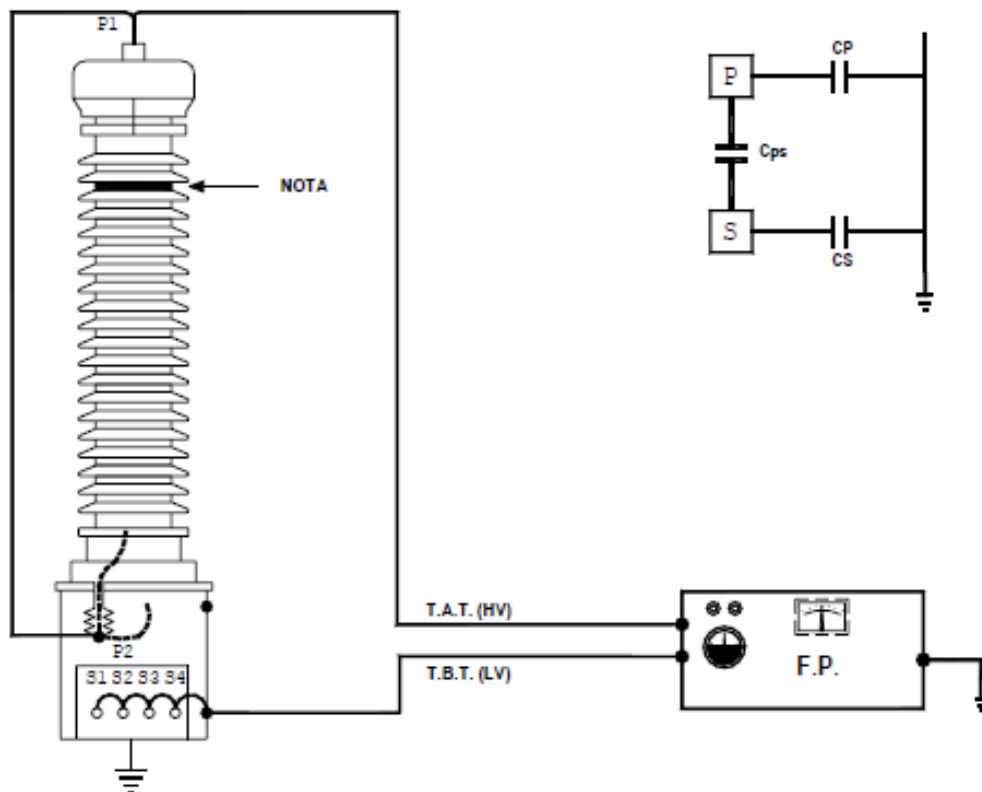


FIGURA 68. Conexión para realizar la prueba factor de potencia a transformadores de corriente.

NOTA: TAMBIEN REALIZAR LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	VOLTS PRUEBA
	T. A. T.	T. B. T.	SELECTOR		
1	P1- P2	S1, S2, S3, S4	GROUND	CP - CPC	2500
2	S1, S2, S3, S4	P1- P2	GROUND	CSC	500

Tabla 50 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de corriente.



NOTA: TAMBIEN REALIZAR LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE
 CONECTANDO T.A.T. AL SEGUNDO FALDON Y T.B.T. A P1

FIGURA 69. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a transformadores de potencial (1).

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	kV PRUEBA
	T. A. T.	T. B. T.	SELECTOR		
1	P1 - P2	S1, S2, S3, S4	GROUND	CP - CPS	10 o 2.5
2	S1, S2, S3, S4	P1 - P2	GROUND	CS - CPS	0.5

Tabla 51 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de potencial.

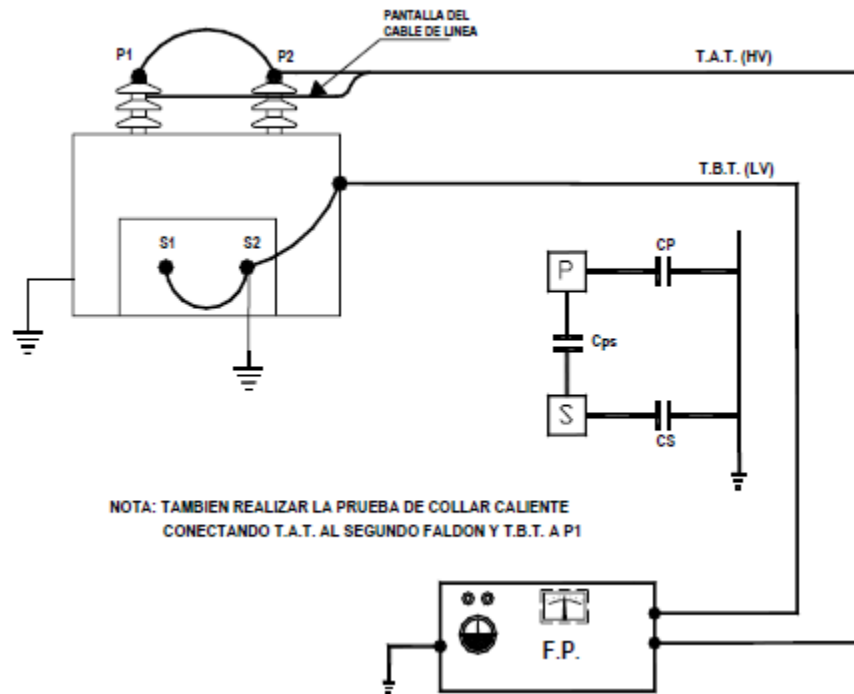


FIGURA 70. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a transformadores de potencial (2).

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE	KV PRUEBA	PRUEBA
	T. A. T.	T. B. T.	SELECTOR			
1	P1- P2	S1, S2	GROUND	CP + CPS	10 o 2.5	—
2 (CRUZADA)	P1	P2	GUARDA	CP 1	10 o 2.5	SI *
3 (CRUZADA)	P2	P1	GUARDA	CP 2	10 o 2.5	SI *

* ATERRIZAR UN SOLO BORNE

Tabla 52 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en transformadores de potencial (2).

4.6.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Un valor de factor de potencia mayor de 2% es indicativo de que existe un deterioro en el aislamiento de los equipos, pudiendo ser la causa el aceite aislante de aquellos que lo contengan, o micro fisuras en la resina del aislamiento tipo seco. Cuando se obtienen resultados con valores mayores, debe investigarse y compararse con los datos de equipos similares.

4.7 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A APARTARRAYOS

Las pruebas se realizan con la intención de detectar las pérdidas dieléctricas que se producen por contaminación o suciedad en los elementos autovalvulares, porcelanas despostilladas o envoltentes poliméricos degradados.

4.7.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Drenar mediante una conexión solida a tierra las cargas estáticas.
- 3) Limpiar el envoltente polimérico o la porcelana, así como los puntos de conexión.

4.7.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

A continuación, se muestran las conexiones para realizar la prueba de factor de potencia a apartarrayos de una o varias secciones.

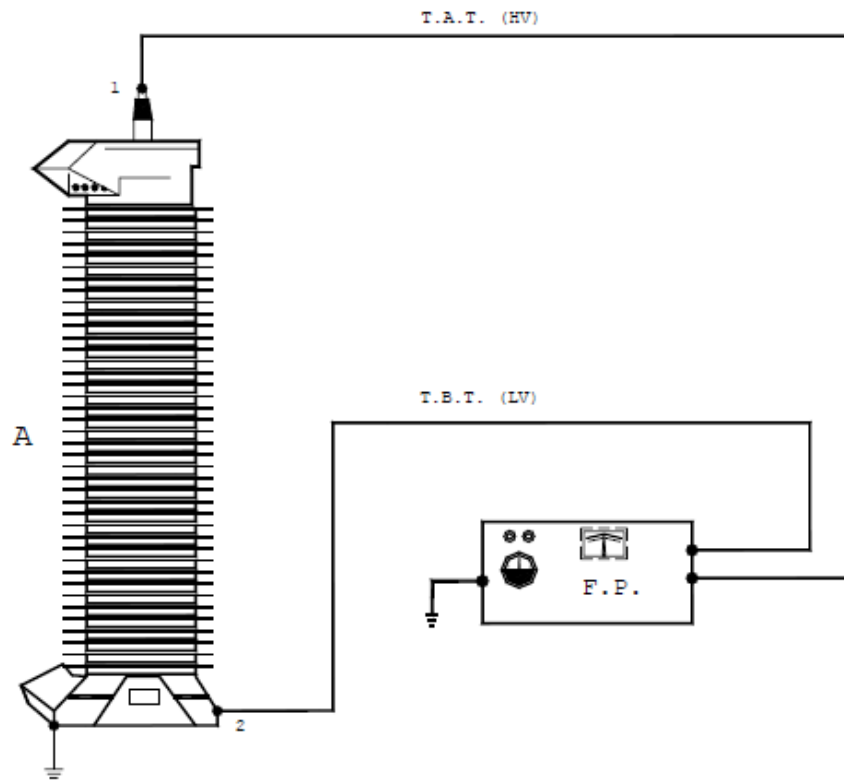


FIGURA 71. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a apartarrayos de una sección.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA			MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	SELECTOR	
1	1	2	GROUND	A
2	COLLAR	1	GROUND	PA

P= PORCELANA

COLLAR :2° FALDON

Tabla 53 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en apartarrayos de una sección.

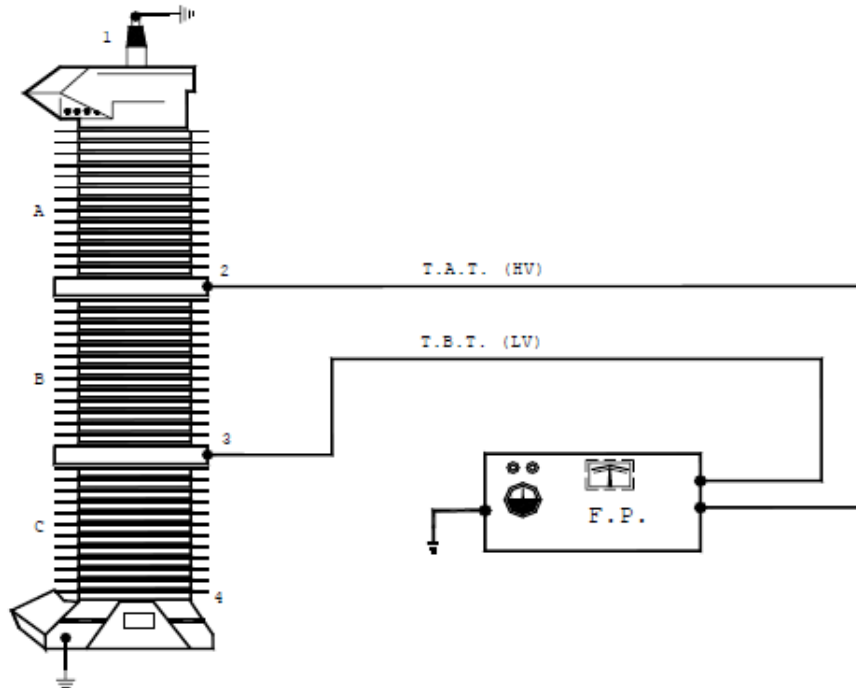


FIGURA 72. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a apartarrayos de varias secciones.

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	T.A.T.	T.B.T.	TIERRA	SELECTOR	
1	2	3	1,4	GUARDA	A
2	2	3	1,4	UST	B
3	3	2	4	GUARDA	C
4	COLLAR EN A	3	1,2,4	GUARDA	P _A
5	COLLAR EN B	1	2,3,4	GUARDA	P _B
6	COLLAR EN C	2	3,4	GUARDA	P _C

P_A, P_B, P_C = PORCELANA DE LA SECCION A, B, C

COLLAR :2° FALDON DE CADA SECCION

Tabla 54 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en apartarrayos de varias secciones.

4.7.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Debido al gran número de diferentes elementos constructivos de cada fabricante, no existen valores normalizados para su aceptación. La compañía Doble Engineering proporciona en su manual de referencias información estadística de pruebas a equipos de varias marcas y que sirven como base para la determinación del estado del aislamiento de los apartarrayos, a continuación, una breve reseña de estas referencias de dicho manual.

La calificación del apartarrayos está basada en las pérdidas de mW o W según la tensión de prueba y el equipo de prueba, no requiere corrección por temperatura y no es necesario calcular el factor de potencia.

De acuerdo al tipo de apartarrayos se tiene:

Silicon carbide: Si presenta pérdidas más altas de lo norma, la probable causa es contaminación por suciedad o humedad y corrosión, cuando las pérdidas son más altas la probable causa son resistores rotos, contacto deficiente o circuito abierto entre los elementos y finalmente cuando presentan cambios en la corriente la posible causa son daños mecánicos.

Oxido metálico: Con pérdidas más altas de lo normal, la probable causa es contaminación por suciedad o humedad o entrehierros corroídos (solo en modelos antiguos), cuando las pérdidas son más bajas de lo normal se refiere a falta de continuidad en la configuración eléctrica interna del equipo.

Magnitud de la corriente en μA	Pérdidas dieléctricas en watts	Estado del apartarrayos
230	0,050	Bueno
260	0,200	Contaminado con humedad
120	0,006	Circuito abierto con partes internas rotas

Tabla 55 Valores típicos de corriente y pérdidas dieléctricas en apartarrayos autovalvulares.

4.8 PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A CUCHILLAS

La prueba de factor de potencia a las cuchillas tiene por objeto detectar las pérdidas dieléctricas de los aislamientos que son producidas por imperfecciones, degradación por el envejecimiento y por contaminación o humedad.

4.8.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

- 1) Considerar lo establecido en el punto 2.5 sobre recomendaciones y prácticas de seguridad para la realización de mantenimiento preventivo.
- 2) Limpiar la superficie del aislamiento de suciedad o contaminación con la finalidad de no obtener lecturas erróneas.
- 3) Aterrizar a tierra la base de la cuchilla.

4.8.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

A continuación, se muestran las figuras para la metodología de prueba de las cuchillas.

- Prueba de factor de potencia, conexión aislamiento soporte

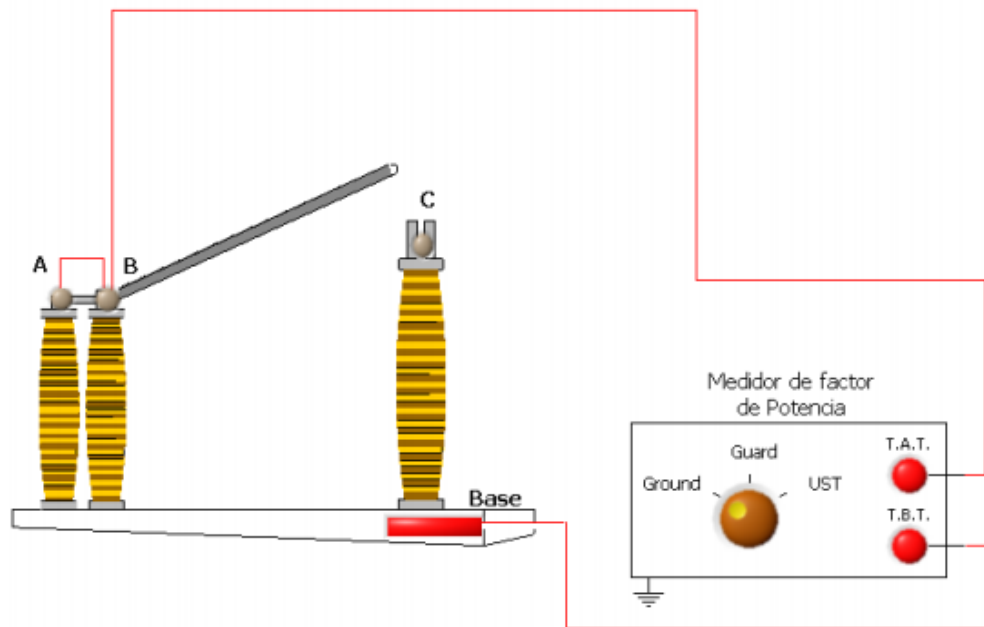


FIGURA 73. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectadoras en modalidad aislamiento-soporte.

T.A.T.	T.B.T.	Selector	Posición de la cuchilla	Mide
A-B	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento Soporte
C	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento de Contactos
A-B-C	BASE	Ground	CERRADA	Todo el Aislamiento

Tabla 56 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas modalidad aislamiento-soporte.

► Prueba de factor de potencia, conexión aislamiento de contactos

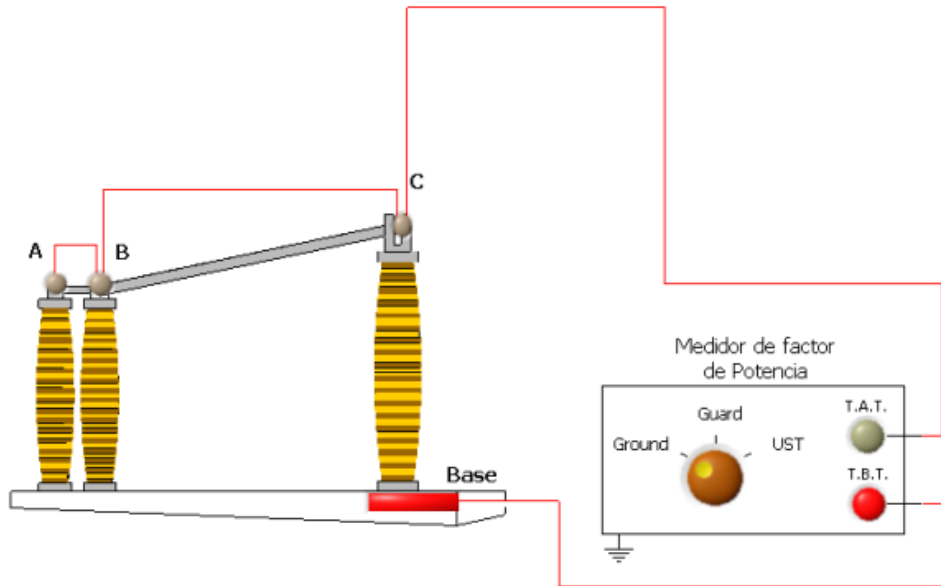


FIGURA 74. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectadoras en modalidad aislamiento de contactos.

T.A.T	T.B.T.	Selector	Posición de la cuchilla	Mide
A-B	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento Soporte
C	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento de Contactos
A-B-C	BASE	Ground	CERRADA	Todo el Aislamiento

Tabla 57 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas en la modalidad aislamiento de contactos.

► Prueba de factor de potencia, conexión todo el aislamiento

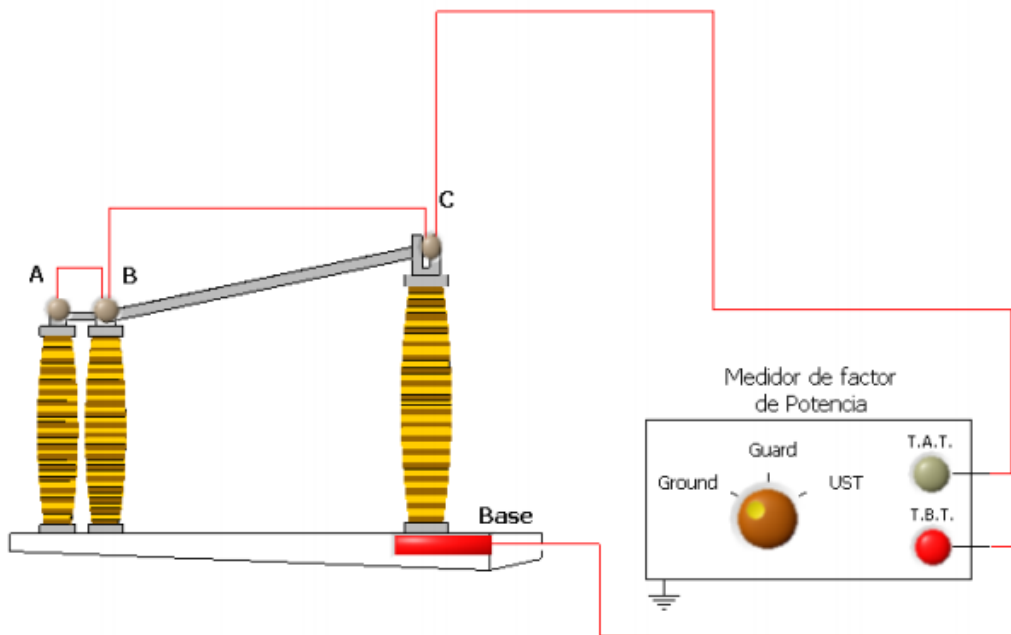


FIGURA 75. Conexión para realizar la prueba de factor de potencia a cuchillas desconectoras modalidad todo el aislamiento.

T.A.T	T.B.T.	Selector	Posición de la cuchilla	Mide
A-B	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento Soporte
C	BASE	Ground	ABIERTA	Aislamiento de Contactos
A-B-C	BASE	Ground	CERRADA	Todo el Aislamiento

Tabla 58 Indicativo de conexiones para la prueba de factor de potencia en cuchillas modalidad todo el aislamiento.

4.8.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

De acuerdo al manual de procedimientos de pruebas de campo a equipos primarios en subestaciones de distribución de la Comisión Federal de Electricidad, para la evaluación de las condiciones del aislamiento de las cuchillas solo se deben considerar las pérdidas en el aislamiento.

De lo anterior, se establece en dicho manual que las pérdidas inferiores a 9 miliwatts con voltaje de 2.5 KV, a 0.1 watts a 10 KV se consideran valores aceptables para los equipos en prueba.

CAPITULO 5

PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

5.1 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (TTR)

5.1.1 TEORIA GENERAL

Tal como se describió en el capítulo 1, el transformador está integrado por dos bobinas devanadas de cobre o aluminio según sea el caso, enrolladas en un núcleo magnético y aisladas por medio de aceite o cualquier otro dieléctrico, de tal manera que eléctricamente hablando no existe conexión alguna entre ellas tal como se muestra en la figura 76.

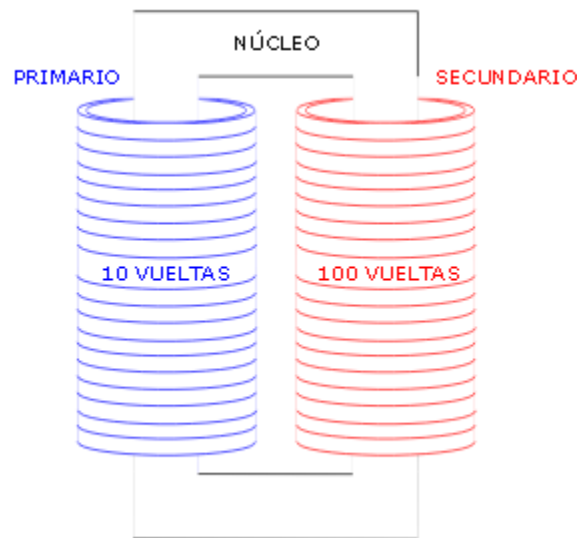


FIGURA 76. Esquema de la construcción interna de los devanados de un transformador.

A la bobina donde se le aplica el voltaje desde la fuente se le conoce como devanado primario, siendo el devanado secundario el encargado de reducir o aumentar el nivel de tensión dependiendo del número de espiras de este devanado.

Así, a manera de recapitulación, la relación de transformación está dada por:

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{I_s}{I_p} = \frac{N_p}{N_s} = \alpha$$

Así mismo, la polaridad de un transformador depende directamente del sentido de los enrollamientos de los devanados, existen dos polaridades que se muestran en la figura 77 y 78.

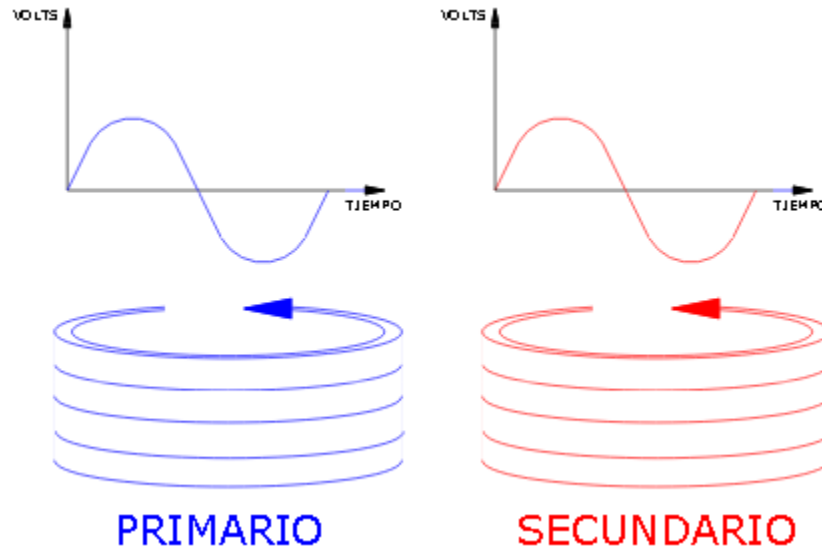


FIGURA 77. Polaridad sustractiva de un transformador.

Esta polaridad se presenta cuando las espiras de los devanados son enrolladas en el mismo sentido, haciendo que el voltaje del devanado primario con el del secundario se encuentren en fase.

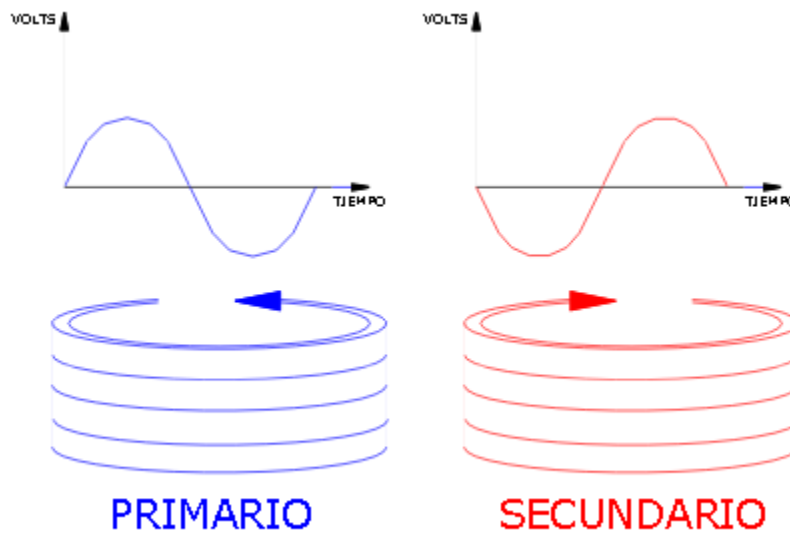


FIGURA 78. Polaridad aditiva de un transformador.

Por el contrario, cuando los devanados se encuentran enrollados en sentidos opuestos, se conoce como polaridad aditiva y los voltajes de ambos devanados se encuentran desfasados 180° uno con respecto al otro.

La prueba de TTR (Transformer Test Ratio) nos indica la relación de transformación y la polaridad en transformadores nuevos, así como transformadores en servicio y/o reparados, además de verificar las condiciones reales del comportamiento del transformador después de la operación de las protecciones primarias (bucholz, diferencial, fusibles, etc.) y por último nos indica el devanado en el que se pueden llegar a presentar espiras en corto circuito.

La prueba se realiza con un aparato del mismo nombre, el cual está integrado por un transformador patrón con un gran número de derivaciones, lo cual permite obtener una relación de transformación variable.

Dentro del equipo se encuentra un alternador, cuya función es la de excitar en paralelo, los devanados primarios del transformador patrón y del transformador bajo prueba. En el devanado secundario de ambos transformadores se induce un voltaje que es proporcional al número de vueltas de cada uno, una vez que se ajusta el selector del transformador patrón es posible obtener que el voltaje inducido de ambos transformadores sea igual y por ende circule una corriente nula en el detector de corriente.

Por tanto, el procedimiento de la prueba se enfoca en direccionar el selector de derivaciones hasta que el detector logre obtener una corriente cero y en esta condición leer el valor obtenido de relación de transformación del instrumento.

5.1.2 CAMBIADOR DE DERIVACIONES (TAP'S)

El cambiador de derivaciones, sirve para poder ajustar los niveles de tensión a los requeridos desde el exterior del transformador y cuando se encuentra desenergizado y sin carga.

Estos se encuentran conectados a los devanados de los transformadores para cambiar la relación del número de espiras o la relación de transformación ligeramente.

El cambio en la relación de transformación variara dependiendo del fabricante, sin embargo, normalmente se encuentran tap's con rangos de $\pm 10\%$ y $\pm 5\%$.

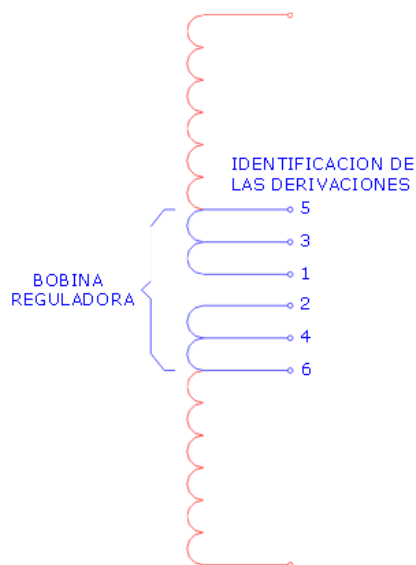


FIGURA 79. Diagrama de un cambiador de derivaciones (Tap's).

5.1.3 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

El equipo utilizado para realizar esta prueba, cuenta con un juego de cables para la Alta tensión y otro para la Baja Tensión, ambos se encuentran marcados con una línea de color para identificar su polaridad.

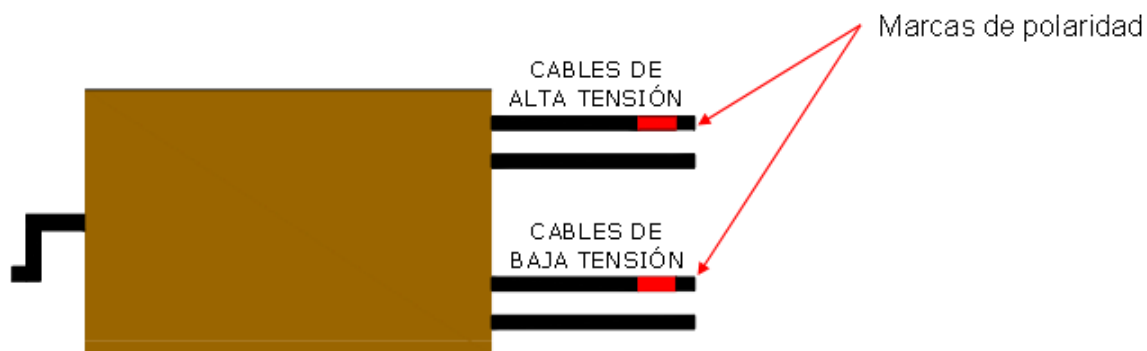


FIGURA 80. Juegos de cables del equipo para realizar la prueba de TTR.

Hasta ahora se ha tratado el transformador como una maquina eléctrica estática que tiene dos bobinas en su forma constructiva, una de alta tensión y la otra de baja tensión, sin embargo, en la práctica es común encontrarse con transformadores que cuentan con tres devanados, tres de alta tensión y tres de baja tensión. A continuación, se muestran las conexiones para realizar la prueba de TTR en transformadores de potencia.

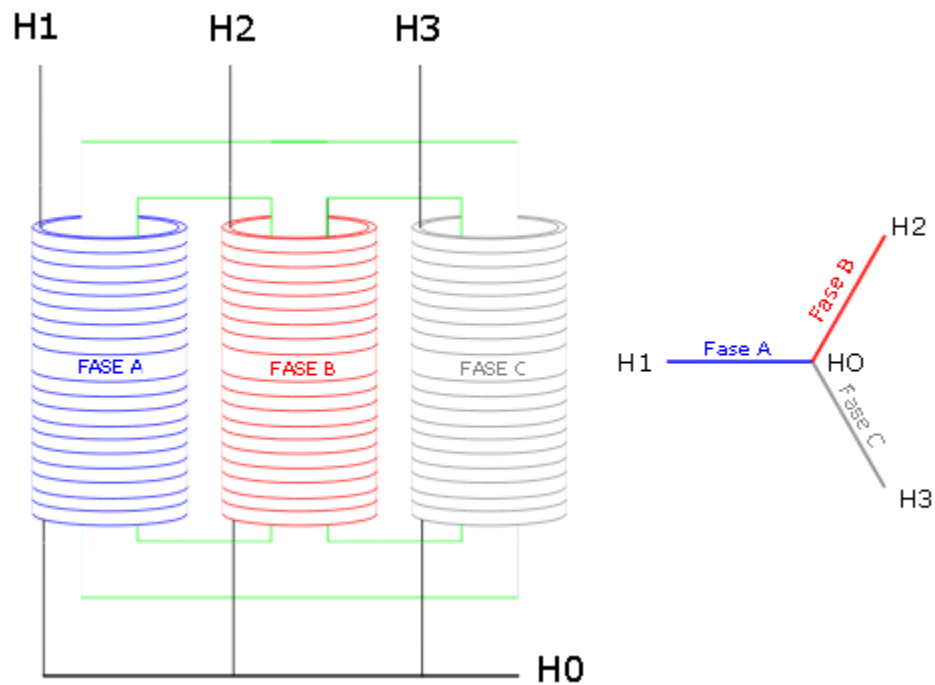


FIGURA 81. Transformadores de tres devanados conectados en estrella.

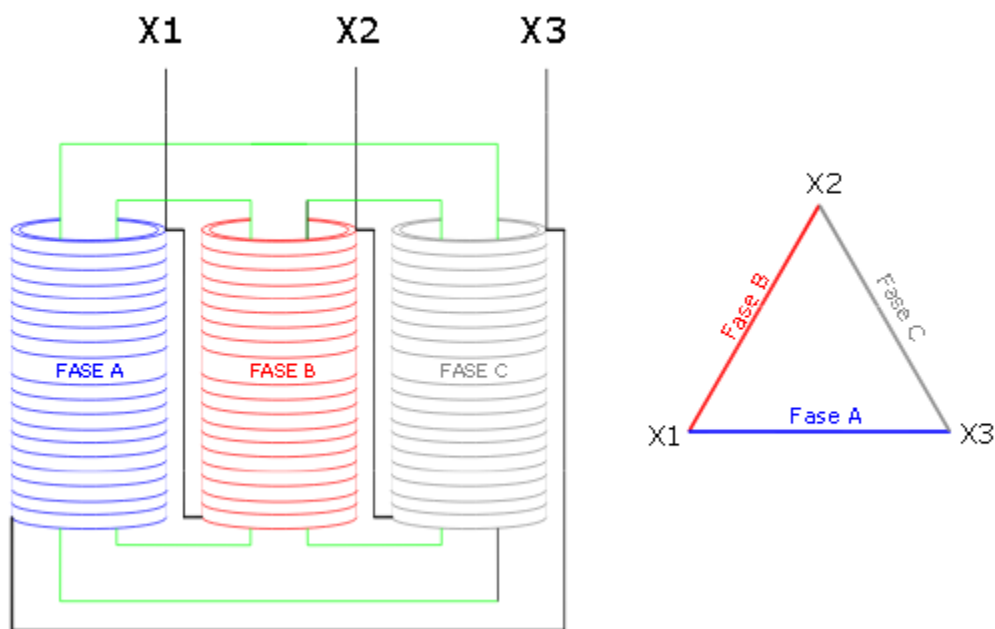


FIGURA 82. Transformadores de tres devanados conectado en delta.

La prueba de TTR se debe realizar para cada una de las fases de manera separada, dependiendo de la configuración del transformador es como se conectan los dos pares de juegos de cables.

► Transformadores conectados en Delta-Estrella

Para la fase A de los transformadores con el devanado de alta tensión conectado en delta y el devanado de baja tensión conectado en estrella, el cable marcado de los cables de alta tensión debe conectarse en la boquilla de la terminal H1, mientras que el otro cable de alta tensión debe conectarse a la boquilla de la terminal H3, a su vez, el cable marcado de baja tensión se debe conectar a la terminal X1 y el cable restante a la terminal X0.

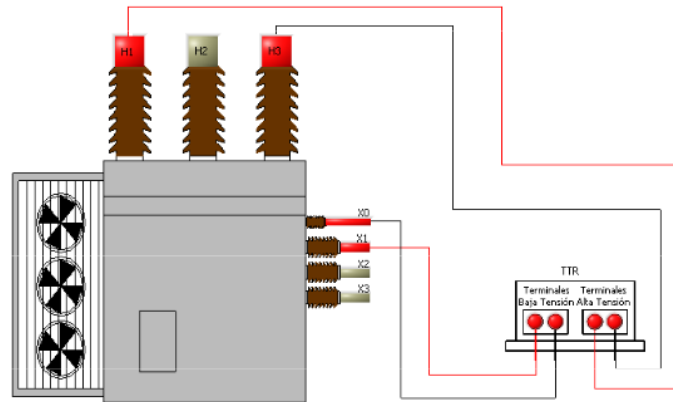


FIGURA 83. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase A de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.

La fase B, se debe conectar el cable marcado de alta tensión en la terminal H2 y el otro cable de alta tensión en la terminal H1, mientras que el cable de baja tensión marcado debe conectarse en la terminal X2 y el cable restante en la terminal X0.

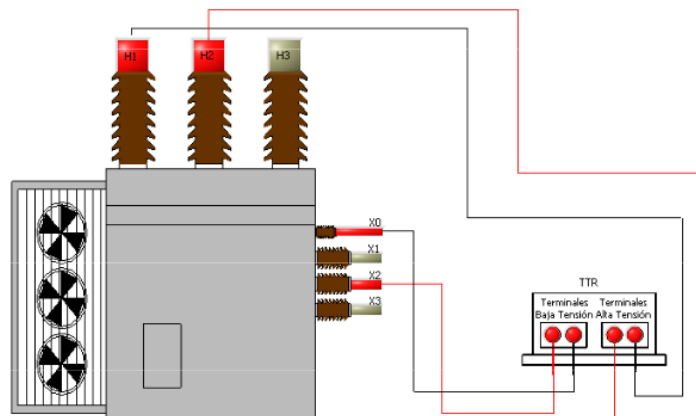


FIGURA 84. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase B de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.

Por último, para realizar la prueba en la fase C, el cable marcado de alta tensión se debe conectar a la terminal H3 y el otro cable de alta tensión deberá conectarse a la terminal H1. El cable de baja tensión marcado se debe conectar a la terminal X3 y el cable restante a la terminal marcada como X0.

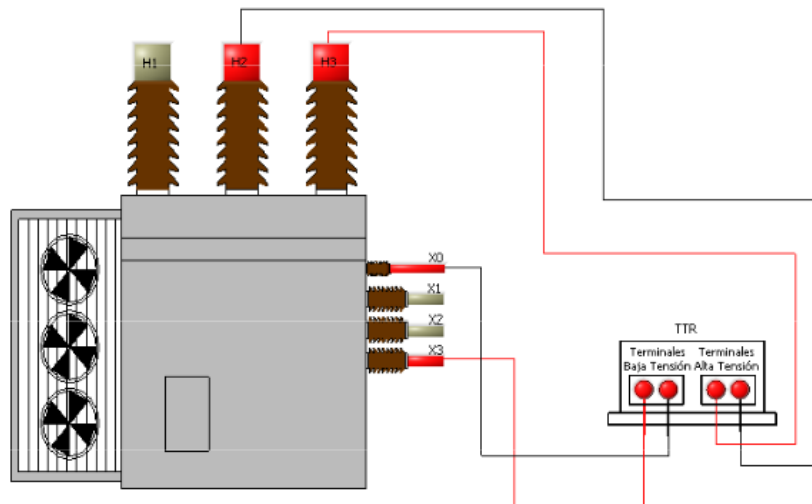


FIGURA 85. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase C de un transformador trifásico conectado en Delta-Estrella.

► Transformadores conectados en Estrella-Delta

Para la fase A de los transformadores con el devanado de alta tensión conectado en estrella y el devanado de baja tensión conectado en delta, el cable marcado de alta tensión se debe conectar en la boquilla de la terminal H1 y el otro cable de alta tensión en la boquilla de la terminal H0, el cable de baja tensión con la marca se debe conectar en la terminal X1 y el cable restante en la terminal X0.

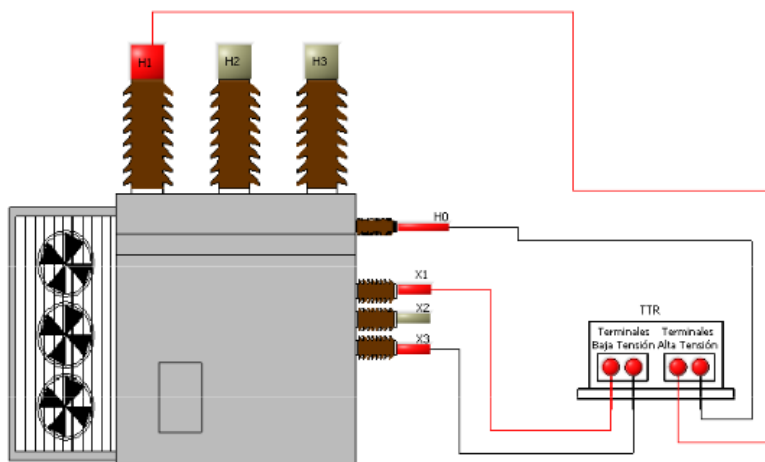


FIGURA 86. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase A de un transformador trifásico conectado en Estrella-Delta.

En la fase B, se debe conectar el cable marcado de alta tensión en la terminal H2 y el otro cable de alta tensión en la terminal H0, mientras que el cable de baja tensión marcado debe conectarse en la terminal X2 y el cable restante en la terminal X1.

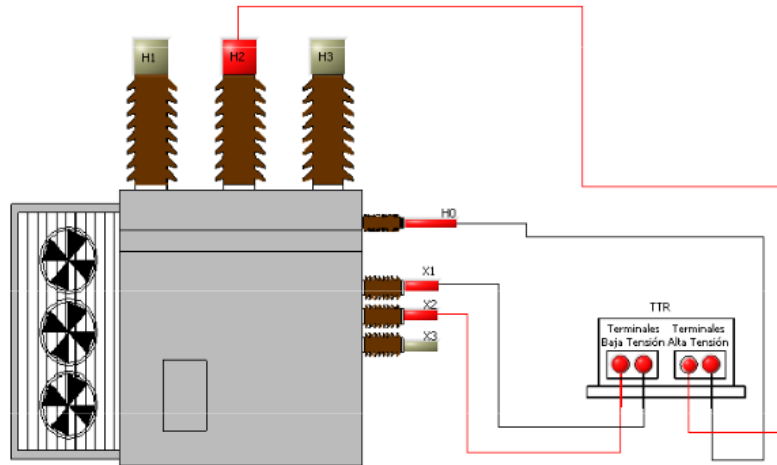


FIGURA 87. Conexión para determinar la relación de transformación de la fase B de un transformador trifásico conectado en Estrella-Delta.

Por último, para realizar la prueba en la fase C, el cable marcado de alta tensión se debe conectar a la terminal H3 y el otro cable de alta tensión deberá conectarse a la terminal H0. El cable de baja tensión marcado se debe conectar a la terminal X3 y el cable restante a la terminal marcada como X2.

5.1.4 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Para la interpretación de resultados, se debe calcular a manera manual la relación de transformación con la formula mostrada en el apartado 7.1.1, recordando que siempre que el devanado se encuentre conectado en estrella, el valor del voltaje de línea se debe dividir entre raíz de tres para obtener el voltaje de fase, de lo contrario los cálculos serán incorrectos.

Una vez calculada la relación de transformación de manera científica, se procede a utilizar la siguiente formula, siendo la relación medida la obtenida en las lecturas de cada conexión para cada fase.

$$\frac{\text{Relacion de transformacion nominal} - \text{Relacion de transformacion medida}}{\text{Relacion de transformacion nominal}} \times 100 < \pm 5\%$$

De acuerdo a la norma ANSI C57.12.90, los resultados de la relación de transformación en transformadores, no deben ser mayores del $\pm 5\%$, debiendo utilizar el valor absoluto sin importar el signo arrojado en la operación.

5.2 RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS

5.2.1 TEORIA GENERAL

La prueba de resistencia óhmica de los devanados, es utilizada comúnmente para obtener el valor de la resistencia eléctrica que presentan los devanados dentro del transformador, este valor se utiliza para calcular las pérdidas por efecto joule en el cobre (I^2R), así mismo, se integran en las pruebas de mantenimiento preventivo para detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, tap's, soldaduras deficientes y corto circuitos entre los devanados.

Uno de los indicadores de estas fallas, son las elevadas temperaturas o calentamientos internos en el transformador, además, esta prueba permite detectar valores altos de resistencia en los contactos del conmutador. Lo anterior puede originarse debido a la malformación de las superficies de los contactos debido a los calentamientos, aumento en la resistencia de los contactos debido a depósitos de carbonización o contaminación y la disminución de la presión mecánica ocasionada por anomalías en el sistema mecánico.

Para esta prueba la corriente de medición recomendada no debe exceder el 10% de la corriente nominal del devanado, utilizar una corriente superior puede proporcionar valores inexactos causados por variación en la resistencia debido al calentamiento del devanado.

La prueba tiene como objetivo saturar el núcleo, y esto sucede generalmente cuando la corriente de prueba es el 1% de la corriente de carga nominal, o a en su defecto, 2 veces la corriente sin carga. Se debe tomar en cuenta que si la corriente es demasiado baja, la medición no es coherente pues no se logra saturar el núcleo

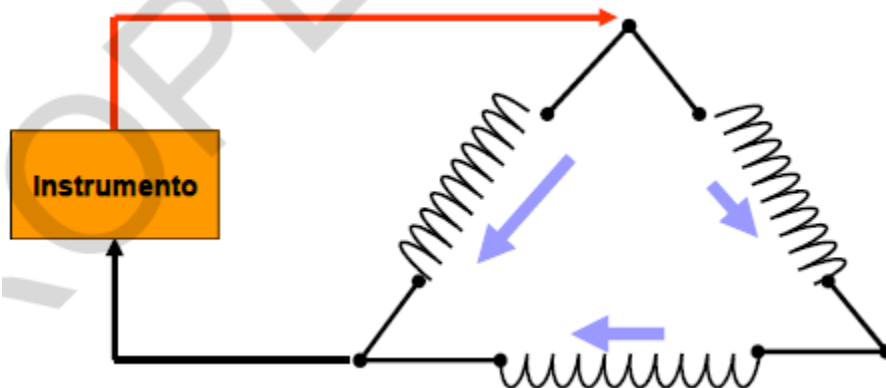


FIGURA 88. Magnetización simultánea de los devanados de un transformador.

Al circular una corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que, siguiendo la ley de Lenz induce un potencial, el cual origina flujos opuestos. Lo anterior se ve reflejado en el galvanómetro de los equipos de medición por la impedancia que tiene el devanado. Después de que pasa un cierto tiempo, la aguja del equipo se mueve hacia la izquierda, esto sucede puesto que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. A continuación, es necesario activar el multiplicador del medidor y obtener la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que las agujas se encuentren centradas.

5.2.2 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA Y PARA EL USO DEL EQUIPO DE MEDICION.

Para la realización de esta prueba, se deben considerar las prácticas de seguridad para el personal y del operador del instrumento de medición de acuerdo a lo que se establece en el punto 2.5 del capítulo 2. Así mismo, a continuación, se enlistan las recomendaciones para la realización de esta prueba.

- a) Se deberán retirar los conductores de las boquillas, debiendo asegurarse de que la conexión ha sido efectiva.
- b) Los neutros deben ser desconectados del sistema de tierras cuando se tenga una conexión en estrella.
- c) Limpiar totalmente las terminales del equipo, así como las terminales de conexión para asegurar un buen contacto.
- d) Las perillas de operación y el medidor deben colocarse en su nivel más alto, ya que se desconoce la resistencia del transformador.
- e) Medir la resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador de derivaciones, registrando las lecturas en el formato de prueba.

En equipos eléctricos que hayan sido sacados de operación para realizárseles la prueba, es recomendable solo realizar la medición en la posición del cambiador de derivaciones, lo anterior con fin de evitar un desajuste en el cambiador por la operación del mismo y esto impida que el transformador pueda volver a energizarse.

5.2.3 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

A continuación, en las siguientes figuras, se muestran las conexiones en los transformadores trifásicos de dos y tres devanados en las diversas configuraciones.

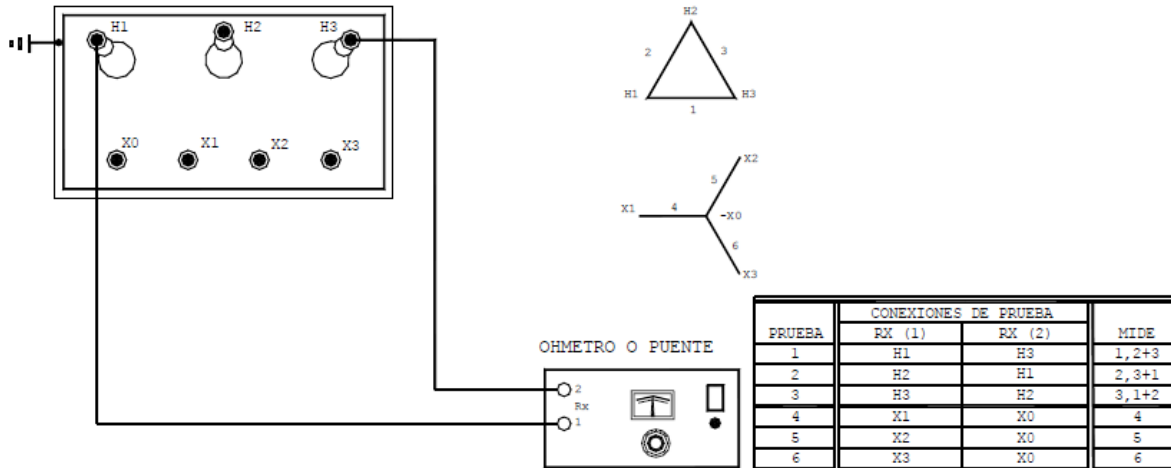


FIGURA 89. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de dos devanados conectados en Delta-Estrella.

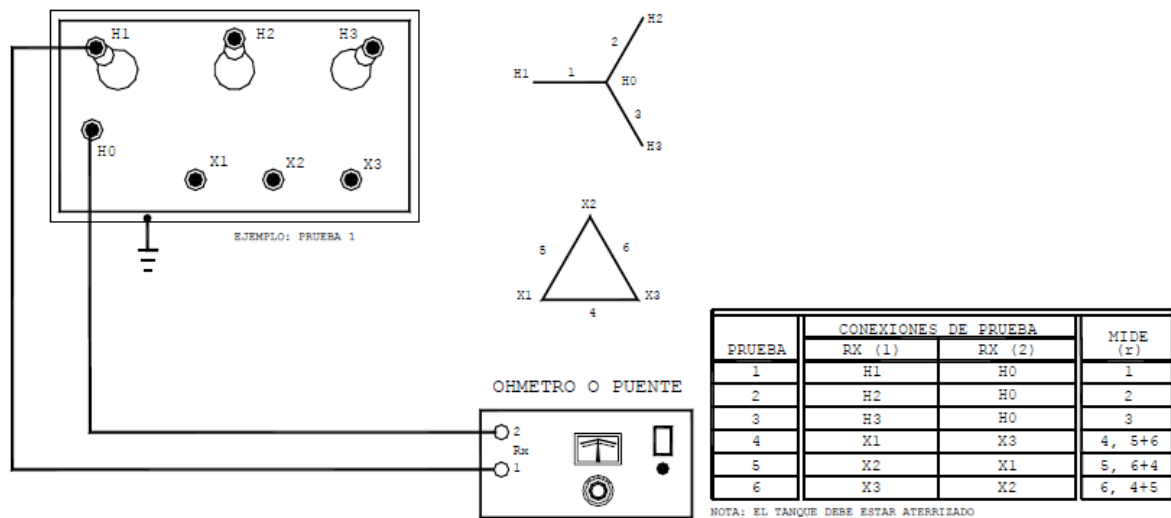


FIGURA 90. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de dos devanados conectados en Estrella-Delta.

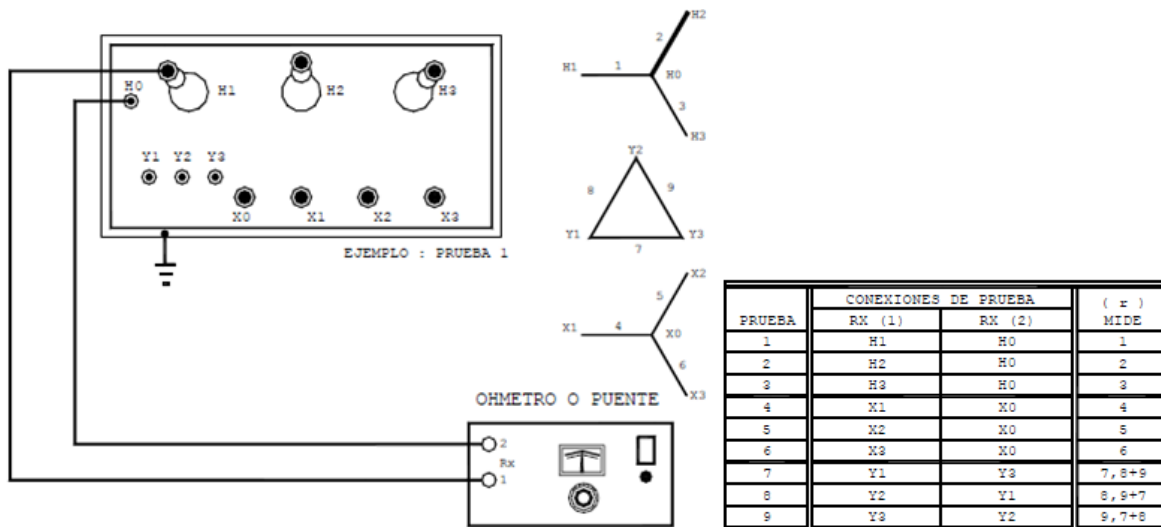


FIGURA 91. Prueba de resistencia óhmica de los devanados en transformadores de tres devanados.

5.2.4 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Una vez que es realizada la medición de acuerdo al equipo a probar a la temperatura ambiente, se debe reportar a 75°C corrigiendo dicha resistencia, lo anterior se realiza por medio de la siguiente ecuación.

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = \frac{R_{\text{TP}}(234,5 + \theta_2)}{(234,5 + \theta_1)} = K \times R_{\text{TP}}$$

Donde:

R_{TP} = Resistencia a la temperatura ambiente en °C

θ_1 = Temperatura ambiente durante la medicion en °C

θ_2 = Temperatura ambiente durante la medicion en °C

K = Factor de correccion por temperatura

Se debe tener en cuenta que en la fábrica se realizan las mediciones de resistencia óhmica de los devanados a los transformadores, lo cual sirve de referencia para las mediciones en campo y hacer la comparativa de resultados.

Para los transformadores conectados en estrella con neutro accesible, la resistencia de fase es igual a la resistencia medida, para el caso de neutro inaccesible, la resistencia de fase es igual a 1.5 veces la resistencia medida. Aunado a lo anterior, las mediciones en el transformador conectado en estrella arrojan valores similares

en las tres fases por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase que se encuentra en falla.

En transformadores que se encuentran conectados en delta, la resistencia de fase es igual a 1.5 veces la resistencia medida, así mismo, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases, como en el caso en el transformador conectado en estrella, en las tres fases se obtienen valores similares, por lo que en caso de que se tenga un devanado en falla, dos fases darán valores similares.

5.3 CORRIENTE DE EXCITACIÓN

5.3.1 TEORIA GENERAL

Esta prueba tiene como objetivo medir la corriente de excitación de cada una de las fases del transformador cuando es excitado por la aplicación de un potencial de corriente alterna, también suele llamarse prueba en vacío o prueba de circuito abierto.

La corriente de excitación es la magnitud de corriente eléctrica que se mide en el devanado primario del transformador, cuando este se mantiene sin carga y estando el devanado secundario en circuito abierto.

La magnitud de esta corriente, dependerá de factores tales como el voltaje de prueba aplicado, el número de espiras en el devanado, las dimensiones geométricas del devanado, la reluctancia magnética del núcleo y algunas otras características que presentan los transformadores.

Ejecutando esta prueba es posible detectar daños en el núcleo magnético, tales como cortos entre láminas, problemas de uniones o juntas y corrientes circulantes, así mismo es posible detectar daños en el devanado como cortos entre espiras, circuito abierto y malas conexiones.

En campo se ha optado a realizar la prueba a 2.5 kV's y 10 kV, a diferencia de las pruebas de laboratorio o de diseño donde se aplica la tensión nominal del transformador, estas pruebas se realizan utilizando el mismo equipo de medición que es utilizado para realizar la prueba de factor de potencia.

Los núcleos de los transformadores en condiciones normales de operación presentan corrientes de excitación del orden del 1% de la corriente nominal y menores.

Esta corriente de excitación detecta los daños que pueden llegar a sufrir los transformadores en sus devanados y/o núcleos, esto debido a los esfuerzos electrodinámicos que generan las corrientes de corto circuito provocando sobrecalentamiento, cortos circuitos entre espiras, desplazamiento de los devanados, desplazamientos de los núcleos, etc.

Cuando los valores de la corriente requerida para producir un flujo son comparados con el flujo del núcleo en diferentes tiempos, es posible determinar el valor de la corriente de excitación del núcleo magnético. A partir de esto, se asume que la corriente de magnetización no es de onda sinusoidal y depende directamente de la tensión.

Una corriente de excitación elevada es indicativa de un cortocircuito entre una o varias espiras del devanado o presencia de defectos en el circuito magnético como se mencionó anteriormente.

5.3.2 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Para la realización de esta prueba, se deben considerar las prácticas de seguridad para el personal y del operador del instrumento de medición de acuerdo a lo que se establece en el punto 2.5 del capítulo 2. Así mismo, a continuación, se enlistan las recomendaciones para la realización de esta prueba.

- a) Desenergizar y desconectar todas las terminales del transformador bajo prueba.
- b) Realizar las pruebas de corriente de excitación únicamente en los devanados de alta tensión.
- c) Las terminales de los devanados que normalmente se encuentran aterrizadas en servicio, deben estar aterrizadas de igual manera durante la prueba, con excepción de las terminales del devanado que esta energizado durante la prueba dado que la medición se realiza en la posición no aterrizada (UST).
- d) Se le debe realizar la prueba a cada devanado del transformador en dos direcciones, aplicando el método de rutina y el método cruzado, estos resultados deben ser similares.

- e) El cambiador de derivaciones debe colocarse en la posición del tap más alto y en la del tap más bajo durante las pruebas de rutina, desenergizando el transformador al hacer los cambios de taps.
- f) No se debe aplicar un voltaje superior al nominal del transformador. Para la conexión en estrella debe aplicarse el voltaje de fase a tierra.
- g) El voltaje se debe ajustar al vapor de prueba estando el selector en la posición "Check", así mismo se tiene que verificar que se estabilice la aguja del medidor de corriente y los watts, el medidor se debe ajustar a plena escala antes de iniciar la prueba.
- h) En caso de presentarse magnetismo remanente durante la prueba, es recomendable desmagnetizar el núcleo.

5.3.3 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

En las siguientes figuras se muestran las conexiones para realizar la prueba de corriente de excitación en los transformadores monofásicos y trifásicos.

Estas pruebas se deben realizar con el selector (LV) en la posición de UST. El medidor de 2.5 kV deberá arrojar el resultado en mVA y al dividirlo entre el voltaje de prueba (2500 volts), se obtendrá el resultado de la corriente de excitación. Para los equipos de prueba de 10 y 15 kV respectivamente, la lectura deberán darla en mA directamente.

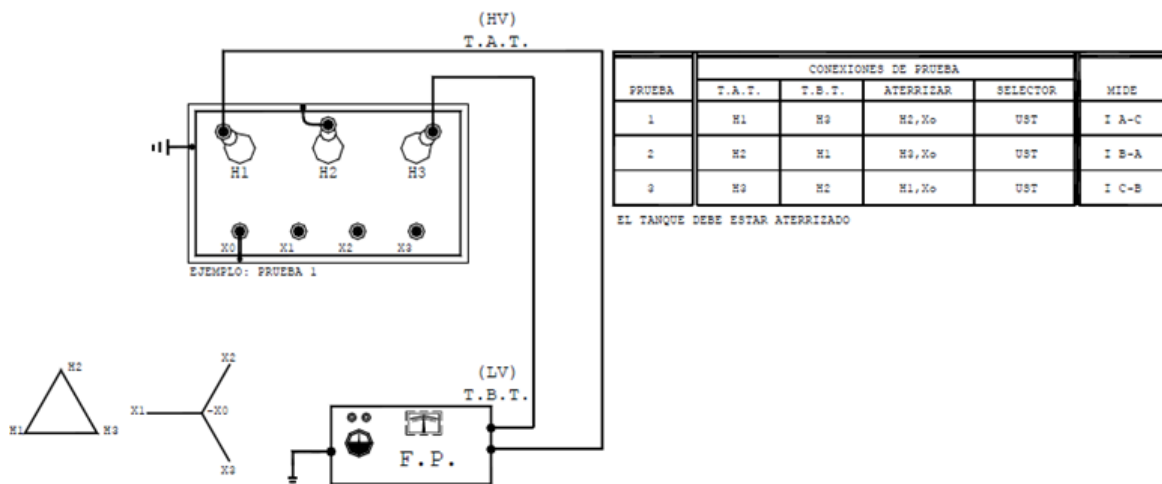


FIGURA 92. Prueba de corriente de excitación a un transformador de dos devanados con el devanado de AT en delta.

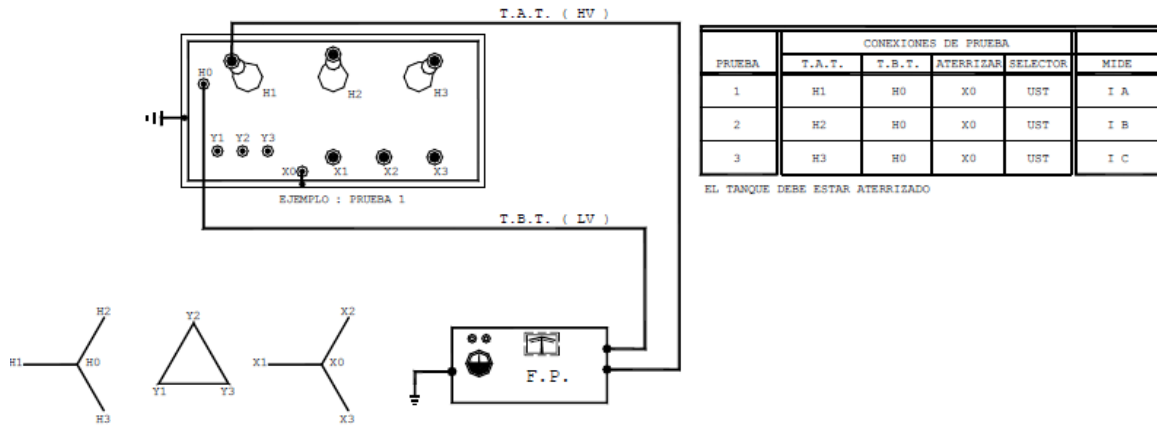


FIGURA 93. Prueba de corriente de excitación a un transformador de tres devanados en conexión Estrella-Delta-Estrella.

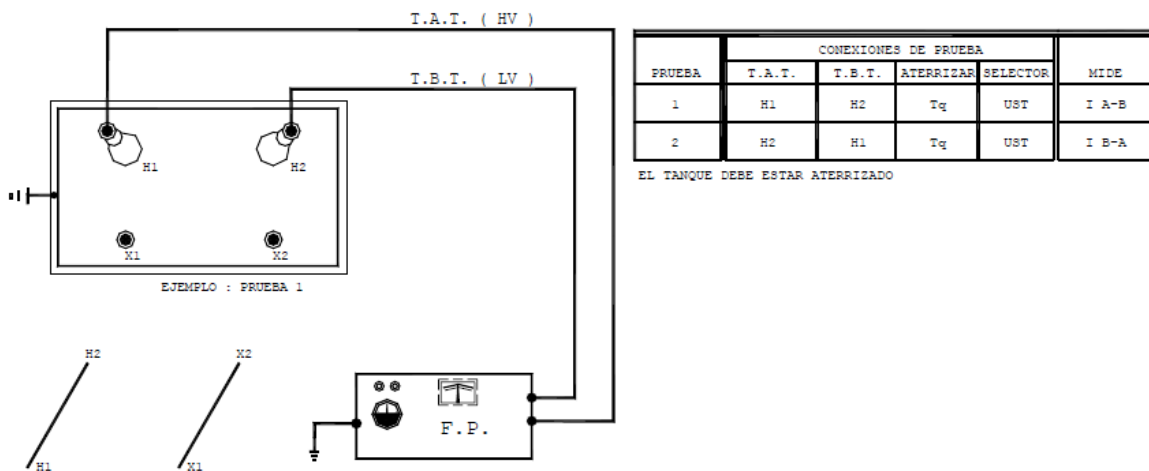


FIGURA 94. Prueba de corriente de excitación a un transformador monofásico.

5.3.4 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Es importante, que durante las pruebas prototipo descritas en el capítulo 2, se realicen las pruebas de corriente de excitación a tensión nominal y a 10 KV, esto con la finalidad de tener un parámetro de referencia durante las pruebas de campo o de mantenimiento preventivo.

Los resultados obtenidos durante las pruebas de campo, deben ser comparados y analizados contra los valores obtenidos en las mediciones hechas en fábrica, en caso de no contar con dicha información, se deberán tomar parámetros de unidades similares y de las mismas características constructivas.

Es necesario que, para comparar las lecturas, se debe aplicar la misma tensión de ensayo.

En los transformadores que se encuentran conectados en delta, el valor obtenido de la medición de la fase central (H2-H1) debe ser el aproximado a la mitad del valor obtenido en la medición de las fases adyacentes (H1-H3, H3-H2).

Para los transformadores que tienen conexión en estrella, el valor de la corriente de la fase central (H2-H0) debe ser ligeramente menor al valor obtenido en la medición de las fases adyacentes (H1-H0, H3-H0).

Una corriente excesiva en el resultado de las pruebas, puede deberse a un corto circuito entre espiras, cuyo valor se adiciona al valor nominal de la corriente de excitación. El exceso de corriente, también puede deberse a fallas en el circuito magnético del transformador como fallas en el aislamiento entre laminaciones.

Es importante resaltar, que cuando los valores de la corriente de excitación exceden más del 10% de los valores esperados, es un indicativo de serios problemas de fallas en el transformador.

5.3.5 METODO ALTERNO PARA LA PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

Cuando se realiza esta prueba a un transformador con el devanado de alta tensión conectado en delta, existen tres métodos distintos para la realización de la misma, en todos los casos los resultados deben ser los mismos.

A continuación, se describen estos tres métodos con base en el diagrama vectorial de la siguiente figura:

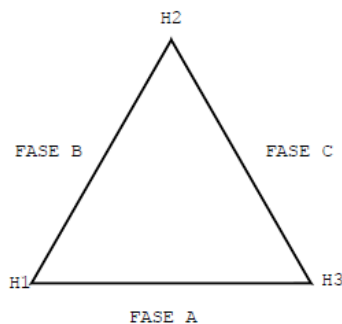


FIGURA 95. Diagrama Vectorial para el devanado de alta tensión de un transformador conectado en Delta.

Las mediciones para el primer método en donde el cable de LV se encuentra en la posición UST se muestran a continuación en la siguiente tabla.

FASE	CABLE HV	CABLE LV	TIERRA	DIRECCION
A	H3	H1	H2,Xo	H3-H1
B	H1	H2	H3,Xo	H1-H2
C	H2	H3	H1,Xo	H2-H3

Tabla 59 Mediciones de corriente de excitación por el primer método alterno.

Las mediciones para el segundo método en donde el cable de LV se encuentra en la posición UST es el siguiente:

FASE	CABLE HV	CABLE LV	TIERRA	DIRECCION
A	H1	H3	H2,Xo	H1-H3
B	H2	H1	H3,Xo	H2-H1
C	H3	H2	H1,Xo	H3-H2

Tabla 60 Mediciones de corriente de excitación por el segundo método alterno.

Por último, se muestran las mediciones para el tercer método en donde el cable de LV se encuentra en la posición UST es el siguiente:

CABLE HV	CABLE LV	TIERRA	DIRECCION
H1	H2,H3	Xo	(H1-H2) + (H1-H3)
H2	H3,H1	Xo	(H2-H3) + (H2-H1)
H3	H1,H2	Xo	(H3-H1) + (H3-H2)

Tabla 61 Mediciones de corriente de excitación por el tercer método alterno.

Sustituyendo las direcciones por las fases medidas, se obtienen la siguiente tabla:

PRUEBA	CABLE HV	CABLE LV	TIERRA	FASES MEDIDAS
1	H1	H2,H3	Xo	B+A
2	H2	H3,H1	Xo	C+B
3	H3	H1,H2	Xo	A+C

Tabla 62 Mediciones de corriente de excitación, combinación de métodos.

Para poder obtener la corriente de la fase B, se debe aplicar el siguiente procedimiento:

- 1) Sumar las pruebas 1 y 2

$$(B + A) + (C + B) = 2B + A + C$$

- 2) Restar la prueba 3 al resultado anterior

$$(2B + A + C) - (A + C) = 2B$$

- 3) Por último, se debe dividir el resultado entre 2

$$\frac{2B}{2} = B$$

El resultado de la fase C se obtiene.

- 1) Sumar las pruebas 2 y 3

$$(C + B) + (A + C) = A + B + 2C$$

- 2) Restar la prueba 1 al resultado anterior

$$(2C + A + B) - (B + A) = 2C$$

- 3) Por último, se debe dividir el resultado entre 2

$$\frac{2C}{2} = C$$

Para la obtención de los resultados de la fase A.

- 1) Sumar las pruebas 1 y 3

$$(A + B) + (A + C) = 2A + B + C$$

- 2) Restar la prueba 2 al resultado anterior

$$(2A + B + C) - (C + B) = 2C$$

- 3) Por último, se debe dividir el resultado entre 2

$$\frac{2A}{2} = A$$

Se deben tener en consideración algunos factores que pueden afectar la prueba de la corriente de excitación del núcleo magnético, tales como la presencia de magnetismo que pueden originar corrientes de excitación muy elevadas durante la realización de las mismas.

Así mismo, se debe tener en cuenta que cuando se hace la reconexión de un transformador con un magnetismo remanente, se ocasiona un aumento considerable en la corriente de magnetización (corriente in rush).

CAPITULO 6

PRUEBAS A INTERRUPTORES DE POTENCIA

6.1 INTRODUCCION

En el capítulo 1, se describió el funcionamiento y la composición de los diferentes tipos de interruptores de potencia, así mismo, el capítulo 3 se describen los procedimientos que deben realizarse para efectuar la prueba de resistencia de aislamiento a los interruptores de potencia, en este capítulo se describen otras pruebas comunes que deben realizarse dentro de los programas de mantenimiento preventivo a los interruptores.

Las pruebas a los interruptores de potencia tienen como propósito poder verificar el estado de sus componentes. De esta manera, se comprueban sus aislamientos, el mecanismo de operación, sus boquillas, las cámaras interruptivas, sus contactos y algunos accesorios tales como las resistencias de preinserción en los interruptores de gran volumen de aceite y los capacitores en los interruptores multicámara de pequeño volumen de aceite.

6.2 PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

Los puntos de un circuito eléctrico donde se presentan altas resistencias, originan caídas de voltaje, así como pérdidas de energía por efecto joule y generación de calor. Por tal motivo, esta prueba se realiza donde existen puntos de contacto entre dos partes conductoras o deslizables de los interruptores.

Para medir la resistencia de contactos los diferentes equipos tienen rangos de 0 a 100 Amperes, debido a que se requiere medida con exactitud las resistencias extremadamente bajas, el método más utilizado es el conocido como de 4 terminales que es el que se describe en este apartado.

Los microhmetros utilizados cuentan con una fuente de corriente directa y la exactitud varía desde 0.1 a 1%.

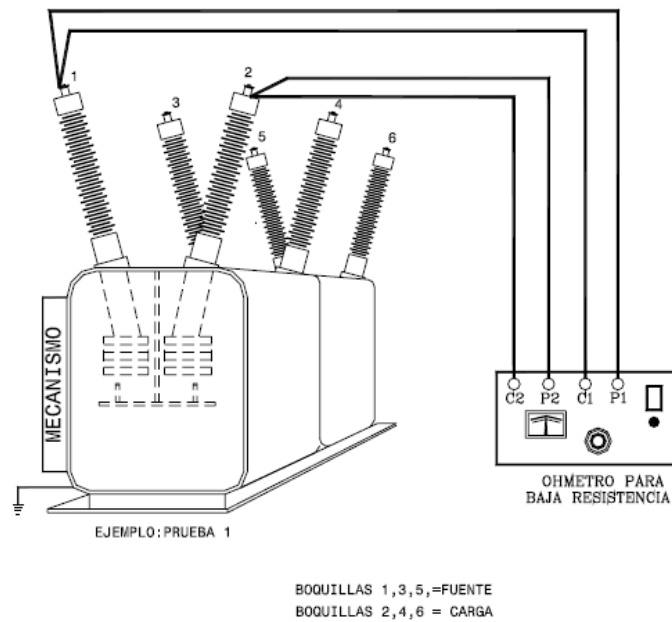
6.2.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Los procedimientos de seguridad para el personal y el operador del instrumento de medición descritos en el punto 2.5 del capítulo 2 se deben asegurar antes de efectuar la prueba, a continuación, se enlistan los puntos a considerar para la realización de la prueba de resistencia de contactos en interruptores de potencia.

- a) Desenergizar el equipo y verificar que se encuentre en la posición cerrado.
- b) Limpiar las conexiones donde se colocarán las mordazas de conexión del equipo con el fin de asegurar un buen contacto y no afectar en la medición.
- c) Aislar el equipo contra la inducción electromagnética mediante una efectiva puesta a tierra, previamente a la realización de la prueba descargando la estática, ya que podría incurrir en mediciones erróneas y dañar el equipo de medición.

6.2.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

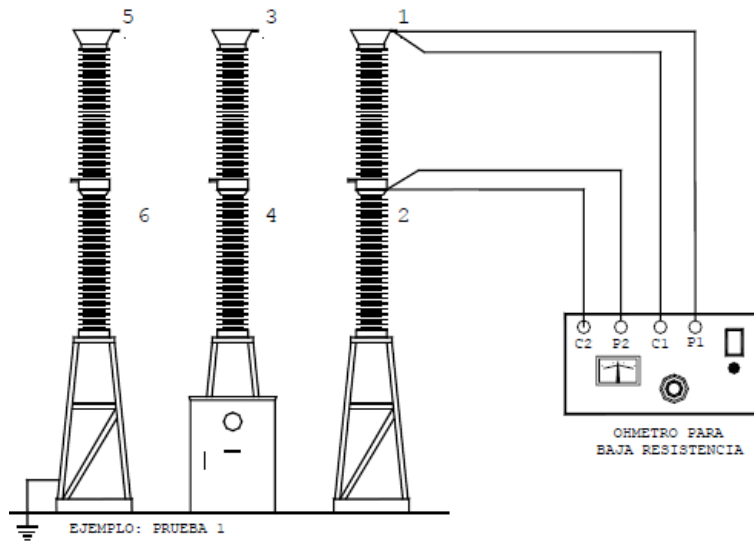
En las figuras siguientes se muestran los diagramas de conexión para la realización de esta prueba en los diferentes tipos de interruptores de potencia.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MIDE
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST, CONTACTO FASE A
2	3	3	4	4	RESIST, CONTACTO FASE B
3	5	5	6	6	RESIST, CONTACTO FASE C

FIGURA 96. Prueba de resistencia de contactos a interruptores de gran volumen de aceite.

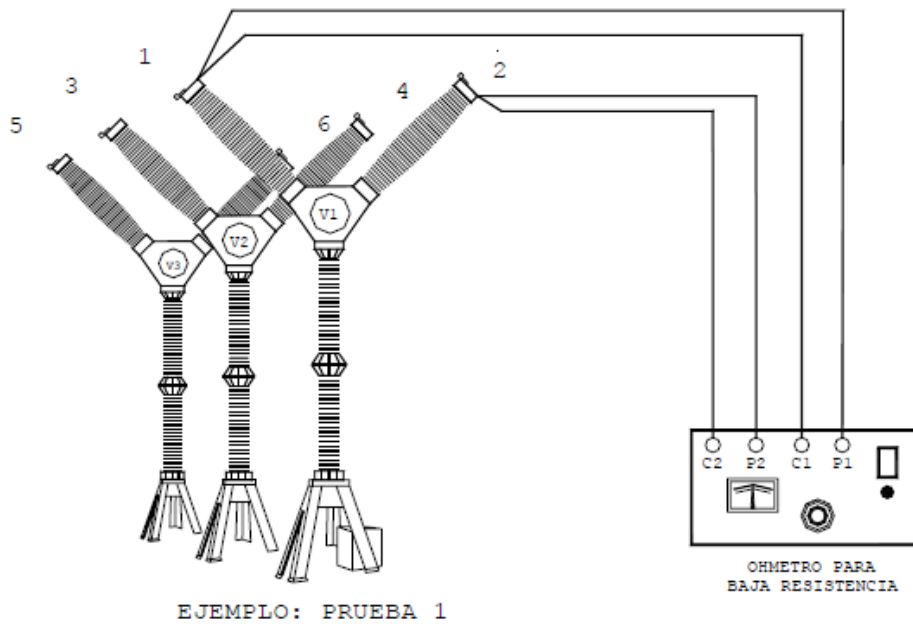
En esta prueba, el interruptor debe estar en posición cerrado.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				M I D E
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST. CONTACTO POLO 1
2	3	3	4	4	RESIST. CONTACTO POLO 2
3	5	5	6	6	RESIST. CONTACTO POLO 3

FIGURA 97. Prueba de resistencia de contactos a interruptores de pequeño volumen de aceite, gas SF6 y circuit switchers.

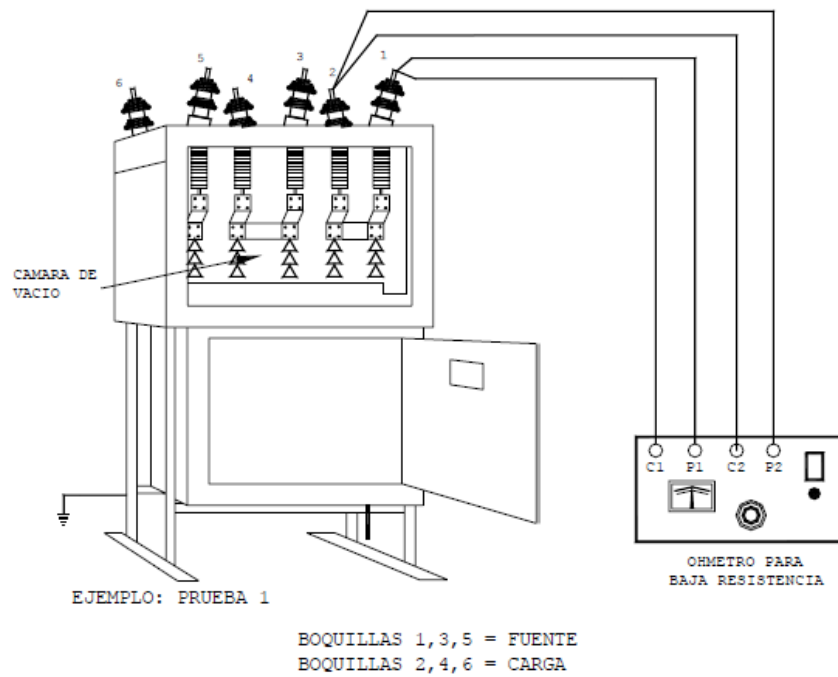
En esta prueba, el interruptor debe estar en posición cerrado.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				M I D E
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST. CONTACTO CAMARAS 1-2 FASE A
2	1	1	V1	V1	RESIST. CONTACTO CAMARA 1 FASE A
3	2	2	V1	V1	RESIST. CONTACTO CAMARA 2 FASE A
4	3	3	4	4	RESIST. CONTACTO CAMARAS 1-2 FASE B
5	3	3	V2	V2	RESIST. CONTACTO CAMARA 1 FASE B
6	4	4	V2	V2	RESIST. CONTACTO CAMARA 2 FASE B
7	5	5	6	6	RESIST. CONTACTO CAMARAS 1-2 FASE C
8	5	5	V3	V3	RESIST. CONTACTO CAMARA 1 FASE C
9	6	6	V3	V3	RESIST. CONTACTO CAMARA 2 FASE C

FIGURA 98. Prueba de resistencia de contactos a interruptores multicámara de bajo volumen de aceite y SF6.

En esta prueba, el interruptor debe estar en posición cerrado.



PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				M I D E
	C1	P1	C2	P2	
1	1	1	2	2	RESIST. CONTACTO FASE A
2	3	3	4	4	RESIST. CONTACTO FASE B
3	5	5	6	6	RESIST. CONTACTO FASE C

FIGURA 99. Prueba de resistencia de contactos a interruptores en vacío

En esta prueba, el interruptor debe estar en posición cerrado.

6.2.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

La prueba descrita permite al operador y al personal de la subestación detectar problemas ocasionados por una alta resistencia de contactos en los interruptores, los cuales pueden ser causados por cualquier elemento que forma parte de los contactos.

Los fabricantes de los equipos emiten los valores máximos permitidos de resistencia de contactos en función del diseño, los cuales deben ser reportados en protocolos de pruebas de rutina, ya que, actualmente no existen normas nacionales o internacionales que indiquen los valores máximos sobre la resistencia de contactos en interruptores de potencia.

La Comisión Federal de Electricidad en el “Manual de procedimientos de pruebas de campo a equipo primario en subestaciones de distribución” establece valores como referencia de las resistencias en los interruptores.

Para los interruptores en gran volumen de aceite los valores aceptables son del orden de 100 a 300 microhms, en los interruptores de pequeño volumen de aceite, en vacío o hexafluoruro de azufre los valores aceptables son de 30 a 100 microhms.

6.3 TIEMPO DE CIERRE Y APERTURA DE CONTACTOS

La realización de esta prueba, tiene como propósito determinar los tiempos de cierre y de apertura de los contactos en los interruptores de potencia, así como verificar la simultaneidad entre sus polos y sus fases.

Cuando el aparato de medición es conectado al interruptor, se obtienen los tiempos en los que los contactos de los interruptores se tocan o se separan a partir de las señales emitidas por los dispositivos de mando del interruptor tales como los relevadores, los tiempos de cierre y apertura quedan registrados en el papel de trazo que trae consigo el instrumento de medición, así mismo también quedan registrados los momentos en los que fueron emitidas las señales de mando.

Los dispositivos de medición que son electromecánicos, emiten una señal eléctrica sobre una bobina, la cual acciona las agujas que grafican los instantes en un papel tratado en su superficie. En cambio, los aparatos que utilizan galvanómetro, cuando se accionan varían el punto de incidencia de un rayo luminoso que se ve reflejado en un papel fotosensible. En ambos casos, el movimiento del papel es accionado por un motor de corriente directa a velocidad constante que trae consigo el instrumento de medición.

Antes de pasar a la descripción de las conexiones de la prueba, es preciso poder definir algunos conceptos que se dan a continuación.

- Tiempo de apertura. Es el tiempo medido desde que es energizada la bobina de disparo hasta el instante en que los contactos de arqueo se han separado.
- Tiempo de cierre. Es el tiempo medido desde que es energizada la bobina de cierre, hasta el instante en que se tocan los contactos primarios de arqueo en todos los polos.

Se debe tener presente que en los interruptores que contienen resistencias de pre-inserción se tienen variaciones en los tiempos de cierre y apertura con el tiempo en el que los contactos auxiliares en serie con las resistencias se tocan o se separan.

- Pruebas normales. A continuación, se enlistan las pruebas que normalmente se emplean tanto para el mantenimiento preventivo como para la puesta en marcha.

- a) Determinación del tiempo de apertura
- b) Determinación del tiempo de cierre
- c) Determinación del tiempo cierre – apertura en condición de disparo libre (trip-free), es decir el mando de una operación de cierre y uno de apertura de manera simultánea, además se verifica el dispositivo de anti bombeo.
- d) Cantidad de rebotes al cierre de los contactos y su duración.
- e) Determinación de la simultaneidad en contactos de una misma fase, tanto en el cierre como en la apertura.
- f) Determinación de la diferencia en tiempo entre los contactos principales y contactos auxiliares de resistencia de pre inserción, ya sean estos para apertura o cierre.
- g) Determinación de los tiempos de retraso en operación de recierre si es que el interruptor está previsto para este tipo de aplicación, ya sea en recierre monopolar o tripolar.
- h) Distancia de recorrido, velocidad de cierre y apertura con auxilio del transductor de movimiento lineal para determinación de penetración de contacto móvil.

Las cuatro primeras pruebas, son aplicables a todos los tipos de interruptores de potencia mientras que la prueba e) se utiliza para interruptores multicámara, la prueba f) a interruptores con resistencia preinserción, la g) a equipos aplicados con recierre y la prueba h) a interruptores con gas SF6 con accionamiento de biela mecánica.

- Limitaciones. En algunos casos muy específicos se requiere realizar pruebas diferentes a las mencionadas o bien realizar variaciones de éstas que le dan carácter especial.

6.3.1 RECOMENDACIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Los procedimientos de seguridad para el personal y el operador del instrumento de medición descritos en el punto 2.5 del capítulo 2 se deben asegurar antes de efectuar la prueba, a continuación, se enlistan los puntos a considerar para la realización de la prueba de tiempo de cierre y apertura de contactos en interruptores de potencia.

- a) Librar al interruptor, debiendo asegurar que las cuchillas seccionadoras se encuentren en posición abiertas.
- b) Limpiar y verificar ausencia de humedad las terminales del interruptor donde serán conectadas las terminales del equipo de prueba.

6.3.2 CONEXIONES PARA REALIZAR LA PRUEBA

Para realizar las conexiones entre el equipo de prueba y el equipo a probar, se debe consultar el instructivo de los fabricantes de los equipos de prueba, a si mismo se debe tener conocimiento del arreglo físico de las cámaras y contactos del interruptor, no obstante, también es necesario tener conocimiento del circuito de control de cierre y apertura del interruptor.

A continuación, se muestran las conexiones típicas para los diferentes tipos de interruptores utilizando un instrumento FAVAG.

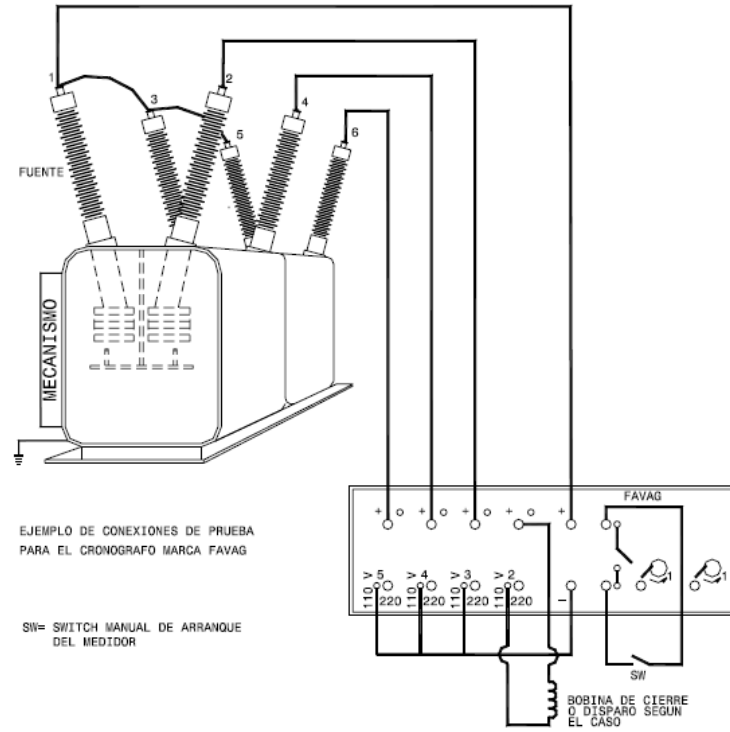


FIGURA 100. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores de gran volumen de aceite o vacío.

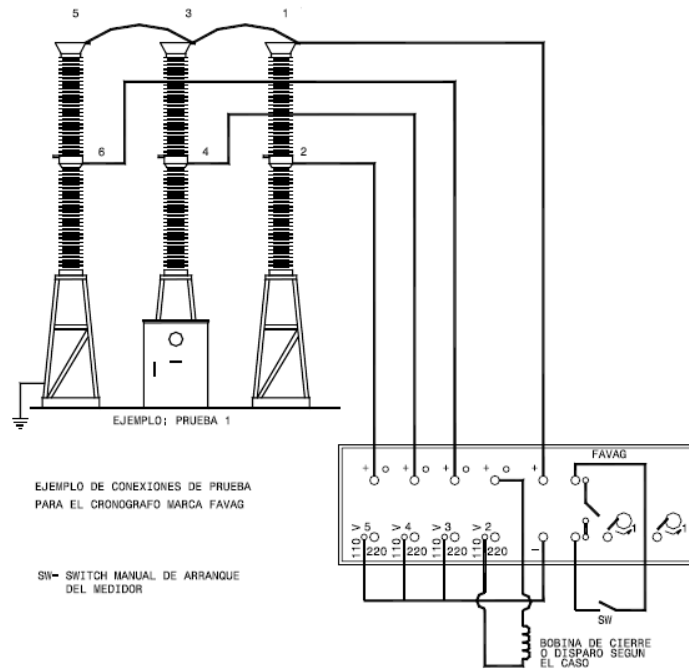


FIGURA 101. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores de pequeño volumen de aceite, gas y circuit switchers.

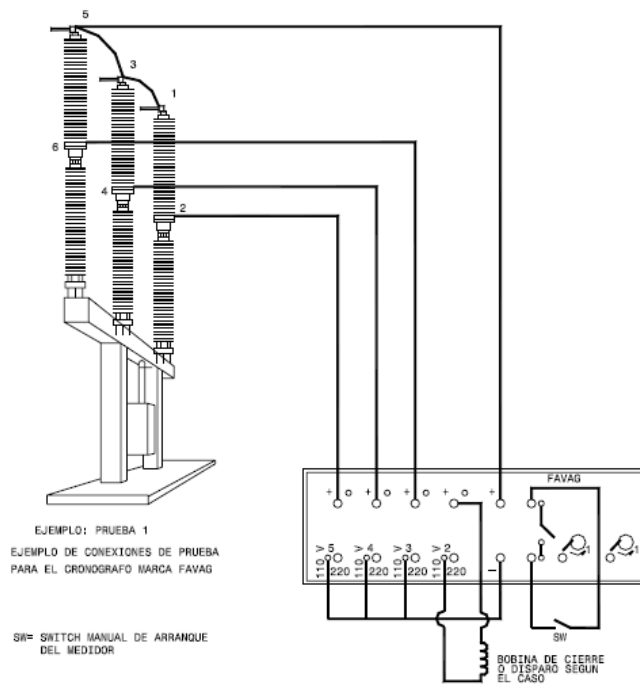


FIGURA 102. Prueba de tiempo de cierre y apertura en interruptores multicámara de pequeño volumen de aceite o gas SF6

6.3.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

- Tiempo de apertura. Registra el instante de apertura de cada una de las tres fases y mide el intervalo en cada una a partir de una señal de disparo del interruptor que también queda registrada.

La prueba es general e independiente del número de contactos o cámaras que tengan en serie por fase, ya que se mide la fase completa, para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica mide el instante en que abre el primer par.

A continuación, en la siguiente figura se muestra un registro típico de esta prueba.

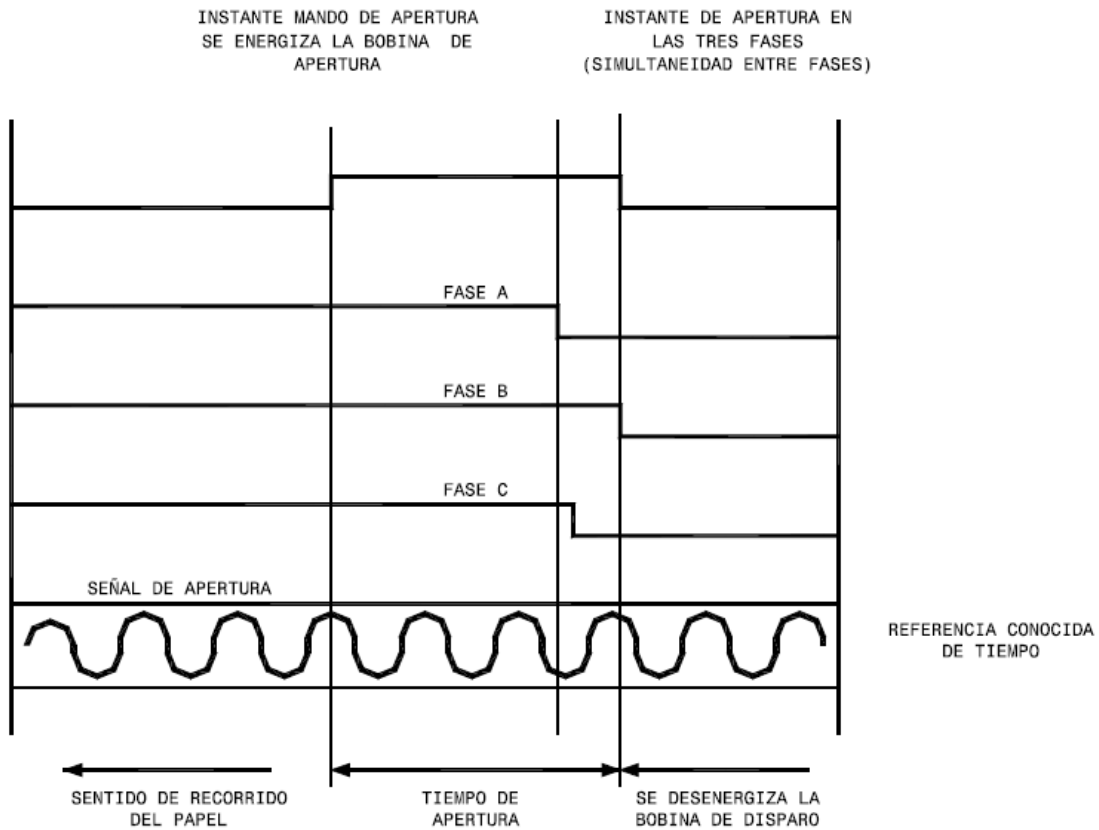


FIGURA 103. Registro de los tiempos de apertura de las fases en un interruptor.

- Tiempo de cierre. Registra el instante de cierre de cada una de las tres fases y mide el intervalo en cada una a partir de una señal de disparo del interruptor que también queda registrada.

La prueba es general e independiente del número de contactos o cámaras que tengan en serie por fase, ya que se mide la fase completa, para el caso de varios contactos en serie, el registro en la gráfica mide el instante en que cierra el último par.

A continuación, en la siguiente figura se muestra un registro típico de esta prueba.

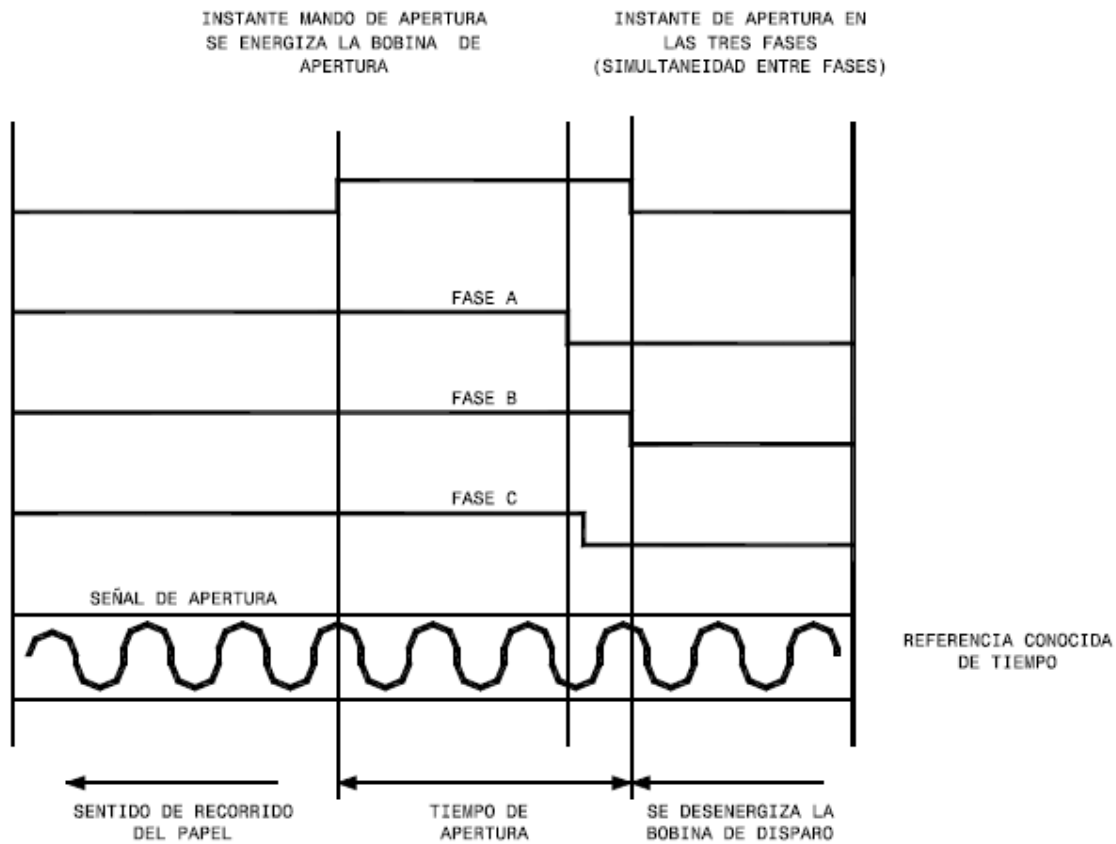


FIGURA 104. Registros de los tiempos de apertura de las fases de un interruptor.

- Valores de prueba. Los valores típicos de cierre y apertura, normalmente son proporcionados por los fabricantes de los interruptores, sin embargo, a continuación, se da una referencia de los valores descritos con anterioridad para establecer un criterio de manera general.

La clasificación de interruptores se realiza en base a su tiempo de interrupción, en los interruptores de 8, 5 y 3 ciclos, los rangos obtenidos son establecidos en base a las pruebas prototipo o de diseño, por lo que al realizar las pruebas dentro de la puesta en marcha o durante una rutina de mantenimiento preventivo se deben comparar los obtenidos con los valores de las pruebas prototipo, siendo estos últimos los máximos tiempos a obtener dentro de la gama de esos interruptores.

Los tiempos de cierre generalmente son de menor importancia respecto a los valores de apertura y suelen ser mucho más largos, estos tiempos varían dependiendo del tipo de interruptor, así como de su mecanismo y el tamaño de sus partes en movimiento, generalmente suelen ser de 6 a 16 ciclos.

Para evaluar la simultaneidad entre fases y contactos, se debe analizar la máxima diferencia entre los instantes en que se tocan los contactos durante el cierre o entre los instantes en que se separan durante la apertura, este valor no deberá exceder el $\frac{1}{2}$ ciclo en base a la frecuencia nominal y la operación de contactos de un mismo polo debe ser prácticamente simultánea.

CAPITULO 7

PRUEBAS A LOS ACEITES AISLANTES Y CROMATOGRAFIA DE GASES

7.1 TEORIA GENERAL DE ACEITES AISLANTES

En el capítulo 1, se detalló que el aceite aislante en un transformador, funge como medio aislante y refrigerante, transportando el calor del núcleo y los devanados a la zona de disipación final. A su vez, también se citó que en los interruptores de potencia el aceite aislante funge como medio de extinción del arco generado en la apertura de los contactos cuando se presenta una sobre carga o corto circuito, además de ser un medio refrigerante.

El aceite mineral es el más utilizado como medio aislante y refrigerante en los transformadores e interruptores de potencia. Los procesos de refinación de los aceites aislantes que actualmente se emplean, nos ayudan a conservar los componentes deseables y eliminar los indeseables de las materias primas con las que se obtiene el aceite. Dentro de la industria eléctrica, la calidad del fluido aislante en los equipos se desarrolla evolutivamente a la par de la tecnología de los equipos eléctricos.

Dentro de las causas más comunes del deterioro del aceite en transformadores se debe principalmente a la contaminación, la humedad, formación de ácidos y la oxidación. La humedad en este caso, reduce notablemente las propiedades dialécticas del fluido, por otro lado, los ácidos orgánicos además de ser conductores ayudan a la retención de agua.

En los interruptores de potencia, cuando abre bajo condiciones de falla o con carga, se genera un arco eléctrico a través del aceite, si el aceite contiene partículas de oxígeno, formara agua y bióxido de carbono, cuando el suministro de oxígeno es agotado se formara hidrogeno y partículas de carbón, mientras que el hidrogeno se disipa como gas, las partículas de carbón contaminaran el aceite reduciendo sus propiedades dieléctricas mucho antes de que el deterioro por oxidación llegue a ser considerable.

Con el objeto de determinar la calidad del aceite aislante en un equipo eléctrico ya en operación, es necesario realizar un análisis al mismo, así como entender los parámetros a medir y el criterio a seguir para el método de diagnóstico.

Las pruebas que se realizan a los aceites aislantes, nos ayudan para detectar la presencia de humedad, gases, productos de degradación por oxidación tales como

óxidos, partículas coloidales, jabones, etcétera. Así mismo, detectan agentes contaminantes como fibras, barnices, carbón y metales.

Por lo anterior, es recomendable que dentro de las actividades de mantenimiento preventivo se realicen las pruebas necesarias para el análisis del aceite y en caso necesario llevarlo a un proceso de reacondicionamiento o cambio del mismo.

La IEC 422 indica que para transformadores de potencia el periodo de prueba para el aceite es de un año, este mismo lapso de tiempo se puede adoptar para los interruptores de potencia.

La técnica de muestreo del aceite se muestra a continuación en la figura 105.

En la tabla 63 se muestran algunas pruebas a realizar durante el muestreo del aceite aislante en equipos eléctricos y las detecciones que se obtienen de sus resultados.

PRUEBA EN EL ACEITE	DETECCION
Apariencia visual	Contaminantes sólidos y lodos
Color	Deterioro y contaminación elevada
Numero de neutralización	Ácidos orgánicos por deterioro
Tensión interfacial	Algunos contaminantes polares y deterioro
Tensión de ruptura dieléctrica	Algunos contaminantes (partículas, humedad, etc.) y deterioro
Factor de Potencia	Algunos contaminantes disueltos y deterioro
Contenido de humedad	Agua en forma disuelta y libre

Tabla 63 Pruebas periódicas de control del aceite aislante en servicio.

Cuando los resultados de las pruebas mostradas en la tabla anterior son satisfactorios, no se requieren pruebas adicionales, de caso contrario, se deben realizar otras pruebas para determinar la causa del problema.

Contaminante en el aceite aislante	PRUEBA		
	Tensión interfacial	Numero de neutralización	Factor de Potencia
Absorbente utilizados en el tratamiento	Muy baja	Bajo	-
Material de base asfáltico	Baja	-	Muy alto
Gliptal	Baja	Muy alto	Alto
Lodos	Baja	Alto	-
Jabones de sodio	Muy baja	Muy bajo	Muy alto
Barnices	Baja	Alto	Alto
Agua	-	-	Alto

Tabla 64 Efectos contaminantes en los resultados de las pruebas del aceite aislante.

7.2 TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA A LOS ACEITES AISLANTES

Esta prueba es una medida de la habilidad del aceite de soportar un esfuerzo eléctrico, la medición nos permite conocer la rigidez dieléctrica momentánea del aceite al paso de una corriente al aplicarle un voltaje determinado.

El valor de la tensión de ruptura dieléctrica depende de los contaminantes que se encuentren presentes.

De acuerdo a la ASTM (American Society of Testing Materials) existen dos métodos para las pruebas de tensión de ruptura dieléctrica los cuales son los establecidos por las normas B-877 y B-1816.

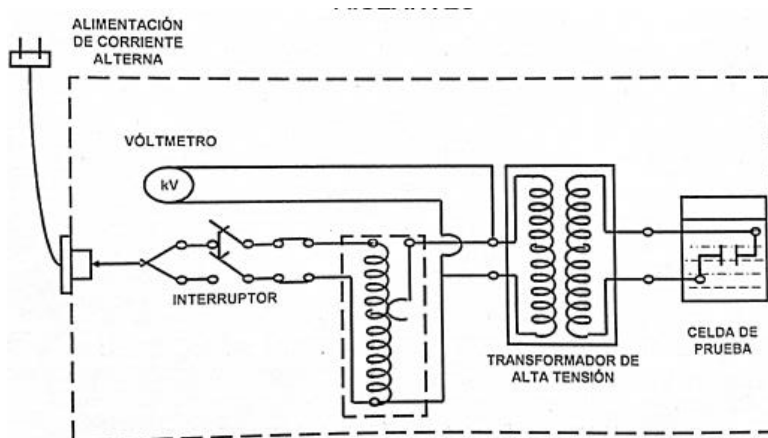


FIGURA 105. Esquema eléctrico del probador de tensión de ruptura dieléctrica.

Se debe tener en cuenta a la hora de realizar la prueba los siguientes puntos:

- Si la temperatura del aceite se incrementa, la viscosidad disminuye y la tensión de ruptura dieléctrica se presenta más fácilmente.
- Si la presión del aceite se incrementa, la formación de gases y burbujas se restringe.

A continuación, en las figuras 106 y 107 se muestran esquemáticamente los métodos descritos anteriormente para realizar la prueba de tensión de ruptura.

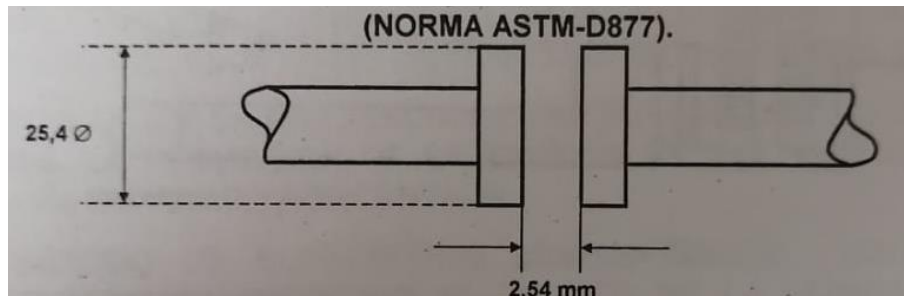


FIGURA 106. Medición de la tensión de ruptura con el método ASTM-D877

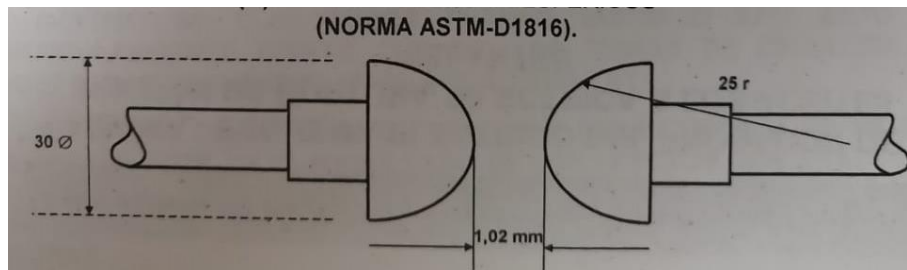


FIGURA 107. Medición de la tensión de ruptura con el método ASTM-D1816.

7.2.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Los electrodos y el recipiente de prueba deben ser limpiados con aceite aislante o con el aceite que se va someter a prueba.
- 2) Verificar que los electrodos no contengan escoriaciones provocadas por pruebas anteriores.
- 3) Drenar y limpiar la válvula de muestreo del transformador antes de tomar la muestra del aceite.

- 4) No se debe tomar la muestra del aceite si la humedad relativa excede el 75%, así mismo la prueba no se podrá efectuar cuando la temperatura ambiente sea menor a los 20°C.
- 5) Evitar contactos que generen contaminación con la válvula de muestre, el recipiente o el mismo aceite a probar.

7.2.2 PROCEDIMIENTOS PARA REALIZAR LA PRUEBA

Para el método ASTM D-877:

- 1) La copa se deberá llenar hasta un nivel no menor a los 20 mm sobre la parte superior de los electrodos.
- 2) Dejar reposar durante no menos de dos minutos y no mayor a 3 minutos el aceite de prueba dispuesto en el recipiente.
- 3) Aplicar el voltaje gradualmente con un rango de 3 kV's por segundo hasta que se produzca el arco eléctrico, abra el interruptor y tomar lectura del voltmetro en kv's.

Para el método ASTM D-1816:

- 1) La copa se deberá llenar hasta un nivel no menor a los 20 mm sobre la parte superior de los electrodos.
- 2) Aplicar el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 volts por segundo.
- 3) Dejar intervalos de mínimo 3 minutos entre el llenado de las copas con el aceite y un minuto entre cada una de las rupturas.

7.2.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

Antes de analizar los resultados se deben tomar en cuenta varias consideraciones:

- La tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante disminuye aproximadamente un 25% cuando se presenta un incremento del contenido de humedad entre 5 PPM a 20 PPM.
- Cuando existe la presencia de partículas de cobre, hierro o celulosa, la reducción de la tensión de ruptura dieléctrica es todavía mayor en porcentaje.

- El método de los electrodos semiesféricos (ASTM D 1816) resulta ser más sensitivo al efecto de la humedad y a la presencia de partículas en el aceite comparado con el método de los electrodos planos (ASTM D 877), esto es particularmente cierto cuando las fibras de celulosa se encuentran presentes en el aceite aislante.
- El valor de la tensión de ruptura dieléctrica a 60 Hz del aceite aislante, es el resultado de los efectos combinados de la humedad, tipo de partículas, tamaño de partículas y concentración de las partículas.

El procedimiento ASTM D-877 se deberá realizar a dos muestras diferentes del aceite, cuando ninguno de los dos valores obtenidos es menor al valor permitido (30 kV's) no se requerirán pruebas posteriores, sumándose ambas lecturas y promediando los valores para reportar el valor promediado como tensión de ruptura, en caso de que uno de los valores de las dos pruebas realizadas sea menor a 30 kV's, se deberá efectuar una tercera, promediando los valores y reportando el valor promediado.

7.3 MEDICION DEL FACTOR DE POTENCIA O FACTOR DE DISIPACION DE LOS ACEITES AISLANTES

El factor de potencia o factor de disipación es un indicativo de las pérdidas dieléctricas en el aceite aislante generadas por el envejecimiento y/o la contaminación, siendo sumamente necesario o altamente deseable mantener a valores muy bajos las pérdidas dieléctricas.

Siendo la potencia disipada en watts, se puede expresar matemáticamente como el producto del voltaje efectivo multiplicado por la corriente, lo anterior expresado en VA's. Numéricamente es equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas, normalmente expresado en porcentaje es una cantidad adimensional.

La especificación CFE D3100-19 vigente, indica que el factor de potencia en un aceite nuevo es de 0.05% a 25°C y de 0.3% a 100°C. Para los aceites en servicio varía el criterio a seguir dependiendo el nivel de aislamiento del transformador o del interruptor.

7.3.1 RECOMENDACIONES PARA LLEVAR A CABO LA PRUEBA

- 1) Verificar que la copa de prueba esta puesta a tierra y mantener las medidas de seguridad del personal ya que los niveles de tensión son elevados.

- 2) Realizar la prueba a la celda con el aceite de prueba
- 3) Revisión de la celda de prueba ya que las abolladuras o escoriaciones restan confiabilidad a los resultados.

7.3.2 PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA

- 1) Drenar la válvula de muestreo eliminando rastros de suciedad o agua acumulada.
- 2) Llenar la celda con aceite hasta 20 ml, dejar reposar de 2 A 3 minutos el aceite de prueba, lo anterior con objeto de que las partículas de aire escapen y las partículas de materiales de depositen en el fondo de la copa.
- 3) Asegurar que la tapa se encuentre completamente ajustada.
- 4) Realizar las conexiones del medidor a la celda, la terminal de alta tensión se conecta a la manija de la celda, la terminal de baja se conectará al cilindro metálico y el anillo de “guard” del cable de alta tensión al tornillo de “guard” de la celda.
- 5) Aumentar el voltaje gradualmente hasta los 10 kV's. Registrar el valor y calcular el factor de potencia tomando la temperatura de la muestra para su corrección a 20°C y se utiliza la tabla de corrección por temperatura mostrada en el capítulo 4 de este trabajo.

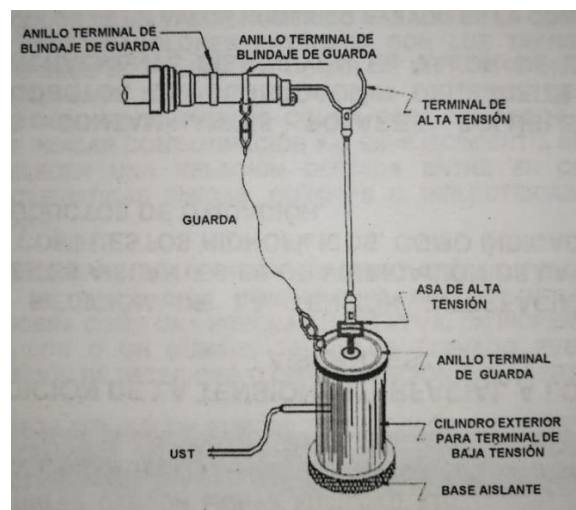


FIGURA 108. Prueba de factor de potencia al liquido aislante.

7.3.3 INTERPRETACION DE RESULTADOS

El aceite con un factor de potencia entre 0.5% a 20°C, es considerado en buenas condiciones para su operación.

Un aceite con factor de potencia mayor o igual a 0.6% se considera como riesgoso, la confiabilidad para seguir en operación es prácticamente nula y se deberá complementar su análisis con pruebas físico químicas para determinar el estado total del aceite.

7.4 OTRAS PRUEBAS Y EVALUACION GENERAL DE LOS ACEITES AISLANTES

Existen otras pruebas complementarias a las descritas en los dos apartados anteriores con las cuales se pueden realizar una evaluación grupal del estado del aceite aislante, a continuación, se describen de manera breve.

7.4.1 MEDICION DEL NUMERO DE NEUTRALIZACION (ACIDEZ)

El número de neutralización indica la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite. Un número de neutralización con valor alto indica la presencia de ácidos minerales, alcalisis y ácidos orgánicos, los cuales pueden ser producto de envejecimiento o contaminación con barnices u otros materiales que constituyen el equipo eléctrico.

Una de las técnicas de laboratorio utilizadas para la medición de este número es la descrita por ASTM D 974, siendo relativamente simple y preciso para indicar el grado de deterioro del aceite aislante.

Otra de las formas más comunes para determinar el número de neutralización en campo es por medio del método ASTM D 1902, que utiliza una solución acida (Buffer) colocando tres gotas en el centro de papel filtro y añadiendo dos gotas del aceite, esto ocasiona un cambio de color que se compara con un indicador de color que se describe a continuación.

Color resultante	DIAGNOSTICO
Verde y Amarillo	0,3 mg KOH/Gramo de aceite
Más verde que amarillo	<0,3 mg KOH/Gramo de aceite
Más amarillo que verde	>0,3 mg KOH/Gramo de aceite
Naranja o café	Altamente acido
Azul	Alcalino

Tabla 65 Interpretación de resultados aplicando el método ASTM D 1902.

7.4.2 MEDICION DE LA TENSION INTERFACIAL A LOS ACEITES AISLANTES

La medición de la tensión interfacial de los aceites aislantes es una indicación de la presencia de compuestos hidrofílicos, como indicador de los productos de oxidación.

Los contaminantes polares solubles y los productos de degradación del aceite aislante, generalmente disminuyen el valor de la tensión interfacial.

Esta prueba mide la tensión interfacial entre dos líquidos inmezclables, aceite aislante y agua destilada, y se expresa en dinas/centímetro, lo cual se realiza con un tensiómetro de anillo es y una prueba de laboratorio.

7.4.3 MEDICION DEL COLOR DEL ACEITE AISLANTE

El color es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba, el color de un aceite aislante nuevo generalmente se interpreta como un índice del grado de refinación. Un cambio de color para un aceite en servicio puede indicar contaminación y/o envejecimiento, no es posible establecer una relación definida ente el color y las características físicas, químicas o dieléctricas del aceite aislante.

El color no es una propiedad muy crítica, pero es muy útil para la evaluación comparativa del aceite aislante; se considera como una prueba cualitativa, un incremento rápido de color o un numero de color elevado puede ser una indicación de deterioro o contaminación del aceite aislante.

Además del valor número del color, la apariencia visual del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos, los cuales pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, fibras, suciedad, etc.

7.5 CROMATOGRAFIA DE GASES

7.5.1 TEORIA GENERAL

Los transformadores están compuestos por materiales dieléctricos tales como aceite vegetal, aceite mineral o celulosa, como se mencionó en los capítulos anteriores, estos aceites sufren degradación además de envejecimiento causados por los esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos. Procesos que sufren descomposición química de los aceites que dan como resultado la presencia de gases que se disuelven en el aceite aislante.

En la presencia de fallas incipientes como descargas parciales, descomposición térmica (sobrecarga o puntos calientes) o arco eléctrico, estos gases se disuelven y una vez alcanzado su punto de saturación, se desprenden y debido a su baja densidad por la alta temperatura, se van hacia la parte superior del transformador alojándose en el tanque conservador y activando el relevador Buchholz cuando transitan por la tubería de unión.

Para determinar la naturaleza o gravedad de la falla, se hace un análisis del aceite aislante, tomando una muestra a través de la válvula y evaluando el gas presente en el aceite que normalmente provienen de la falla o de la descomposición de los materiales aislantes.

En análisis más usual para una muestra de aceite, es la medición de su combustibilidad, que en caso de ser positiva es un caso alarmante. Los gases que son formados por la descomposición de los materiales o producto de una falla, se disuelven total o parcialmente, por lo que en la muestra del aceite se puede obtener información de todas las partes con las que entra en contacto el aceite.

A lo largo del tiempo, los estudios realizados en esta materia, permitieron relacionar la presencia porcentual de los gases con la naturaleza de las fallas eléctricas o de la descomposición de los materiales aislantes, de este modo el relevador Buchholz permite distinguir una falla eventual.

Dentro de los estudios mencionados y siendo una de las técnicas más modernas para el estudio de aceites aislantes, se encuentra la cromatografía de gases, que es capaz de procesar pequeñas muestras de aceite con gran sensibilidad y precisión.

Durante una falla, la cantidad de gas que se genera es pequeña y se disuelve, así mismo, puede no presentarse en un estado gaseoso, lo que imposibilita que se analice y detecte como se describió anteriormente, en esta etapa, la toma de una muestra de aceite constituye un poderoso instrumento para el mantenimiento preventivo y/o predictivo de los transformadores de potencia, resultando ser una de las informaciones más finas de campo sobre el estado en el que se encuentran operando los aislamientos, así como para la detección de una falla y la identificación de una operación anormal en el equipo.

NOMBRE DEL GAS	SIMBOLO	TIPO DE GAS
Hidrogeno	H ₂	Combustible
Metano	CH ₄	Combustible
Etano	C ₂ H ₆	Combustible
Etileno	C ₂ H ₄	Combustible
Acetileno	C ₂ H ₂	Combustible
Monóxido de carbono	CO	No Combustible
Bióxido de carbono	CO ₂	No Combustible
Nitrógeno	N ₂	No Combustible
Oxigeno	O ₂	No Combustible

Tabla 66 Gases típicos generados por las fallas incipientes en transformadores de potencia.

El método de la cromatografía de gases se viene utilizando para resolver problemas, que en resumen se enlistan a continuación:

- a) Impregnación de aceite en unidades nuevas
- b) Control del deterioro de materiales aislantes
- c) Control durante el periodo de garantía del equipo
- d) Detección de fallas incipientes
- e) Localización de fallas y determinación de su naturaleza o significado
- f) Anomalías en el cambiador de derivaciones
- g) Optimización de los tiempos de servicio del equipo
- h) Desarrollo de materiales eléctricos

Los estudios realizados, indican que el método de la cromatografía de gases para la detección de fallas es más seguro que los métodos eléctricos aplicables, dado que su límite de detección disminuye con el aumento del tiempo de duración de la falla debido a la acumulación de gases en el aceite.

En la mayoría de los casos, cuando se utiliza esta técnica, es posible preparar el sistema para la reparación de los equipos sin interrupción del servicio. Por lo que es altamente recomendable incluir el análisis periódico de los gases que contiene el aceite aislante, como parte de diagnóstico del equipo, lo que redituaría en un bajo

costo de operación y en muchos casos la prematura salida de operación de los mismos.

En México, la cromatografía de gases de empezó a utilizar en 1977, siendo la Compañía de Luz y Fuerza del Centro pionera en la aplicación de esta técnica en el país.

7.5.2 ANALISIS DE LOS GASES DISUELTOS

Para el análisis de los gases disuelto, se deben completan 6 etapas que se detallan a continuación.

- Extracción de la muestra. Se emplean jeringas de vidrio de 50 mililitros equipadas con válvulas de tres vías adaptadas al cuerpo de la jeringa y normalmente la muestra se toma de la válvula de muestreo del transformador debiendo tener cuidado de la contaminación con el aire. En caso de alarma por gases en el transformador se recomienda tomar la muestra de la purga de Buccholz con la finalidad de detectar los gases antes de la total disolución en el aceite.

El procedimiento de la toma de la muestra de aceite debe ser conforme a lo establecido en la norma NOM-J-308-1983 y/o ASTM D3613.

El procedimiento, así como los puntos más importantes a cuidar en la obtención de la muestra de aceite son los siguientes:

- a) Se debe corroborar la hermeticidad de la jeringa y que esté libre de fugas, esto se logra colocándola de manera vertical y cerrando la válvula, si el embolo no presenta ningún movimiento estará libre de fugas.
- b) Se debe asegurar que no exista contaminación del aceite aislante limpiando la jeringa, la válvula y los accesorios, lo anterior se logra desechando aproximadamente dos litros de aceite para que arrastre los posibles sedimentos en la válvula y la muestra sea más significativa, la jeringa se purga por medio de la válvula de tres vías.
- c) Llenar los formatos correspondientes y el etiquetado de las jeringas en las muestras obtenidas simplifican y facilitan la identificación del equipo a analizar.
- d) Una vez que se obtiene la muestra, se debe asegurar que las condiciones en las que se transporta al laboratorio sean adecuadas para evitar derrames y la exposición al calor y a la humedad.

Es importante que se debe garantizar que en los laboratorios el manejo de las muestras no resulte con una pérdida mayor al 2.5% del hidrogeno ya que es el gas menos soluble y el que más rápido se difunde.

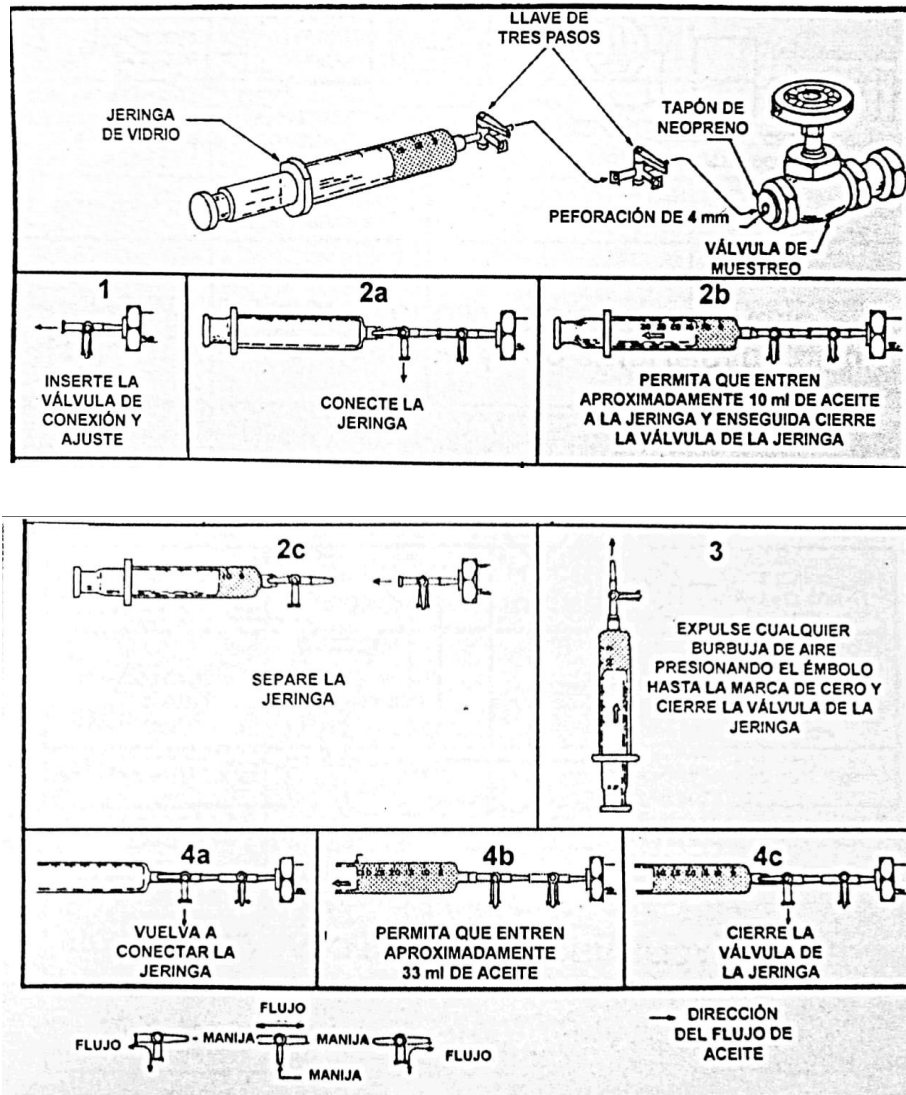


FIGURA 109. Procedimiento de muestro de aceite aislante con jeringa de vidrio.

- Extracción de gases disueltos. Consiste en la extracción de los gases disueltos de la muestra de aceite mediante la aplicación de vacío, esto se logra a través de un aparato formado por una probeta para gas que cuenta con una aguja superior calibrada y equipada con una válvula que permita la aplicación de vacío gradualmente, la admisión de la muestra y la compresión de los gases a presión atmosférica.

Cuando se toma la muestra y se aplica el vacío los gases que ocupan todo el espacio, se comprimen enseguida por la elevación de un nivel de mercurio y en la aguja calibrada se efectúa la lectura de los gases que son extraídos, esto es a presión y a temperatura ambiente. Cuando concluye la lectura del volumen se retira parte de la mezcla de gases a través de una membrana, para que inmediatamente se inyecten al cromatógrafo.

- Análisis cromatográfico. Es el medio por el cual se separan los componentes de un fluido mediante dos fases, la estacionaria y la otra por medio de un fluido que circula por la primera.

El cromatógrafo de gases se divide generalmente en tres partes: los inyectores o vaporizadores, columnas y detectores.

En los inyectores la muestra de gas a analizar se diluye en un gas inerte, que la conduce a través de la columna, es ahí donde ocurre la separación en un medio adecuado y pasa enseguida al detector que emite una señal proporcional a la señal de cada componente.

En el aparato debe ser posible controlar cada una de las siguientes variables: la temperatura de las tres partes, la corriente de los detectores y el flujo del gas inerte. En las columnas se utilizan diferentes tipos de detectores y medios, cada uno presenta selectividad para un componente o grupo de componentes afines.

La separación de los componentes de la mezcla ocurre cuando interactúan con la fase estacionaria o medio, si las interacciones son diferentes entre sí, las velocidades también lo serán durante el recorrido. El tiempo que tarda un componente en recorrer la fase estacionaria y llegar al detector, se llama tiempo de retención, que es diferente para cada componente de acuerdo a sus propiedades químicas. Los gases son detectados por dispositivos calibrados de acuerdo a su tiempo de retención para identificarlos.

La determinación de la concentración de los gases que son extraídos de una muestra del aceite aislante se hace modelando el instrumento con una muestra de los gases que serán analizados en una proporción conocida, y comparándose con el cromatograma patrón con el que se obtiene de la muestra.

- Cálculo de resultados. En el cálculo de los resultados, comúnmente se analizan nueve gases que se muestran en la siguiente tabla, la sensibilidad es medida en ppm (partes por millón):

GAS	SOLUBILIDAD
Hidrogeno	0.5
Oxigeno	0.7
Nitrógeno	1.0
Metano	2.0
Monóxido de carbono	3.0
Dióxido de carbono	3.0
Etileno	1.0
Etano	2.0
Acetileno	3.0

Tabla 67 Solubilidad en PPM de los gases típicos en un transformador.

Esta concentración de gases, se analiza en partes por millón (ppm) que significa volumen/volumen de aceite y son medidas a una temperatura ambiente de 20°C. Además de la concentración de cada gas, se precisa que debe calcularse la concentración total de los gases disueltos, así como la de los gases combustibles.

- Diagnostico. Comúnmente se deben correlacionar los resultados de los análisis con las composiciones gaseosas esperadas o verificadas en los transformadores que funciona con normalidad o presentan alguna anomalía.

Durante el funcionamiento normal de un transformador, se producen gases por los materiales aislantes que se pueden disolver en el aceite, cuando la presión total, es decir la suma de las presiones parciales, alcanza un valor de una atmosfera se considera que el aceite está saturado de gas.

Los niveles normales (niveles patrón) de aceite en un transformador varían de acuerdo a varios autores dependiendo del diseño, la carga, tiempo de operación, tipo de mantenimiento, tiempo de operación, calidad y composición del aceite, etc.

Los gases que se generan, de acuerdo al tipo de falla, son disueltos en el aceite dieléctrico y esos gases tendrán un perfil de composición característico, estos perfiles se lograron a través de comparaciones de transformadores defectuosos en buen estado y de simulaciones en un laboratorio que constituyen la base del criterio para diagnóstico.

Las principales fallas a considerar son sobre calentamiento, descargas parciales y arco eléctrico.

Se puede distinguir dos tipos de fallas, alta y baja temperatura, la temperatura toma un papel decisivo en la composición de los productos resultantes de la descomposición térmica, también es de tomarse en cuenta que, durante la

descomposición, la temperatura se eleva exponencialmente sobre la velocidad de formación de gases y facilita la saturación.

Con la elevación de temperatura, aumenta considerablemente la concentración de etileno en relación con el metano y el etano, por lo tanto, el etileno es el producto principal en la caracterización de fallas por sobrecalentamiento.

El principal producto por descargas parciales es el hidrogeno, el cual se acompaña en concentraciones menores de metano, cuando la falla afecta la celulosa también habrá presencia de monóxido de carbono.

La producción de acetileno e hidrogeno son características de arco eléctrico, siendo el acetileno el gas predominante en este caso. Junto con estos gases, se encuentran otros en menor concentración como el etileno, producto del efecto térmico.

Durante la carbonización de la celulosa a 140° centígrados, encontramos monóxido de carbono y dióxido de carbono, la variación de la relación entre estos dos gases se vincula con el tipo de transformador y con la relación entre el aislamiento del papel y el aceite.

El hidrogeno también se forma por electrolisis, siendo este el único gas combustible de interés.

- Informe. Con base en el anterior procedimiento descrito, en el laboratorio se emite un informe que detalla la concentración de gases disueltos y sus diagnósticos utilizando el método utilizado, con base en este informe se realizan las interpretaciones por diversos métodos que a continuación se detallan.

7.5.2.1 INTERPRETACION DE RESULTADOS

A continuación, se presentan diversos sistemas de varios autores que utilizan las relaciones entre ciertos gases para comparar los perfiles de composición y si vinculación con ciertos tipos de fallas, estos cocientes son útiles en casos en los que dos o más gases exceden el nivel patrón.

Método de interpretación	Información proporcionada	Procedencia del método	Notas
Gases detectados	Tipos probables de falla	Norma ANSI / IEEE C57.104	Método cualitativo
Concentraciones normalizadas (90% de probabilidad)	Solamente como guías	Norma ANSI / IEEE C57.104	Método cualitativo
Gases clave	Problema del tipo general	Doble Engineering	Método cualitativo
Gases combustibles totales	Severidad del problema	Doble Engineering	500 PPM (0,05%) mayor, se debe realizar muestreo y frecuente y establecer tendencia
Cantidad de gases clave	Severidad del problema	Metodo de CSUS (California State University, Sacramento)	Metodo cualitativo
Gases combustibles totales	Severidad del problema	Westinghouse	2501 PPM (2.5%) o mayor, analizar semanalmente y establecer tendencia
Componentes clave	Problema del tipo general	E. Dornenberg	Metodo cualitativo
Concentraciones limites de gases	Solamente como guías	E. Dornenberg	Metodo cualitativo
Relaciones de Dornenberg	Problema del tipo general	E. Dornenberg	Metodo cualitativo
Relaciones de Rogers	Severidad de problema	R.R. Rogers	La ocurrencia de fallas simultaneas, presenta problemas en el diagnostico

Tabla 68 Métodos para el diagnóstico de fallas incipientes en transformadores.

► Método de los gases detectados

Gases detectados	Interpretación
Nitrógeno más 5% o menos de oxígeno	Normal para transformadores sellados
Nitrógeno más oxígeno en un porcentaje >5%	Verificar los empaques del transformador
Nitrógeno, Bióxido de carbono o monóxido de carbono o todos a la vez	Sobre carga o algún punto caliente, originando deterioro de celulosa
Nitrógeno e Hidrogeno	Descarga parcial o electrolisis de agua
Nitrógeno, Hidrogeno, Bióxido de Carbono y Monóxido de Carbono	Descarga parcial que involucra celulosa o sobrecarga severa
Nitrógeno, Hidrogeno, Metano con pequeñas cantidades de Etano y Etileno	Chisporroteo o ruptura dieléctrica del aceite aislante
Nitrógeno, Hidrogeno, Metano con Bióxido de carbono, Monóxido de carbono y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos, usualmente no se presenta el acetileno	Chisporroteo o alguna otra falla con deterioro de celulosa
Nitrógeno con alto contenido de Hidrogeno y otros hidrocarburos incluyendo acetileno	Arqueo eléctrico con alta energía causando rápido deterioro del aceite
Nitrógeno con alto contenido de Hidrogeno, Metano con alto contenido de etileno y algo de acetileno	Arqueo eléctrico de alta temperatura en aceite, conexiones flojas o corto circuito entre espiras
Igual que el anterior, pero con presencia de bióxido de carbono y monóxido de carbono	Igual que el anterior, pero en combinación con celulosa

Tabla 69 Método de los gases detectados de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104

► Método de las concentraciones normalizadas

Nombre del gas	Contenido total de gases disueltos en PPM	
	Equipo de generación	Equipo de Transmisión
Metano	160	120
Hidrogeno	240	100
Acetileno	11	35
Etileno	190	30
Etano	115	65
Monóxido de carbono	580	350

Nota: Cuando son excedidos estos valores, se debe realizar una mayor investigación del equipo, aumentando la frecuencia de muestreo y estableciendo la tendencia de formación de los gases

Tabla 70 Método de concentraciones normalizadas (90% de probabilidad) de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104.

► Método de los gases clave de la Doble Engineering

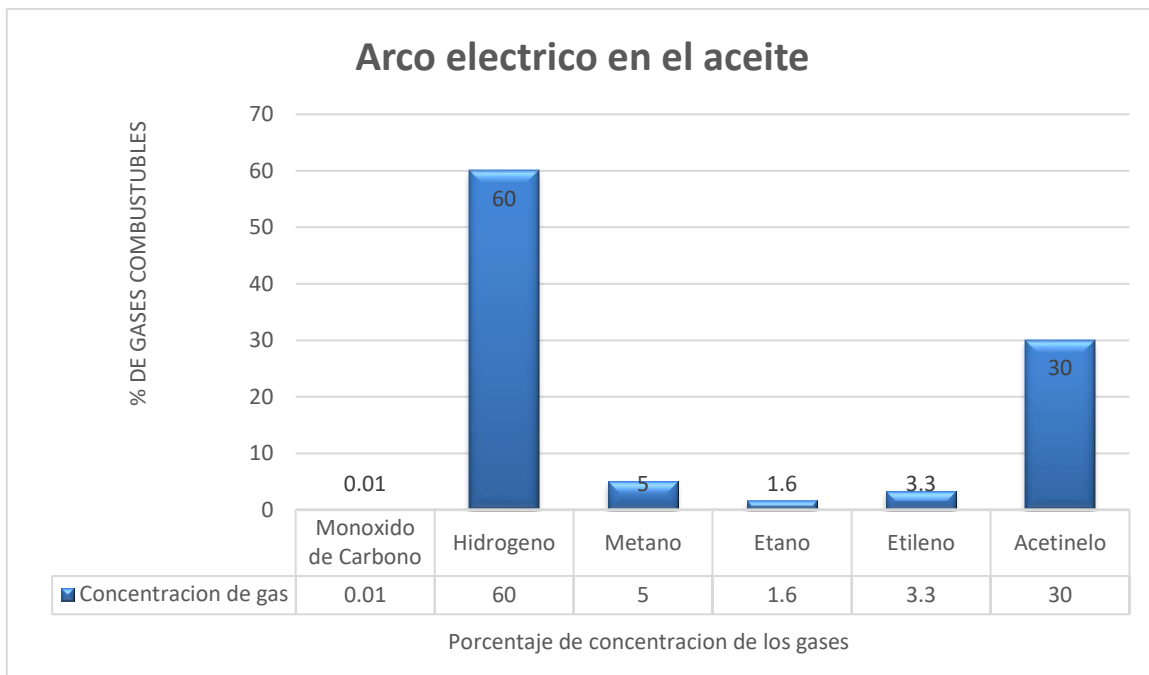


Tabla 71 Porcentajes de concentración de gases en falla de arco eléctrico en el aceite.

Se producen grandes cantidades de Hidrógeno y de Acetileno, con pequeñas cantidades de metano y etileno, también se pueden formar monóxido y bióxido de carbono si la falla afecta la celulosa, el aceite puede estar carbonizado. Gas Clave: Acetileno.

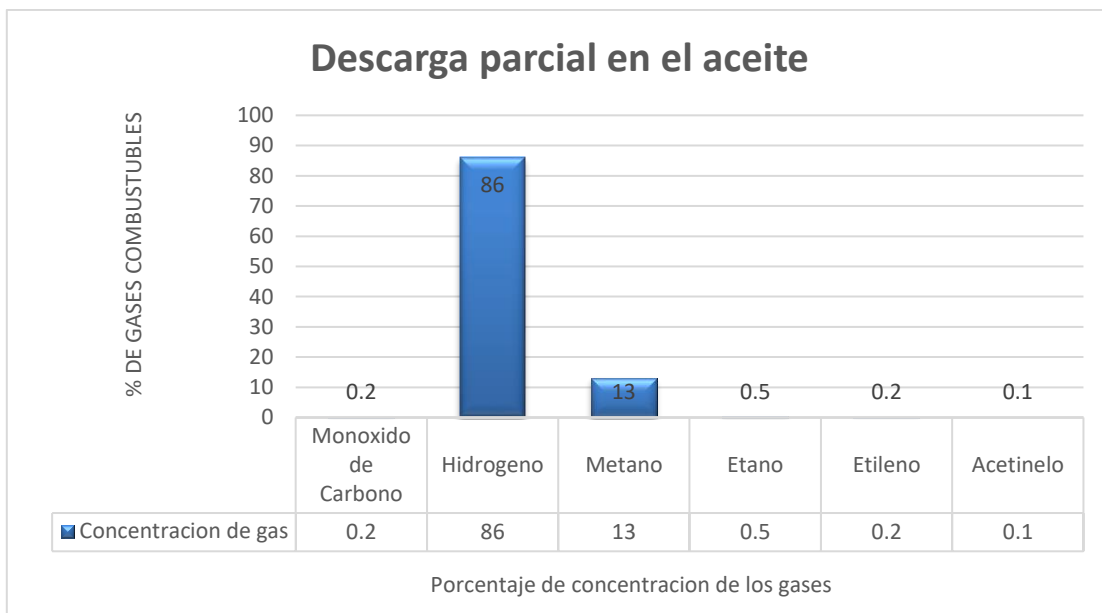


Tabla 72 Porcentajes de concentración de gases en falla de descarga parcial en el aceite.

Las descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Si las descargas ocurren en la celulosa, pueden resultar cantidades comparables de monóxido y dióxido de carbono. Gas clave: Hidrógeno.

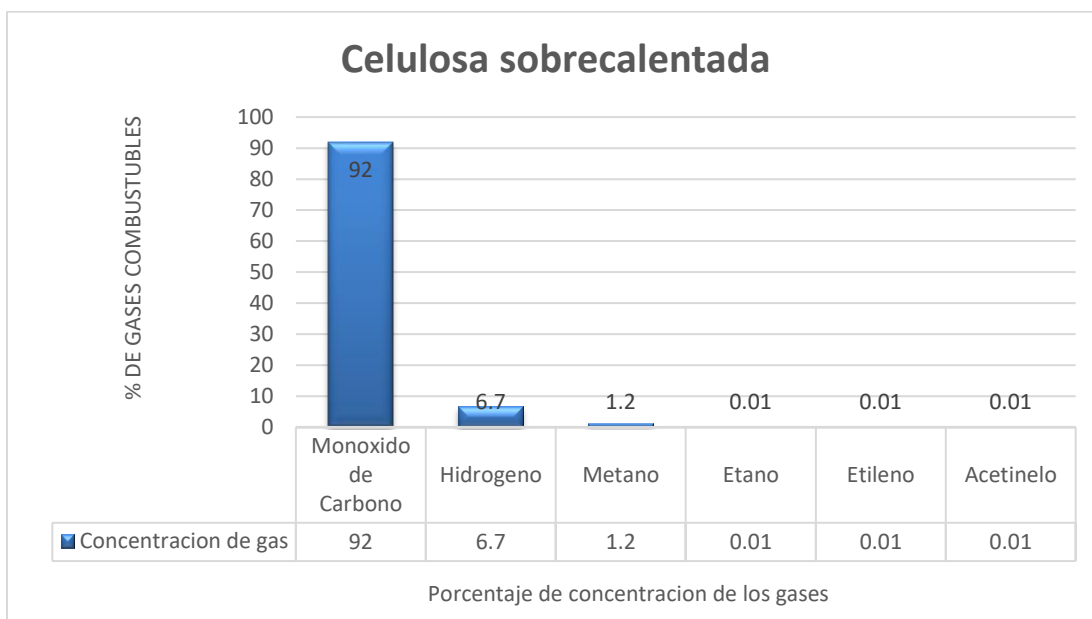


Tabla 73 Porcentajes de concentración de gases en falla de celulosa sobrecalentada.

La celulosa sobrecalentada libera grandes cantidades de bióxido y monóxido de carbono, si la falla afecta a una estructura impregnada en aceite, se formarán hidrocarburos gaseosos como metano y etileno. Gas Clave: Monóxido de carbono.

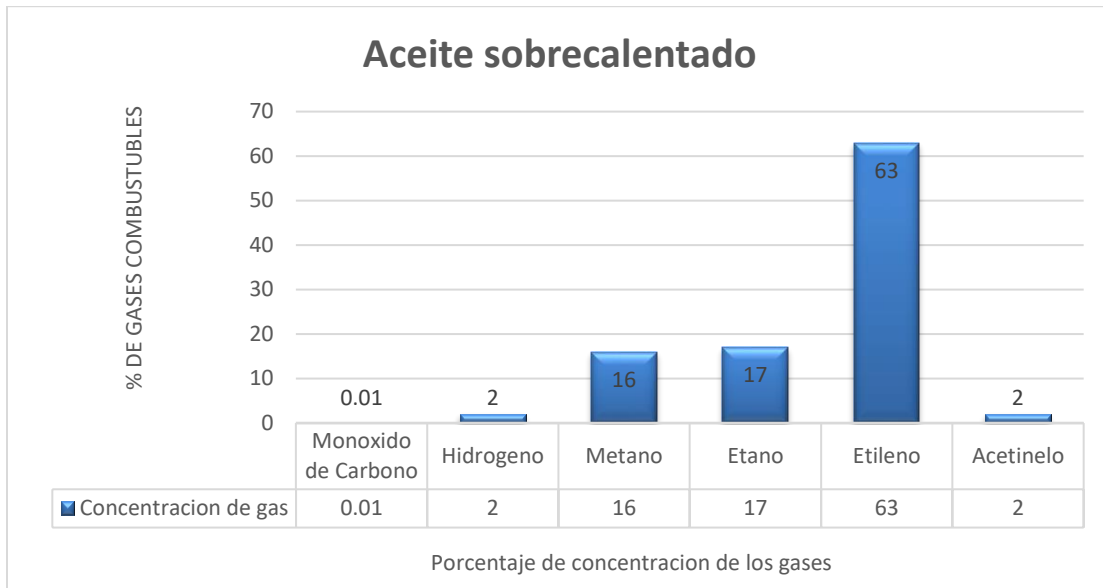


Tabla 74 Porcentajes de concentración de gases en falla de aceite sobrecalentado.

Los productos gaseosos de la descomposición incluyen etileno y metano, junto a cantidades menores de hidrogeno y etano, si las fallas son severas o si afectan a contactos eléctricos, pueden formarse indicios de acetileno. Gas clave: Etileno.

Contenido de gases combustibles en PPM	Diagnostico	Acciones necesarias
0-500	Envejecimiento normal, operación satisfactoria del transformador; acumulación baja de gases	Establecer el historial, en cuanto operación y posibles contingencias
501-1000	Descomposición química significativa del aceite o celulosa, presencia de una falla incipiente	Realizar análisis cromatográfico de gases periódicamente, para establecer la tendencia.
1001 y Mayores	Descomposición muy sustancial del aceite o celulosa, presenta falla, la unidad debe sacarse de servicio.	Se debe hacer una inspección interna visual de la unidad, realizar posible reparación y desgasificar el aceite.

Tabla 75 Guías Practicas para el análisis cromatográfico de gases disueltos en los transformadores en servicio (Doble Engineering)

► Método de los gases clave de la Universidad de California, Sacramento (Método CSUS)

Nombre del gas	Normal PPM	Anormal PPM	Interpretación
Hidrogeno	<150	>1000	Arqueo, descarga parcial
Metano	<25	>80	Chisporroteo
Etano	<10	>35	Sobrecalentamiento local
Etileno	<20	>100	Sobrecalentamiento severo
Acetileno	<15	>70	Arqueo
Monóxido de carbono	<500	>1000	Sobrecarga severa
Bióxido de carbono	<10000	>15000	Sobrecarga severa
Nitrógeno	1-10%	-	-
Oxígeno	0.2-3.5%	-	-
Gases combustibles	0.03%	0.5%	Presenta problema

Tabla 76 Método de los gases clave de la Universidad de California, Sacramento (Método CSUS).

► Método para la frecuencia de muestreo (Whestinghouse)

Contenido de gases combustibles en PPM	Diagnostico
0-500	Envejecimiento normal, analizar en 6 meses
501-1200	Indica descomposición de los materiales aislantes, analizar en 3 meses
1201-2500	Indica mayor descomposición de los materiales aislantes, analizar en 1 mes
2501 y mayores	Indica problemas mayores, analizar en 1 semana y establecer tendencia de gases

Tabla 77 Guía para la frecuencia de muestreo en función del contenido total de gases combustibles.

► Método de componentes clave de Dornenburg

Diagnostico	Gases detectados
Descarga parcial	Hidrogeno y pequeñas cantidades de metano y etano
Descargas térmicas o puntos calientes	Etileno y metano, en menor cantidad acetileno e hidrogeno, en algunas ocasiones se presentan trazas de acetileno
Descargas eléctricas o arqueo eléctrico	Hidrogeno, metano, acetileno, etileno y etano
Pirolisis o desintegración de la celulosa	Monóxido de carbono y bióxido de carbono

Tabla 78 Componentes clave de Dornenburg.

► Método de las concentraciones límite de gases de Dornenburg

Nombre del gas	Concentración limite en PPM
Hidrogeno	200
Metano	50
Etano	15
Etileno	60
Acetileno	15
Monóxido de carbono	1000
Bióxido de carbono	11000
Nota: Cuando estas concentraciones son excedidas, se requiere realizar una mayor investigación del comportamiento del equipo, aumentando la frecuencia de muestreo y estableciendo la tendencia de formación de gases.	

Tabla 79 Tabla de las concentraciones límites de gases.

► Método de las relaciones de gases de Dornenburg

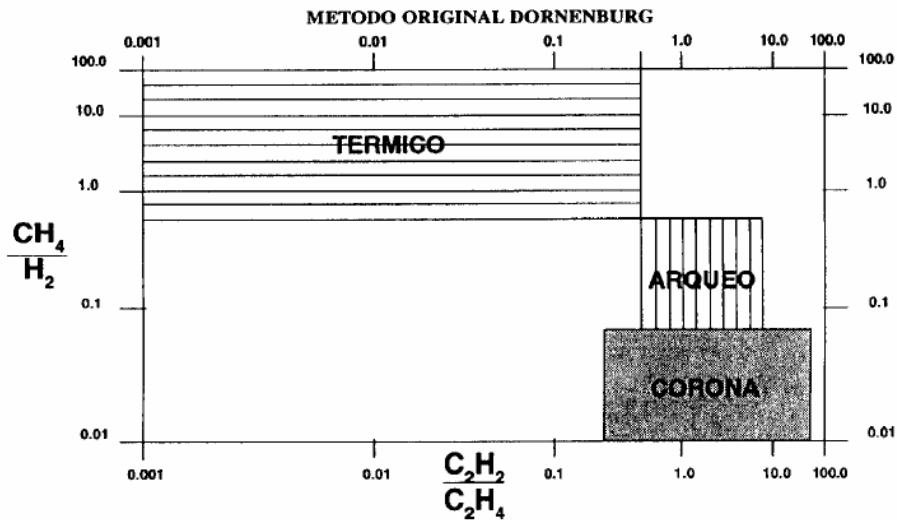


Tabla 80 Relaciones de gases de Durnenburg.

Este método presenta dos relaciones de gases Metano CH_4 / Hidrogeno H_2 y Acetileno C_2H_2 / Etileno C_2H_4 graficados en papel Log-Log. El área en la cual incide el punto de cruce de ambas relaciones, indica la falla incipiente en el transformador.

► Método modificado de las relaciones de gases de Rogers

Metano Hidrogeno $\frac{CH_4}{H_2}$	Etano Metano $\frac{CH_2H_6}{CH_4}$	Etileno Etano $\frac{CH_2H_4}{CH_2H_6}$	Acetileno Etileno $\frac{C_2H_2}{CH_2H_4}$	Diagnostico de la posible falla incipiente
>0,1 <1,0	<1,0	<1,0	<0,5	Normal
$\leq 0,1$	<1,0	<1,0	<0,5	Descarga parcial
$\leq 0,1$	<1,0	1,0	$\geq 0,5$ o $\geq 3,0$ <3,0	Descarga parcial con carbonización (tracking)
>0,1 <1,0	<1,0	$\geq 3,0$	$\geq 3,0$	Descarga permanente
>0,1 <1,0	<1,0	$\geq 1,0$ o $\geq 3,0$ <3,0	$\geq 0,5$ o $\geq 3,0$ <3,0	Arqueo fuerte (con potencia)
>0,1 <1,0	<1,0	<1,0	$\geq 0,5$ <3,0	Arqueo débil (sin potencia)
$\geq 1,0$ o $\geq 3,0$ <3,0	<1,0	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento ligero hasta 150°C

$\geq 1,0$ o $\geq 3,0$ <3,0	$\geq 1,0$	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento ligero de 150°C a 200°C
>0,1 <1,0	$\geq 1,0$	<1,0	<0,5	Sobrecalentamiento ligero de 200°C a 300°C
>0,1 <1,0	>1,0	$\geq 1,0$ <3,0	<0,5	Sobrecalentamiento de los conductores
$\geq 1,0$ <3,0	<1,0	$\geq 1,0$ <3,0	<0,5	Corrientes circulantes en los devanados
$\geq 1,0$ <3,0	<1,0	$\geq 3,0$	<0,5	Corrientes circulantes en el núcleo y tanque; juntas sobrecargadas

Tabla 81 Método modificado de las relaciones de gases de Rogers.

Nota: La ocurrencia de fallas simultaneas, puede originar dificultad para el diagnóstico.

► Método de interpretación de la cromatografía de gases al aceite aislante de acuerdo a la norma IEC 60599

TIPO DE FALLA	CARACTERISTICA DE LA FALLA	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Descarga Parcial	Despreciable	<0,1	<2,0
D1	Descarga de baja energía	>1	0,1 a 0,5	>1
D2	Descarga de alta energía	0,6 a 2,5	0,1 a 1	>2
T1	Falla térmica T<300°C	Despreciable	>1	<1
T2	Falla térmica T<300°C <700°C	<0,1	>1	1 a 4
T3	Falla térmica T>700°C	<0,2	>1	>4

Tabla 82 Interpretación de la cromatografía de gases al aceite aislante de acuerdo a la Norma IEC 60599.

► Método del triángulo de Duval

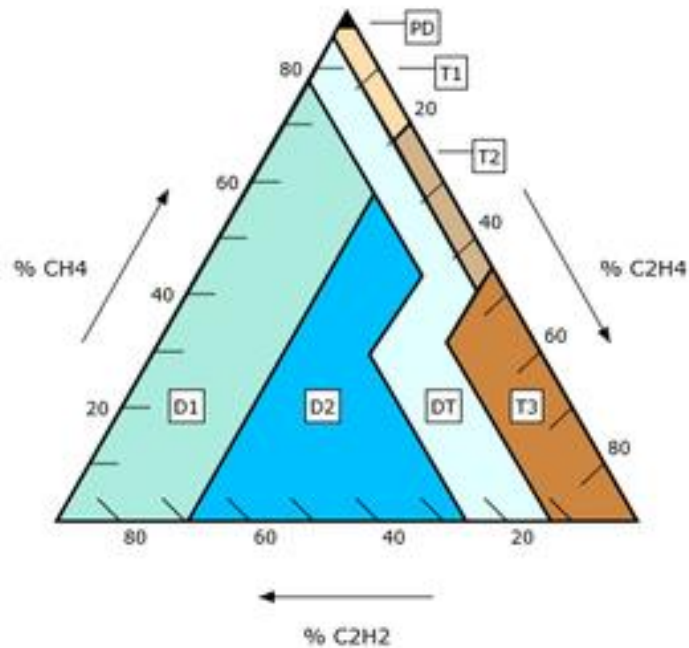


FIGURA 110. Triángulo de Duval para transformadores en servicio con aceite mineral.

Duval presenta una relación de gases con Metano, Etileno y Acetileno para determinar fallas incipientes en los transformadores en servicio con aceite mineral.

De acuerdo con el triángulo de Duval en la siguiente tabla se establecen los valores límite en PPM de los gases combustibles presentes en cada avería.

	Averías	Valores límites de gases combustibles en porcentaje
PD	Descargas parciales	CH ₄ = 98
D1	Descargas de baja energía	C ₂ H ₄ = 23 - C ₂ H ₂ = 13
D2	Descargas de alta energía	C ₂ H ₄ = 23; 40 - C ₂ H ₂ = 13; 29
T1	Averías térmicas a T° < 300°C	CH ₄ = 98 - C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₂ = 4
T2	Averías térmicas a 300 < T° < 700°C	C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 4
T3	Averías térmicas a T° > 700°C	C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 15
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	C ₂ H ₂ = 13; 4; 29; 15 - C ₂ H ₄ = 40, 50

Tabla 83 Diagnostico del tipo de avería en transformadores con aceite mineral del triángulo de Duval.

► Tendencia de formación de gases en transformadores en servicio de acuerdo a la norma ANSI/IEEE C57.104

Tendencia de crecimiento de los gases combustibles en % / día	Contenido total de los gases combustibles en %			
	<0,49	0,5-2,0	2,1-5,0	>5,0
<0,01	A	B	Tomar bastante precaucion C,D, y E	Tomar bastante precaucion, planear salida de servicio C, D y E
0,01 - 0,03	B	Tomar precaucion C	Tomar bastante precaucion C,D, y E	Reducir carga, planear salida de servicio
>0,03	Tomar precaucion C,D y E	Tomar bastante precaucion C,D, y E	Tomar bastante precaucion, reducir carga , planear salida de servicio C,D y E	Tomar bastante precaucion, no puede continuar en servicio

Tabla 84 Tendencia de formación de gases en transformadores en servicio de acuerdo a la Norma ANSI/IEEE C57.104.

A = Realizar análisis cromatográfico semanalmente, si permanece el mismo valor o disminuye se debe analizar mensualmente y luego bimestralmente, si permanece constante analizar de 4-6 meses.

B = Realizar análisis cromatográfico cada 3 días, si permanece constante verificar la dependencia con la carga, si existe dependencia disminuir la carga y analizar semanalmente.

C = Realizar análisis cromatográfico diariamente, verificar la dependencia con la carga y realizar descargas parciales por el método ultrasónico, si la tendencia disminuye realizar A y B.

D = Tomar una muestra de gases para su análisis cromatográfico

E = Tomar una muestra de gases para su análisis cromatográfico

► Concentración máxima de gases en el aceite del transformador

TIPO DE GAS	PARTES POR MILLON POR VOLUMEN (PPMV)
Hidrogeno	75
Metano	100
Etileno	30
Etano	30
Acetileno	15
Monóxido de carbono	500

Tabla 85 Concentración máxima de gases en el aceite de transformadores después de muchos años en servicio.

CAPITULO 8

CONCLUSIONES

En el presente trabajo se trataron los diversos métodos de pruebas para realizar el mantenimiento preventivo a subestaciones eléctricas de alta tensión, así mismo, se dieron generalidades de los tipos de subestaciones eléctricas y del principio de funcionamiento de los equipos primarios que las conforman.

Es necesario conocer a fondo el tipo de configuraciones de las subestaciones para poder realizar un buen programa de mantenimiento, ya que dependiendo de la configuración se deben planear las maniobras para poder dejar el menos tiempo posible sin energía la subestación o en su defecto no sacarla de operación.

Como se planteó en el capítulo 7, utilizando los diversos métodos de análisis de los líquidos aislantes, es posible determinar la falla a la que esta propenso el equipo o en su defecto saber con exactitud la falla que ocasiono una interrupción en su operación, antes de realizar las diversas pruebas mencionadas en el presente trabajo, es decir, por practicidad es posible reducir tiempo de los programas de mantenimiento utilizando las pruebas mencionadas de los líquidos aislantes, para atacar de fondo el problema si es que el equipo presenta inconvenientes y prevenirlos o en su defecto repararlos en el menor tiempo posible.

Hoy en día, muchas empresas dedicadas a dar mantenimiento a las subestaciones, ponen énfasis en realizar las pruebas de rutina como resistencia de aislamiento, factor de potencia, etc. Antes que hacer un muestreo del aceite, esto es desde cierto de punto de vista erróneo, puesto que las pruebas te pueden ayudar a profundizar en la gravedad del problema una vez que ya tienes los resultados de las pruebas de los aceites, pero no te dan un dictamen claro del problema que pudiese tener el equipo en análisis.

Se concluye que las pruebas que se realizan al aceite, dan un dictamen mas específico, un ejemplo es, que realizando las pruebas mencionadas se puede localizar que el efecto es térmico en un transformador detectando que hay carbonización en el líquido, así, se puede determinar la prueba complementaria a realizar en el transformador, haciendo la prueba de TTR se puede encontrar que existe un corto circuito entre espirar y se confirma que el problema era térmico, ocasionado por el problema de las espiras, quedando en evidencia que las pruebas al aceite aislante dieron indicios de donde surgió el problema acortando el tiempo de corrección.

BIBLIOGRAFIA

John D. McDonald. (2012). Electric Power Substations Engineering. Broken Sound Parkway NW, Suite 300: Taylor & Francis Group.

Jose Raul Martin. (1987). Diseño de Subestaciones Eléctricas. México, Distrito Federal: McGraw Hill.

Gilberto Henríquez Harper. (2005). Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas. México, Distrito Federal: Limusa.

Carlos Felipe Ramirez. (1991). Subestaciones Eléctricas de alta y extra alta tensión. Colombia: Impresiones Graficas Lida.

Megger . (2006). Evaluación de Estado de equipo de Subestación. 2006, de Megger
Sitio web:
http://diof0bc2097ng.cloudfront.net/sites/www.voltimum.es/files/pdflibrary/megger_0.pdf

Comisión Federal de Electricidad. (2003). Manual de Procedimientos de Pruebas de Campo para Equipo Primario de Subestaciones de Distribución. SOM-353. Comisión Federal de Electricidad

Asociación de Normalización y Certificación A.C. "ANCE". (2007). Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos. NMX-J-136-ANCE-2007. Asociación de Normalización y Certificación.

Diario Oficial de la Federación. (2011). Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad. STPS-029-2011. Secretaria del Trabajo y Previsión Social.

Real Decreto 614/2001. (2014). Guía Técnica para la evaluación y prevención del riesgo eléctrico. Instituto Nacional de Seguridad e Higiene para el Trabajo. Ministerio para el empleo y seguridad social.

Ángel Marroquín de Jesús. (2013). Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas Industriales. España: Editorial Académica Española, 2013.

Asociación de Normalización y Certificación A.C. "ANCE". (2014). Sistemas Eléctricos – Tensiones Eléctricas Normalizadas. NMX-J-098-ANCE-2014. Asociación de Normalización y Certificación.