



Universidad
Continental

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de
Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Evaluación de ventajas técnicas por la inclusión
a la norma técnica peruana el análisis de
respuesta en frecuencia para el diagnóstico
de transformadores de potencia**

Jhon Robert Villar Mendoza

Huancayo, 2019

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista



Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

ASESOR

Ing. Lozano Miranda Jorge Eliseo.

AGRADECIMIENTO

Quiero agradecer a los docentes de la Facultad de Ingeniería eléctrica de la Universidad Continental por el apoyo que me brindaron en el desarrollo de esta tesis, y en particular a mi asesor el Ing. Lozano Miranda Jorge Eliseo por su guía y aliento. Mi agradecimiento a mis padres y mis compañeros de clase durante todo el periodo universitario ya que gracias al compañerismo, apoyo moral y amistad aportaron a las ganas de seguir y no darme por vencido gracias por su apoyo directo o indirecto en la finalización de este trabajo de investigación.

DEDICATORIA

A mis padres por el apoyo que me brindaron y por ser mis guías en todo momento.

SUMARIO

Los transformadores de potencia, son equipos muy importantes dentro de los sistemas de potencia, motivo por el cual gran parte de los especialistas e ingenieros de diseño, operación y mantenimiento lo califican como el corazón del sistema eléctrico de potencia, ya que sin ellos no sería capaz de subsistir un sistema eléctrico de potencia y transportar la energía eléctrica grandes distancias en corriente alterna. Por tanto, verificar, probar y garantizar su operación es imperativo.

En la actualidad, la norma internacional IEC 60076, recomienda la realización y comprobación del estado del transformador de potencia, basado en pruebas de rutina, especiales y destructivas, todo ello con el único afán de garantizar la correcta fabricación y estado del mismo, sin embargo, debido a que los tiempos de fabricación de estos equipos están dentro de un rango de 6 meses a más además de sus elevados costos, es imposible realizar una supervisión marcada en todo instante, adicional a ello debido a la especialidad necesaria se hace imposible verificar su correcto ensamble y fabricación.

En la presente investigación, se propone incluir la prueba de barrido de frecuencia como método imperativo y necesario dentro de las normas nacionales e internacionales a fin de garantizar y verificar la correcta fabricación, transporte y montaje del mismo, así como las comprobaciones de estado durante el tiempo de vida del transformador de potencia.

ABSTRACT

Power transformers are very important equipment within power systems, which is why most of the design, operation and maintenance specialists and engineers qualify it as the heart of the power electrical system, because without them it would not be capable of subsisting an electrical power system and transporting electric power over long distances in alternating current. Therefore, verify, test and guarantee its operation is imperative.

Currently, the international standard IEC 60076 recommends the realization and verification of the status of the power transformer, based on routine, special and destructive tests, all with the sole aim of ensuring the correct manufacture and condition thereof, however, because the manufacturing times of these equipment are within a range of 6 months to more in addition to their high costs, it is impossible to perform a marked supervision at all times, in addition to it due to the necessary specialty it is impossible to verify your correct assembly and fabrication.

In the present investigation, it is proposed to include the frequency sweep test as a mandatory and necessary method within the national and international standards in order to guarantee and verify the correct manufacture, transport and assembly of the same, as well as the state checks during the life time of the power transformer.

INDICE

ASESOR.....	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA.....	iv
SUMARIO	v
ABSTRACT.....	vi
INTRODUCCION	xiii

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Planteamiento del Problema.....	14
1.2. Formulación del Problema.	17
1.2.1. Trabajos Previos	19
1.2.2. Objetivos.....	20
1.2.2.1. Objetivo General	20
1.2.2.2. Objetivos Específicos	20
1.3. Hipótesis.....	21
1.3.1. Hipótesis Generales	21
1.4. Organización De La Tesis.....	21
1.4.1. Desarrollo Sistémico De La Investigación (Dsi)	21

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Transformadores De Potencia	23
2.1.1. Principio De Operación Del Transformador	23
2.1.2. Transformadores Trifásicos	30
2.2. Tipos de Transformadores	30
2.2.1. De acuerdo al núcleo	31
2.2.1.1. Acorazado.....	31
2.2.1.2. Columna	32
2.2.2. De acuerdo al tipo de enfriamiento.....	33
2.2.3. De acuerdo a las fases.....	33
2.2.4. De acuerdo al ambiente de operación.....	34
2.2.5. De acuerdo a su capacidad.....	34
2.2.6. De acuerdo a su aplicación	34
2.2.7. De acuerdo a su conexión.....	35
2.2.7.1. Conexión Delta / Estrella (Δ - Y).....	35
2.2.7.2. Conexión Estrella/Delta (Y - Δ).....	36
2.2.7.3. Conexión Estrella / Estrella (Y-Y).....	36
2.2.7.4. Conexión Delta / Delta (Δ - Δ).....	37
2.3. Accesorios del Transformador	38
2.3.1. Indicador magnético de nivel de aceite	38
2.3.2. Relevador Buchholz	38
2.3.3. Válvula de sobrepresión	38
2.3.4. Indicador de temperatura del aceite.....	39
2.3.5. Indicador de temperatura del devanado.....	39

2.3.6. Indicador de la temperatura máxima de operación hot spot	39
2.3.7. Indicadores y registradores de temperatura remotos	40
2.3.8. Gabinete de control o centralizador	40
2.3.9. Transformadores de corriente	40
2.3.10. Cambiador de derivaciones	40
2.3.11. Sistemas de preservación del aceite.....	41
2.3.12. Bombas e indicadores de flujo.....	41
2.3.13. Placa de datos	42
2.3.14. Empaques.....	42
2.3.15. Punto de conexión a tierra	42
2.3.16. Pintura.....	43
2.4. Prueba a los Transformadores de Potencia	43
2.4.1. Consideraciones Generales	43
2.4.2. Ensayos Individuales, de Tipo y Especiales	44
2.4.3. Ensayos Individuales	45
2.4.3.1. Medición de la Resistencia de los arrollamientos	46
2.4.3.2. Medición de la correspondencia entre Transformación y comprobación del acoplamiento	49
2.4.3.3. Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas ocasionadas por la carga	57
2.4.3.4. Medición de las mermas y de la corriente en vacío	63
2.4.3.5. Ensayo de Tensión Aplicada	64
2.4.3.6. Ensayo de Tensión Inducida	68
2.4.4. Ensayos Tipo	71
2.4.4.1. Ensayo de Calentamiento	71
2.4.4.2. Ensayo de Impulso	77
2.4.5. Ensayos Varios	80
2.4.5.1. Ensayo de reserva (hermetismo)	80
2.4.5.2. Ensayo de Cortocircuito	80
2.4.5.3. Prueba de Temperatura.....	81
2.4.5.4. Prueba de Aislamiento	81
2.4.5.5. Prueba de Rigidez Dieléctrica	82
2.4.5.6. Pruebas de Aceite	82
2.4.5.7. Funcionalidad del Relé Buchholz	83

CAPÍTULO III

MÉTODO ANALÍTICO

3.1. Observación de la Problemática.....	84
3.2. Descripción de la Problemática.....	87
3.3. Análisis Crítico de los Métodos	88
3.3.1. Impulso de Bajo Voltaje	89
3.3.2. Análisis de Respuesta en Frecuencia.....	92
3.4. Investigación Analítica	97
3.4.1. Antecedentes:.....	97
3.4.2. Variables	100
3.4.3. Población y Muestra	101
3.4.4. Definiciones Importantes.....	101
3.4.5. Comportamiento de los componentes básicos.....	103
3.4.5.1. Resistencia:.....	103
3.4.5.2. Inductancia:	104

3.4.5.3. Capacitancia:	105
3.4.5.4. Comportamiento real de una bobina de 600 espiras con y sin núcleo	106
3.4.6. Tipos de fallas por fuerzas de cortocircuito y deformación de los bobinados	106
3.4.7. Caso Práctico: Medición de Respuesta en Frecuencia o Barrido de Frecuencia	108

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSION DE RESULTADOS

4.1. Mediciones en Transformador Dañado	114
4.2. Medición Practica con Transformador Aterrado y No Aterrado	115
4.3. Análisis de la necesidad de estandarizar las pruebas de rutina incluyendo la medición de respuesta en frecuencia (Fra) en los transformadores de potencia y distribución entro de la Normativa Peruana.....	116
4.4. Equipos para pruebas de respuesta en Frecuencia o Barridos de Frecuencia (Fra – Sfra)	118
4.5. Parámetros de Medición para la Prueba de respuesta en Frecuencia o Barridos de Frecuencia (Fra – Sfra)	119
4.5.1. Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (SFRA)	121
4.5.2. Fundamentos de la Prueba Mediante el SFRA	127
4.5.3. Procedimiento para el Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (SFRA)	130
4.5.4. Comparación de resultados de la prueba SFRA	133
4.5.5. Consideraciones Básicas para el Conexonado	133
4.5.6. Metodología de Interpretación.....	134
4.5.7. Guía de Lineamiento para Interpretación de los Resultados SFRA	134
CONCLUSIONES.....	136
RECOMENDACIONES	137
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	138
ANEXOS.....	139

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de transformadores de acuerdo con el tipo de enfriamiento	33
Tabla 2. Grupo de conexión - 1.....	54
Tabla 3. Grupo de conexión - 2.....	55
Tabla 4. Grupo de conexión - 3.....	56
Tabla 5. Voltaje nominales aplicados para los devanados del transformador con voltajes Um = 169 kV Serie basado en la práctica americana	67
Tabla 6. Voltaje nominales aplicados para los devanados del transformador con voltajes Um = 169 kV - Serie basado en la práctica europea.....	68
Tabla 7. Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2015	86
Tabla 8. Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2016	86
Tabla 9. Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2017	86
Tabla 10. Ensayos o pruebas en transformadores Desenergizados.....	97
Tabla 11. Ensayos o pruebas en transformadores Energizados	98
Tabla 12. Definición conceptual y operacional de la variable	100
Tabla 13. Operacionalización de la variable independiente	101
Tabla 14. Datos técnicos del transformador de potencia de 60/22.9/13.2 kV – SET Pichanaki.....	109
Tabla 15. Condiciones de pruebas – Transformador N/S 144259-T (Pruebas con Cliente). 109	
Tabla 16. Condiciones de pruebas – Transformador N/S 144259-T (Prueba interna DELCROSA-Pruba repetida)	109
Tabla 17. Resultados del Informe técnico GPI N° 005/2009.....	109

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Flujo producido por una bobina de núcleo de aire	24
Figura 2. Dirección del flujo de una bobina con núcleo de hierro.....	24
Figura 3. Flujo producido por una bobina de núcleo de aire.	25
Figura 4. Diagrama vectorial de voltajes con el secundario abierto.....	25
Figura 5. Circuito equivalente del transformador con el secundario abierto.....	26
Figura 6. Flujo inducido en el secundario bajo carga.	27
Figura 7. Diagrama vectorial del transformador con carga.	28
Figura 8. Circuito equivalente del secundario con carga ZL.....	28
Figura 9. Circuito equivalente del transformador monofásico, considerando todos sus componentes.....	29
Figura 10. Circuito equivalente de un transformador trifásico.....	30
Figura 11. Transformador tipo acorazado o Shell	32
Figura 12: Transformador tipo columna.....	32
Figura 13. Medición de Resistencia.....	47
Figura 14. Grupo de Conexión – Parte 1	50
Figura 15. Grupo de Conexión – Parte 2	51
Figura 16. Medición de relación de transformación	52
Figura 17. Conexión Dyn5.....	53
Figura 18. Conexión del TTR Monofasico-Dyn5.....	53
Figura 19. Conexión para prueba de Impedancia y Pérdidas en bobinados	58
Figura 20. Pérdidas por fase	61
Figura 21. Medición de la tensión de cortocircuito y de las perdidas debidas a la carga.....	62
Figura 22. Conexión de Equipo para Prueba en Vacío.....	63
Figura 23. Conexionado para Ensayo de Tensión Aplicado – AT	66
Figura 24. Conexionado para Ensayo de Tensión Aplicado – BT.....	67
Figura 25. Tensión Inducida	70
Figura 26. Ensayo de Calentamiento	73
Figura 27. Circuito Equivalente del arrollamiento del Transformador	78
Figura 28. Circuito Equivalente del arrollamiento	79
Figura 29. Estadísticas de fallas en Transformadores de potencia	87
Figura 30. Ubicación Geográfica de las estandarizaciones	99
Figura 31. Componentes distribuidos RLC	103
Figura 32. Gráfico de comportamiento teórico de una resistencia	103
Figura 33. Gráfico de comportamiento teórico de una inductancia.....	104
Figura 34. Gráfico de comportamiento real de una inductancia.....	104
Figura 35. Gráfico de comportamiento teórico de una capacitancia	105
Figura 36. Gráfico de comportamiento real de una capacitancia	105
Figura 37. Gráfico de comportamiento real de una bobina de 600 espiras	106
Figura 38. Resultado de la prueba SFRA devanado de baja Tensión - fábrica 24/07/2009	110
Figura 39. Resultado de la prueba SFRA devanado de baja Tensión - Abril 2011	111
Figura 40. Resultado Comparación Devanado de Alta Tensión Vs Devanado de Baja tensión.....	112
Figura 41. Bobina inclinada fase A (fase R).....	114
Figura 42. Como debería estar la Bobina	114
Figura 43. Barrido de Frecuencia – análisis gráfico de la Fase A	115
Figura 44. Núcleo con puesta a tierra conectada y desconectada.....	116
Figura 45. El principio de la medición SFRA	121
Figura 46. Análisis de Respuesta en Frecuencia = Huella digital	122

Figura 47. Parte Interna de un Transformador de potencia	124
Figura 48. Esquema del Principio de funcionamiento SFRA.....	126
Figura 49. Circuito RLC complejo del arrollamiento del transformador de potencia	127
Figura 50. Curva de magnitud de respuesta Transformador de la SET Satipo - 2011	127
Figura 51. Curvas de comparación de la medición más reciente con curva de referencia ...	128
Figura 52. Regiones de frecuencia según IEEE.....	130
Figura 53. Ejemplo esquemático del circuito de medición de respuesta en frecuencia.....	130
Figura 54. Esquema Logarítmico.....	131
Figura 55. Esquema Lineal	131
Figura 56. Conexión y circuito de ensayo – Barrido de Frecuencia.....	132
Figura 57. Vista esquemática del conexionado y de pinzas para conexionado	132
Figura 58. Conexionado correcto.....	133
Figura 59. Conexionado incorrecto	134
Figura 60. Gráfico general con superposición de frecuencias que sugieren más de un diagnóstico.....	135

INTRODUCCION

Los avances de la ciencia en todos los ámbitos han tenido un efecto positivo, por ello los equipos que conforman los sistemas de potencia, también han evolucionado tanto en procesos de fabricación y procedimientos específicos a fin de garantizar su estado y pronosticar su operación, así como identificar posibles defectos anticipadamente.

Por todo ello, también las investigaciones y procedimientos que rigen las pruebas de equipos específicos, también deben evolucionar y considerar procedimientos y procesos para garantizar el correcto diseño y fabricación de los mismos, en este caso los transformadores de potencia, deben ser verificados internamente, mediante procesos y procedimientos que puedan demostrar el diseño apropiado, distancias, nivel de aislamiento tanto del papel, resinas y aceites, por ello el objetivo de la presente es incentiva a incluir dentro de las pruebas de rutina de la norma IEC 60076 la prueba de barrido de frecuencia.

El Autor

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

Según el autor del libro “*Subestaciones de alta y extra alta tensión*” de la consultora Mejía Villegas Ingenieros, se define a una subestación eléctrica, como la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo; por ello el equipo principal para lograr la transformación de la energía eléctrica, es el Transformador de Potencia; el mismo que defino como una máquina estática encargada de recepcionar de una fuente de energía, una determinada intensidad de corriente a un nivel de tensión y transformarla a otro nivel de tensión y otra intensidad de corriente manteniendo siempre la potencia tanto en el lado de ingreso como de salida.

Debido a sus aspectos técnicos constructivos y costos considerables de los transformadores de potencia, estos deben ser debidamente recepcionados, transportados, montados y operados; y para obtener cierta garantía de fabricación,

transporte, montaje y buena operación será necesario realizarle pruebas específicas según las normas IEC 60076 y la NTP-IEC 60076-1:2015; sin embargo, diagnosticar el *estado interno* tanto de los bobinados, núcleo, papel aislante, aceite y otros de este equipo, es muy difícil bajo las pruebas normalizadas de los documentos mencionados anteriormente, y debido a esto, el año de 1992 VAESSEN y HANIQUE, presentan lo que ellos denominan una técnica nueva para ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA (FRA) en transformadores, el cual consiste en inyectar una tensión de excitación sinusoidal con una frecuencia continuamente creciente (diferentes frecuencias) en un extremo del devanado del transformador y mide la señal de retorno en el otro extremo, obteniéndose como resultado una gráfica Amplitud (dB) Vs Frecuencia (Hz); esta gráfica muestra la respuesta de cada componente interno del transformador en el momento de la medición, por tanto, es considerado como la huella digital del transformador al momento de su medición, el cual podrá compararse con futuras mediciones, pudiendo apoyar en evidenciar posibles fallas internas en el transformador antes de consecuencias fatales, siempre que esta prueba sea realizada periódicamente o bajo condiciones anómalas expuestas al transformador; en el Perú al año 2018 según el COES para niveles de tensión superior a los 10 kV, se cuenta con aproximadamente 738 Transformadores de potencia de 02 devanados y 400 transformadores de potencia de 03 devanados, haciendo un total de 1138 transformadores de potencia en operación dentro del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), de los cuales según los reportes de fallas de estos equipos desde el año 2015 al 2017, se evidencia que en promedio 20 transformadores experimentan fallas cada año, perjudicando el sector o las cargas ligadas a esta; por esta razón, la presente investigación pretende evaluar las ventajas operativas de la implementación de la prueba de análisis de barrido de frecuencia en transformadores de potencia dentro de la norma técnica peruana a fin

reducir el índice de fallas en los transformadores de potencia desde su etapa de fabricación hasta su etapa de operación, detectando oportunamente posibles fallas internas de estos equipos antes de las consecuencias catastróficas.

Por ello, se ha investigado y obtenido información importante respecto a antecedentes de implementación y normalización de la prueba de análisis de barrido de frecuencia en transformadores de potencia, hallándose que el país más cercano al nuestro es México, ya que según la CFE (Comisión Federal de Electricidad) ya incluye en la Norma CFE K0000-13 “*Transformadores de Potencia para Subestaciones de Distribución*” (revisión de enero del 2004) la prueba de respuesta en frecuencia como una prueba de aceptación para iniciar un historial del comportamiento operativo del transformador a lo largo de su vida útil; asimismo, en la Norma CFE K0000-06 “*Transformadores de Potencia de 10 MVA y mayores*” Revisión de mayo del 2004, dentro de la pruebas de rutina se solicita la medición de impedancia respecto a la frecuencia. Por otra parte, en Perú se ha identificado 02 tesis relacionados al tema, basándose uno de ellos a un transformador en especial de la subestación de Chahuares (“*Análisis del Método de Barrido de Frecuencia, Para el Diagnóstico Operativo del Transformador de Potencia de La Subestación Eléctrica de Chahuares*”, presentado por los bachilleres Danny Daniel Bolívar Mercado y Carlos Augusto Quispe Gallegos de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco el año 2017) y la segunda tesis basada en mostrar los resultados de la prueba de análisis de barrido de frecuencia de la parte activa de los transformadores de potencia (“*Evaluación de La Parte Activa de Transformadores Mediante el Ensayo del Análisis de Respuesta al Barrido de la Frecuencia*” presentado por el bachiller Jean Carlos Aquino Quispe de la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa el año 2017).

Debido a que en nuestro país se viene realizando la prueba FRA a solicitud del cliente o usuario del equipo, pudiendo no ser requerido, se plantea la presente tesis como base para normalizar la prueba FRA para la aceptación de los transformadores de potencia y así iniciar un historial del comportamiento operativo del transformador a lo largo de su vida útil y de la misma forma como pruebas de rutina en los transformadores de potencia ya operando.

1.2. Formulación del Problema.

Un aspecto importante de los ensayos a los transformadores normalizados en las normas IEC 60076 y la NTP-IEC 60076-1:2015, es que todas estas pruebas garantizan una característica del transformador tales como relación de transformación, conexionado, nivel de tensión, soportabilidad a corrientes de cortocircuito, pérdidas en el hierro y cobre, aislamiento externo e interno, entre otras y pocas o ninguna verifica o detecta deformaciones internas en los devanados de manera localizada. Por tanto, la aplicación de la prueba o ensayo del ANÁLISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA (FRA), es una técnica que verifica estas deformaciones internas en el transformador de manera localizada, desde su estado en fábrica hasta su puesta en servicio del transformador de potencia.

Por otra parte, la importancia del transformador en los sistemas eléctricos de potencia y que tanto los transformadores de distribución como los de potencia a lo largo de su vida útil se encuentran sometidos a repetidas condiciones de corto circuito, los cuales se producen a lo largo del sistema o equipos de la subestación (líneas de transmisión o patio de llaves). En general, los transformadores de potencia son especificados y diseñados para soportar los efectos de un corto circuito de duración limitada, sin embargo, una vez expuesta a un corto circuito el transformador, considerando que el equipo de protección actuó adecuadamente, desconectando la falla,

el usuario tiene que evaluar la posibilidad de volver a energizar el equipo, sin ningún riesgo.

El realizar una inspección interna generalmente es costoso y lleva demasiado tiempo, por lo cual lo ideal es contar con técnicas de diagnóstico efectivas que permitan evaluar externamente el equipo. Por otra parte, durante el transporte de transformadores de potencia, es común que el equipo se vea sometido a golpes y aceleraciones grandes que pueden provocar movimientos internos. Todos los transformadores de potencia se embarcan con registradores de impactos y una vez que el transformador llega a sitio es necesario realizar una evaluación de los resultados del registrador antes de poner en operación el equipo. En este punto generalmente es factible realizar una inspección interna en caso de que el registrador indique valores altos; sin embargo, por limitaciones de espacio no siempre es posible revisar a detalle el interior del transformador y nuevamente lo más conveniente es contar herramientas de prueba y no de observación para evaluar adecuadamente la condición actual del equipo.

El método de respuesta en frecuencia o barrido de frecuencia en transformadores representa una nueva opción para el diagnóstico en el proceso de fábrica e instalaciones de la misma y en campo de deformaciones en devanados, provocadas principalmente por las fuerzas de cortocircuito y durante el transporte. Sin embargo, todavía no se cuenta con criterios firmes de interpretación de resultados e incluso no existen criterios normalizados respecto a la forma de realizar la prueba y los equipos requeridos para la misma.

Debido a estos factores, en este trabajo se evaluará las ventajas técnicas y operativas para la implementación del método de análisis por respuesta en frecuencia (FRA) dentro de la normativa peruana; dicho estudio se hace importante, debido a la necesidad de contar con criterios de diagnóstico en equipos eléctricos de gran potencia

cada día más confiables. Un dominio completo de la aplicación del análisis de respuesta en frecuencia beneficiaría directamente tanto los fabricantes como los usuarios; pues de esta forma se incrementarían los niveles de confiabilidad de los sistemas de potencia donde el transformador es un elemento primordial.

En la actualidad existe en el mercado innovaciones tecnológicas creadas a fin de brindar cierta garantía a este proceso, ¿Cuáles son las ventajas de contar con una norma que incluya la prueba FRA?, ¿Cómo puede verificarse el estado interno de un transformador de potencia, sin poner en riesgo su tiempo de vida?, Si el usuario requiere una subestación altamente confiable ¿Qué soluciones pueden aplicarse?, ¿Cómo se garantiza la seguridad del equipo cuando trabaja en una subestación?, ¿Se puede prescindir de verificar el estado interno del transformador?, ¿En qué consiste la prueba de respuesta en frecuencia o barrido de frecuencia?

1.2.1. Trabajos Previos

- Al año 2004, en la tesis para obtener el grado de maestro en ciencias con especialidad en Ingeniería Eléctrica RODRIGO OCON VALDEZ de la Escuela Superior de Ingeniería mecánica y eléctrica, Sustenta la “*Determinación de Deformaciones Mecánicas en Devanados de Transformadores de Potencia por medio del Análisis de la Función de Transferencia del Devanado*”; en el Capítulo II, expone los Fundamentos del Análisis de Respuesta en Frecuencia en Transformadores.
- El año 2005, en la Tesis para optar el título de Ingeniero mecánico del Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica Unidad Culhuacan el bachiller OSCAR HINOJOSA WENCES, sustenta las “*Pruebas A Transformadores Eléctricos*”, enfatiza las pruebas aplicables a transformadores eléctricos en la etapa final de su manufactura, las cuales

siguen con el criterio de aceptación o rechazo dependiendo del resultado obtenido en el desarrollo de cada una de ellas.

- El año 2006, en el informe de suficiencia para optar el título de Ingeniero electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería el bachiller ISAAC ALBERTO TURPO COCHACHI, sustenta los “*Análisis y Pruebas del Transformador de Potencia de 7 Mva 60/10 Kv de la Subestación Bella Vista Electro Puno*”, describiendo cada una de las pruebas realizadas a dicho equipo, en función a la norma IEC 60076-1 y norma peruana ITINTEC 370.002.

1.2.2. Objetivos

1.2.2.1. Objetivo General

El objetivo de la investigación es demostrar la necesidad de incluir esta prueba a la norma técnica peruana para complementar las técnicas de detección de cambios mecánicos y eléctricos del conjunto del núcleo y del devanado de transformadores de potencia.

1.2.2.2. Objetivos Específicos

- a. Analizar los riesgos asociados a la falla del transformador de potencia en la etapa de fabricación y al ser transportador hasta el lugar donde se pondrá en servicio.
- b. Para poder incluir esta prueba de barrido de frecuencia vemos como necesario tener ciertas características indicadas en la INDECOPI

- c. Analizar las ventajas y desventajas técnicas, económicas para su implementación de la prueba de respuesta en frecuencia como una prueba para la etapa de recepción en fábrica y puesta en servicio.

1.3. Hipótesis

1.3.1. Hipótesis Generales

La implementación del ensayo del Análisis de Respuesta en Frecuencia, desde el periodo de fábrica, creará un historial de comportamiento y operación del transformador de potencia y distribución, garantizando su funcionalidad durante su periodo de vida, e identificando posibles problemas internos y deformaciones en los devanados, con ello la integridad total del transformador de potencia, a fin de tomar acciones oportunas para su corrección, así evitar daños irreparables propios y de equipos aledaños o ligados a este ante una posible explosión de transformador por primera vez o después de una falla en el sistema o después del transporte del mismo.

1.4. Organización de la Tesis

1.4.1. Desarrollo Sistémico de la Investigación

Es una herramienta gráfica que permite, tanto generar de manera correcta las acciones específicas para dar cumplimiento a cada objetivo, como visualizar la relación existente entre el objetivo general, los objetivos específicos, la metodología y las actividades. 0

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Recientemente, las técnicas de análisis en frecuencia se han aplicado con buenos resultados dentro del diagnóstico de transformadores de potencia especialmente en el país de México, por lo que la presente pretende incentivar a adoptar dicho procedimiento mediante un requerimiento expreso de la normativa nacional e internacional.

En primer lugar, se mencionarán aspectos importantes tanto de tipos, partes y diseño de los transformadores de potencia a fin de conocer más sobre los transformadores de potencia y sus diseños, lo cual es muy importante para el proceso de la investigación.

Posteriormente, se mencionan los aspectos generales del Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA) para la detección de deformaciones mecánicas en devanados de transformadores.

Finalmente, se presenta un resumen de la historia de esta técnica de diagnóstico, equipos y conexiones del transformador durante las pruebas y algunos ejemplos de diagnóstico con FRA son incluidos con el fin de mostrar la aplicación del método.

2.1. Transformadores De Potencia

En esta unidad, se enumera la clasificación acorde a sus características físicas y eléctricas, mostrando las leyes básicas que administran el diseño y la operación de los transformadores, también se describen las partes principales de un transformador, los diversos materiales aislantes manipulados y los distintos sistemas de enfriamiento. (1)

También, se detallan las operaciones solicitadas para la recepción, transporte, almacenamiento, montaje y puesta en servicio de los transformadores, además de los experimentos que se efectúan en cada período. Del mismo modo, se describen las protecciones que se utilizan para conservar la integridad de los mismos. (2)

Cabe resaltar que, los responsables de estos equipos están al tanto de las diligencias de mantenimiento, reparación y las diversas técnicas de prueba que se efectúan tanto en fábrica, como en sitio. (2)

2.1.1. Principio De Operación Del Transformador

Aquí describimos el principio de operación del transformador, los circuitos equivalentes que lo representan y las ecuaciones fundamentales que rigen su operación. (4)

El transformador es un dispositivo que tiene la capacidad de transferir potencia eléctrica de un circuito a otro, variando los niveles de tensión. Se constituye por dos o más bobinas devanadas con alambre o solera de cobre, separadas entre sí eléctricamente y plegadas alrededor de un núcleo de material ferromagnético. (2)

El principio de operación del transformador, está sustentada en la capacidad de transferir energía eléctrica por inducción de un devanado a otro, lo cual se basa en las siguientes consideraciones:

- a) Cuando por las espiras de un devanado se hace circular una corriente, se logra un flujo magnético. En un arrollamiento con núcleo de aire, como el que se representa en la **Figura 1**, el flujo se encuentra disperso y la densidad de flujo magnético es muy baja. (1)

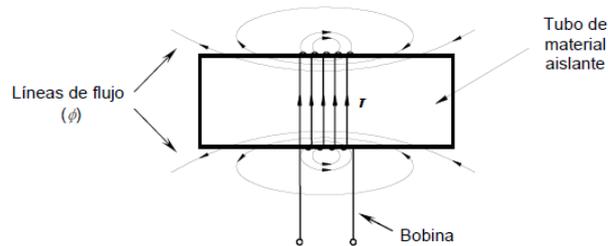


Figura 1. Flujo producido por una bobina de núcleo de aire

- b) Si el mismo arrollamiento se devana sobre un núcleo de material ferromagnético, se origina un campo condensado cuyo recorrido principal está determinado por el circuito magnético, como el que se muestra en la **Figura 2**. Dicho campo es alterno y su frecuencia obedece a la continuidad de la fuente. En este caso el flujo esparcido es mínimo y la densidad de flujo en el núcleo es elevada. (3)

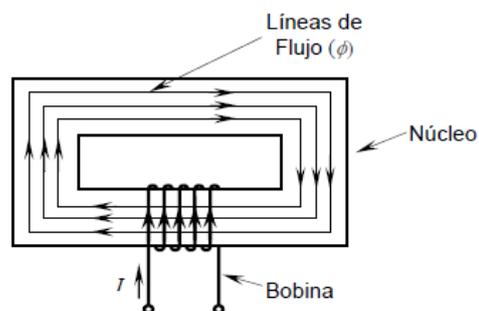


Figura 2. Dirección del flujo de una bobina con núcleo de hierro

- c) De acuerdo con la Ley de Faraday, si al circuito magnético descrito en el inciso anterior se le devana otra bobina, se obtendrá un voltaje inducido en sus terminales, como se muestra en la **Figura 3**. (2)

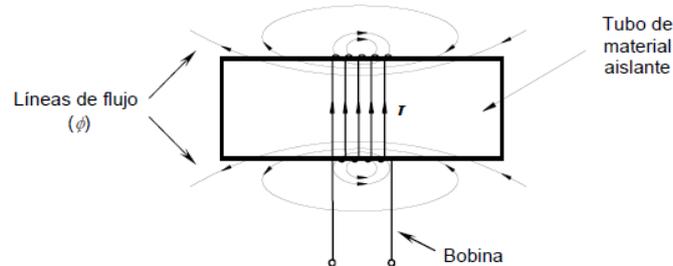


Figura 3. Flujo producido por una bobina de núcleo de aire.

- d) El diagrama vectorial del conjunto de dos devanados en un circuito magnético, se muestra en la **Figura 4**, e indica que al aplicar un voltaje V_1 en el devanado primario, estando abierto el devanado secundario, transitará una corriente I_0 por el primario. Esta corriente se halla atrasada casi 90° en relación al voltaje V_1 , debido a que circula en un circuito altamente inductivo. (1)

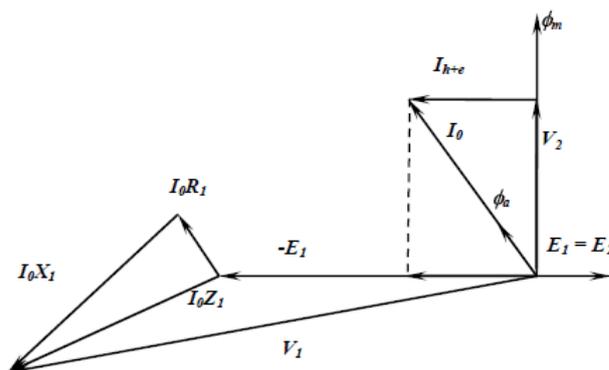


Figura 4. Diagrama vectorial de voltajes con el secundario abierto

Esta corriente se encuentra atrasada casi 90° con respecto al voltaje V_1 , debido a que circula en un circuito altamente inductivo. El atraso no es de 90° , por el predominio de las mermas en el núcleo del transformador

indicadas como I_{h+e} . La componente I_m origina el flujo magnético Φ_m que corta, tanto las espiras del primario como las del secundario. Por la acción de este flujo y de acuerdo con la Ley de Faraday, se inducirán las fuerzas electromotrices E_1 y E_2 en los devanados correspondientes, que, de acuerdo con la ley de Lenz, están a 180° una de la otra. (3)

Debido a la resistencia óhmica del devanado, se tiene una caída de voltaje I_0R_1 , la cual se encuentra en fase con I_0 y a 90° adelante con respecto a I_0X_1 . Esta caída de voltaje se origina por el flujo disperso Φ_0 , que sólo afecta a este devanado. De lo anterior, se puede elaborar un circuito compuesto por una fuente V_1 y las cargas Z_1 y Z_0 (E_1/I_0), a la cual se le llama impedancia de excitación (Figura 5). (4)

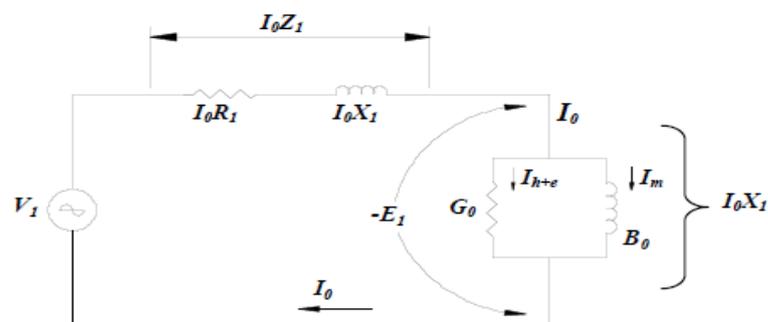


Figura 5. Circuito equivalente del transformador con el secundario abierto

- e) Al conectar una carga al circuito secundario, (**Figura 6**), transita una corriente I_2 cuyo sentido, de acuerdo con la Ley de Lenz será tal, que el flujo que forje se enfrente al flujo principal originado por I_1 . A este efecto que produce el sentido de la corriente, se le conoce como polaridad y obedece al sentido de devanado del secundario con respecto al primario.

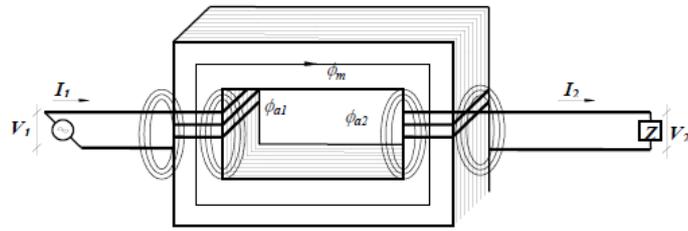


Figura 6. Flujo inducido en el secundario bajo carga.

El flujo producido por I_2 incita una mengua en el flujo Φ_m , y por lo tanto una disminución en las fuerzas electromotrices, E_1 y E_2 , por lo que al amplificar la diferencia entre V_1 y E_1 , hace que se acreciente a un valor I_1 (compuesta por la corriente original I_0 y la corriente que circula por la acción de la carga). En el devanado primario se produce una fuerza magnetomotriz I_1N_1 igual y opuesta a I_2N_2 , manteniendo el flujo Φ_m en su valor original. Esto ocurre en el rango total de trabajo del transformador. Si I_2 disminuye, crece el flujo ϕ_m y aumenta E_1 y E_2 al disminuir la diferencia entre V_1 y E_1 disminuye I_1 , de tal manera que Φ_m se conserva siempre en el mismo valor. Esta regulación automática de los ampere-vueltas primarios y secundarios, es el mecanismo que asiente el traspaso de energía y conserva prácticamente constantes los voltajes inducidos y por lo tanto los voltajes en las terminales. El diagrama vectorial que constituye al transformador con una carga predominante inductiva en el secundario, es el que se muestra en la **figura 7.** (7)

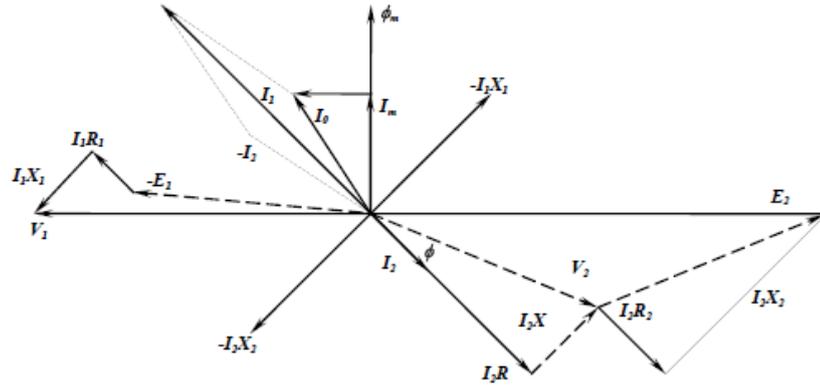


Figura 7. Diagrama vectorial del transformador con carga.

Cuando se energiza el primario de un transformador y el secundario está en vacío, se crea una fuerza electromotriz E_2 en las terminales del secundario. El voltaje V_2 en las terminales del secundario se modificará de acuerdo con las peculiaridades de la carga y la impedancia del transformador. Las características de la carga (R, X), definen el ángulo θ que existe entre el voltaje aplicado y la corriente que circula por la carga. Al $\cos\theta$ se le conoce como factor de potencia. La caída de tensión I_2R_2 está en fase con la corriente I_2 , en donde R_2 es la resistencia óhmica del devanado secundario y la caída de tensión I_2X_2 depende del flujo de dispersión Φ_{a2} . El circuito equivalente para el secundario del transformador se muestra en la **Figura 8. (2)**

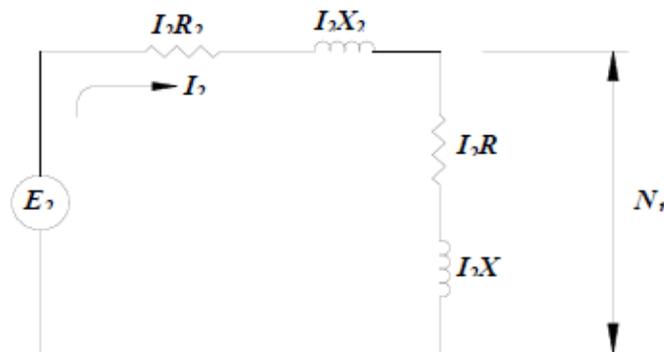


Figura 8. Circuito equivalente del secundario con carga ZL

El circuito afín del transformador con carga y relación de transformación unitaria, se presenta en la **Figura 9**, el cual considera a los dos devanados en un sólo circuito eléctrico, no obstante que no existe una conexión eléctrica entre ellos, sino un acoplamiento magnético. El circuito semejante que se maneja en un estudio determinado, admite relegar algunos de sus componentes. Si el transformador está en vacío, sólo se considera la impedancia de magnetización y para estudios de corto circuito, sólo se considera la de dispersión. (9)

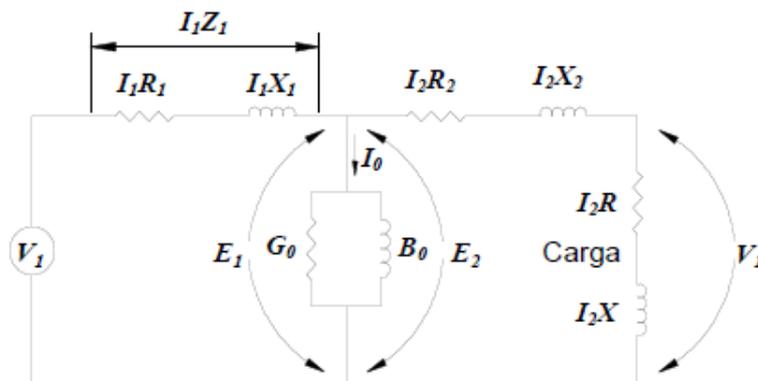


Figura 9. Circuito equivalente del transformador monofásico, considerando todos sus componentes

En donde:

I_2 Corriente en el devanado secundario (A)

$R_2 X_2$, Resistencia y reactancia del devanado secundario (Ω)

$Z = R+jX$ Impedancia de la carga (Ω)

V_2 Voltaje en las terminales de la carga (V)

Para obtener el circuito equivalente de un transformador elevador o reductor, se demanda referir los valores de impedancia del secundario en relación al primario o a la inversa, si se refiere al secundario, se utiliza la relación de transformación. (5)

2.1.2. Transformadores Trifásicos

La transmisión de energía eléctrica en un procedimiento trifásico se genera, ya sea con un banco trifásico formado por tres transformadores monofásicos, o con un transformador trifásico.

Ordinariamente, se realizan con un núcleo que tiene tres piernas o columnas, sobre cada una de las cuales se hallan dispuestos los devanados primario y secundario de la misma fase. El enlace de los devanados se efectúa en un acomodo en delta o en estrella. En la **Figura 10**, se muestra el ejemplo de un transformador trifásico con sus devanados conectados en estrella-estrella. (2)

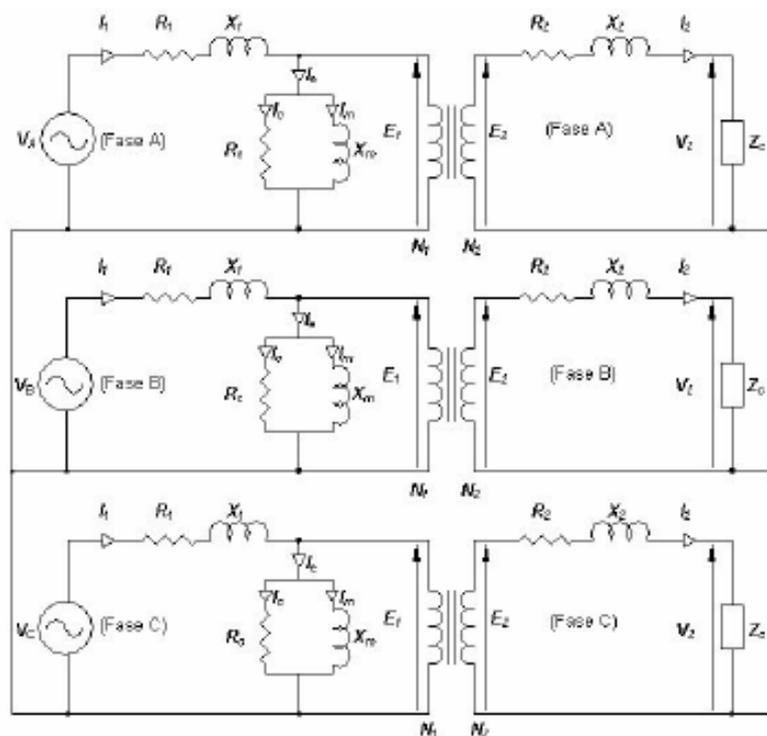


Figura 10. Circuito equivalente de un transformador trifásico

2.2. Tipos de Transformadores

Estos transformadores se pueden catalogar acorde al tipo de núcleo utilizado, lo cual delimita los esfuerzos de corto circuito que toleran, e interviene en la facilidad o

dificultad para generar una inspección visual en sitio, si se diese alguna irregularidad. Asimismo, se pueden catalogar acorde con el tipo de enfriamiento usado. Habitualmente, los transformadores se abastecen con radiadores que propagan el calor por convección natural o forzada, utilizando para ello ventiladores adicionales. En cuanto a la cantidad de fases, se pueden elaborar unidades monofásicas para formar un banco trifásico o pueden ser trifásicos en una sola unidad. También se pueden catalogar acorde al medio ambiente en el que operan, con su capacidad, con el tipo de aplicación y la conexión de sus devanados. **(10)**

Aquí presentamos una categorización acorde:

- Tipo de núcleo
- Tipo de enfriamiento
- El número de fases
- Ambiente de operación
- Su capacidad
- Su aplicación
- Su conexión

2.2.1. De acuerdo al núcleo

2.2.1.1. Acorazado

La característica principal del transformador tipo acorazado, conocido como tipo Shell, está definido por la condición de que el núcleo magnético envuelve a las bobinas, mostrada organizadamente en la **Figura 11**. Al tener una alta resistencia mecánica se convierte en una gran ventaja que permite trasladarlo en unidades de gran capacidad sin que se ocasionen daños y la posibilidad de construirlos

con baja impedancia de dispersión, cuando la regulación de voltaje del sistema es crítica. (12)

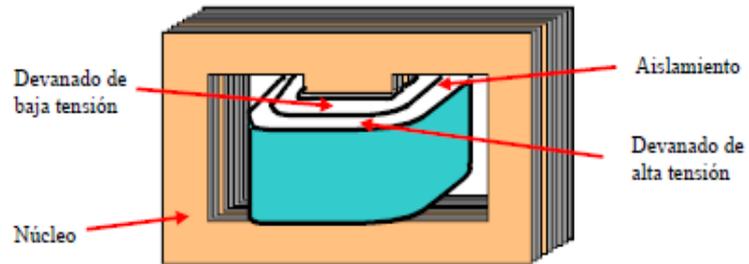


Figura 11. Transformador tipo acorazado o Shell

2.2.1.2. Columna

La característica principal del transformador tipo columna es que las bobinas rodean al núcleo magnético, tal cual se observa en la Figura 12.

La ventaja principal de este diseño es que tiene un bajo costo inicial, una alta impedancia y menores costos de reparación; y la baja resistencia mecánica y menor regulación se convierten en sus principales desventajas. (3)

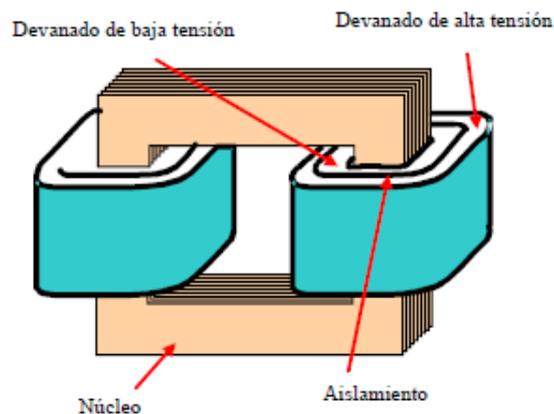


Figura 12: Transformador tipo columna

2.2.2. De acuerdo al tipo de enfriamiento

La clasificación de transformadores de acuerdo con el tipo de enfriamiento, según las Normas IEC-60076-2-1993 Power Transformers-Part 2: Temperatura Rise e IEC-60076-11-2004 Power Transformers-Part 11 Dry-Type Transformers; se muestra en la **Tabla 1. (7)**

Tabla 1.
Clasificación de transformadores de acuerdo con el tipo de enfriamiento

Tipo de enfriamiento		Descripción
Transformadores sumergidos en aceite aislante		
Designación anterior	Designación actual	
OA	ONAN	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento natural
OA/FA	ONAN/ONAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural y enfriamiento con aire forzado
OA/FOA/FOA	ONAN/ODAF/ODAF	Sumergido en líquido aislante con enfriamiento natural/aceite forzado/aceite dirigido-aire forzado
FOA	OFAF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento con aceite forzado y con aire forzado
OW	ONWN	Sumergido en líquido aislante y con enfriamiento por agua
FOW	OFWF	Sumergido en líquido aislante, con enfriamiento de aceite forzado y enfriadores de agua forzada

2.2.3. De acuerdo a las fases

Es clasificable en monofásicos y trifásicos. Con la predisposición a usar transformadores monofásicos, esto permite una flexibilidad mayor de operación. Si es que algo fallase solo se ve afectada una unidad, la cual puede reemplazarse con la unidad de reserva. En el caso de un transformador trifásico, la unidad completa se ve afectada, debido a que la falla contamina el aceite, y las bobinas de las fases inicialmente no involucradas también se ven afectadas; por lo tanto, se hace urgente cambiar la unidad completa. El costo de un banco

de transformadores monofásico es significativamente más alto, comparado con el de un trifásico. (4)

2.2.4. De acuerdo al ambiente de operación

Aquí, se consideran los transformadores del tipo interior o intemperie. El esquema de la subestación establece el tipo de equipos que deben usarse. Para transformadores de gran capacidad, prácticamente todos son del tipo intemperie, de otra forma, se requiere un edificio con una mayor área y con distancias dieléctricas seguras.

Los transformadores tipo caverna se usan en instalaciones subterráneas se les considera de gran capacidad y son habitualmente semejantes a los colocados a la intemperie, aparte de que las terminales de salida se realizan a través de cables de energía. (1)

2.2.5. De acuerdo a su capacidad

Por su capacidad, los transformadores se catalogan en tres grupos:

- De pequeña potencia, con capacidades de 500 a 7500 kVA
- De mediana potencia, con capacidades de 7.5 a 10 MVA
- De gran potencia, con capacidades de 10 MVA y superiores

2.2.6. De acuerdo a su aplicación

Por su aplicación en los sistemas eléctricos, se catalogan así:

- Elevadores
- Reductores
- Para instrumentos

- Reguladores
- Para aterrizamiento
- De arranque

2.2.7. De acuerdo a su conexión

Por la conexión de sus devanados, los transformadores se catalogan de este modo: (4)

2.2.7.1. Conexión Delta / Estrella (Δ -Y)

En este tipo de transformadores, las tres fases del devanado primario se conectan en delta, por otro lado, las del devanado secundario son en estrella. Se usan como transformadores elevadores en las centrales generadoras, esto debido a que, al disponer de un neutro en el secundario, que se consigue acoplar a tierra, se alcanza que la tensión de las fases se circunscriba a la tensión nominal del sistema. También se le considera como una gran ventaja de esta conexión, el hecho de que aísla la corriente de falla a tierra entre los dos circuitos del primario y secundario. Si se presentase una falla monofásica, la corriente que se genera circula únicamente en el circuito donde ocurre la falla, por lo que el otro circuito no se ve afectado.

Se usan también como transformadores de distribución, cuando se necesita sostener cargas monofásicas y trifásicas. Los desequilibrios de las cargas monofásicas tienden a ser compensados por el primario conectado en delta. **(1)**

2.2.7.2. Conexión Estrella/Delta (Y - Δ)

En este tipo de transformadores, las tres etapas del devanado primario se acoplan en estrella y las del secundario en delta. Son usados como transformadores reductores y se vinculan al final de una línea de transmisión. Se usan con mínima frecuencia en sistemas de distribución, y esto es porque el secundario no tiene neutro. También, a veces, se usa para distribución de energía hasta 20 kV. (1)

La conexión estrella-delta, ayuda a reducir los efectos del componente del tercer armónico de la señal de voltaje, pues estos se anulan con la corriente que transita en el lado de la delta. Este vínculo es constante en correspondencia a las cargas desbalanceadas, ya que la delta redistribuye parcialmente cualquier desbalance que se presente. En esta conexión, el voltaje secundario se desplaza 30° con relación al voltaje primario del transformador. (2)

2.2.7.3. Conexión Estrella / Estrella (Y-Y)

Los devanados del primario y secundario se acoplan en estrella. Una de sus peculiaridades es que la tensión de línea es 1.73 veces mayor que la tensión de fase. Habitualmente, un transformador con este enlace es de fácil construcción y tiene un menor precio que cualquier otro, pero en la práctica no se usa demasiado, esto es porque tiene una mala actuación cuando se muestran inestabilidades en las cargas. La única aplicación práctica es cuando se conecta a líneas de alta tensión. (1)

Esta conexión tiene dos desventajas importantes:

- Si las cargas conectadas al transformador están desbalanceadas, los voltajes de las fases sufren desbalance.
- No presenta resistencia a los armónicos impares, especialmente el tercero, por lo que la tensión del tercer armónico puede ser mayor que el voltaje fundamental.
- Los problemas de desbalance y de contenido armónico en la señal de voltaje, se pueden resolver utilizando alguna de las dos técnicas siguientes:
 - Vincular fuertemente a tierra el neutro del primario del transformador. Este enlace impide que se forme una ampliación en el voltaje, al circular una corriente en el neutro debido al componente del tercer armónico. Este enlace del neutro a tierra también suministra una trayectoria de retorno para corrientes de desbalance en la carga.
 - Añadir al transformador un devanado terciario acoplado en delta. Esto causa un flujo de corriente circulante en el devanado, lo que ayuda a excluir los componentes de tercer armónico del voltaje. Además, admite poseer una corriente de sensibilidad para los sistemas de protección. (2)

2.2.7.4. Conexión Delta / Delta (Δ - Δ)

Aquí, los devanados primario y secundario se acoplan en delta, y las tensiones de línea y de fase son semejantes. Estos aparatos se usan en baja tensión y presentan un procedimiento adecuado frente a desequilibrios en la carga.

Este enlace se usa con insistencia para sustentar los sistemas de alumbrado monofásicos y conjuntamente a las cargas trifásicas. Se tiene la ventaja de poder enlazar los devanados primario y secundario sin desfasamiento, y no presenta problemas de cargas desbalanceadas o armónicas. Sin embargo, cuando no están conectados al mismo tap de regulación y tienen semejante relación de tensión, se genera circulación de altas corrientes.

Cuando se muestra una falla en un banco de transformadores monofásicos, este enlace admite la maniobra del sistema al 58% de la potencia, con dos transformadores. **(8)**

2.3. Accesorios del Transformador

2.3.1. Indicador magnético de nivel de aceite

Indica el nivel de aceite del tanque; si es que hubiese un bajo nivel de aceite, se activa una alarma. **(5)**

2.3.2. Relevador Buchholz

Este dispositivo aprovecha el aumento repentino de la presión del aceite o la generación de gases por una falla inicial, para activar una alarma o para maniobrar un disparo. Para desempeñar adecuadamente su función, requiere que se coloque en la tapa superior del tanque. **(13)**

2.3.3. Válvula de sobrepresión

Tiene el cargo de aplacar cualquier sobrepresión que se origine en el transformador, impidiendo daños o deformaciones en sus componentes, y se gradúa para operar a una presión determinada. **(5)**

2.3.4. Indicador de temperatura del aceite

Su función primordial es detectar la temperatura del aceite que se halla en la parte superior del tanque principal. En esta sección se encuentra una gradiente mayor de temperatura, y es donde se ubica el sensor. (8)

2.3.5. Indicador de temperatura del devanado

A los devanados se les considera una de los orígenes de incubación de calor (la otra fuente es el núcleo). En maniobra normal, la corriente nominal es la que crea el calor, la cual se excede considerablemente en condiciones de falla. Un aumento de temperatura en los devanados estimula el declive de los aislamientos, es por eso que se necesita conservar el nivel adecuado. Para monitorear esta temperatura, se usa un transformador de corriente acoplado a una resistencia en derivación y a su vez a un indicador de temperatura. Este indicador se encarga de medir indirectamente la temperatura media de los devanados (Winding Temperature Indicator). (4)

2.3.6. Indicador de la temperatura máxima de operación hot spot

Su función es indicar la temperatura máxima de los devanados. Los sensores comunes miden los cambios de temperatura en la parte superior e inferior del aceite. Estos sensores no pueden acoplarse directamente a los devanados del transformador, por lo que la predicción de la temperatura máxima se determina de manera indirecta, usando la temperatura superior del aceite y el nivel de corriente del transformador. (7)

2.3.7. Indicadores y registradores de temperatura remotos

Estos indicadores calculan la temperatura del aceite y en forma indirecta la de los devanados. Los transformadores de gran potencia poseen sensores resistivos de cobre que se calibran para descubrir variaciones de temperatura entre 10°C y 25°C. Estos sensores se enlazan a un registrador de temperatura que se halla situado en la sala de control. (4)

2.3.8. Gabinete de control o centralizador

Este ambiente inviste el propósito de concentrar las terminales de los dispositivos, las alarmas, los controles de los ventiladores de enfriamiento, las señales de los transformadores de corriente y de las resistencias calefactoras, entre otros. (1)

2.3.9. Transformadores de corriente

Ordinariamente poseen bastimento tipo dona y se colocan en las boquillas en una región, en el lado aceite, que tiene referencia de tierra explícitamente dispuesta para esta función. Su propósito es suministrar una señal de corriente proporcional a la corriente del transformador para medición y protección. (2)

2.3.10. Cambiador de derivaciones

El propósito del transformador de derivaciones es la de cambiar la relación del voltaje, acorde a las necesidades del sistema. Existen dos tipos:

- Cambiador de derivaciones con operación sin carga. Se opera manualmente con una manivela, cuando el transformador se encuentra fuera de operación.

Para evitar daños y accidentes, tiene un seguro que impide operarlo cuando el transformador está energizado.

- Cambiador de derivaciones con operación bajo carga. Se puede operar en cualquier condición de carga del transformador, estando energizado. La operación se puede hacer con un control local o remoto. También puede operarse en forma automática, si se fija el nivel de voltaje requerido. El cambiador bajo carga también se puede operar manualmente. (1)

2.3.11. Sistemas de preservación del aceite

Su oficio es evitar la oxidación y contaminación del aceite que incita la humedad, el polvo y otros contaminantes sólidos que se localizan en el medio ambiente. Los sistemas más usados son los siguientes: (2)

- Respiración a través del material deshidratante, usualmente sílica gel, que es un material compuesto por aluminato de calcio con un indicador de color
- Con sello de gas inerte (generalmente nitrógeno)
- Con sello a través de una membrana o bolsa elástica

2.3.12. Bombas e indicadores de flujo

Estos elementos se usan para aumentar el flujo del aceite, a través de los radiadores para apurar la disipación de calor generado en el transformador. Este dispositivo tiene una guía que permite ver la operación de la bomba y el sentido del flujo.

2.3.13. Placa de datos

Es una placa metálica emplazada en una parte perceptible del transformador, donde se graban sus tipologías más importantes como son: marca, número de serie, potencias, tensiones, número de fases, frecuencia, tipo de enfriamiento, por ciento de impedancia, diagramas de conexiones y vectoriales, sobre elevación de temperatura, altura de operación, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, cantidad de aceite, peso de los componentes, ubicación, número de transformadores de corriente y año de fabricación. (1)

2.3.14. Empaques

Se le emplea para mantener la hermeticidad del transformador. En la especificación de CFE No. K0000-06, se recomienda que los empaques se elaboren con corcho o neopreno. Consta la alternativa de usar nitrilo y butilo neopreno, pero se han obtenido prácticas con secuelas negativas, es por esto que no su uso no está recomendado. Es recomendable que, al reemplazar un radiador, boquilla o destapar algún registró, se reemplacen también los empaques. (8)

2.3.15. Punto de conexión a tierra

El tanque del transformador se enlaza a tierra, con el propósito de separar la eventualidad de que exista una diferencia de potencial en el tanque, o sea, debe existir la condición de frente muerto. De igual modo, el enlace a tierra del neutro del transformador, tiene como propósito drenar las corrientes de falla y de desbalance de las fases. De este modo y considerando un diseño eficaz de la

red de tierra, se avala la seguridad del personal y del equipo de la subestación.

(7)

2.3.16. Pintura

La pintura tiene como actividad principal resguardar el transformador contra la corrosión y acceder con facilidad a la transferencia de calor. En el punto del presente manual, se describe este punto con mayor detalle. (2)

2.4. Prueba a los Transformadores de Potencia

En esta parte describimos en forma genérica los ensayos establecidos en la norma IEC 60076-1, donde, los Transformadores de Distribución y Potencia, son sometidos a estos. Para ello se tomará como referencia el informe de suficiencia para optar el título de Ingeniero Electricista presentado por ISAAC ALBERTO TURPO COCHACHI en año 2006 a la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA (UNI). Las realizaciones de estos ensayos nos sirven para comprobar que el transformador construido por el fabricante, esta de acorde al requerimiento establecido por el comprador y/o bajo normas de fabricación establecida, tanto en características eléctricas como su comportamiento ante condiciones normales o transitorios del sistema eléctrico (Sobre corrientes y sobre tensiones). (3)

2.4.1. Consideraciones Generales

Las pruebas se desarrollan a cualquier temperatura de ambiente percibida entre -25°C y $+40^{\circ}\text{C}$, para equipos con circulación natural o forzada de aire, mientras que, para equipos con intercambiadores refrigerados por agua, la temperatura del agua no debe sobrepasar los $+25^{\circ}\text{C}$.

2.4.2. Ensayos Individuales, de Tipo y Especiales

Los ensayos establecidos en la norma IEC 60076-1 son:

Ensayos Individuales:

Ensayo efectuado sobre cada transformador tomado individualmente:

- a) Medición de la capacidad de resistencia de arrollamientos (IEC 76-1)
- b) Medición de dependencia de mutación y comprobación del ensamble (IEC 76-1)
- c) Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas que corresponde a la carga (IEC 76-1)
- d) Medición de las mermas y de la corriente en vacío (IEC 76-1)
- e) Pruebas dieléctricas particulares (individuales) (IEC 76-3)
- f) Pruebas en los transformadores de tomas de regulación en carga (IEC 76-1)

Ensayo Especial:

Esto refiere a un ensayo de tipo o a un ensayo individual, definido por acuerdo entre fabricante y comprador: **(4)**

- a) Pruebas dieléctricas especiales (IEC 76-3)
- b) Medición de la capacitancia entre arrollamientos y tierra, y entre los arrollamientos
- c) Medición de las características de transmisión de tensiones transitorias
- d) Medición de la impedancia homopolar en transformadores trifásicos (IEC 76-1)
- e) Prueba de cortocircuito (IEC 76-5)

- f) Valor del nivel de ruido (IEC 551)
- g) Medición de los armónicos de la corriente en vacío (IEC 76-1)
- h) Medición de la potencia impregnada por los motores de bombas de aceite y de ventiladores
- i) Medición de la firmeza del aislamiento en relación a tierra de los arrollamientos, y/o factor de disipación (tangente delta) de las capacidades del sistema de aislamiento.

Ensayo de Tipo:

Ensayo efectuado sobre un transformador que es característico en otros alteradores de transformación, que sirven como indicador de que estos transformadores cumplen con las condiciones especificadas que no son controladas por los ensayos individuales. Dentro de este tipo de ensayo, se establece:

- a) Ensayo de calentamiento (IEC 76-2)
- b) Ensayos dieléctricos de tipo (IEC 76-3)

2.4.3. Ensayos Individuales

La norma de fabricación y ensayos de Transformadores de Distribución y Potencia a emplear como base para el presente trabajo es la IEC 60076.

Los ensayos descritos a continuación son los realizados en el laboratorio del fabricante, siendo algunos de ellos realizables en el lugar de instalación del transformador por el propietario, como parte de su programa de puesta en servicio y mantenimiento. Los ensayos individuales realizados por el fabricante según lo establecido en la norma IEC 60076-1 son: (4)

2.4.3.1. Medición de la Resistencia de los arrollamientos

a) Procedimiento

Este es el primer ensayo que se debe de realizar en el laboratorio del fabricante y para realizarse esta medición, el transformador debe haber estado desconectado de la red, el tiempo suficiente para garantizar que el bobinado se encuentra a la misma temperatura ambiente (Al menos 4 horas desenergizado).

La medición de la resistencia nos servirá para:

- Determinar la resistencia de los arrollamientos
- Cálculo de las pérdidas Joule, que a su vez se requieren para efectuar la separación de las pérdidas totales medidas, en sus componentes de pérdidas Joule y pérdidas Adicionales.
- Calculo de la sobre temperatura de los arrollamientos mediante la variación del valor de la resistencia (Prueba tipo - Prueba de Calentamiento).

b) Método de la Caída de Potencial

Este método está más generalizado y se pueden obtener resultados bastantes exactos, el circuito empleado es de la **figura 13**.

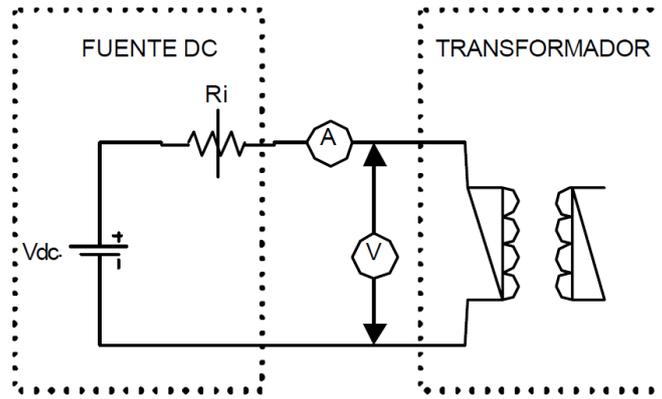


Figura 13. Medición de Resistencia

Dónde:

V_{dc} : Tensión Continua (Batería)

R_i : Resistencia serie (para amortiguar el Transitorio DC)

A : Amperímetro

V : Voltímetro

Procedimiento para el cálculo de la resistencia de los arrollamientos:

- I. Determinar el valor del voltaje continuo (V_{dc}) a aplicar para la prueba, generalmente es 12 V_{dc} .
 - II. Conectar el equipo de medición de resistencia óhmica, a un par de bornes de AT del Transformador de Prueba (U-V, V-W, W-U) y posteriormente entre bornes de BT (u-v, v-w, w-u).
- Debido al Transitorio en el cierre de la alimentación al transformador, dado que se tiene un circuito R-L con fuente externa DC (Figura 19), donde la inductancia actúa como

fuentes de almacenamiento de energía, se dispone de una resistencia R_i en serie para que el transitorio se estabilice muy rápidamente, al menos en 4 segundos, para posteriormente realizar la conexión y lectura del voltímetro, caso contrario el voltímetro puede ser dañado. (3)

- Una vez tomada las lecturas del voltímetro y amperímetro, primero se debe desconectar el voltímetro, posteriormente desenergizar el circuito, para evitar que el transitorio del circuito RL (Descarga de circuito RL), pueda dañar el voltímetro.
- Realizar este procedimiento para el tap superior, tap intermedio o nominal y el tap inferior del devanado entre bornes de AT inicialmente seleccionado, luego proseguir con los demás bornes de AT y finalmente los bornes de BT y/o MT.
- Efectuar el cálculo de las resistencias medidas mediante el cociente del voltaje medido entre la corriente medida.
- Se registra la temperatura del medio ambiente (T_a)
- Una vez obtenida las resistencias medidas, se buscará la resistencia promedio de las mediciones. Por lo que en AT se tendrá 3 resistencias promedio según tap o toma elegida y un único valor promedio de la resistencia de bornes del secundario y otra del terciario, en caso de esta última existir.

- Por estandarización y considerando la clase de Aislamiento del Transformador tipo A, se realiza el cálculo de la resistencia de los arrollamientos referido a 75°C, utilizando la ecuación (1).

$$R_{75^{\circ}C} = Ra \frac{(235.4+75)}{235.4+Ta} \quad (1)$$

Ra = Resistencia a Temperatura ambiente

Ta = Temperatura ambiente

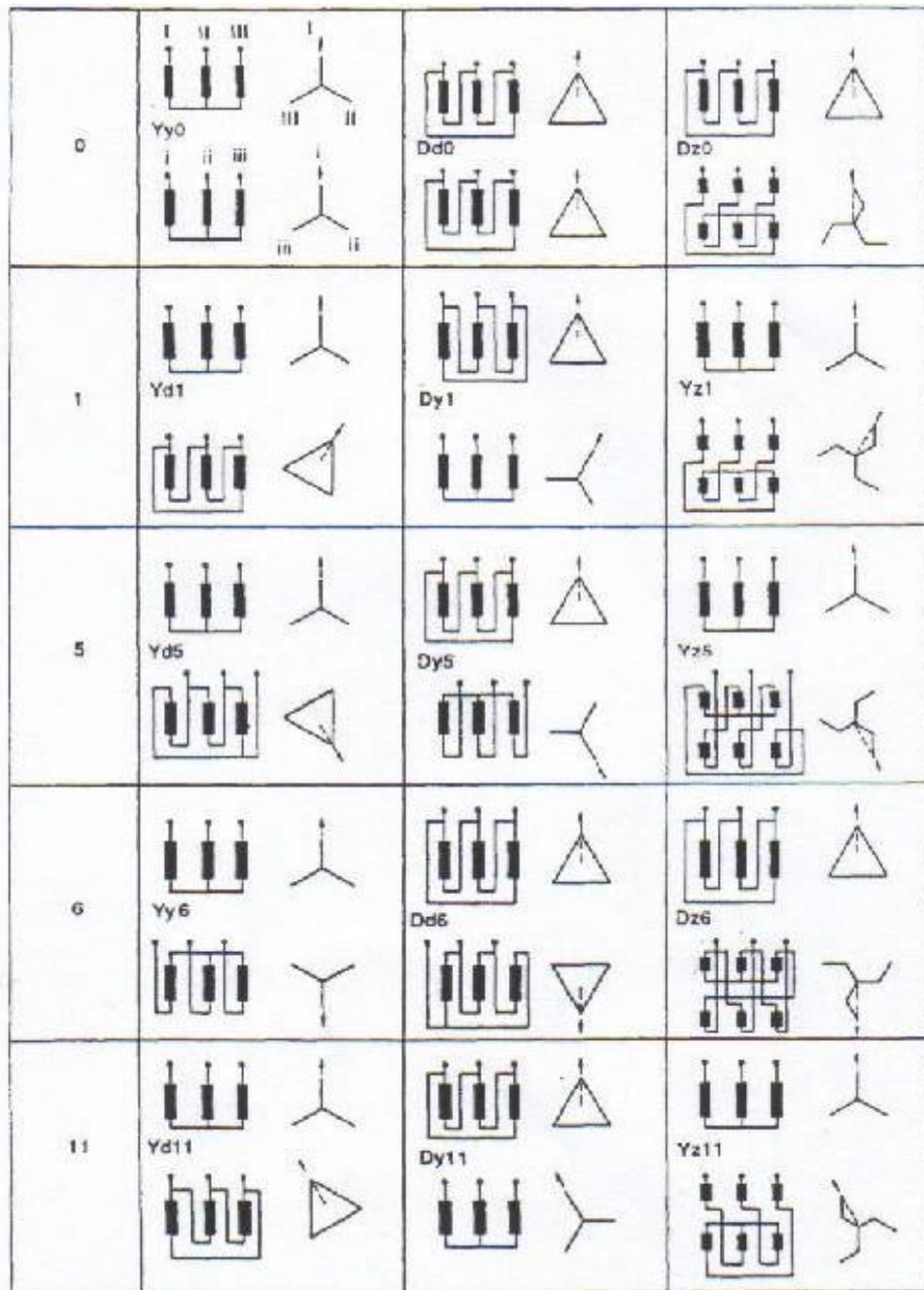
c) Orígenes frecuentes de falla

Se originan aparentes lecturas falsas en la medición a causa de:

- Acumulador de Alimentación o fuente DC defectuosa
- Falso contacto de los conectores del equipo con los bornes del Transformador
- Conmutador de AT en punto flotante, para lo cual se debe de realizar la maniobra del conmutador desde la posición máxima a la posición mínima.

2.4.3.2. Medición de la correspondencia entre Transformación y comprobación del acoplamiento

Los grupos que conectan están establecidos en la norma IEC son diversos, tal como se visualiza en las **Figuras 14 y 15**.



(Continúa en página siguiente)

Figura 14. Grupo de Conexión – Parte 1

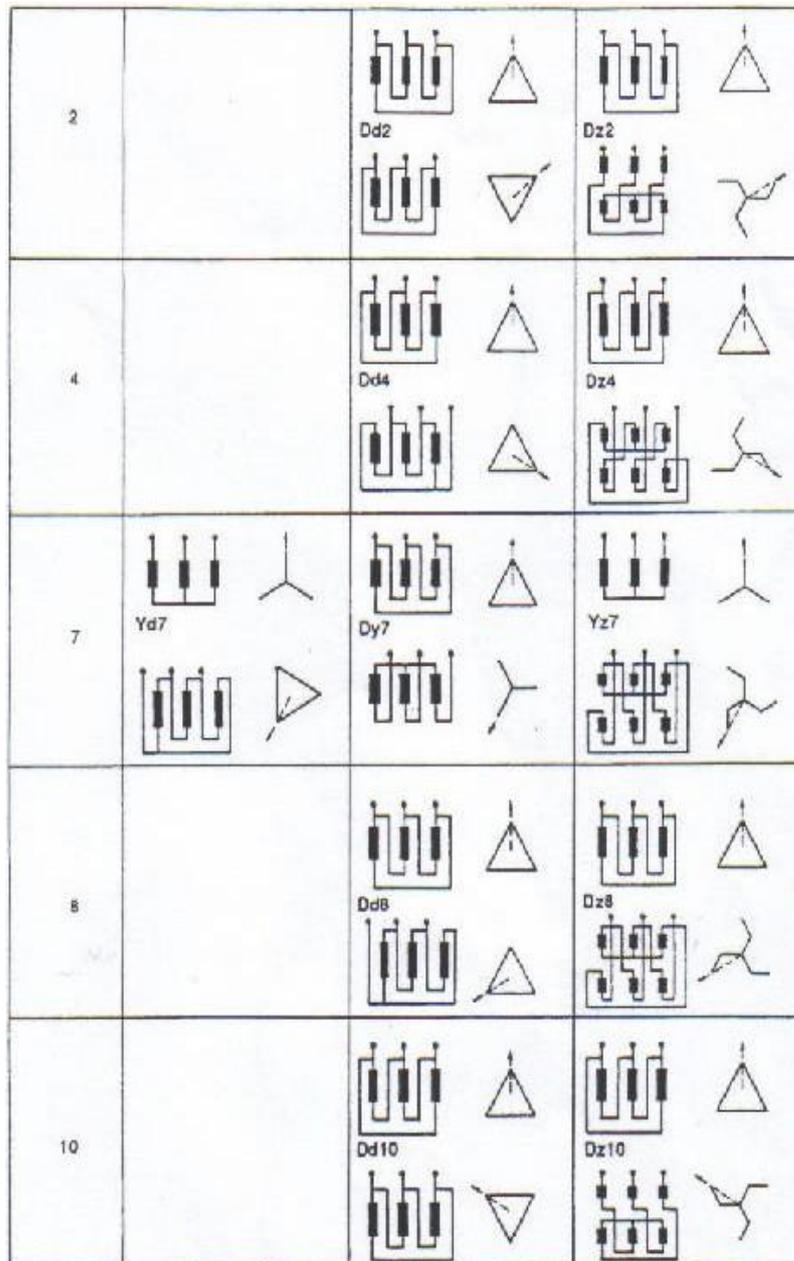


Figura 15. Grupo de Conexión – Parte 2

a) Procedimiento

El cálculo de la correspondencia de Transformación, tiene por finalidad contrastar que la dependencia de voltajes del transformador sea el especificado. La Tolerancia para esta relación es de 0.5%, tal como lo establece en la norma IEC 60076-1 Anexo A.

Como el proceso de medición para transformadores trifásicos involucran la comparación de tensión AT/BT, que están en fase, este hecho comprueba en forma simultanea el grupo de conexión.

En el laboratorio o en el campo, el cálculo de la correlación de transformación y grupo de conexión, se efectúa ordinariamente a través de un Puente o equipo MEDIDOR DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN MONOFÁSICO O TRIFÁSICO (TTR). Un ejemplo puede ser el TTR Monofásico, modelo DTR 8500, marca AEMC Instruments, con rango de 0.8 s 1500.0:1, con precisión de $\pm 0.2\%$.

El conexionado del TTR Monofásico usado en transformadores trifásicos es acorde a la normado en ANSI/IEEE C57.12.90, es decir, dos bornes del devanado primario y dos bornes del devanado secundario, tomando en cuenta el grupo de conexión correspondiente, tal como muestra la **Figura 16. (3)**

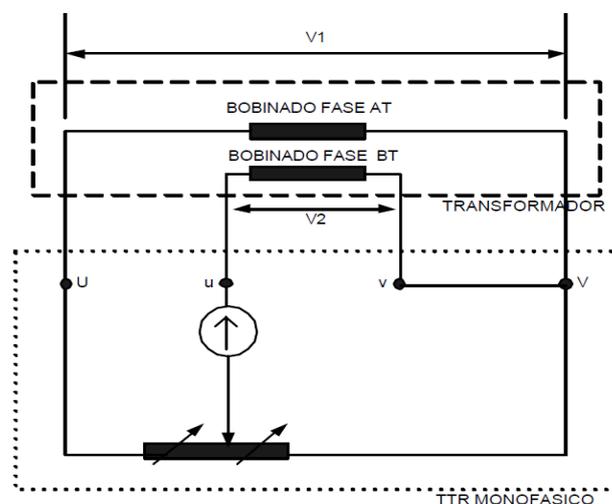


Figura 16. Medición de relación de transformación

Considerando que los grupos de conexión se encuentran establecidos, la relación de transformación estará dada por la Tabla 2, estos valores son una deducción de la relación de Transformación de Transformadores Trifásicos, utilizando el TTR Monofásico.

Con la finalidad de demostrar que el valor establecido en la Tabla 2 es igual al valor que se muestra en el Display del TTR Monofásico, se deducirá mediante vectores la relación de Transformación para un Devanado Dyn5 (Fig. 17 y 18). (8)

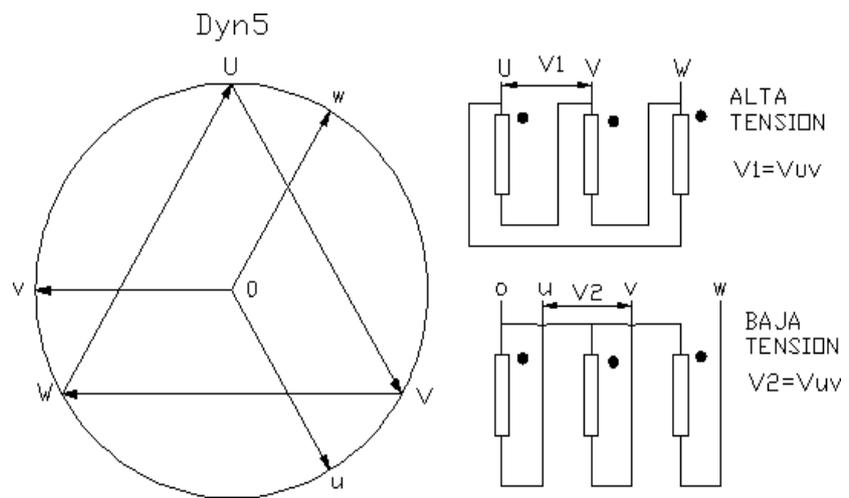


Figura 17. Conexión Dyn5.

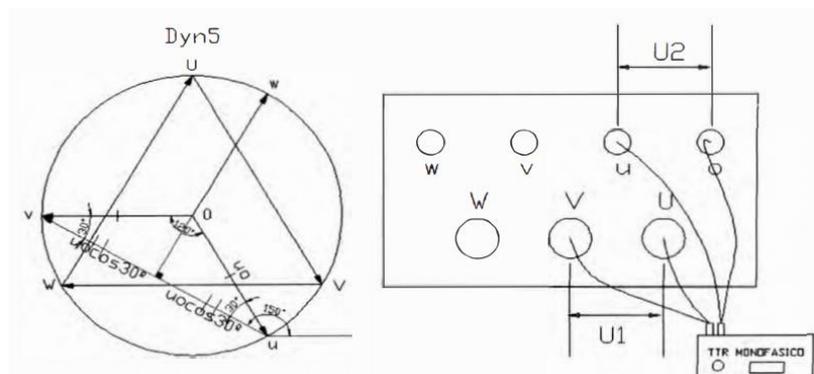


Figura 18. Conexión del TTR Monofásico-Dyn5

En la Tabla 2, detallamos las diferentes relaciones de transformación que se tienen para cada grupo de conexión establecido, cuando la medición la realizamos mediante un TTR monofásico.

Tabla 2.
Grupo de conexión - 1

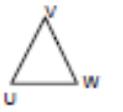
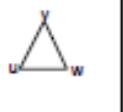
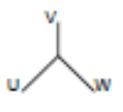
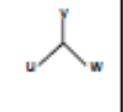
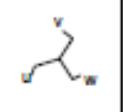
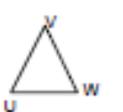
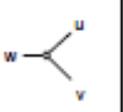
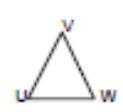
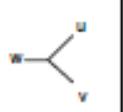
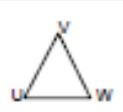
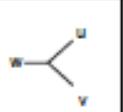
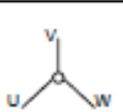
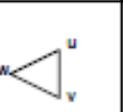
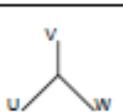
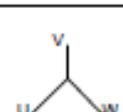
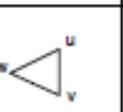
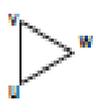
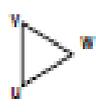
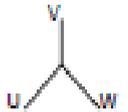
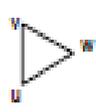
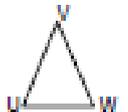
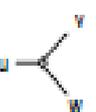
GRUPO DE CONEXIÓN VDE 0532/8.64	TRANSFORMADOR A MEDIR		CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO			VALOR DE MEDICION
	Alta Tensión	Baja Tensión	Alimentación	Conexión y medida	Cortocircuito	
Dd0			U-V V-W W-U	U-V/u-v V-W/v-w W-U/w-u	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u-v V-W/v-w W-U/w-u	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u-v V-W/v-w W-U/w-u	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
Dyn5			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/v W-U/w	--- --- ---	$\frac{U1\sqrt{3}}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/v W-U/w	v-w w-u u-v	$\frac{U1}{U2 \cdot 0.866}$
			U-W V-U W-V	U-W/u V-U/v W-V/w	W-V U-W V-U	$\frac{U1 \cdot 0.866}{U2}$
YNd5			U-O V-O W-O	U-O/u V-O/v W-O/w	--- --- ---	$\frac{U1}{U2\sqrt{3}}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/v W-U/w	V-W W-U U-V	$\frac{U1 \cdot 0.866}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/v W-U/w	v-w w-u u-v	$\frac{U1}{U2 \cdot 0.866}$

Tabla 3.
Grupo de conexión - 2

GRUPO DE CONEXIÓN VDE 0532/8.64	TRANSFORMADOR A MEDIR		CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO			VALOR DE MEDICIÓN
	Alta Tensión	Baja Tensión	Alimentación	Conexión y medida	Cortocircuito	
Yzn5			U-V V-W W-U	U-W0-u V-W0-v W-U0-w	--- --- ---	$\frac{U1\sqrt{3}}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/w W-U/w	v-w w-u u-v	$\frac{U1}{U2 \cdot 0.866}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/v W-U/w	V-W W-U U-V	$\frac{U1 \cdot 0.866}{U2}$
Dd6			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/w W-U/w	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/w W-U/w	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/w W-U/w	--- --- ---	$\frac{U1}{U2}$
Dyn11			U-V V-W W-U	U-V/u V-W/w W-U/w	--- --- ---	$\frac{U1\sqrt{3}}{U2}$
			U-V V-W W-U	U-V/v V-W/w W-U/u	v-w w-u u-v	$\frac{U1}{U2 \cdot 0.866}$
			U-V V-W W-U	U-V/v V-W/u W-U/v	v-w w-u u-v	$\frac{U1 \cdot 0.866}{U2}$

Tabla 4.
Grupo de conexión - 3

GRUPO DE CONEXIÓN VDE 0532/8.64	TRANSFORMADOR A MEDIR		CONEXIÓN DEL INSTRUMENTO			VALOR DE MEDICIÓN
	Alta Tensión	Baja Tensión	Alimentación	Conexión y medida	Cortocircuito	
YNd11			U-O V-O W-O	U-Olv-w V-Olv-u W-Olv-v	--- --- ---	$\frac{U_1}{U_2 \cdot 3}$
Yd11			U-V V-W W-U	U-Vlv-w V-Wlv-u W-Ulv-v	V-W W-U U-V	$\frac{U_1 \cdot 0.866}{U_2}$
Yd11			U-V V-W W-U	U-Vlv-u V-Wlv-v W-Ulv-w	V-W W-U U-V	$\frac{U_1}{U_2 \cdot 0.866}$
Yzn11			U-V V-W W-U	U-Vlv-o V-Wlv-o W-Ulv-o	--- --- ---	$\frac{U_1 \cdot 3}{U_2}$
Yz11			U-V V-W W-U	U-Vlv-w V-Wlv-w W-Ulv-u	v-w w-u u-v	$\frac{U_1}{U_2 \cdot 0.866}$
Yz11			U-V V-W W-U	U-Vlv-w V-Wlv-u W-Ulv-v	V-W W-U U-V	$\frac{U_1 \cdot 0.866}{U_2}$
Dyn1			U-V V-W W-U	U-Vlv-v V-Wlv-w W-Ulv-u	--- --- ---	$\frac{U_1 \cdot 3}{U_2}$

a) Causas frecuentes de falla

Las principales causas de falla de esta prueba son:

- Los terminales del mecanismo suelen ser inversos

- Muchas veces se presenta que, un terminal interno está descompuesto
- Conmutador de AT en punto flotante, para lo cual se debe de realizar la maniobra del conmutador desde la posición máxima a la posición mínima.
- Hay un corto entre espiras.

2.4.3.3. Medición de la impedancia de cortocircuito y de las pérdidas ocasionadas por la carga

a) Procedimiento del ensayo

Para esta prueba se emplea la simulación de plena carga, para lo cual se pone en cortocircuito los tres bornes del devanado de mayor corriente (Figura 25 y Figura 26), alimentando con un voltaje reducido el otro devanado de mayor tensión, a frecuencia nominal y a una corriente entre el 25% y 100% de la nominal en este bobinado, se miden las pérdidas y el voltaje rápidamente para que los calentamientos no introduzcan errores significativos, se toma la temperatura del ambiente, en caso de que la medición no se haya realizado a corriente nominal (Usualmente en los ensayos, debido a las graduaciones de los equipos de medición es imposible encontrar exactamente la corriente nominal), se efectúa la corrección de los valores medidos a la corriente nominal, para luego referirlas a 75°C (Según norma) y compararlas con las pérdidas garantizadas, la cual no deberá superar las tolerancias establecidas en la norma IEC y Anexo A. (4)

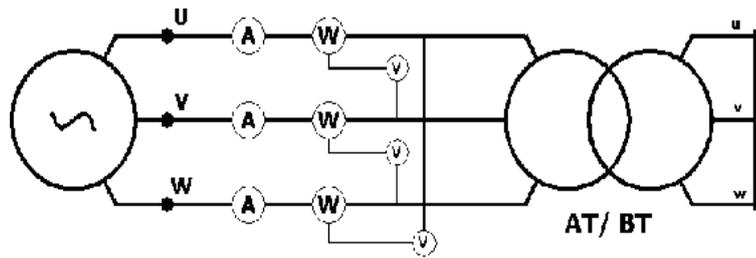


Figura 19. Conexión para prueba de Impedancia y Pérdidas en bobinados

Los Amperímetros, Voltímetros y Watímetros de la mesa de pruebas es modelo F/05, marca SEB, de clase de precisión 0.5, con rangos de corriente hasta 5A y tensión hasta 150V.

b) Cálculo de la Tensión de Cortocircuito o Impedancia.

El voltaje aplicado a uno de los devanados estando el otro en cortocircuito y que hace circular el I_n , sirve para calcular la tensión de cortocircuito (V_{cc}). Por este motivo se señala que se debe medir el voltaje durante este ensayo, dicho valor nos permite calcular la tensión de cortocircuito como sigue:

$$V_{cc}\% = \frac{V_r}{V_n} \times 100 \quad (2)$$

Donde:

V_r : Tensión del devanado en la Prueba de cortocircuito a la cual se hace circular el I_n .

V_n : Tensión nominal del devanado

c) Corrección de Pérdidas y Tensión de Cortocircuito para la corriente nominal

En el caso de que la medición de pérdidas y tensión de cortocircuito se hayan efectuado con una corriente inferior a la nominal, debido a escalas de los instrumentos de medición, estas se corrigen para la corriente nominal, de acuerdo a la ecuación (3) y (4)

$$V_{cc}\% = \left(\frac{V}{V_n}\right) \left(\frac{I}{I_n}\right) \times 100 \quad (3)$$

$$P_1 = P_m \times \left(\frac{I_n}{I}\right)^2 \quad (4)$$

Donde:

V = Tensión de lectura durante el ensayo

I = Corriente de lectura durante el ensayo ($I < I_n$)

V_n = Tensión nominal del bobinado del transformador

I_n = Corriente nominal del bobinado del Transformador

P_m = Potencia medida a la Tensión y Corriente de prueba V e I

P_1 = Pérdidas en cortocircuito a I_n y T_1

$V_{cc}\%$ = Tensión de cortocircuito a I_n y T_1

T_1 = Temperatura en la parte superior del transformador, la cual será considerado de idéntico valor, que la Temperatura ambiente (T_a).

d) Corrección de Pérdidas de Cortocircuito e Impedancia para I_n y 75 °C

El ensayo de medición de pérdidas producidas por la carga se realiza siempre dentro de temperatura ambiente. Estas pérdidas se componen de unas “pérdidas óhmicas” por efecto Joule y de

unas “perdidas adicionales”, por flujos axiales y radiales en los bobinados. Por lo que es necesaria la separación de las pérdidas para referirlas a 75 °C, ya que las pérdidas de Joule varían directamente con la temperatura y las perdidas adicionales en forma inversa.

$$P_{a1} = P_1 - P_{joule} \quad (5)$$

Donde:

P_{a1} = Perdidas adicionales debido al flujo de dispersión en los bobinados a temperatura Ambiente.

P_{Joule} = Perdidas por Efecto Joule, debidas a la carga medidas a temperatura ambiente

Las pérdidas por Efecto Joule a temperatura ambiente, en un Transformador Trifásico está dado por:

$$P_{Joule} = 3 \times I_n^2 \times R \quad (6)$$

Según la conexión del Transformador tendremos:

Conexión Estrella

$$P_{Joule} = 3 \times I_{n_{fase}}^2 \times R_{fase} = 3 \times I_{n_{fase}}^2 \times \frac{R_a}{2} = 1.5 \times I_{n_{Linea}}^2 \times R_a \quad (7)$$

Conexión Delta

$$P_{Joule} = 3 \times I_{n_{fase}}^2 \times R_{fase} = 3 \times \left(\frac{I_{Linea}^2}{\sqrt{3}} \right) \times \frac{3R_a}{2} = 1.5 \times I_{n_{Linea}}^2 \times R_a \quad (8)$$

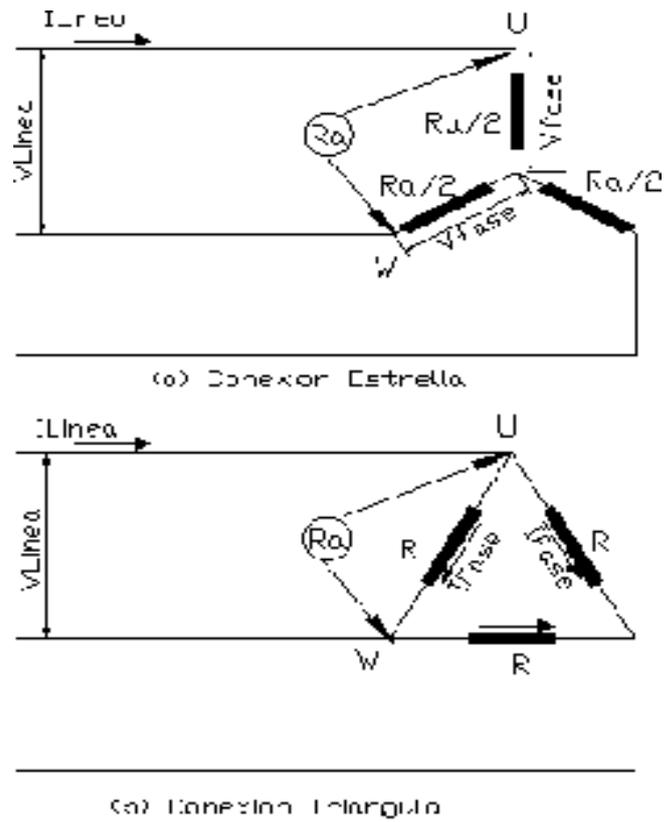


Figura 20. Pérdidas por fase

Una vez conocido las pérdidas Joule a temperatura ambiente, se calcula las pérdidas.

Adicionales (P_{a1}), mediante la ecuación 11 y se efectúa la corrección a 75°C , según norma, para la cual se aplican las ecuaciones 9, 10 y 11.

$$P_{Joule-75^{\circ}\text{C}} = P_{Joule} \left(\frac{235 + T_{75^{\circ}\text{C}}}{235 + T_a} \right) = P_{Joule} \left(\frac{310}{235 + T_a} \right) \quad (9)$$

$$P_{a75^{\circ}\text{C}} = P_{a1} \left(\frac{235 + T_a}{235 + T_{75^{\circ}\text{C}}} \right) = P_{a1} \left(\frac{235 + T_a}{310} \right) \quad (10)$$

$$P_{Total-75^{\circ}\text{C}} = P_{Joule-75^{\circ}\text{C}} + P_{a75^{\circ}\text{C}} \quad (11)$$

e) Causas frecuentes de falla

Las principales causas de falla de esta prueba son:

- Conmutador de AT en punto flotante, para lo cual se debe de realizar la maniobra del conmutador desde la posición máxima a la posición mínima.
- Mala conexión o sección insuficiente del puente de Baja Tensión

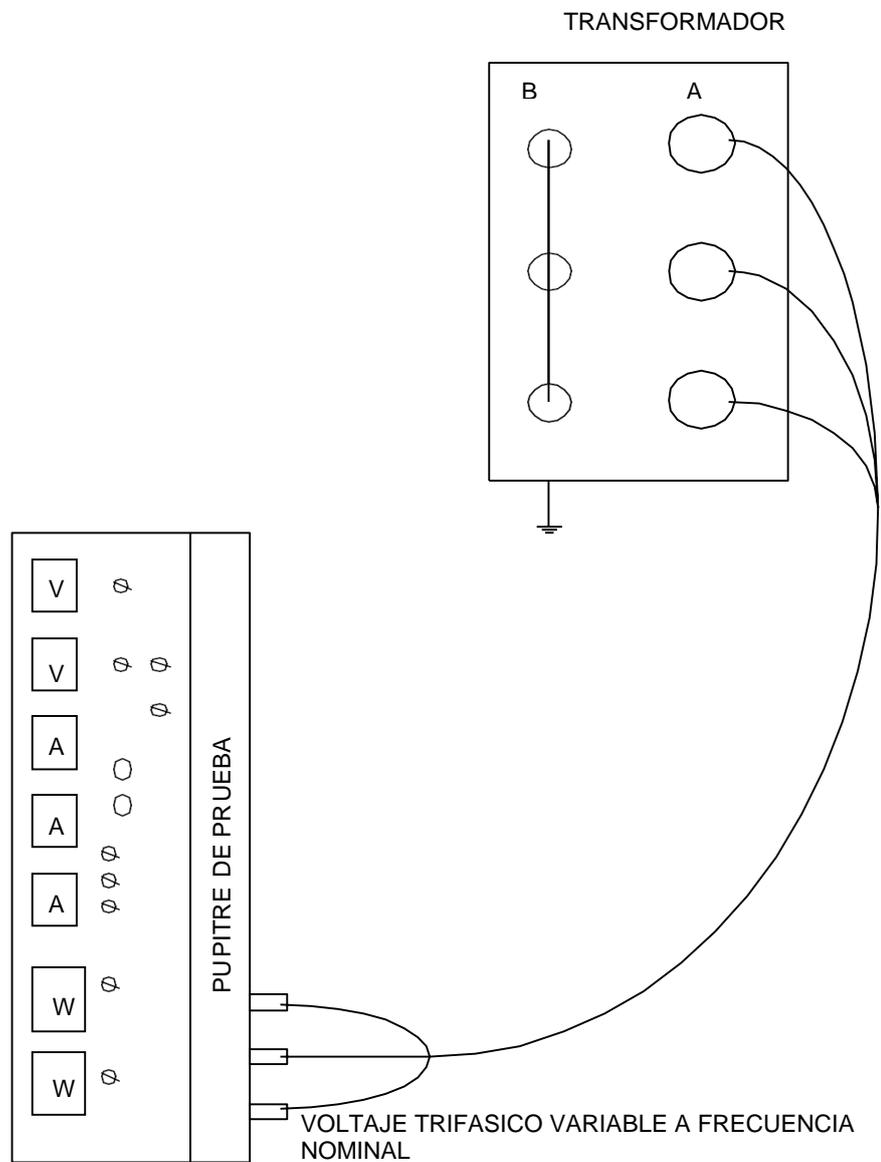


Figura 21. Medición de la tensión de cortocircuito y de las pérdidas debidas a la carga

2.4.3.4. Medición de las mermas y de la corriente en vacío

Esta prueba verifica el valor de las pérdidas en la estructura magnética (fierro silicoso) y mide el valor de la corriente de vacío del Transformador, para la realización de esta prueba, se alimenta con tensión nominal trifásica, 60 Hz, normalmente al devanado de menor tensión y el otro devanado queda libre de conexiones. Se mide voltajes, corrientes y potencias (Figura 22).

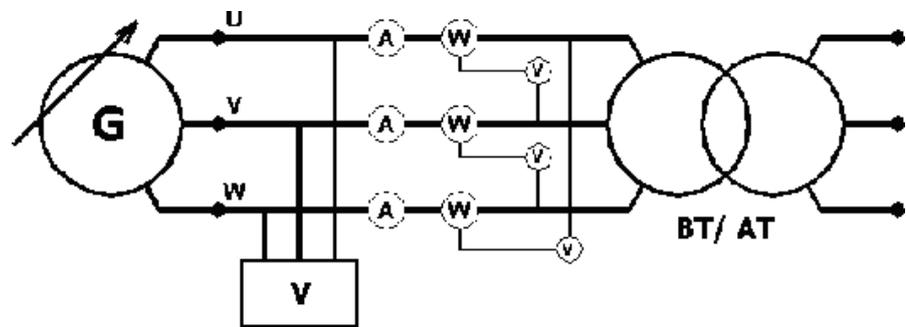


Figura 22. Conexión de Equipo para Prueba en Vacío

Los Amperímetros, Voltímetros y Vatímetros de la mesa de pruebas es modelo F/05, de clase de precisión 0.5, con rangos de corriente hasta 5A y tensión hasta 150V.

Como la corriente de vacío no es perfectamente senoidal, debida a la característica B-H del Fierro Silicoso, la norma IEC 60076-1, establece un factor de corrección para obtener el valor correcto de las pérdidas totales.

Las pérdidas en vacío estaría dado por:

$$Pc(T_m) = \frac{P_m}{P_1 + KP_2} \quad (12)$$

Donde:

$P_C(T_m)$ = Pérdidas sin carga, corregidas por forma de onda a

temperatura T_m

P_m = Pérdidas sin carga medidas a temperatura T_m

P_1 = Pérdidas por histéresis por unidad, referidas a P_m , usualmente

se asume 0.5

P_2 = Pérdidas por corrientes parasitas PU , referidas a P_m ,

usualmente se asume 0.5

T_m = Temperatura en la parte superior del aceite

U_r = Tensión de prueba medida por el voltímetro de lecturas de

valor eficaz (rms)

U_a = Tensión de prueba medida por el voltímetro de lecturas de

valor promedio (3)

2.4.3.5. Ensayo de Tensión Aplicada

Este ensayo se efectúa para determinar si los niveles de aislamiento de los arrollamientos con respecto a masa cumplan con las exigencias señaladas en la norma IEC 60076-3, esta prueba es también conocida como prueba de aislamiento de frecuencia industrial y su duración es de un minuto.

Las figuras 29 y 30 muestran el circuito de conexión del ensayo de Tensión Aplicada para los Bornes Alta Tensión y Baja Tensión respectivamente. (2)

a) Procedimiento del ensayo

- La tensión a aplicar a los devanados del transformador será según lo indicado en la Tabla 5.
- Puentear los bornes de AT y todos los bornes BT
- Conectar a tierra los bornes de BT o bornes no sometidos a tensión con el tanque del transformador.
- Conectar la salida de tensión variable del tablero general (Solo dos bornes – monofásico) con los bornes de alimentación del transformador Monofásico elevador (Transformador de relación de transformación 1/500). De ser el caso, se utilizará Transformadores auxiliares de relación 1/2, antes de la alimentación del Transformador Monofásico elevador para tensiones de prueba altas,
- Conectar la salida del transformador Monofásico elevador a los bornes de AT del transformador a ensayar
- Alimentar con voltaje gradual desde el tablero general al Transformador Elevador, hasta llegar al valor de la tensión de prueba indicado en la Tabla 5.
- Alcanzado el valor de tensión de prueba, medir el tiempo de prueba (60 s) con un cronometro y el valor de tensión y corriente deben mantenerse constantes. (3)

b) Criterio de conformidad

Se consideran pruebas satisfactorias una vez finalizadas y si es que en el progreso de las mismas no se presentaron incoherencias en el transformador como las descargas por flameo externo o arco interno con incremento drástico de la corriente de prueba. (1)

c) Causas frecuentes de falla

Las causas frecuentes de falla son:

- Bajo aislamiento entre arrollamientos y respecto a masa
- Bajo nivel del aceite
- Existencia de Humedad o perdida de propiedades físicas químicas del aceite

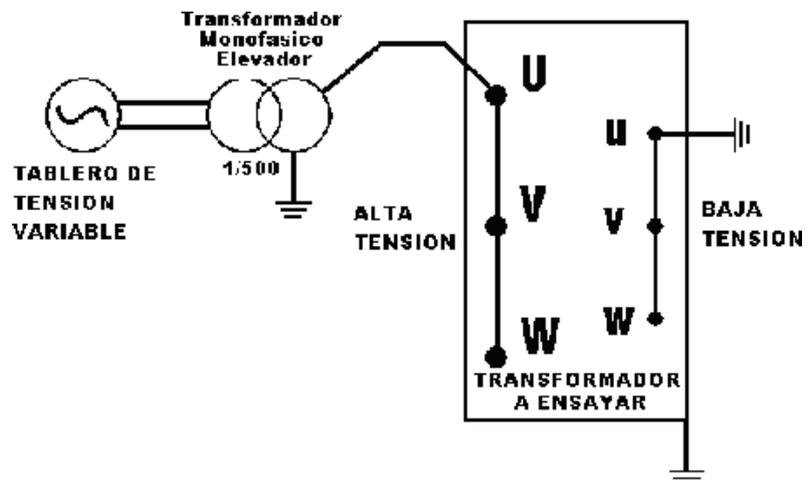


Figura 23. Conexión para Ensayo de Tensión Aplicado – AT

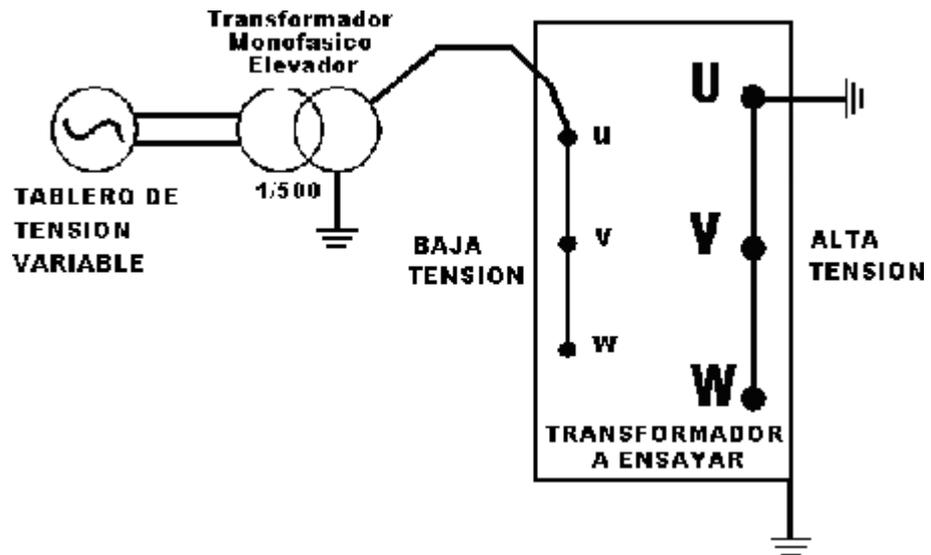


Figura 24. Conexión para Ensayo de Tensión Aplicado – BT

Tabla 5.

Voltaje nominales aplicados para los devanados del transformador con voltajes $U_m = 169$ kV Serie basado en la práctica americana

Highest voltage for equipment U_m kV r.m.s.	Rated lightning impulse withstand voltage		Rated short-duration induced or separate source AC withstand voltage	
	kV peak		kV r.m.s.	
	Distribution (note 1) and class I transformers (note 2)	Class II transformers (note 3)	Distribution and class I transformers	Class II transformers
15	95	110	34	34
	125	--	40	--
26.4	150	150	50	50
36.5	200	200	70	70
48.3	250	250	95	95
72.5	350	350	140	140
121		350		140
		450		185
145		550		230
		650		275
169		750		325

NOTE 1 Distribution transformer transfer electric energy from a primary distribution to a secondary distribution circuit.

NOTE 2 Class I power transformers include high-voltage windings of $U_m=72.5$ kV

NOTE 3 Class II power transformers include high-voltage windings of $U_m=121$ kV

Tabla 6.

Voltaje nominales aplicados para los devanados del transformador con voltajes $U_m = 169 \text{ kV}$ - Serie basado en la práctica europea

Highest voltage for equipment U_m kV r.m.s.	Rated lightning impulse withstand voltage kV peak	Rated short duration induced or separate source AC withstand voltage kV r.m.s.
	20	
3.6	40	10
7.2	60	20
12	75	28
17.5	95	38
24	125	50
	145	
36	170	70
52	250	95
60	280	115
72.5	325	140
	380	
100	450	150
123	550	185
145	650	230
170	750	275
		325

2.4.3.6. Ensayo de Tensión Inducida

Este ensayo tiene como finalidad, verificar los esfuerzos dieléctricos producido en los aislamientos entre todos los puntos donde se induce tensión, esto es, entre espiras, entre capas, entre derivaciones, entre salidas, etc.

Con ese fin se aplica al arrollamiento de menor tensión, el doble de la tensión nominal, durante un tiempo de prueba establecido. Para que el núcleo no se sature con el doble de la tensión inducida se debe también duplicar la frecuencia, en el caso de utilizar en el ensayo frecuencias mayores a la nominal, el tiempo establecido para la prueba estará dada por:

$$T_t = 120x \frac{f_n}{f_t} \quad (13)$$

T_t =Tiempo de prueba

f_n = Frecuencia nominal

f_t =Frecuencia de prueba

La figura 31 se muestra el circuito de conexión a emplearse para el ensayo de Tensión inducida. (7)

a) Procedimiento del ensayo

- Colocar la salida del grupo convertidor de frecuencia-transformador auxiliar a los bornes de menor tensión del transformador de prueba (en caso de no requerirse transformador auxiliar, la conexión será directa al grupo convertidor al transformador de prueba), conectar el tanque a tierra. (6)
- Alimentar desde el tablero general al motor del grupo convertidor de frecuencia

- Incrementar la tensión de alimentación al motor del convertidor hasta alcanzar el voltaje y frecuencia nominal de prueba. A la salida del convertidor se conectan los instrumentos respectivos para efectuar las mediciones de frecuencia y voltaje.
- Alcanzado el valor de tensión de prueba se empieza a medir el tiempo indicado en la norma IEC 60076 o la ecuación (7)

b) Criterio de aprobación

Se suponen ensayos satisfactorios una vez finalizados y si es que en el avance de los mismos no se presentaron incoherencias en el transformador como descargas internas o externas, acompañadas de un brusco aumento de corriente.

c) Orígenes habituales de errores (fallas):

Si al realizar las pruebas se percibe una acentuación repentina de la corriente de alimentación y paralelamente se proyecta demasiado la defensa (fusible o disyuntor) es síntoma de que aconteció un cortocircuito posiblemente localizado entre el devanado de baja tensión contra el núcleo o el devanado de alta tensión contra algún otro elemento conectado a tierra. (2)

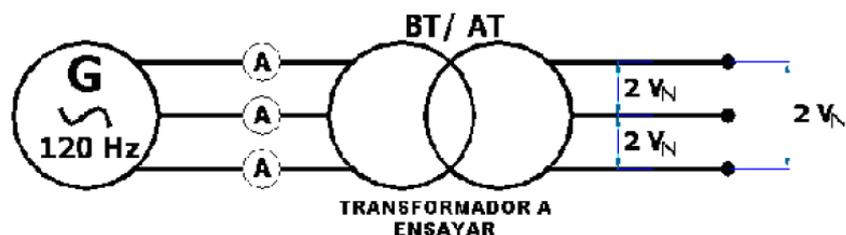


Figura 25. Tensión Inducida

2.4.4. Ensayos Tipo

Los ensayos de tipo se efectúan en una unidad del lote o según acuerdo entre el fabricante y el propietario, por la totalidad del lote. Estos ensayos verifican el comportamiento frente a regímenes transitorios de sobre tensiones, así como la capacidad del transformador para suministrar su potencia nominal. Estos ensayos son exclusivamente realizados en el laboratorio del fabricante (9)

Los ensayos de tipo establecidos en la norma IEC 60076-1 son:

- Ensayo de Calentamiento
- Ensayo de impulso

2.4.4.1. Ensayo de Calentamiento

a) Objetivo

La prueba de calentamiento tiene por objeto determinar el calentamiento final de los arrollamientos y del aceite respecto al medio ambiente, en condiciones nominales de funcionamiento, con lo cual queda garantizado que el equipo puede suministrar su potencia nominal especificada.

Procedimiento del ensayo

El procedimiento se basa exigir al transformador el suministro de su potencia nominal, para lograr esto se aplica el método de cortocircuito. Este método es similar a la prueba de cortocircuito, es decir alimentar por el devanado de mayor tensión y el otro devanado en cortocircuito, de modo que se logre una

corriente de prueba (Corriente mayor al I_n), que cargue el transformador de modo que la potencia medida sean las pérdidas totales, es decir:

$$P_{Total} = P_{Fe} + P_{Cu(75^{\circ}C)} \quad (14)$$

En esta condición se simula la operación del Transformador a potencia nominal. Lo importante de esta prueba es mantener las pérdidas totales constantes a lo largo de todo el ensayo, ya que como es sabido al variar la temperatura de los arrollamientos variara la corriente de ensayo por lo que es necesario efectuar las correcciones al voltaje aplicado a fin de tener las pérdidas totales constantes.

Se toman lecturas de Potencia, Tensión, corriente, temperatura del ambiente, Temperatura del aceite y temperatura en los radiadores, en caso exista, con intervalos de media hora hasta que estabilice el calentamiento del aceite respecto al medio ambiente. Se considera que el calentamiento está establecido cuando no existe variación de más de $1^{\circ}C$ durante un periodo de tres horas. Después de un tiempo determinado el aumento de temperatura del aceite (Temperatura en la zona superior del aceite), el tanteo persistirá de modo inmediato, comprimiendo la corriente de ensayo a una cuantía (valor) igual a la corriente nominal (I_n). Esta situación de prueba se conservará durante una hora con análisis de observación de modo continuado de las temperaturas del aceite y del medio de refrigeración, para luego desconectar el

circuito y realizar la medición de las resistencias de los devanados y calcular la temperatura media del arrollamiento por el Método de Variación de Resistencia. (3)

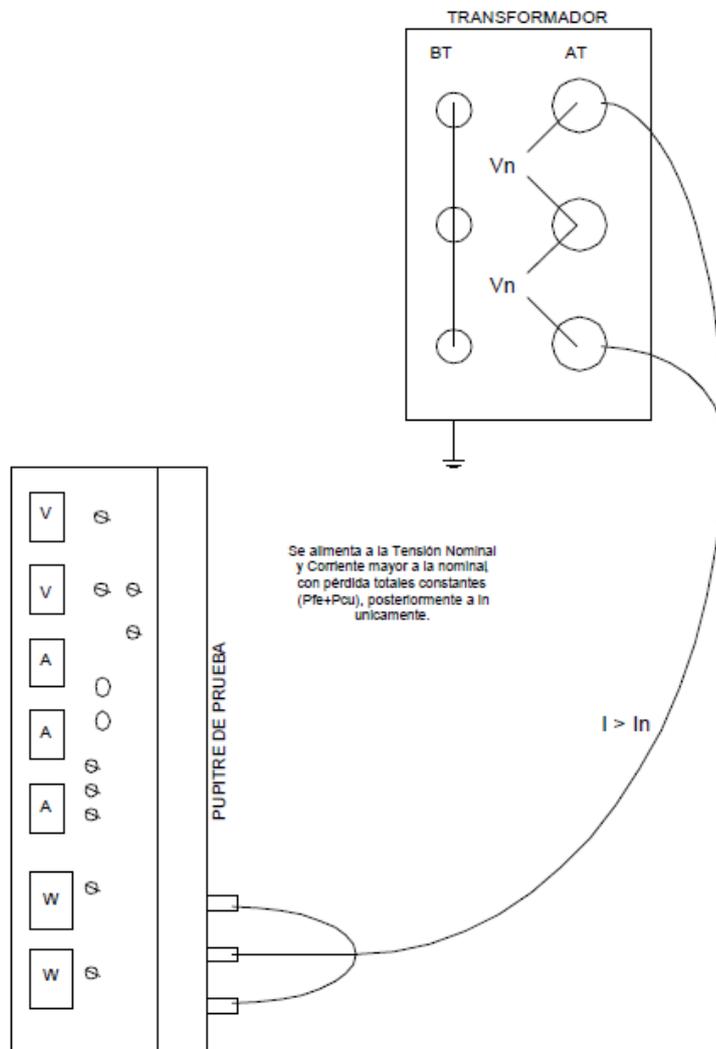


FIG. 3.1 ENSAYO DE CALENTAMIENTO

Figura 26. Ensayo de Calentamiento

b) Calentamiento del aceite

El calentamiento superior del aceite y la temperatura media del aceite se determinan mediante la alimentación a Pérdidas Totales y mediciones respectivas:

$$T_{as} = T_A - T_a \quad (15)$$

$$T_{am} = T_{as} - \left(\frac{T_A - T_a}{2} \right) \quad (16)$$

T_{as} = Calentamiento superior del aceite con pérdidas aplicadas en el ensayo ($^{\circ}C$)

T_{am} = Calentamiento Medio del aceite con pérdidas aplicadas en el ensayo ($^{\circ}C$)

T_A = Temperatura del aceite, parte superior, medición con termómetro ($^{\circ}C$)

T_S = Temperatura de parte superior de las aletas o radiadores ($^{\circ}C$)

T_I = Temperatura de parte inferior de las aletas o radiadores ($^{\circ}C$)

T_a = Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

c) Calentamiento del aceite referido a pérdidas nominales

Cuando las pérdidas totales del transformador, difieren de las pérdidas nominales, el calentamiento del aceite se corrige de la siguiente manera:

$$T_{AS} = T_{as} \left(\frac{P_n}{P} \right)^X \quad (17)$$

$$T_{AM} = T_{am} \left(\frac{P_n}{P} \right)^X \quad (18)$$

P_n = Pérdidas totales nominales (Watt)

P = Pérdidas aplicadas durante el ensayo

X = Para enfriamiento natural en aire es 0.8 y para enfriamiento con aire forzado es 1

d) Calentamiento de los arrollamientos

Una vez establecido y determinado el calentamiento en la parte superior del aceite y reducido la corriente a la corriente nominal, determinaremos la temperatura promedio de los arrollamientos. (4)

e) Método de Variación de Resistencia

Se mide la resistencia de los devanados en frío (medida tomada del Ensayo Individual del transformador) y en caliente (Valor hallado de la extrapolación de valores después del corte) y por su variación se determina la temperatura media de las bobinas.

Para el cálculo de esta temperatura, usaremos la siguiente ecuación.

$$T_c = \left(\frac{R_c}{R_a} (T_a + 235) \right) - 235 \quad (19)$$

Donde:

T_C = Temperatura media del devanado ($^{\circ}C$)

R_C = Resistencia del devanado, al momento de desconexión

T_a = Temperatura inicial o ambiente

R_a = Resistencia inicial, calculada del ensayo individual de medida de la resistencia.

Considerando que para el cálculo de R_c , se toman en cuenta limitaciones de medición, se realizaran una serie de mediciones de

la resistencia inmediatamente después de desconectado el transformador y se trazara la curva resistencia versus tiempo, extrapolando hacia el inicio, para $t=0$ (momento de la desconexión), con la finalidad de calcular la Resistencia R_c y mediante la ecuación 26 calculamos la temperatura media del devanado. (2)

f) Calentamiento del arrollamiento con intensidad nominal

La intensidad que circula por los arrollamientos, en la prueba para determinar su calentamiento respecto al aceite, no debe estar más alejado del $\pm 10\%$ de la corriente nominal. Cuando la intensidad de prueba es diferente a la nominal dentro del rango indicado, el calentamiento del arrollamiento, se corrige según.

$$T_c = T_c \left(\frac{I_n}{I} \right)^y \quad (20)$$

Donde:

I_n = Intensidad nominal del arrollamiento

I = Intensidad durante la prueba de calentamiento del aceite

Y = Para refrigeración natural del aceite o forzado es 1.6 y Para refrigeración por circulación dirigida del aceite es 2.0

g) Calentamiento Arrollamiento-Aceite

Esto estará dado por:

$$T_{ARROLAMIENTO-ACEITE} = T_C - T_{AM} \quad (21)$$

Donde:

$T_{ARROLLAMIENTO-ACEITE}$ = Temperatura Media del arrollamiento (°C)

T_C' = Temperatura media del devanado corregido a la corriente nominal

T_{AM} = Temperatura media del aceite corregida a las pérdidas totales nominales

2.4.4.2. Ensayo de Impulso

a) Introducción

Debido a los fenómenos de origen atmosférico se originan sobre tensiones internas en los bobinados de transformadores que exigen a los aislamientos de manera muy diferente a las pruebas a frecuencia industrial.

El efecto de las sobre tensiones de origen atmosférico en los transformadores, son fenómenos que se pueden describir mediante modelos simplificados del tipo capacitivo. (1)

b) Objetivo

Comprobar que los aislamientos del bobinado pueden soportar los esfuerzos eléctricos cuando son sometidos a sobre tensiones de origen atmosférico.

La simulación de la sobre tensión atmosférica, se realiza mediante las formas de ondas normalizadas, las cuales son de

exigencia similar a las solicitaciones que recibiría el transformador en una descarga atmosférica cualquiera. (3)

c) Comportamiento del Transformador frente a las sobretensiones de Origen Atmosférico

El circuito equivalente del arrollamiento de un Transformador (A-B), considerando que sus parámetros inductivos y capacitivos están uniformemente distribuidos a lo largo del arrollamiento, se muestra en la siguiente **figura 27**.

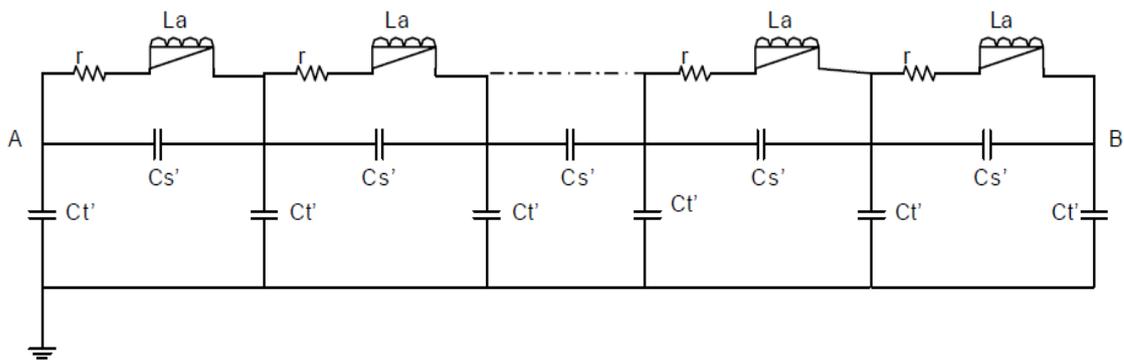


Figura 27. Circuito Equivalente del arrollamiento del Transformador

Donde:

C_S' = Capacidad entre espiras del arrollamiento

C_T' = Capacidad entre espiras del arrollamiento y masa (tierra)

r = Resistencia de los arrollamientos

L_a = Inductancia de los arrollamientos

A-B = Principio y fin del arrollamiento respectivamente

Al inicio de la sobre tensión V_0 ($t=0$), las corrientes solo fluyen por las capacidades, puesto que $L_a = \infty$. Considerando que las resistencias de los arrollamientos pueden despreciarse, además y si además se considera que las capacitancias entre espiras consecutivas, a lo largo del arrollamiento, así como entre cada espira y masa, son uniformes, se obtiene el siguiente circuito equivalente (**Figura 28**), El cual nos sirve para calcular la distribución inicial de la tensión de impulso a lo largo de todo el arrollamiento. (4)

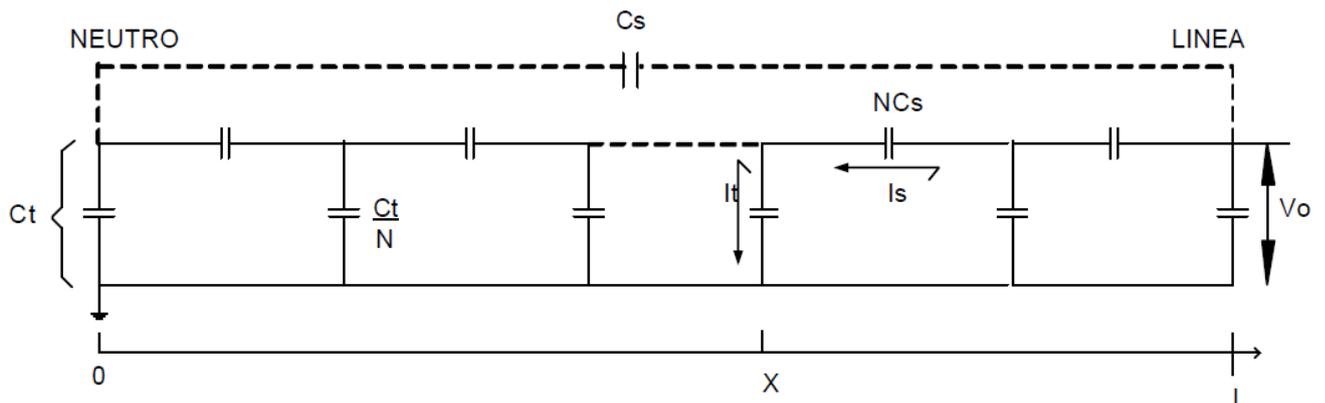


Figura 28. Circuito Equivalente del arrollamiento

Donde:

L = Longitud total del arrollamiento

x = Coordenada de un punto genérico medido en el sentido del eje del Arrollamiento

N = Numero de espiras

C_s = Capacidad equivalente entre principio y fin del arrollamiento, debido a las capacitancias a lo largo del arrollamiento, entre espiras, entre capas, etc.

C_t = Capacidad equivalente entre arrollamiento y masa, debido a las capacidades de cada arrollamiento con respecto a los otros arrollamientos, al núcleo y al tanque.

2.4.5. Ensayos Varios

2.4.5.1. Ensayo de reserva (hermetismo)

En este tipo de ensayo se pretende demostrar la completa reserva y entereza (resistencia) a presión de los transformadores de potencia. Se comprueba que no se presenten escapes entre los componentes montados del transformador como aisladores, conmutadores, válvulas, bridas, etc. **Autor** Para ejecutar este ensayo al transformador se le introduce N2 UHP hasta una presión máxima de 3 PSI después se dejará descansar por 12 horas y se inspeccionará la presión y se comprobará la presencia de fugas. Procedimiento: Aplicar la presión gradualmente controlando casuales deformaciones del conjunto. Cerrar seguidamente la alimentación de nitrógeno al observar el inicio de estas deformaciones. Con la presión nominal, realizar los arreglos precisos para descartar las posibles evasiones de aceite. Prestar atención a la aparición de eventuales manchas de aceite (brillo sobre la superficie) Después de subsanadas las fugas existentes, el tiempo del proceso de hermetismo será de 12 horas. (3)

2.4.5.2. Ensayo de Cortocircuito

Con el ensayo de cortocircuito, logramos las intensidades nominales en los dos bobinados, empleando una pequeña tensión al primario y cortocircuitando el secundario con un amperímetro (el

amperímetro tiene una resistencia prácticamente nula) como se muestra en la figura. En varios ensayos en cortocircuito la I_{cc} supera el 25% de la intensidad nominal. (2)

2.4.5.3. Prueba de Temperatura

Se manejan diferentes métodos para medir la temperatura en el transformador: **Método por termómetro:** Radica en tomar la temperatura en el aceite refrigerante y sobre el núcleo a aquellos transformadores que tienen cuba de aceite. A los transformadores secos se les toma en el núcleo, en otras partes metálicas y en el bobinado, si se tiene acceso a él, mediante unas sondas específicas para cada punto de contacto que se encaja en la parte del transformador que tengamos que medir y se enlaza a un termómetro digital.

2.4.5.4. Prueba de Aislamiento

La medición de aislamiento reside en comprobar el total aislamiento de los circuitos eléctricos del transformador entre sí, y entre estos y los fragmentos metálicos del transformador. Un aislamiento incorrecto no manifestado por el comprobador de continuidad puede inducir cortocircuito en el transformador y generar mayores problemas en el funcionamiento, además de poner en riesgo a las personas que estén cerca de estos. Para ello se maneja un aparato de medida llamado megóhmetro para que la resistencia de aislamiento cumpla los límites determinados por el comité electrotécnico internacional IEC, el valor mínimo será $R = U \cdot 1000$ Donde: $R =$

resistencia de aislamiento en ohm con un mínimo de 250000Mohm U
= tensión más elevada de la maquina en voltio.

2.4.5.5. Prueba de Rigidez Dieléctrica

La inflexibilidad dieléctrica es la tensión por unidad de espesor que soporta el aislante sin agujerarse. Se expresa en KV/cm. Esto no es suficiente para que el aislante sea apropiado a la tensión de maniobra, ya que existen muchos componentes que pueden confundir el aislamiento, como por ejemplo la humedad, el envejecimiento, el calentamiento excesivo, etc. Para ello se instauran unas pautas que deben respetarse para la buena labor del aparato. La rigidez dieléctrica depende de la naturaleza del aislante, y la tensión que este puede resistir es el producto de la rigidez dieléctrica por el espesor. (3)

2.4.5.6. Pruebas de Aceite

Previamente a la puesta en funcionamiento, se tomará una muestra de aceite para someterla a una prueba de rigidez dieléctrica. Si el ensayo no se desempeñara adecuadamente acorde a las especificaciones del aceite, habrá que secar y desgrasar el aceite haciéndolo circular por una instalación de elaboración de aceite. Consecutivamente se refrendará la prueba de rigidez. Si alguno de los valores medidos, incluso en pruebas repetidas se desvía en más de un 15% de los valores especificados, es señal de que la parte activa se ha humedecido o que el aceite se ha contaminado.

2.4.5.7. Funcionalidad del Relé Buchholz

En cuanto la indicación de alarma funcione: Disociar de inmediato el transformador y verificar el análisis del gas. Hay que diferenciar las siguientes cuestiones: Gas no inflamable, con resultado negativo del análisis del acetileno. Gas inflamable, con resultado positivo del análisis del acetileno. El transformador tiene una falla al interior que se atenderá antes de relacionar nuevamente a través de la conexión. No sale ningún gas, el nivel del aceite desciende en el relé y el aire es aspirado por la espita abierta. El nivel de aceite está por debajo del mínimo y hay mermas de aceite. Resarcir las casuales fallas de estanqueidad (fugas de aceite) y completar la dotación de aceite. El circuito de desconexión marcha adecuadamente: El transformador se ha calentado desmedidamente. Después de establecer la causa del sobrecalentamiento y del tiempo requerido para su enfriamiento, se podrá volver a enlazar. Los circuitos de alarma y desconexión andan casi simultáneamente. Las causas son las mismas que las descritas en a, b, y c. Hacer el análisis del gas y luego proceder como en los casos posteriores. El ensayo de inflamabilidad del gas recogido en el relé debe perfeccionarse con el análisis sobre su contenido de acetileno. Para este efecto se concebirá pasar el gas a través de una solución de nitrato de plata. Si el gas contiene acetileno, se establecerá un precipitado blanco en dicha solución, mostrando así que en el interior del transformador hay un defecto. (3)

CAPÍTULO III

MÉTODO ANALÍTICO

Se denomina así a aquel proceso de investigación empírico-analítico que se enfoca en la descomposición de un todo, desarticulando en varias partes o elementos para determinar las causas, la naturaleza y los efectos. La definición del análisis es el estudio y análisis de un hecho u objeto en específico.

3.1. Observación de la Problemática

Los transformadores son módulos estáticos que no tienen fragmentos giratorios y son completamente cerrados. Por eso, las probabilidades de fallas que se originan en los transformadores son menos comunes en símil con las fallas que se presentan en los generadores. Pero a pesar de que la contingencia de falla es baja, estas ocurren, si esto sucede, el transformador debe ser velozmente separado del sistema. Las fallas, si no pueden despejarse ágilmente se pueden convertir en muy graves. Por lo tanto, se debe suministrar al transformador una protección contra posibles fallas. Las fallas internas son las fallas que se producen en la zona de protección del transformador. Esta

clasificación incluye no sólo las fallas dentro del tanque del transformador, sino también las fallas externas que se producen dentro de los lugares de los transformadores de corriente. **Autor** Las fallas internas se dividen en dos clasificaciones: fallas incipientes y fallas activas. Las fallas incipientes son las fallas que se desarrollan lentamente, pero que pueden convertirse en grandes fallas, si la causa no se detecta y corrige. Las fallas activas son causadas por la avería en el aislamiento u otros componentes que crean una situación de estrés repentino que requiere una acción inmediata para limitar el daño y prevenir una fuerza destructiva adicional. A fin de sustentar que estas probabilidades de falla de este equipo muy importante ocurren, se presenta a continuación un registro de fallas ocurridas en el SEIN en los años 2015, 2016 y 2017, extraído del informe anual ESTADISTICAS DE FALLA Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD – COES. **Autor**

Para ello se deberá conocer las abreviaturas correspondientes a las ocurrencias o causas: **Autor**

- FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES
- FEC: FALLAS DE EQUIPOS
- EXT: FALLA EXTERNA
- OTR: OTRAS CAUSAS DISNTINTAS A LAS ANTERIORES
- FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA
- FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
- FHU: FALLA HUMANA

Tabla 7.
Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2015

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TRANSFORMADORES	NORTE	1	6	1	3		4		15
	CENTRO	3	5	2	1	1	10	3	25
	SUR		3	3			4	1	11
TOTAL TRANSFORMADORES		4	14	6	4	1	18	4	51

Tabla 8.
Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2016

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TRANSFORMADORES	NORTE	2	6		3	1	6		18
	CENTRO	4	15		3	1	10	6	39
	SUR		9			1	5	2	17
TOTAL TRANSFORMADORES		6	30	0	6	3	21	8	74

Tabla 9.
Estadística de falla de Transformadores de potencia del año 2017

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TRANSFORMADORES	NORTE		13		1		8	6	28
	CENTRO	1	3			1	3	2	10
	SUR		2		2		2	4	10
TOTAL TRANSFORMADORES		1	18	0	3	1	13	12	48

De las tablas anteriores, se evidencia que las anomalías ocurridas en el SEIN dentro de los años 2015 al 2017 por Falla del Equipo tiene aproximadamente un promedio de 20 Fallas por año. (Mayor detalle de lo expuesto en las tablas del Anexo 01; relación de transformadores fallados por los diversos motivos).

Asimismo, aproximadamente el 49% de estas fallas fue en el devanado de los transformadores de potencia tal como se muestra en la **figura 29**.

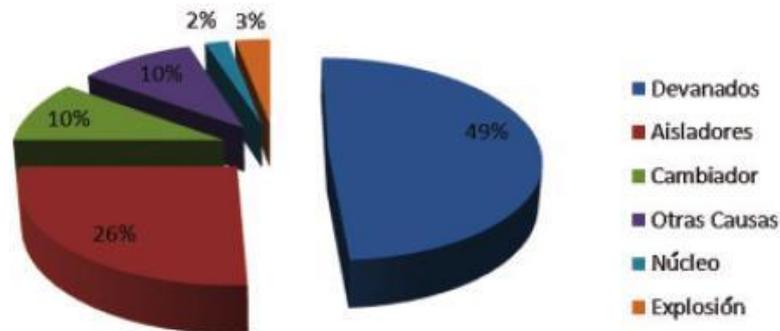


Figura 29. Estadísticas de fallas en Transformadores de potencia

3.2. Descripción de la Problemática

Se evidencia que los transformadores de potencia presentan un alto riesgo de falla desde su fabricación, transporte, montaje, puesta en servicio y operación; por lo que es necesario salvaguardar su integridad durante todas las etapas y tiempo de vida de la misma.

Las principales causas de falla en los transformadores se deben a las siguientes condiciones: **Autor**

- Pérdida de su aislamiento interno
- Descargas parciales
- Sobrecargas
- Sobre calentamiento del aceite
- Sobre-tensiones y descargas atmosféricas
- Fallos de las protecciones internas del transformador
- Fallas en los cambiadores de taps

- Daños en los conductores debido a la presencia de gases corrosivos

Por tanto, la norma IEC 60076, recomienda la realización de pruebas o ensayos individuales, tipo y especiales, de los cuales ninguno de los ensayos estandarizados evidencia concretamente defectos internos como diseño, distancias de seguridad, deformaciones o desplazamientos de devanados y posibles pérdidas de aislamiento A NIVEL LOCAL, por lo que se ha hecho necesario la investigación de nuevas propuestas y procedimientos que puedan garantizar el diseño y operación de los transformadores de potencia, uno de estos procedimientos o ensayos complementarios es el ANALISIS DE RESPUESTA EN FRECUENCIA o BARRIDO DE FRECUENCIA, existiendo otros procedimientos tales como: **Autor**

- Capacitancias de los devanados.
- Corrientes de magnetización (corrientes de excitación).
- Impedancia de corto-circuito (reactancia de dispersión).
- Impulso de bajo voltaje.

Estas técnicas pueden ser divididas en 2 grupos: Las tres primeras detectan cambios globales en la geometría núcleo-bobinas, mientras que la última y el análisis de respuesta en frecuencia detectan cambios locales dentro del devanado.

3.3. Análisis Crítico de los Métodos

Al presente, las técnicas para manifestar las deformaciones en devanados solicitan que el transformador deba ser desunido de la línea y se realice la medición de la impedancia, o admitancia del mismo en un cierto rango de frecuencias. Tales mediciones se obtienen utilizando principalmente dos técnicas: **Autor**

- a. Medición utilizando un impulso de bajo voltaje
- b. Medición realizando un barrido en frecuencia

3.3.1. Impulso de Bajo Voltaje

De la misma forma en que se detectan fallas dieléctricas en las pruebas de impulso en transformadores, los cambios en la geometría modificarán las formas de onda de los voltajes y corrientes registrados, a consecuencia de alguna deformación del devanado.

El problema principal de la aplicación de la técnica en campo es su pobre repetibilidad. Una razón de esto, es que es difícil repetir una onda normalizada debido a la gran variedad de impedancias características de los transformadores; y además la configuración de los cables de medición durante la prueba cambia apreciablemente los resultados obtenidos. De aquí que sea necesario que durante las mediciones los cables de medición no sean modificados ni siquiera en su posición. **Autor**

Esta técnica es ampliamente utilizada en las pruebas de corto circuito en donde no es necesario cambiar el arreglo de los cables entre cada medición. Una modificación a esta técnica consiste en el análisis de las señales en el dominio de la frecuencia, lo cual lleva a ciertas ventajas. **Autor**

Procedimiento:

El Impulso de bajo voltaje (por sus siglas en inglés LVI), se realiza aplicando un impulso de bajo voltaje al devanado primario y midiendo la respuesta del transformador. Esta respuesta puede ser el voltaje en el devanado secundario o la misma corriente del devanado primario. Ambas señales (entrada

y salida) son grabadas digitalmente y llevadas al dominio de la frecuencia por medio de la aplicación de la transformada rápida de Fourier (por sus siglas en inglés FFT). Una vez teniendo esto es posible obtener la función de transferencia dividiendo el espectro de la señal de salida entre el espectro de la señal de entrada. Esta función nos permite observar el comportamiento del transformador en el dominio de la frecuencia.

La función de transferencia y la transformada rápida de Fourier

Aplicando el análisis de Fourier, el dominio del tiempo y de la frecuencia está correlacionados por las siguientes Transformaciones matemáticas:

$$F(j\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} e^{-j\omega t} f(t) dt \quad \Leftrightarrow \quad f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{j\omega t} F(j\omega) d\omega \quad (29)$$

Donde la función $F(j\omega)$ es la transformada de Fourier de la señal $f(t)$, y $f(t)$ es la transformada inversa de Fourier de $F(j\omega)$.

En muchas situaciones, un análisis de la respuesta de un sistema en el dominio del tiempo es más complejo que su equivalente en el dominio de la frecuencia; por ejemplo: estudiar una resonancia en un sistema en el dominio del tiempo, no es tan claro y contundente como cuando se analiza en el dominio de la frecuencia. La función de transferencia, para señales continuas, se representa por la variable compleja $H(j\omega)$ dada por la ecuación:

$$H(j\omega) = \frac{V_{salida}(j\omega)}{V_{entrada}(j\omega)} \quad (30)$$

Transformada Rápida de Fourier (FFT)

En los sistemas digitales de adquisición de datos las señales en el tiempo $f(t)$ son muestreadas a intervalos regulares de tiempo Δt . El inverso de Δt se denomina frecuencia de muestreo. Si Δt está en segundos, la frecuencia de muestreo indica el número de muestras por segundo usadas para representar la señal. Para llevar esta señal al dominio de la frecuencia es necesario aplicar la transformada discreta de Fourier.

Suponiendo que tenemos un número finito de muestras N a intervalos Δt , definimos $tk = k\Delta t$, para $k = 1, 2, 3, \dots, N-1$ y $hk = h(tk)$

Estimado las frecuencias en intervalos discretos tenemos:

$$f_n = \frac{n}{N \Delta t}, n = -\frac{N}{2}, \dots, \frac{N}{2} \quad (31)$$

Donde los valores extremos de n corresponden exactamente con los límites superior e inferior de los rangos de frecuencia crítica de Nyquist. Posteriormente la integral para el caso continuo se aproxima por medio de una suma discreta dada por la ecuación.

$$\begin{aligned} H(f_n) &= \int_{-\infty}^{\infty} h(t) e^{2\pi i f_n t} dt \approx \\ &\approx \sum_{k=0}^{N-1} h_k e^{2\pi i f_n t_k} \Delta t = \Delta t \sum_{k=0}^{N-1} h_k e^{2\pi i k n / N} \end{aligned} \quad (32)$$

Donde el último término de la ecuación es conocido como la transformada discreta de Fourier H_n . Aunque el algoritmo de la transformada discreta obtenido es correcto, es posible demostrar que el número de operaciones involucradas es una función de N^2 . Por otra parte, esta transformada puede ser evaluada con un algoritmo denominado la “*Transformada Rápida de Fourier*” (FFT) en la cual el tiempo de computo es función de “ $N \log_2 N$ ”, lo cual reduce el tiempo de computo notablemente.

Para lograr esto, el algoritmo de la FFT subdivide la transformada discreta en sumas recursivas, normalmente asegurándose que N sea una potencia de 2, disminuyendo el número de operaciones requeridas. El desarrollo del algoritmo de FFT puede ser consultado con mayor detalle en “*Numerical Recipes in C: The art of Scientific Computing*” Cambridge University press, 1992.

Una vez obtenidas las FFT de las señales de entrada y salida la función de transferencia es calculada simplemente realizando el cociente de estas funciones como indica la ecuación (30).

La desventaja principal de este procedimiento es que se requieren más equipos y un procesamiento adicional de señales para obtener la respuesta en frecuencia. Asimismo, el método de impulso de bajo voltaje comienza a tener problemas con la relación señal/ruido a altas frecuencias.

3.3.2. Análisis de Respuesta en Frecuencia

El principal interés de las mediciones FRA en transformadores es la de detectar deformaciones en los bobinados que puedan haber resultado como

consecuencia de las fuerzas electromagnéticas que ocurren dentro del transformador como consecuencia de fallas pasantes, fallas en el conmutador bajo carga, fallas de sincronización, etc.

Las deformaciones en los bobinados pueden dar como resultado fallas debido a daños en la aislación entre espiras, resultando en vueltas cortocircuitadas, lo que significa la inmediata finalización de la vida de la máquina. Se espera que los transformadores sobrevivan un número de cortocircuitos sin fallas, pero una vez que se produce una deformación significativa de los bobinados, la probabilidad de sobrevivir nuevos cortocircuitos se ve reducida fuertemente debido al incremento de las tensiones electromagnéticas. Aún más, cualquier reducción en la sujeción del bobinado debido al achicamiento de la aislación causado por el envejecimiento incrementará la probabilidad de falla. Otra de las aplicaciones de la técnica de medición de FRA es la de verificar la integridad mecánica de un transformador después del transporte, lo que brinda una herramienta confiable para confirmar que el núcleo y los bobinados no sufrieron ningún daño mecánico debido a las sacudidas durante el transporte.

Debido a que las mediciones de FRA pueden brindar información acerca de la consistencia geométrica de la estructura del bobinado y el núcleo, estos ensayos siendo utilizados como controles para aseguramiento de la calidad. Muchos de los problemas de la prueba de impulso de bajo voltaje se solucionaron con la ayuda del análisis en frecuencia. En esta técnica el comportamiento del equipo es analizado en el dominio de la frecuencia basándose principalmente en la interpretación de las respuestas en frecuencia o

funciones de transferencia medidas. En base a la experiencia de los especialistas, con el uso del análisis de respuesta en frecuencia se ha demostrado que en forma general algunos tipos de fallas pueden ser identificados dentro de ciertos rangos discretos de frecuencia. Por ejemplo:

- Defectos del núcleo y cortocircuito entre vueltas son observados en frecuencias menores a 2 KHz.
- Deformaciones en devanados en rangos menores de 200 KHz
- Movimientos de guías en rangos $< 2\text{MHz}$ [60].
- Movimiento del núcleo
- Fallas a tierra del núcleo
- Deformación de los bobinados
- Desplazamiento de los bobinados
- Colapso parcial de los bobinados
- “Hoop buckling” o abollamiento del bobinado
- Estructuras rotas
- Espiras en corto o bobinados abiertos

La necesidad del método de respuesta en frecuencia en transformadores se recomienda en los siguientes casos:

- En fabrica antes y después de su traslado y después de pruebas de cortocircuito.
- Antes de su puesta en servicio

- En mantenimiento predictivo
- Después de eventos de falla
- Carácter de investigación: comparación de equipos similares, condiciones de ruido, concentración de hidrogeno y gases combustibles, etc.
- Antes y después de la ubicación de los equipos
- Después de eventos sísmicos.

La idea básica para la detección de deformaciones consiste en tomar una descripción inicial en fábrica de un transformador nuevo (huella digital) y compararla contra subsecuentes descripciones obtenidas durante la operación del transformador, específicamente realizadas después de que se sospeche que el equipo fue expuesto a algún fenómeno que pudiese haber provocado una modificación en su geometría interna.

Procedimiento:

Esta técnica consiste en aplicar una señal (generalmente senoidal) de frecuencia variable y de bajo voltaje (normalmente menor de 20V) a las terminales de entrada del transformador y realizar un barrido, midiendo amplitud y fase de la señal de entrada y de la señal obtenida en el mismo o en otro devanado del transformador para cada frecuencia determinada.

Una prueba SFRA (análisis de respuesta en frecuencia de barrido) puede detectar problemas en los bobinados que requieren múltiples pruebas con diferentes tipos de equipamiento de prueba o problemas que no pueden ser detectados con otras técnicas. Este método presenta un rápido y efectivo camino para evaluar los daños sin han ocurrido o si el transformador puede ser

energizado nuevamente en forma segura. Si hay un inconveniente, el resultado de la prueba entrega información valiosa que puede ser usada como apoyo a una decisión que tenga que tomar posteriormente el usuario.

Equipos:

Los equipos actualmente utilizados para la realización de esta prueba son analizadores de espectros, analizadores de impedancia y equipos comerciales diseñados especialmente para FRA

El método más confiable es la comparación basada en el tiempo, es decir, cuando las curvas son comparadas históricamente en medidas del mismo transformador. Otro método utiliza comparaciones tipo basadas entre transformadores "hermanos" con el mismo diseño

Tanto para el barrido en frecuencia como para el impulso de bajo voltaje, la configuración de los cables de medición suele ser similar. La configuración más recomendada es con 3 cables (señal, referencia y medición).

Se menciona que el método de barrido en frecuencia presenta una mejor relación señal/ruido que la obtenida con impulsos de bajo voltaje y es más sencillo en su aplicación al requerir menor equipo de prueba. Esto lo hace idóneo para la aplicación en campo.

Ventajas:

- Alta fiabilidad de los transformadores gracias a diagnósticos de alta calidad
- Pueden detectarse problemas de devanado y núcleo que hasta ahora permanecían ocultos

- Se puede garantizar la integridad del transformador tras fallas, sacudidas mecánicas o transporte
- El análisis sirve para evitar caros e innecesarios desarmados de la parte activa del transformador

3.4. Investigación Analítica

El diseño del presente trabajo de investigación es No experimental con su variante transeccional. Según los autores Hernández R. y Otros (2010:149) señalan que “Podría definirse como la investigación que se realiza sin manipular en forma deliberada variables. Es decir, se trata de estudios donde no hacemos variar en forma intencional las variables independientes para ver su efecto sobre otras variables. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal como se dan en su contexto natural, para posteriormente analizarlos”.

3.4.1. Antecedentes:

En esta etapa, es importante conocer que todos los ensayos recomendados en la normativa IEC 60076, tiene un objetivo y detectan una característica o características del transformador de potencia, por tanto, cada una de ellas es complementaria a la otra y estas pruebas se pueden realizar de diferentes modos tales como se muestran en el cuadro adjunto:

Tabla 10.
Ensayos o pruebas en transformadores Desenergizados

TÉCNICAS CON EL TRANSFORMADOR DESENERGIZADO	
PRUEBA	DETECTA
Pruebas de DOBLE (capacitancia de las boquillas, factor de potencia del aislamiento, corriente de excitación).	Pérdida de la integridad dieléctrica del aislamiento, pérdida la integridad dieléctrica de las boquillas, humedad en los devanados.
Relación de transformación	Devanados en corto circuito, corto circuito entre vueltas.

TÉCNICAS CON EL TRANSFORMADOR DESENERGIZADO	
PRUEBA	DETECTA
Medición de impedancia de corto circuito (reactancia de dispersión).	Deformación mayor en los devanados.
Medición de resistencia de núcleo a tierra.	Mala conexión de tierras intencionales del núcleo o existencia de conexiones a tierra no intencionales.
Medición de resistencias de los devanados con corriente directa.	Falsos contactos, cintas rotas, conexiones flojas, falso contacto en cambiadores de derivaciones.
Análisis de respuesta en frecuencia (FRA)	Movimientos y deformaciones locales en los devanados.
Inspección visual interna.	Lodos en el aceite, desplazamiento de devanados y cuñas, falta de apriete en devanados, malas conexiones, calentamientos excesivos, objetos extraños en el equipo.
Grado de polimerización.	Condición y tiempo de vida estimada del aislamiento

Tabla 11.
Ensayos o pruebas en transformadores Energizados

TÉCNICAS CON TRANSFORMADOR ENERGIZADO	
PRUEBA	DETECTA
Análisis de gases disueltos (DGA).	Arqueo interno, mal contacto eléctrico, puntos calientes, descargas parciales y sobrecalentamiento de conductores, aceite y aislamientos.
Pruebas físicas y químicas del aceite.	Humedad, acidez, tensión superficial, furanos, rigidez dieléctrica y factor de potencia.
Inspección externa física.	Fugas de aceite, partes rotas, pintura dañada, defectos en las estructuras de soporte, operación ruidosa, conexiones flojas, problemas con los ventiladores y bombas de enfriamiento.
Temperaturas externas del tanque principal y cambiador de derivaciones.	Cambios de temperaturas debidos a cambios en la carga y temperatura ambiente.
Termovisión.	Puntos calientes, corrientes circulantes, bloqueos del enfriamiento, problemas con el cambiador de derivaciones, conexiones flojas.
Análisis acústico (ultrasónico)	Descargas parciales internas, arqueo, blindajes no aterrizados, malas conexiones en boquillas, falla en contactos del cambiador, problemas de puesta a tierra del núcleo, aislamiento débil que produce efecto corona.
Detección sónica de fallas	Fugas de nitrógeno, fugas de vacío, vibración excesiva de núcleo bobinas, efecto corona en las boquillas, problemas mecánicos en rodamientos de motores y bombas.
Análisis de vibraciones	Problemas internos de núcleo, bobinas, blindajes, partes flojas y rodamientos defectuosos.

Del cuadro adjunto se puede concluir, que no existe ensayos completos que determinen la integridad interna y deformaciones locales de los devanados y estado interno del transformador de potencia, por tanto, la técnica del análisis de respuesta en frecuencia (FRA), en la actualidad es el modo más seguro y completo para asegurar estas condiciones, asimismo la norma IEC 60076-18 ya contempla exclusivamente esta prueba, sin embargo, México ya incluyó dentro de su normativa de verificación del estado de los transformadores en la norma CFE K0000-13 “Transformadores de Potencia para Subestaciones de Distribución” (revisión de enero del 2004) la prueba de respuesta en frecuencia como una prueba de aceptación para iniciar un historial del comportamiento operativo del transformador a lo largo de su vida útil.

Por otra parte, esta prueba ya se encuentra estandarizada en 4 continentes los cuales se muestran en la figura siguiente:

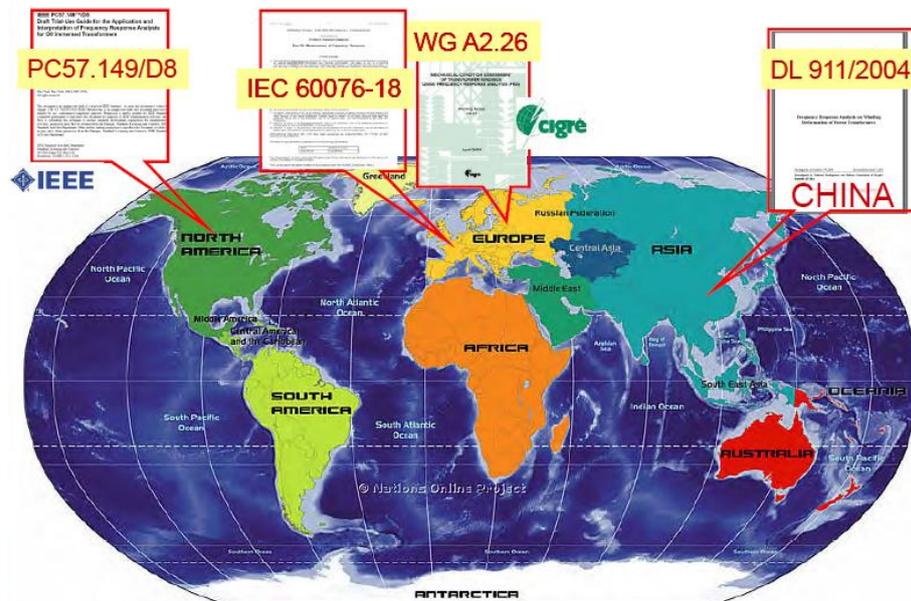


Figura 30. Ubicación Geográfica de las estandarizaciones

3.4.2. Variables

Se desarrolla la definición conceptual y operacional de las variables que se están utilizando en la investigación.

Tabla 12.
Definición conceptual y operacional de la variable

VARIABLES	INDEPENDIENTE	DEPENDIENTE
	<p style="text-align: center;">DIAGNOSTICO DE RESPUESTA EN FRECUENCIA</p>	<p style="text-align: center;">Evaluar las ventajas técnicas del análisis de respuesta en frecuencia.</p>
Definición conceptual	<p>Este método de diagnóstico se basa en el hecho de que los cambios en la geometría interna del transformador modifican la función de transferencia del mismo, dicha función de transferencia es en realidad una gráfica en frecuencia de algún parámetro propio del equipo, tal como la impedancia, la admitancia de entrada o la relación de transformación entre devanados; las cuales son función principal de la geometría interna del transformador (dimensiones del núcleo, bobinas, aislamientos, configuración de guías de conexión, etc.) y de las propiedades de los materiales utilizados para su construcción (permeabilidad, permitividad, resistividad, etc.).</p>	<p>El método de análisis de respuesta en frecuencia consiste en obtener una medición inicial de algún parámetro del transformador en función de la frecuencia (pudiendo ser su impedancia de dispersión, admitancia, relación entre voltaje primario y secundario o relación entre voltaje primario y corriente secundaria) y compararla contra subsecuentes mediciones, específicamente realizadas después de que se sospeche que el equipo fue expuesto a algún fenómeno que pudiese haber provocado una modificación en su geometría interna.</p> <p>Un cambio en la geometría interna modifica la forma en la que se distribuye el campo electromagnético en el equipo, entendiéndose esto como un cambio en los parámetros de inductancia, capacitancia y resistencia de su circuito equivalente. Esto a su vez implica que se vean modificadas las frecuencias naturales del transformador.</p>
Definición operacional	<p>La implementación del diagnóstico de respuesta en frecuencia y su inclusión a la normativa nacional, bajo un procedimiento y condiciones recomendadas, podrá significar ahorros considerables en costos de reposición o cambio del transformador de potencia por colapso así como disminuir la probabilidad de falla del mismo.</p>	<p>Desde el punto de vista de las compañías de generación y suministro de energía eléctrica, una falla en servicio de un transformador de potencia representa un costo que puede exceder el costo de un equipo nuevo, pues existen costos adicionales asociados con la falta de suministro de energía, tales como: compra de energía bajo condiciones de emergencia, costo por limpieza de los lugares donde el transformador fallo y en ocasiones problemas de seguridad e higiene.</p>

Tabla 13.
Operacionalización de la variable independiente

VARIABLE INDEPENDIENTE	COMPENSACIÓN REACTIVA															
Dimensiones	Indicadores	Actividades de investigación o tratamiento														
Probabilidad de falla de los transformadores de potencia	<table border="1"> <caption>Causes of Transformer Failure</caption> <thead> <tr> <th>Causa</th> <th>Porcentaje</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Devanados</td> <td>49%</td> </tr> <tr> <td>Aisladores</td> <td>26%</td> </tr> <tr> <td>Cambiador</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>Otras Causas</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>Núcleo</td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>Explosión</td> <td>3%</td> </tr> </tbody> </table>	Causa	Porcentaje	Devanados	49%	Aisladores	26%	Cambiador	10%	Otras Causas	10%	Núcleo	2%	Explosión	3%	<p>El diseño de la investigación se basa en demostrar la disminución de probabilidad de falla del transformador de potencia por fallas internas tales como devanados, aislamiento y deterioro internos.</p>
Causa	Porcentaje															
Devanados	49%															
Aisladores	26%															
Cambiador	10%															
Otras Causas	10%															
Núcleo	2%															
Explosión	3%															

3.4.3. Población y Muestra

La población del presente estudio de investigación corresponde al inventario de equipos de transformación desde el nivel de tensión de 60 kV hasta 500 kV del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. De los cuales se analizará la probabilidad de indisponibilidad de los transformadores de potencia por fallas e incertidumbre de energización después de un transporte inadecuado o soportabilidad de corrientes de cortocircuito, por ejemplo. Fallas trifásicas en bornes de transformador de potencia. Según ítem: 3.1 del presente informe.

3.4.4. Definiciones Importantes

a) **Análisis de respuesta en frecuencia (FRA – Frequency Response Analysis):**

Cualquier medición que muestre la dependencia de la frecuencia de los bobinados de un transformador a una señal aplicada que sea hecha con

la intención de detectar deformaciones de los bobinados a través de los efectos resultantes de los cambios en las inductancias y capacitancias distribuidas.

b) Método de barrido en frecuencia (SFRA – Sweep FRA)

Es la respuesta en frecuencia medida directamente debida a la inyección de una señal de frecuencia variable en uno de los terminales y con la medición de la respuesta en el otro terminal.

c) Método de tensión de impulso (LVI – Low Voltage Impulse)

Es la respuesta en frecuencia medida indirectamente debida a la inyección de una señal de impulso de una forma particular en un terminal y midiendo la respuesta en el otro terminal, y luego para ver los resultados aplicar la transformación del dominio en el tiempo al dominio de la frecuencia.

d) Amplitud del FRA

La magnitud de la respuesta relativa a la señal inyectada, se la expresa usualmente en DB calculada como $20 \times \log_{10} (V_{\text{respuesta}} / V_{\text{inyectada}})$.

e) Angulo de fase FRA

Es el desfasaje de ángulo de la respuesta relativa a la de la señal inyectada.

3.4.5. Comportamiento de los componentes básicos

Para un mejor entendimiento de la respuesta en frecuencia de las resistencias, inductancias y capacitancias de un transformador, se mostrará a continuación el comportamiento individual simplificado de los mismos.

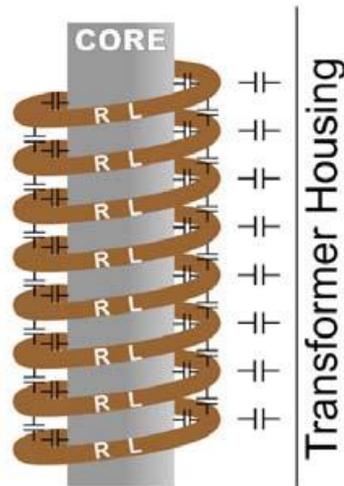


Figura 31. Componentes distribuidos RLC

3.4.5.1. Resistencia:

La señal es atenuada debido a la resistencia, pero es independiente de la frecuencia. En un modelo real el resistor mostrará cierta impedancia debido a la construcción física del mismo.

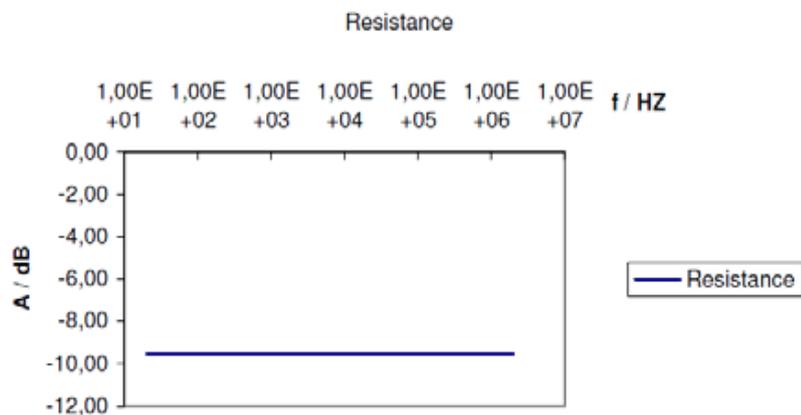


Figura 32. Gráfico de comportamiento teórico de una resistencia

3.4.5.2. Inductancia:

Aquí se muestra el comportamiento comparado teórico vs real de una inductancia de 1mH. Se observa que no hay atenuación hasta la frecuencia de corte a partir de allí la atenuación empieza a caer. Una diferencia respecto de la simulación teórica es que a una frecuencia de aproximadamente 1.45 MHz la influencia de la capacitancia distribuida en la bobina causa una reducción en la atenuación.

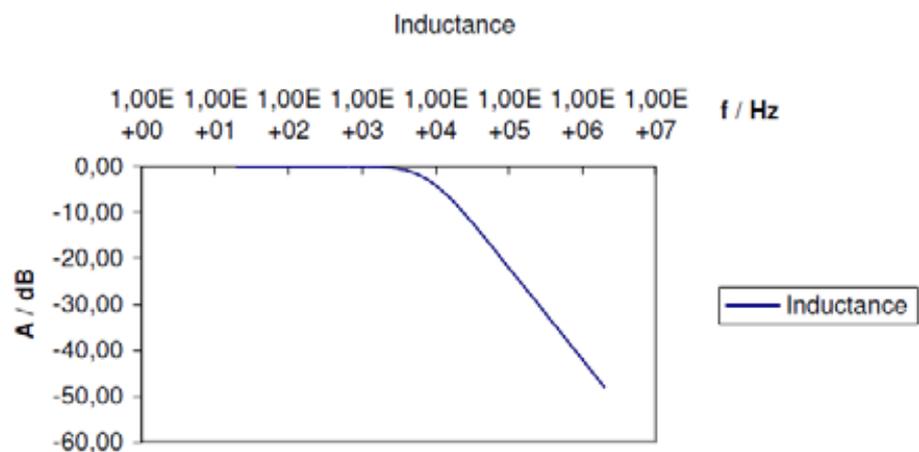


Figura 33. Gráfico de comportamiento teórico de una inductancia

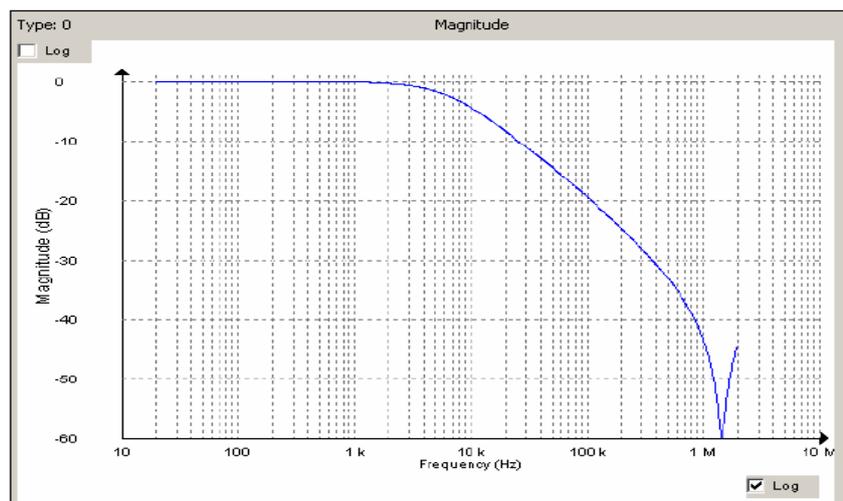


Figura 34. Gráfico de comportamiento real de una inductancia

3.4.5.3. Capacitancia:

Se puede observar que la comparación del comportamiento teórico y real de un capacitor es muy similar al de la inductancia.

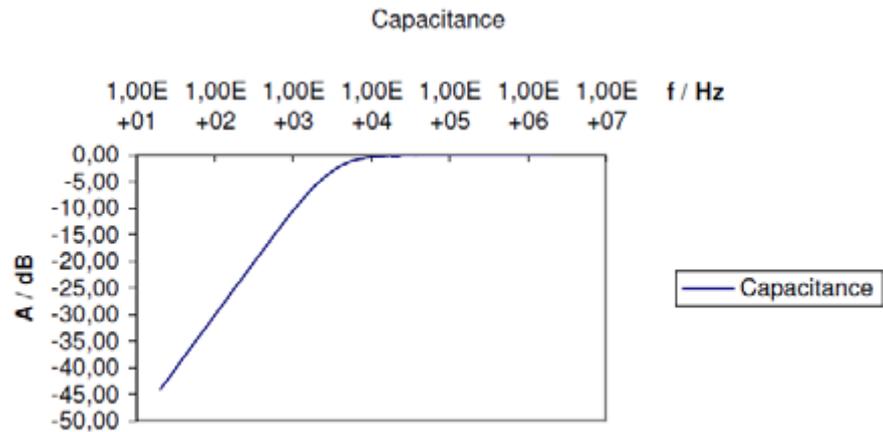


Figura 35. Gráfico de comportamiento teórico de una capacitancia

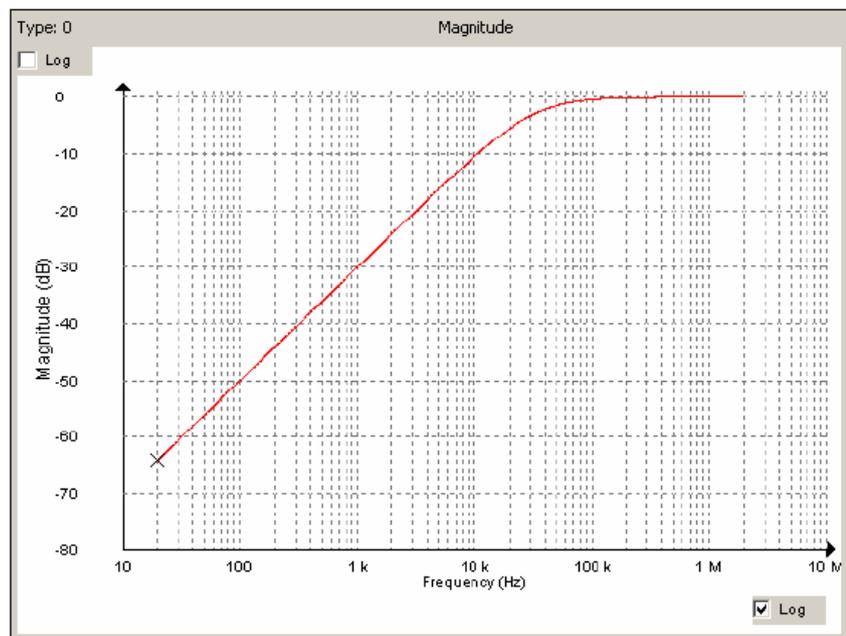


Figura 36. Gráfico de comportamiento real de una capacitancia

3.4.5.4. Comportamiento real de una bobina de 600 espiras con y sin núcleo

La presente, representa las respuestas en frecuencia de una bobina de 600 espiras con núcleo y bobina de 600 espiras sin núcleo.

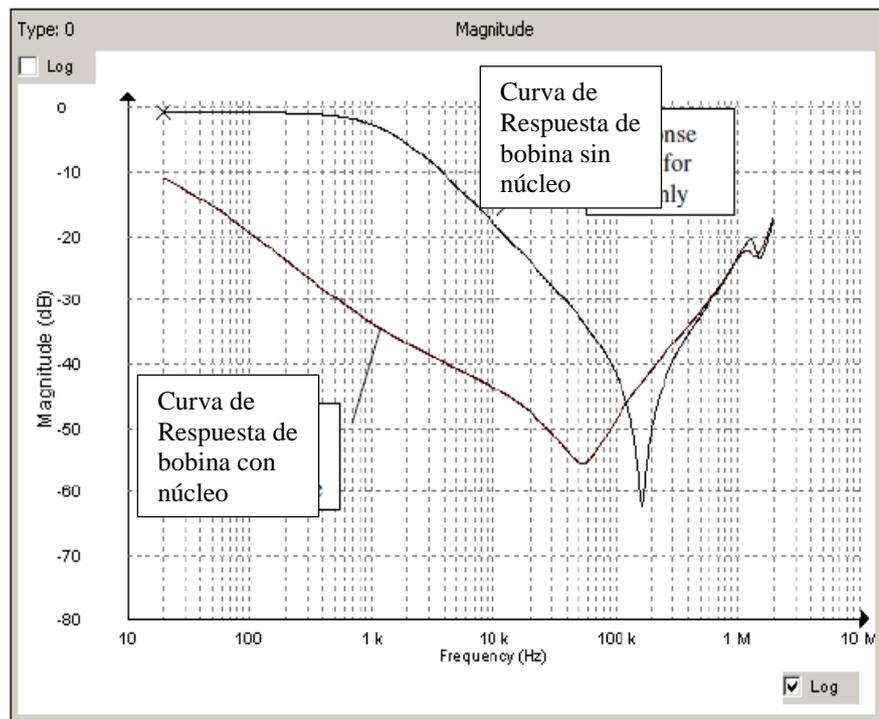


Figura 37. Gráfico de comportamiento real de una bobina de 600 espiras

La bobina sin el núcleo muestra un comportamiento muy similar a la bobina de 1 mH punto de resonancia a 166 kHz y un segundo punto a 1.55 MHz. Cuando se inserta el núcleo la inductancia crece fuertemente y se vuelve fuertemente dependiente de la frecuencia. El primer punto de resonancia ocurre ahora a los 53 kHz y el segundo a 1.42 MHz.

3.4.6. Tipos de fallas por fuerzas de cortocircuito y deformación de los bobinados

Se indica un breve resumen de los puntos más relevantes de estos tipos de fallas.

Cuando un transformador está sometido a corto circuitos en la red a la que está conectado, experimenta incrementos considerables en las corrientes que lo atraviesa durante el tiempo de duración de la falla externa. La magnitud de la corriente de falla pasante resultante es usualmente mucho mayor (hasta 20 veces) que aquellas de servicio normal, ya que no están limitadas por la impedancia de la carga y puede que estén solo limitadas por la impedancia del transformador.

La amplitud de la primera corriente de pico puede alcanzar casi dos veces el valor de la corriente de corto circuito permanente. El cortocircuito puede devenir por la aparición de defectos en otra parte de la red, o como resultado de un transitorio generado por el sistema o por el medio ambiente, por ejemplo, caída de rayos cercanos, que pueden causar una falla de fase a tierra. Los transformadores que están expuestos a sincronizaciones fuera de fase en una red experimentarán corrientes de valor similar o mayores que aquellas de fallas pasantes.

Las fallas pasantes en bobinados de transformadores (tal como las corrientes normales de carga) establecen un campo magnético en el espacio entre bobinas. Este es también llamado flujo de pérdida que junto con el flujo magnetizante normal del núcleo, y la reactancia de pérdida resultante o impedancia de cortocircuito es el principal factor limitante de la corriente de cortocircuito y es uno de los principales parámetros especificados en un transformador.

En la mayor parte del alto axial del bobinado del núcleo de un transformador, la interacción entre el flujo axial de pérdida predominante y las

corrientes circulares del bobinado resultan en fuerzas electromagnéticas radiales en los bobinados que tienden a separarlos. Lo más crítico de esto son las fuerzas hacia adentro de los bobinados interiores que dar como resultado dobladuras o abolladuras del bobinado. En los finales de los bobinados de un transformador con núcleo, el flujo de pérdida ya no es puramente axial, sino que margina fuera de ambos bobinados. La interacción entre la componente radial de este campo y las corrientes de las bobinas produce fuerzas electromagnéticas que actúan axialmente y tienen a comprimir los bobinados. Una presión extrema puede producir la inclinación de los conductores individuales en el bobinado. En el diseño y construcción de grandes transformadores, se presta una muy especial atención a para estar seguros que ambos bobinados sean simétricos respecto de sus centros electromagnéticos. Si esto no se hace o hay algún posterior desplazamiento debido a encogimiento de la aislación, por ejemplo, entonces las fuerzas electromagnéticas ya no estarán balanceadas y pueden existir fuerzas axiales netas actuando sobre los bobinados individuales. Ya que los bobinados de los núcleos no se hacen enteramente circulares, sino que tiene cierto grado de espiralamiento, entonces también existirán fuerzas de torsión actuando sobre los bobinados que tenderán a ajustarlos.

3.4.7. Caso Práctico: Medición de Respuesta en Frecuencia o Barrido de Frecuencia

Como caso práctico se expondrá la medición realizada al transformador de potencia de la SET Pichanaki de propiedad de ELECTROCENTRO S.A. el año 2009 - 2011 (La base de datos de las pruebas en archivo fuente, fue amablemente compartida por el supervisor de la obra Ing. Julio Acuña Amable para fines exclusivamente pedagógicos). En dicha prueba se podrá apreciar

posibles fallos internos en el transformador de potencia antes de su puesta en servicio.

Tabla 14.

Datos técnicos del transformador de potencia de 60/22.9/13.2 kV – SET Pichanaki

Especimen		Transformador de potencia	
Tensión (KV)	58/22.9/13.2	Marca	Delcrosa
N° Serie	144259-t	Tipo	TOCH
Potencia (KVA)	9000	Grupo de Conexión	YNyn0yn0
Año de Fabricación	2009	Procedencia	Perú
Frecuencia (Hz)	60	Circuito	--

Tabla 15.

Condiciones de pruebas – Transformador N/S 144259-T (Pruebas con Cliente)

Fecha	24/07/09	Temp. Ambiente	20 °C	Humedad Relativa	69%
Hora	09:56 Hrs.	Temp. Aceite	20 °C	Cond. Del Especimen	OK
Observación					

Tabla 16.

Condiciones de pruebas – Transformador N/S 144259-T (Prueba interna DELCROSA-Prueba repetida)

Fecha	01/08/09	Temp. Ambiente	22 °C	Humedad Relativa	66%
Hora	10:43 Hrs.	Temp. Aceite	22 °C	Cond. Del Especimen	OK
Observación					

Tabla 17.

Resultados del Informe técnico GPI N° 005/2009

Meas	Test kV	%PF Medido	%PF corr	Factor Corr	Condición
CH	10.033	0.50	0.50	1.00	Aceptable
CHL(UST)	10.006	0.21	0.21	1.00	Aceptable
CL	10.021	0.99	0.99	1.00	Referencial
CLT(UST)	10.006	0.21	0.21	1.00	Aceptable
CT	7.004	0.61	0.61	1.00	Cuestionable
CHT(UST)	7.004	0.34	0.34	1.00	Aceptable

Nota: Resultados de ensayo
Transformador N/S: 144259 (Con Cliente)
%Factor de Potencia del Aislamiento de Bobinados

De los resultados de las pruebas de tangente delta aplicados al transformador de potencia, se observa que para los devanados de baja tensión (T), los valores recomendados superan lo requerido por la norma IEEE ($PF < 0.5\%$ para el caso de Transformadores de Potencia); estos valores no satisfactorios evidenciaron problemas internos en el equipo al momento de la recepción del equipo en fábrica (Delcrosa, sustenta que es un resultado debido a la falta de limpieza de aisladores ya que por la naturaleza de la prueba no es posible discriminar esto); por lo que según refiere el supervisor, se rechazó este informe y aceptación del equipo en fábrica, por lo que la obra tuvo un retraso sustancial en tiempos debido a esto. Cabe señalar que a solicitud de la supervisión se realiza la prueba SFRA en esta fecha, solo para fines referenciales, sin embargo, esta no podrá ser tomada como línea base. Ver

Figura 38

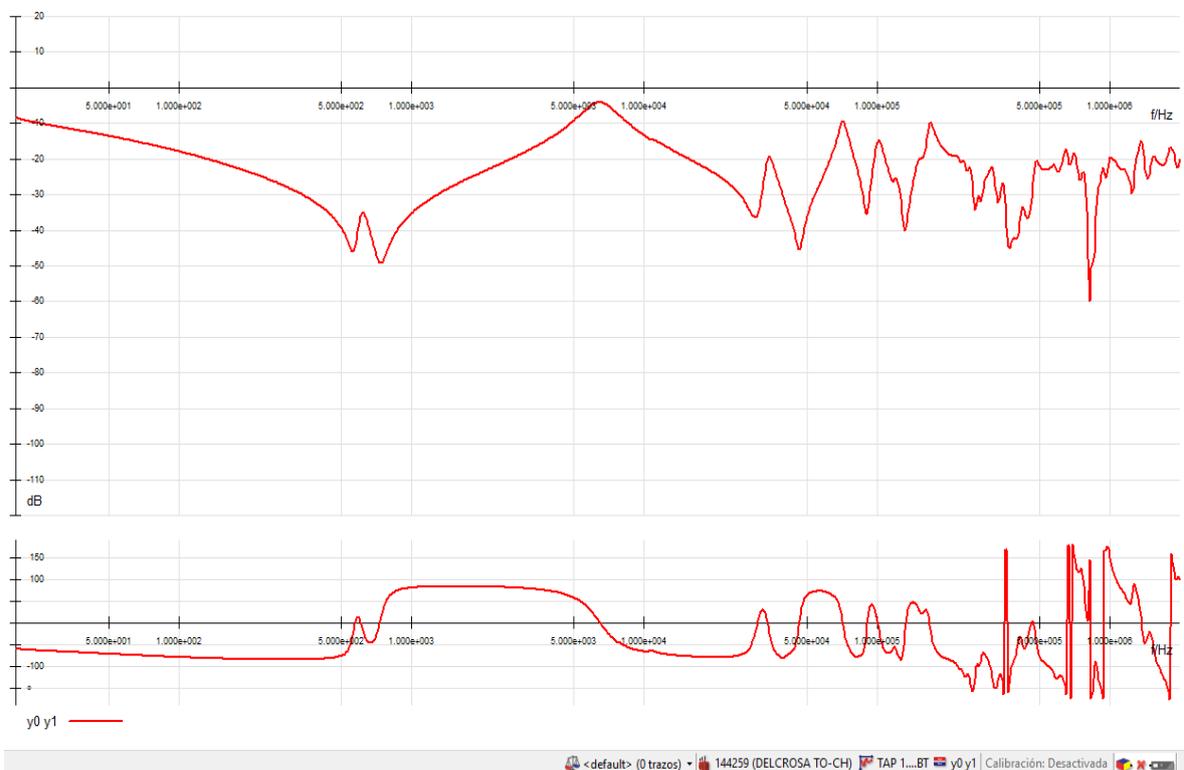


Figura 38. Resultado de la prueba SFRA devanado de baja Tensión - fábrica 24/07/2009

Posterior a este evento, en abril del año 2011, dicho equipo después de haber sido reensamblado por el fabricante, supera la prueba de Tangente Delta, para finalmente realizar la prueba SFRA.

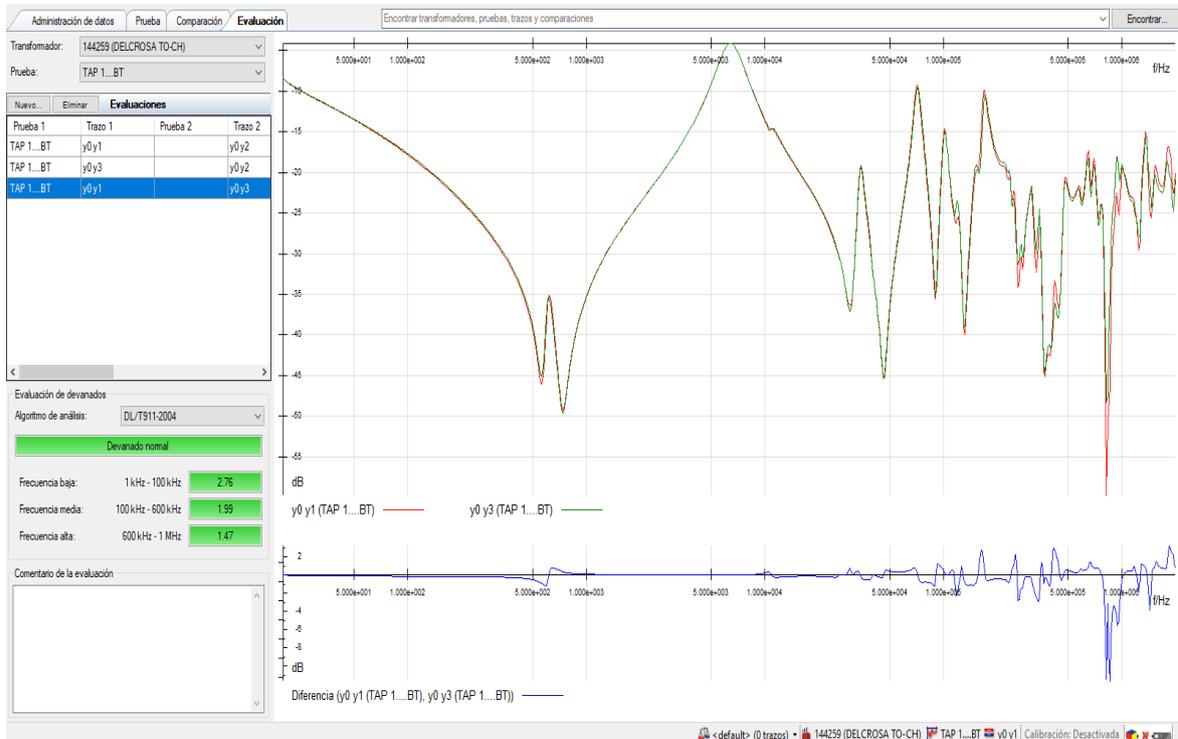


Figura 39. Resultado de la prueba SFRA devanado de baja Tensión - Abril 2011

Del gráfico anterior se aprecia que la curva de color verde es la medición reciente, el cual muestra cierta diferencia con la curva de color rojo (medición del 2009), encontrándose dentro del rango y el software FRANALYZER V.2.2.180, vota como resultado DEVANADO NORMAL.

Por motivos demostrativos, en caso de existir deformación grave, dicho software indicará el mismo; para ello se fuerza una comparación con las curvas obtenida en el devanado de Alta Tensión con la de Baja Tensión (Constructivamente nunca serán iguales y las curvas serán completamente diferentes; para casos reales nunca deberá realizarse esta comparación).

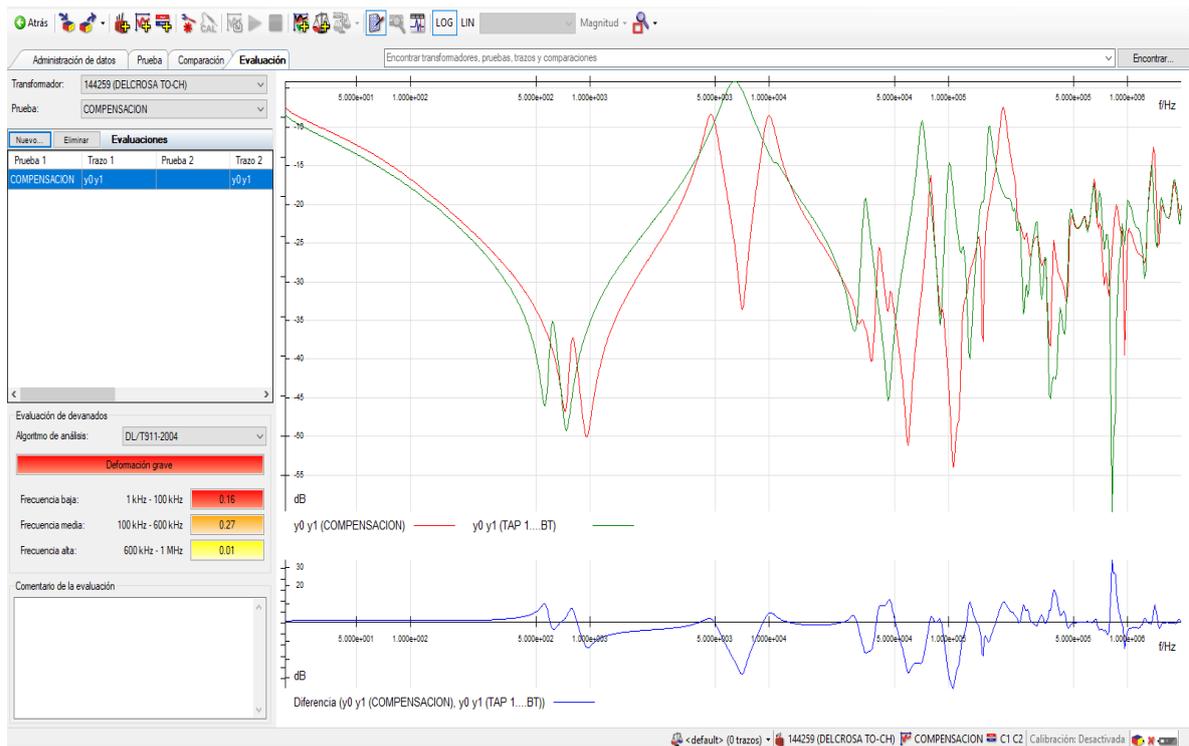


Figura 40. Resultado Comparación Devanado de Alta Tensión Vs Devanado de Baja tensión

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSION DE RESULTADOS

Las mediciones de capacitancia y factor de potencia/factor de disipación (PF/DF) se realizan para investigar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia y las bornes. Ambos sistemas de aislamiento son esenciales para el funcionamiento confiable del transformador.

Una alta conductividad del aceite, el envejecimiento y un aumento en el contenido de agua son síntomas del proceso de degradación del aislamiento. Estos síntomas producen también un aumento de las pérdidas, que pueden cuantificarse midiendo el factor de potencia o el factor de disipación.

Los cambios en la capacitancia pueden indicar una ruptura parcial entre las capas capacitivas de las bornes. Midiendo la capacitancia y las pérdidas, pueden detectarse problemas en el aislamiento antes de que se produzca una falla.

Una de las principales causas de las retiradas de servicio de los transformadores es la sustitución de las bornes debido al deterioro o falla del aislamiento.

4.1. Mediciones en Transformador Dañado

Se muestra a continuación un ejemplo de caso de daños en transformador, donde se puede ver la fotografía del daño y el resultado del análisis FRA.



Figura 41. Bobina inclinada fase A (fase R)

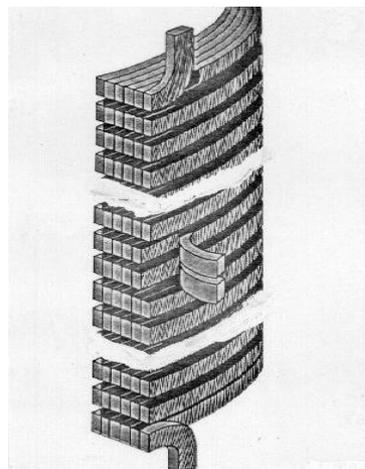


Figura 42. Como debería estar la Bobina

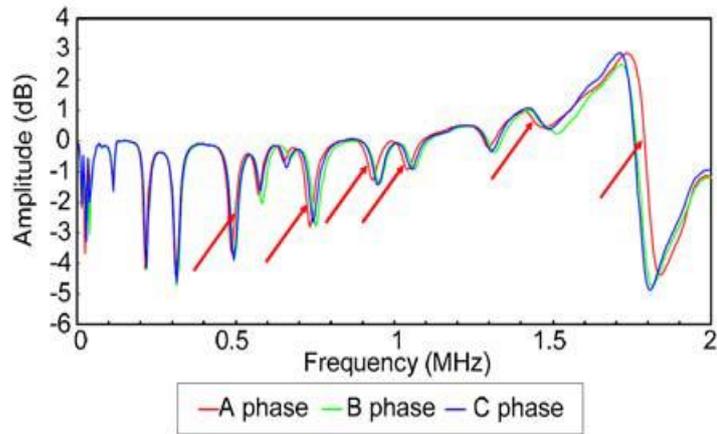


Figura 43. Barrido de Frecuencia – análisis gráfico de la Fase A

Del gráfico, se observa que la curva de color rojo, que representa a la fase A (fase R), no tiene la misma respuesta de las fases B y C, encontrándose en varios puntos desfasado con respecto a las otras dos curvas, para las frecuencias entre 1.5 y 2 MHz, el desfase es demasiado fuerte, por tanto se concluye que dicha fase se encuentra fallada, tal como se muestra en la figura 55, se evidencia que los conductores de la bobina se inclinaron, el motivo del hecho hace presumir que el transformador sufrió un esfuerzo mecánico fuerte, posiblemente debido al transporte.

4.2. Medición Práctica con Transformador Aterrado y No Aterrado

En la figura 58, se muestra dos bobinados de alta tensión de dos transformadores gemelos. En la gráfica verde una medición normal y la gráfica roja muestran la medición con la puesta a tierra del núcleo desconectada.

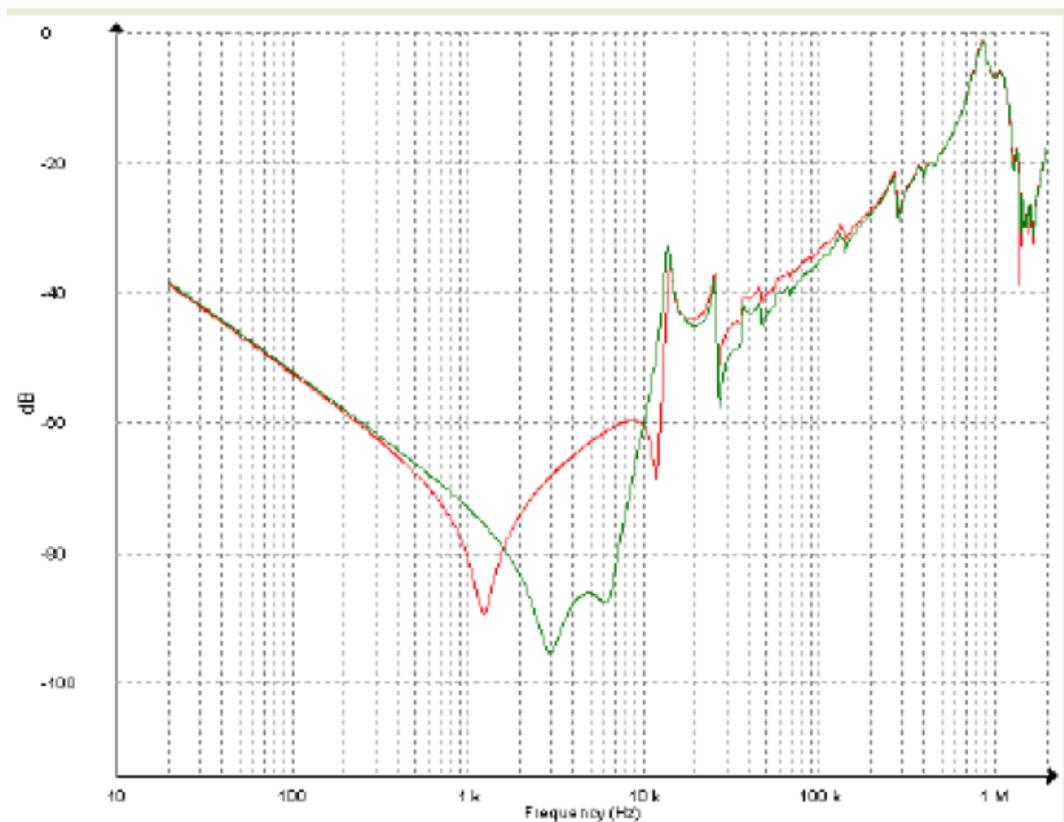


Figura 44. Núcleo con puesta a tierra conectada y desconectada

4.3. Análisis de la necesidad de estandarizar las pruebas de rutina incluyendo la medición de respuesta en frecuencia (Fra) en los transformadores de potencia y distribución dentro de la Normativa Peruana

En razón a los antecedentes descritos, se obtuvo un índice de probabilidad de falla en transformadores de potencia de 20 fallas por año, dentro de los cuales aproximadamente en 9 y 10 de estas, son debido a fallas en los devanados por diversos motivos.

Por tanto, se sustenta la necesidad de estandarización de las pruebas de rutina a ejecutar, así como el procedimiento y periodos de ejecución en los transformadores de potencia y distribución durante las diversas etapas de su tiempo de vida (recepción en fábrica, transporte, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento) y más aún la prueba de Respuesta en Frecuencia (Barrido de Frecuencia) en la etapa de recepción

como una prueba de aceptación para iniciar un historial del comportamiento operativo del transformador a lo largo de su vida útil.

Si bien es cierto, todas las adquisiciones realizadas de transformadores de potencia implementados dentro del sistema interconectado nacional (SEIN), se basaron en pruebas a realizar basados en la normativa internacional IEC- 60076, prueba de ello, son los protocolos de prueba realizados a los transformadores de potencia (se adjunta Protocolo de Pruebas del Transformador de potencia de la CENTRAL HIDROELECTRICA CARHUAQUERO 220/10 kV de 27/35 MVA - Anexo 2); sin embargo se puede observar que dicha norma internacional no solicita la realización de la prueba de Respuesta en Frecuencia (Barrido de Frecuencia) y esta no está obligada a realizarse, salvo requerimiento expreso del cliente o fabricante, motivo por el cual a los transformadores de distribución se ha hecho como práctica común no realizarles dicha prueba. Finalmente, a fin de reducir las probabilidades de falla en los transformadores de potencia dentro del SEIN y futuras ampliaciones, se recomienda la implementación de una NORMA TÉCNICA PERUANA para “*Transformadores de Potencia para Subestaciones de Distribución*”, donde se deberá incluir la prueba o medición por Barrido de Frecuencia en las diversas etapas de vida de dicho equipo.

El análisis de la respuesta en frecuencia por el método de barrido en frecuencia SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) es una técnica de diagnóstico para detectar deformaciones y desplazamientos (entre otras fallas eléctricas y mecánicas) de devanados de transformadores de distribución y de potencia. El SFRA como técnica de diagnóstico debe integrar las mediciones off-line y la interpretación de los registros para dar una valoración adecuada de la condición de los devanados.

El objetivo principal es detectar desplazamientos luego de sobre corrientes causadas por fallas pasantes, sincronizaciones fallidas, etc. Otras aplicaciones son la verificación de la condición mecánica luego del transporte y la detección de cualquier problema que produzca cambios en la distribución de inductancia o capacitancia en transformadores (fallas en el núcleo, problemas en la puesta a tierra del núcleo o pantallas, etc.).

Las comparaciones con otras técnicas de diagnóstico muestran que las ventajas principales del FRA son su sensibilidad a una variedad de fallas de arrollamientos y una menor dependencia de mediciones previas de referencia, pero se hace necesaria una metodología de interpretación sistemática y objetiva, tal como se verá en adelante.

4.4. Equipos para pruebas de respuesta en Frecuencia o Barridos de Frecuencia (Fra – Sfra)

La Compañía DOBLE Engineering lanza al mercado un equipo especializado para el análisis de respuesta en frecuencia en transformadores. El equipo basado en tarjetas de adquisición de National Instruments utiliza el método de barrido en frecuencia para el cálculo de la función de transferencia.

La Compañía B&C (Húngara) desarrolla el equipo “Traftek” para diagnóstico en frecuencia de transformadores. El equipo utiliza la técnica de barrido en frecuencia e incluye sensores para monitorear las vibraciones mecánicas del transformador en operación. El equipo utiliza una señal sinusoidal variable en frecuencia (barrido) de manera similar al equipo de DOBLE.

La Compañía OMICRON Desarrollo el equipo FRANEO 800 permite diagnósticos confiables de los núcleos y devanados de transformadores de potencia con análisis de respuesta en barrido de frecuencia (SFRA).

4.5. Parámetros de Medición para la Prueba de respuesta en Frecuencia o Barridos de Frecuencia (Fra – Sfra)

El presente análisis se basa en la Espectroscopia, que viene a ser una técnica con la que podemos prestar atención gráficamente a la interacción entre materia y energía radiada, ya sea en función de la longitud de onda o la frecuencia, lo que admite aislar e identificar la estructura constructiva de un material. Esta técnica aplicada a los transformadores nos propone una herramienta para medir pérdidas y capacitancia en el sistema de aislamiento, en función a la respuesta de frecuencia de una señal aplicada donde conseguimos la espectroscopia en el dominio de la frecuencia (DFR). El método de análisis de respuesta por barrido de frecuencia SFRA (Sweep Frequency Response Analysis), es una técnica de análisis para revelar deformaciones y desplazamientos (entre otras fallas eléctricas y mecánicas) sobre los devanados en transformadores de potencia. En ambos casos la detección del problema se convierte directamente en el tipo de mantenimiento que se debe realizar, considerando altos costos de tiempo y dinero.

Tiempo atrás, las posibilidades para hacer un diagnóstico predictivo sobre el estado de un transformador eran muy restringidas. Simplemente se ignoraban ciertos comportamientos, de haberlos, y si verdaderamente había sospechas de daños significativos, se pagaban costosas inspecciones que solicitaban de mucho tiempo y que no siempre daban respuestas claras. Gracias a los avances tecnológicos en el campo de la ingeniería eléctrica y electrónica, todo esto ha cambiado; adelantos que han establecido eficaces herramientas como el análisis de respuesta de barrido de frecuencia y la espectroscopia en el dominio de la frecuencia, que permite controlar el estado y admite un mejor mantenimiento del transformador. Estas pruebas posibilitan realizar una imagen del interior del transformador y detectar incluso permutas sutiles en la estructura mecánica del núcleo, los arrollamientos, la humedad y temperatura en el

sistema de aislamiento entre otros factores, sin que esto implique operaciones complicadas o costos adicionales.

El propósito primordial es descubrir desplazamientos o deformaciones internas del transformador de potencia, cuando se producen sobre corrientes originadas por fallas pasantes, sincronizaciones incorrectas, etc., cabe decir que este ensayo deberá realizarse por primera vez en fábrica o en el caso de equipos ya operando después de realizar un mantenimiento completo y profundo (recuperación de aceite, así como las pruebas de rutina o tipo, incluyendo Tangente delta). Diferentes aplicaciones son: la verificación a la condición mecánica posterior al transporte del transformador; así como, la localización de cualquier inconveniente que se traduzca en cambios a la distribución de inductancia o capacitancia en transformadores (fallas en el núcleo, problemas en la puesta a tierra del núcleo o pantallas, etc.).

El similar con otras técnicas de análisis muestra que las ventajas principales del SFRA y la espectroscopia en el dominio de la frecuencia son su sensibilidad a las diferentes fallas que se pueden exteriorizar en arrollamientos y sistemas de aislamiento, y una menor dependencia sobre mediciones anteriores de referencia. Estos fenómenos hacen necesaria una metodología de interpretación sistemática y objetiva.

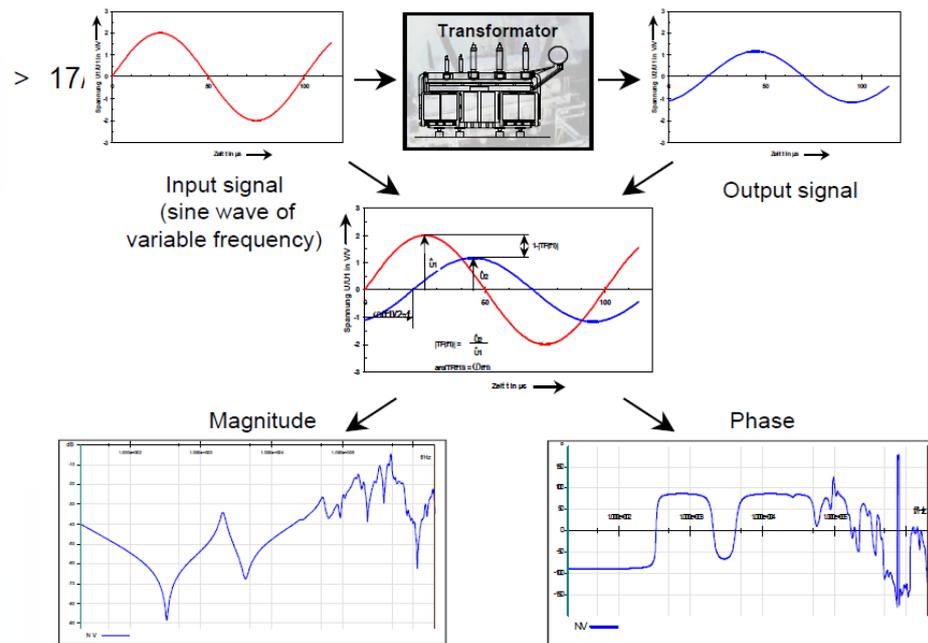


Figura 45. El principio de la medición SFRA

4.5.1. Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (SFRA)

La investigación de respuesta en frecuencia (FRA, por sus siglas en inglés) es un método poderoso y sensible para evaluar la integridad mecánica de los núcleos, devanados y estructuras de sujeción de los transformadores de potencia. Calcula los empleos de transferencia eléctrica en un extenso rango de frecuencias. Algunos fabricantes de equipos de medida de este método usan el principio SFRA (Análisis de respuesta en frecuencia de barrido) – método contrastado mundialmente para mediciones en el dominio de la frecuencia. (1) El SFRA es un procedimiento que busca semejanzas, es decir, se efectúa una evaluación del estado del transformador contrastando un vínculo de resultados del SFRA con los resultados de referencia. Lo cual la primera medición realizada al equipo se puede cotejar como la huella digital del equipo.

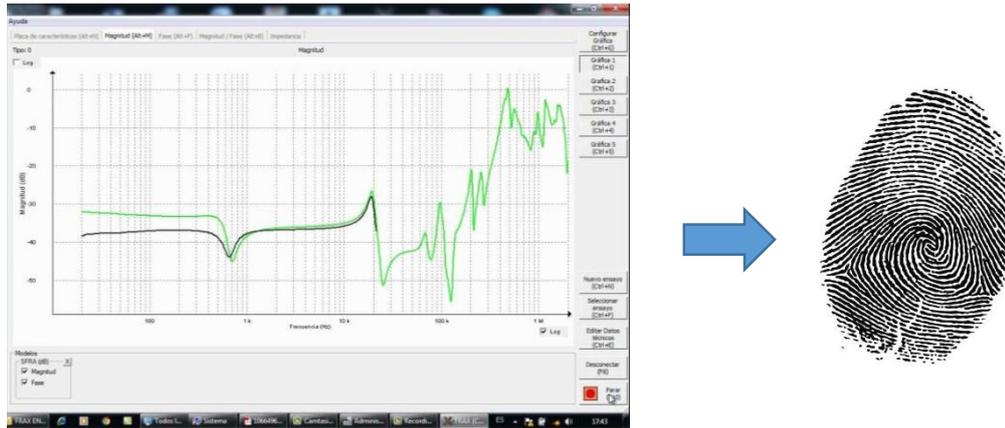


Figura 46. Análisis de Respuesta en Frecuencia = Huella digital

¿Qué problemas pueden detectarse?

Detecta cambios mecánicos y eléctricos del conjunto del núcleo y del devanado de transformadores de potencia. El hecho de encontrar defectos en el devanado o el núcleo consecuencia de fallas, sacudidas mecánicas (Terremotos) o transporte, brinda la valiosa oportunidad de mejorar la fiabilidad de los transformadores, reducir gastos de mantenimiento y, principalmente, evitar cortes de corriente imprevistos y caros. (5) SFRA es una técnica probada para realizar mediciones precisas y repetibles.

Es posible detectar los siguientes problemas:

- Deformación del devanado: axial y radial, como deformación del devanado circunferencial, inclinación, disposición en espiral
- Desplazamientos entre devanados de alta y baja tensión
- Colapso parcial del devanado
- Espiras cortocircuitadas o abiertas
- Conexión a tierra defectuosa de núcleo o pantallas

- Movimientos del núcleo
- Estructuras de sujeción rotas
- Conexiones internas problemáticas
- Movimiento de núcleo.
- Fallas en el núcleo.
- Estructuras de sujeción rotas y/o sueltas.
- Verificar la calidad y estado de nuevos transformadores.
- Mejorar la calidad de su programa de inspección regular o mantenimientos.
- Combatir los problemas del sistema, como fallas de cortocircuito que podrían dañar los transformadores.
- Inspeccionar la presencia de daños que haya experimentado el transformador después de terremotos, estrés mecánico, rayos u otros factores ambientales.
- Eliminar costosas e innecesarias inspecciones internas. (4)

¿Cómo funciona?

Los transformadores de potencia consiguen componerse como una compleja red eléctrica de capacitancias, inductancias y resistencias. Cada red eléctrica tiene su respuesta preferente en periodicidad. Por eso, corrientemente se nombra como huella dactilar. Los cambios geométricos dentro de y entre los elementos de la red provocan desviaciones de su respuesta en frecuencia. (3)

La diversidad diferencial entre una huella y el resultado de una medición posterior son una indicación de variaciones posicionales y eléctricas de los

dispositivos internos. Las diversas fallas están claramente conexas con las diferentes secciones del rango de frecuencias y habitualmente se pueden diferenciar unas de otras.

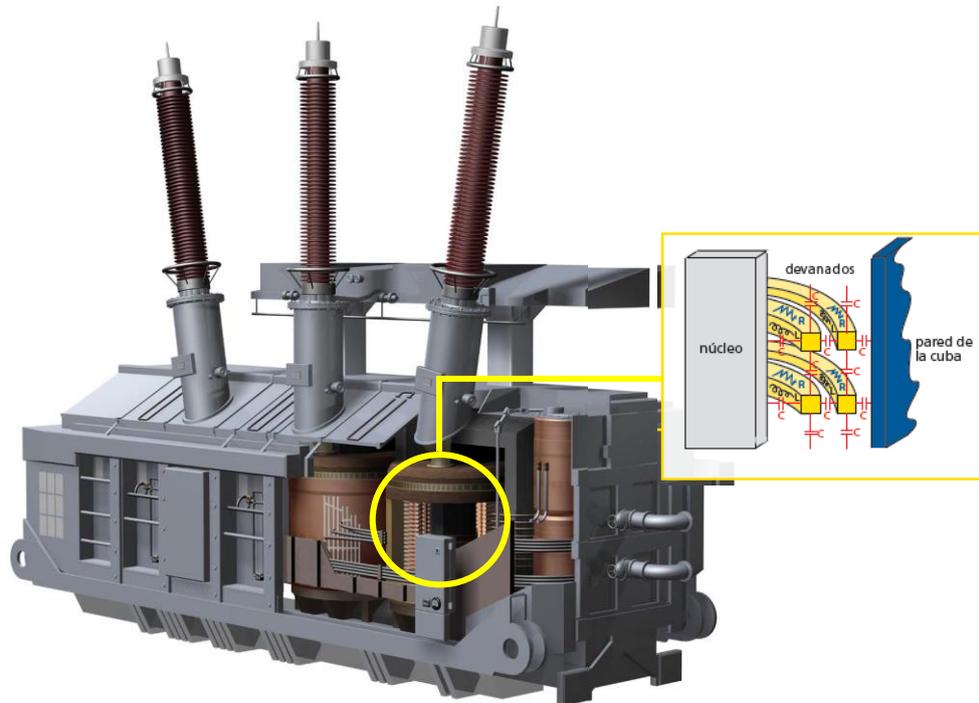


Figura 47. Parte Interna de un Transformador de potencia

El dispositivo inyecta una tensión de excitación sinusoidal con una frecuencia continuamente creciente en un extremo del devanado del transformador y mide la señal de retorno en el otro extremo. La comparación de las señales de entrada y salida genera una respuesta en frecuencia exclusiva que puede compararse con los datos de referencia. Las desviaciones indican cambios geométricos y/o eléctricos en el transformador. No se necesita procesamiento adicional de los datos debido a la medición directa en el dominio de la frecuencia. (2) A fin de mejorar estos conceptos, una serie de señales se aplican al transformador en diferentes frecuencias. Se mide la amplitud y la fase de las señales de entrada y salida. La relación entre estas señales de entrada y salida

proporciona la respuesta de frecuencia o función de transferencia del transformador.

De la función de transferencia se pueden derivar una serie de términos como una función de la frecuencia: **(2)**

- Magnitud.
- Fase.
- Impedancia/ admitancia.
- Correlación.

El circuito RLC posee una impedancia diferente en cada frecuencia. La función de transferencia para todas las frecuencias es la medida de la impedancia efectiva del circuito RCL. Cualquier deformación en la geometría del sistema cambia el circuito RCL, el cual cambia su impedancia y a su vez, su función de transferencia a diferentes frecuencias. **(1)**

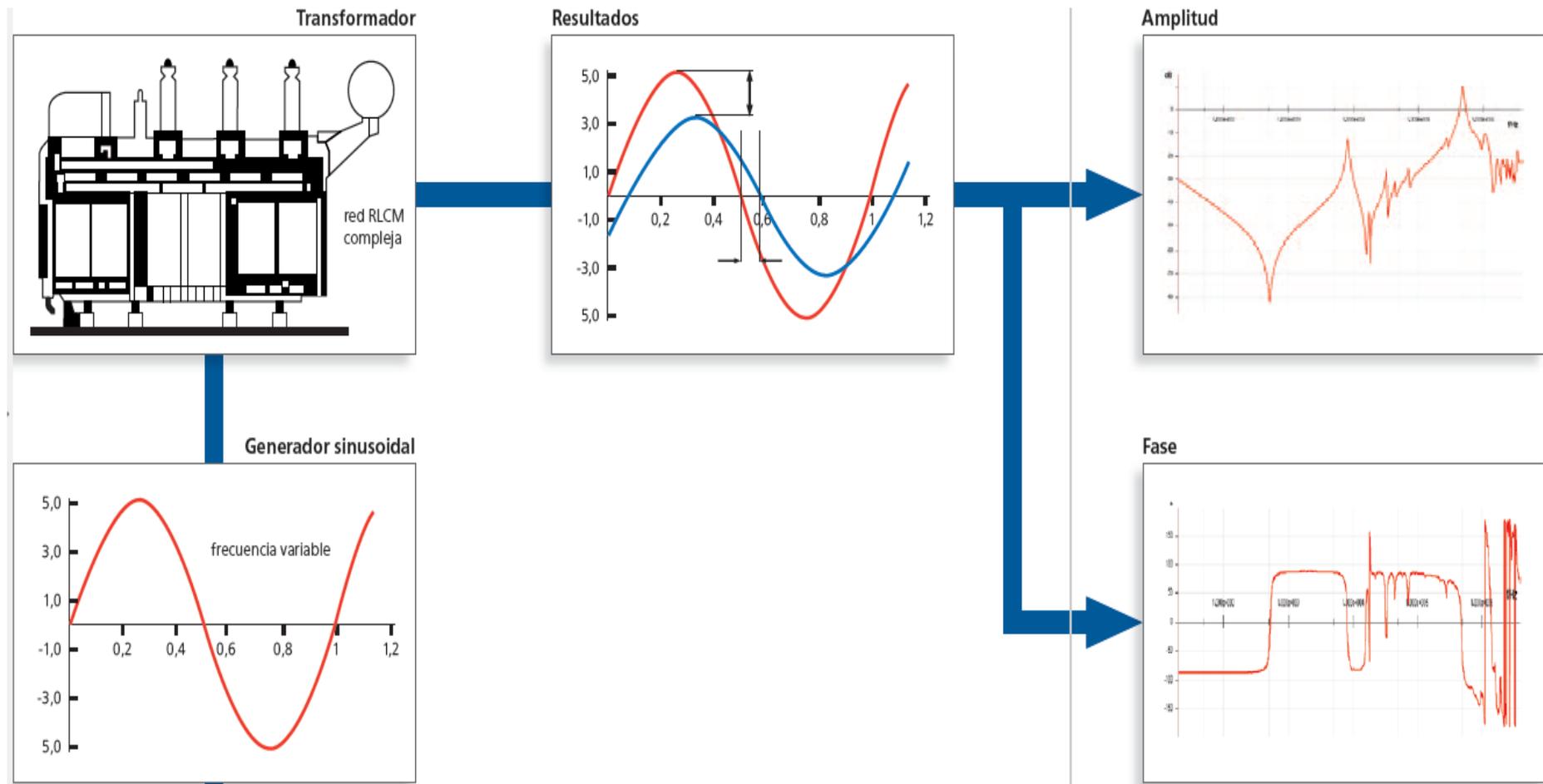


Figura 48. Esquema del Principio de funcionamiento SFRA

4.5.2. Fundamentos de la Prueba Mediante el SFRA

Es una prueba que se realiza off line (con el equipo desenergizado). Se analiza el transformador como un circuito filtro RLC complejo.

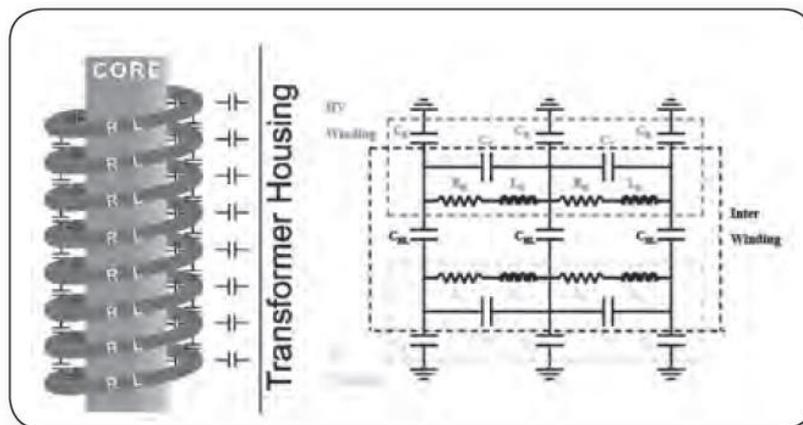


Figura 49. Circuito RLC complejo del arrollamiento del transformador de potencia

La respuesta del circuito de filtro se mide en un gran número de frecuencias y se lo grafica como curva de magnitud de respuesta. Los cambios en el circuito del filtro pueden detectarse mediante comparación en el tiempo.

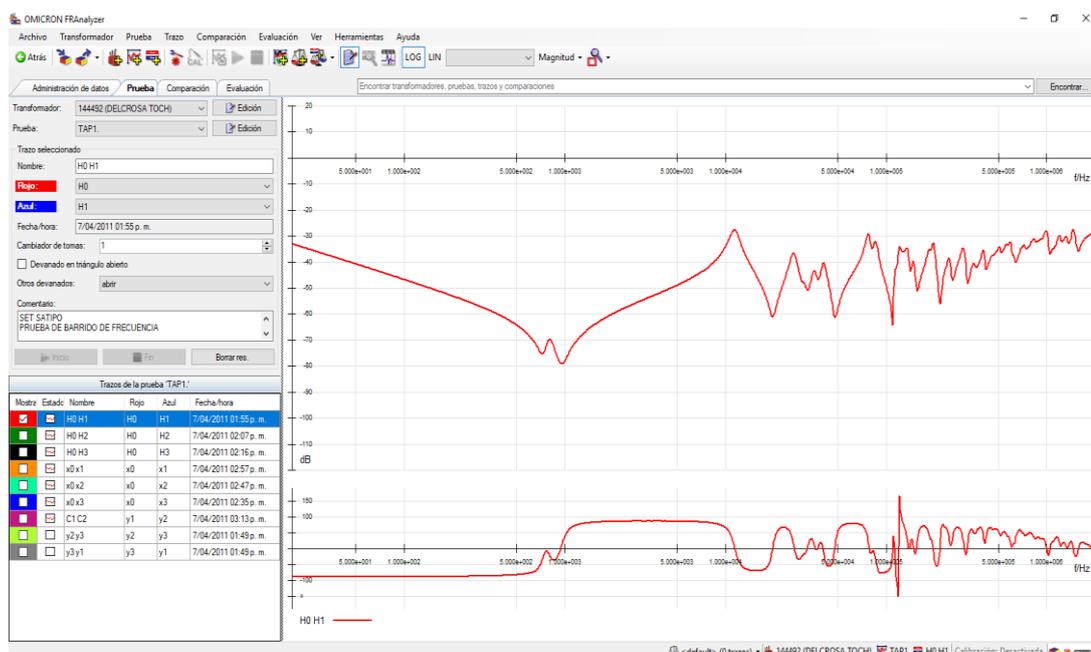


Figura 50. Curva de magnitud de respuesta Transformador de la SET Satipo - 2011

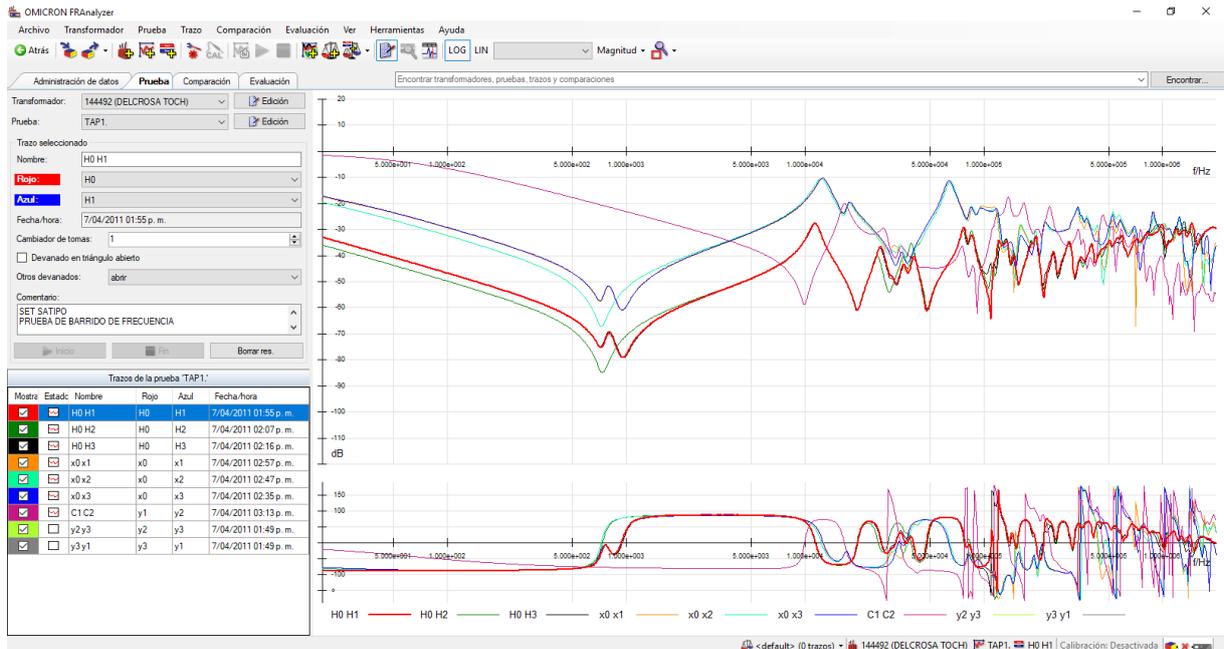


Figura 51. Curvas de comparación de la medición más reciente con curva de referencia

El método es único por la capacidad de detectar variedad de fallas en el núcleo en una sola prueba. Problemas en el transformador pueden detectarse a diferentes rangos de frecuencias. (9)

Bajas frecuencias: (14)

- Problemas en el núcleo.
- Devanados abiertos /cortocircuito.
- Malas conexiones.
- Cambios en la impedancia de corto circuito.

Medias frecuencias: (13)

- • Deformaciones en los devanados.
- • Desplazamiento de los devanados.

Altas frecuencias: (11)

- Movimiento de devanados y conexionado de conmutador.

Las mediciones y gráficas obtenidas se las compara con mediciones patrones realizadas anteriormente como, por ejemplo, cuando el equipo salió de fábrica o antes de ser energizado. A estos y más casos podemos dar una clasificación de estas comparaciones:

- **Basadas en el tiempo:** las pruebas se las realizan al transformador alrededor de su vida, guardando históricos para compararlos con los siguientes valores; es la prueba más eficaz, ya que desviaciones en la curva son fáciles de detectar.
- **Basadas en el tipo constructivo:** se utilizan patrones de transformadores con diseño similar, se necesita un conocimiento específico sobre el objeto a prueba y sus posibles cambios en el transcurso de su vida, desviaciones menores no son necesariamente signos de problemas en la unidad.
- **Basadas en el diseño:** las pruebas se las realiza en terminales de los devanados y boquillas de idéntico diseño. Se necesita un conocimiento específico sobre el objeto a prueba y sus posibles cambios en el transcurso de su vida; desviaciones menores no son necesariamente signos de problemas en la unidad.

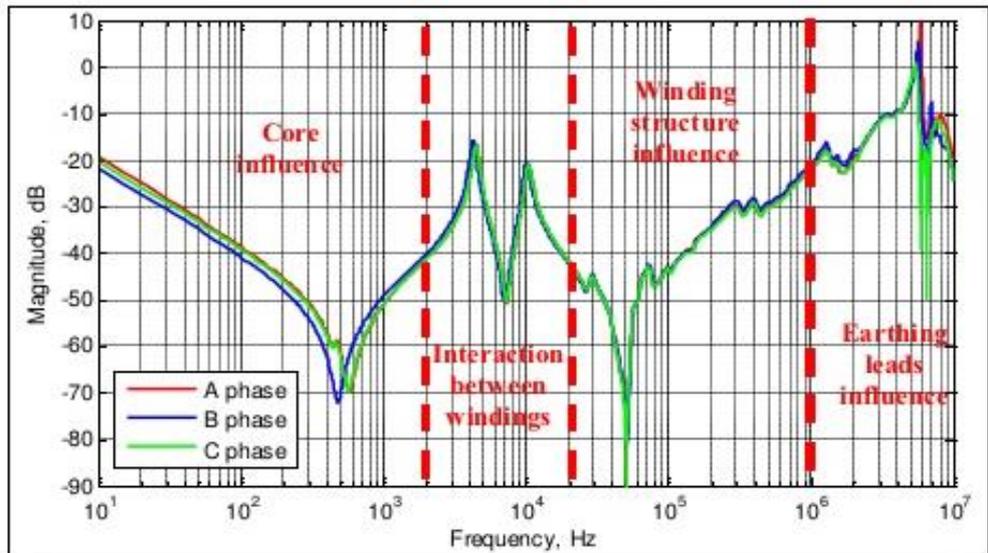


Figura 52. Regiones de frecuencia según IEEE

4.5.3. Procedimiento para el Análisis de la respuesta de barrido de frecuencia (SFRA)

Según la norma IEC 60076-18 se muestra el esquemático del circuito de medición de respuesta de frecuencia según la siguiente figura:

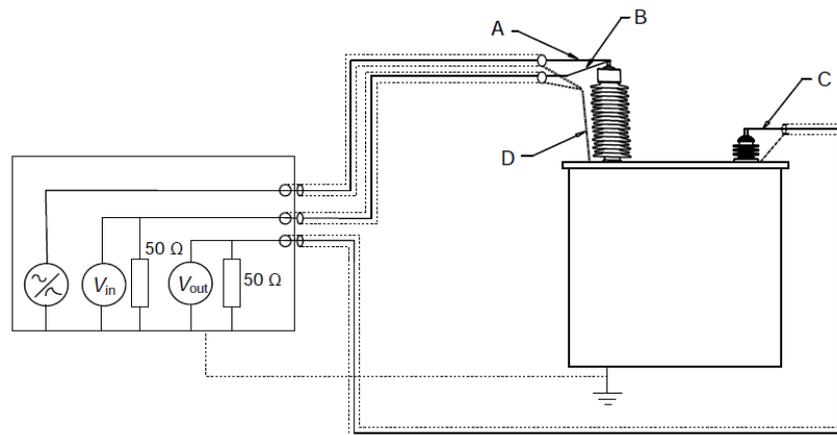


Figura 53. Ejemplo esquemático del circuito de medición de respuesta en frecuencia

- A Cable de la Fuente
- B Cable de la Referencia
- C Cable de Respuesta
- D Conexión a Tierra

Aunque tanto la amplitud como la fase de la relación de voltaje se registran durante la frecuencia, las medidas de respuesta, generalmente solo se presenta la información de amplitud y se usa para la interpretación visual del resultado. Sin embargo, tanto la amplitud como la información de fase pueden ser necesarios, si los datos de respuesta de frecuencia deben ser parametrizados por un sistema automático. La respuesta de frecuencia se puede mostrar en una escala logarítmica o lineal y cada método tiene ventajas, en general, una gráfica de escala logarítmica ofrece un análisis de tendencias de respuesta general sencillo, mientras el gráfico de escala lineal es útil para observar bandas de frecuencia discretas y para comparar pequeñas diferencias en frecuencias particulares.

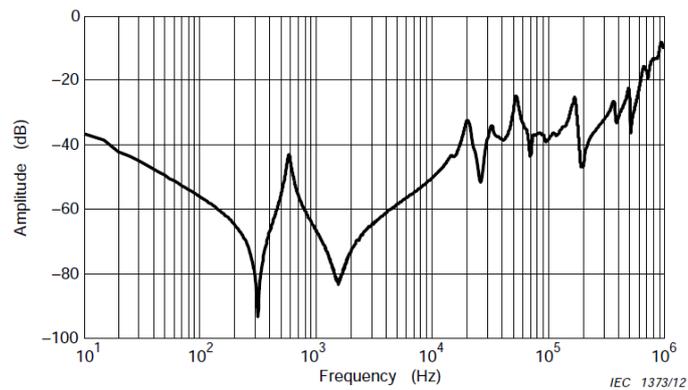


Figura 54. Esquema Logarítmico

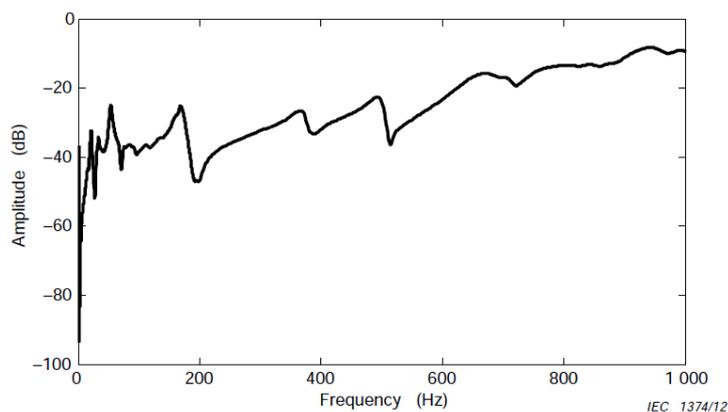


Figura 55. Esquema Lineal

Para realizar la medición de FRA, una tensión (sea esta con barrido en frecuencia o con señal de impulso) se inyecta a un terminal del transformador con referencia contra el tanque. La tensión medida en el terminal de entrada se usa como referencia para el cálculo de FRA. Un segundo parámetro (señal de respuesta) es usualmente la tensión tomada en la impedancia medida a través de un segundo terminal del transformador con referencia al tanque. La respuesta en amplitud del FRA es la relación entre la señal de respuesta V_r y la señal de la fuente V_s como una función de la frecuencia (generalmente presentada en dB)

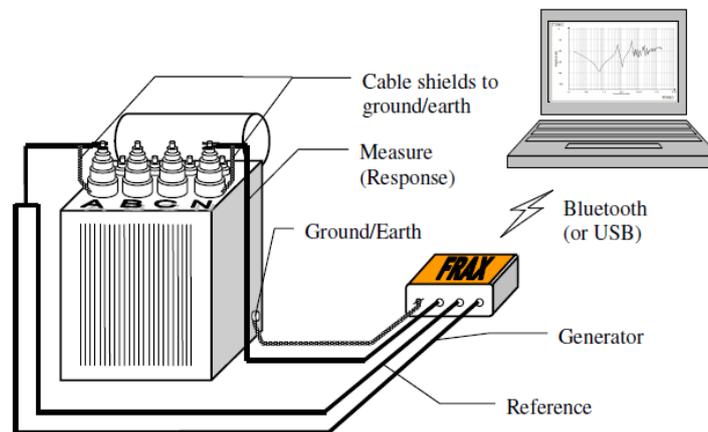


Figura 56. Conexión y circuito de ensayo – Barrido de Frecuencia

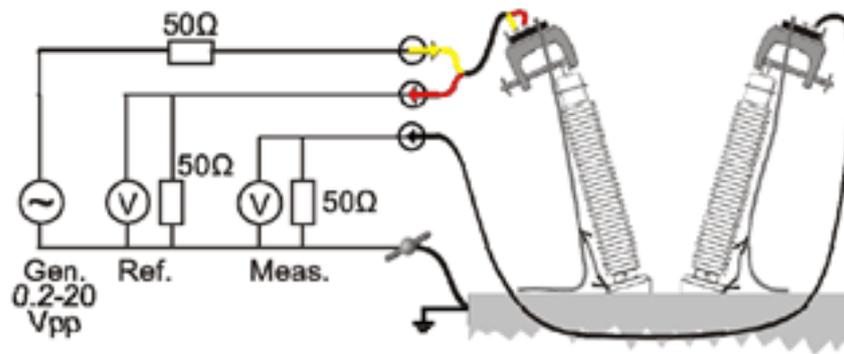


Figura 57. Vista esquemática del conexionado y de pinzas para conexionado

4.5.4. Comparación de resultados de la prueba SFRA

Para interpretar la respuesta de frecuencia medida, se hace una comparación entre la respuesta medida y una medición de línea de base previa (si está disponible, se recomienda al momento de la recepción en fábrica después de haber superado todas los ensayos individuales, tipo y especiales). Si la medición de línea de base no está disponible, se puede hacer una comparación con la respuesta medida en un transformador gemelo (un transformador de las mismas características hecho por el mismo fabricante), para este caso se debe prestar atención cuando se usan respuestas de transformadores gemelos (transformadores con la misma especificación, pero con posibles diferencias en la configuración del devanado incluso del mismo fabricante).

4.5.5. Consideraciones Básicas para el Conexionado

A continuación, se describe el conexionado estándar para la medición de FRA. El cable coaxial de la inyección de la seña y el de medición de referencia están conectados juntos cerca del punto alto del bushing. Una extensión de cable de puesta a tierra corre a lo largo del cuerpo del bushing hacia abajo hasta la brida para conectar el cable de blindaje al tanque. El mismo principio se aplica al cable de respuesta. Los cables deben estar extendidos, no amontonados.

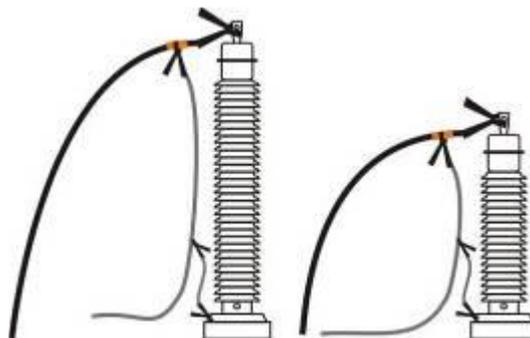


Figura 58. Conexionado correcto

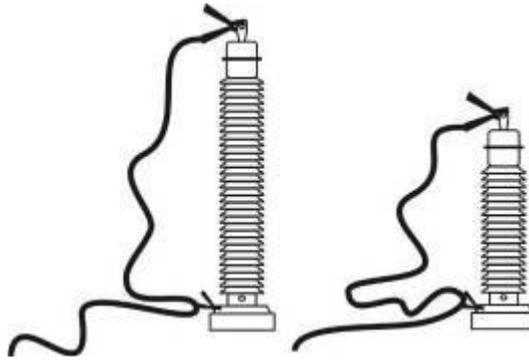


Figura 59. Conexionado incorrecto

4.5.6. Metodología de Interpretación

FRA es un método comparativo para conocer la condición de los transformadores de potencia. Para evaluar los resultados de FRA, actualmente se realiza por comparación visual directa o por procesamiento de los datos obtenidos o la utilización de guías de lineamientos generales para la interpretación de los resultados. En los últimos años se ha avanzado hacia la búsqueda de un método sistematizado para la detección de situaciones de fallas. Si bien de momento solo existe la norma China DL/T 911-2004 que considera el análisis FRA en deformación de transformadores.

4.5.7. Guía de Lineamiento para Interpretación de los Resultados SFRA

La interpretación de los resultados de FRA conlleva cierta experiencia, pero existen algunos lineamientos y algunas conclusiones generales pueden ser hechas de los resultados conocidos.

En general, las curvas cambiarán de forma y se verán distorsionadas en el rango de las bajas frecuencias (debajo de los 5 kHz) si hay algún problema con el núcleo y en las altas frecuencias (por encima de los 10 kHz si hay problemas en el bobinado. Se podrá considerar lo siguiente:

- Cambios menores de 3 dB comparados con la línea de base se pueden considerar normales y dentro de la tolerancia.
- De 5 Hz a 2 kHz cambios de +/- 3 dB (o más) pueden indicar un bobinado abierto o cortocircuitado, magnetismo residual o movimientos del núcleo.
- De 50 Hz a 20 kHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar movimientos masivos de un bobinado respecto al otro.
- De 500 Hz a 2 MHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar deformaciones dentro de un bobinado.
- De 25 Hz a 10 MHz cambios de +/- 3 dB (o más) puede indicar problemas con las conexiones de los bobinados y/o del conexionado del cableado de ensayo.

Nótese que hay una gran superposición en las frecuencias, lo que puede indicar más de un diagnóstico.

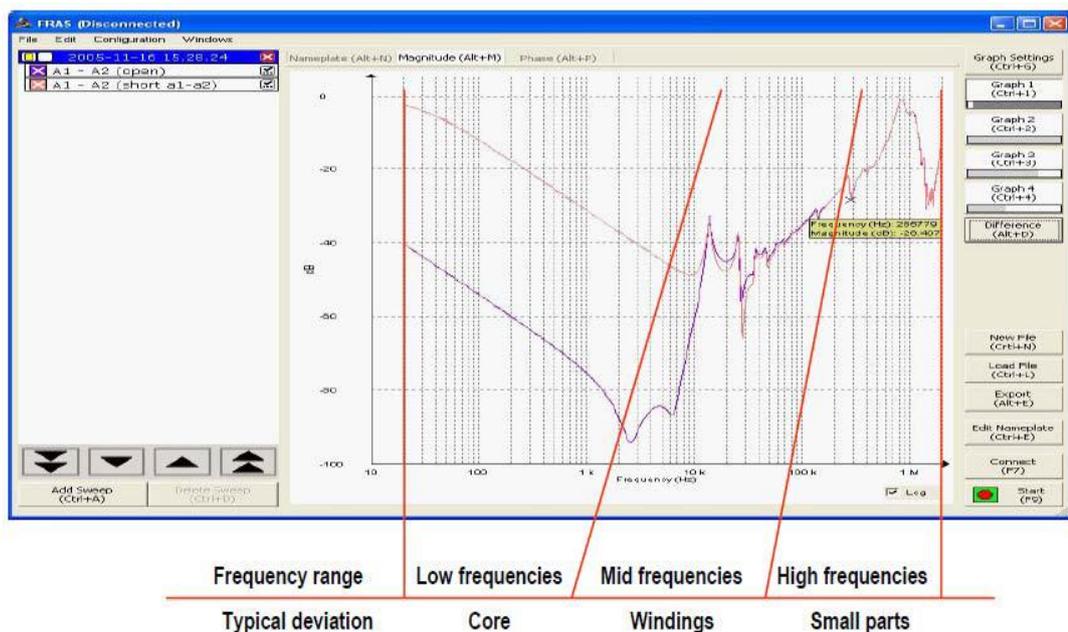


Figura 60. Gráfico general con superposición de frecuencias que sugieren más de un diagnóstico

CONCLUSIONES

1. La prueba del barrido de análisis de respuesta frecuencia (SFRA) es una necesidad para la complementación de las pruebas que se vienen realizando en la normativa peruana IEC 60076-1.
2. Las posibilidades de falla de un transformador de potencia en su etapa de transporte es relativamente alta porque pueden ocasionarse por aceleraciones bruscas ocasionando problemas en las distancias mínimas de seguridad del diseño del transformador o fallas humanas; por lo cual la prueba del barrido de frecuencia es una herramienta de gran apoyo para su recepción del transformador de potencia.
3. En la normativa internacional IEC 60076-18 ya contamos con la inclusión del barrido de frecuencia estandarizada por ello podemos tomarla como guía para que la norma técnica peruana pueda incluir dentro de sus pruebas de rutina a la prueba de barrido de frecuencia.
4. Los transformadores de potencia tienen un costo de fabricación muy elevado, por ello se pretende que el transformador de potencia posea una vida útil prolongada sin fallas para lo cual este barrido de frecuencia brinda la herramienta más sensible de detección de fallas en la actualidad

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la implementación dentro de la NORMA TÉCNICA PERUANA, la implementación de la Norma “**Transformadores de Potencia para Subestaciones de Distribución**”, donde se incluya las pruebas de rutina necesarias basada en la norma IEC 60076-1, incluyendo la prueba SFRA según la norma IEC 60076-18 del año 2015.
2. Se recomienda la prueba del diagnóstico de respuesta en frecuencia (SFRA) en la etapa de fabricación para poder obtener un historial del comportamiento del transformador con el cual podamos detectar fallas en el transformador antes de que se agrave el estado del transformador.
3. Se recomienda realizar la prueba del barrido de frecuencia en el mantenimiento preventivo a fin de poder comprar los resultados con el que se obtuvo de fábrica; con estos resultados podemos salvaguardar la integridad del transformador de potencia.
4. Se recomienda realizar la prueba del análisis de respuesta en frecuencia, porque esta prueba es la más sensible a comparación de otras pruebas que se le aplican al transformador ya que complementa de manera efectiva todas estas pruebas ya sea de rutina, especiales y destructivas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Manual de Transformadores y Reactores de Potencia Tomo I SEGUNDA EDICIÓN junio 2017 3-23.
- (2) Sergio Alejandro Chedid, Artec Ingeniería Mercosur Análisis de Respuesta en Frecuencia (FRA) para Evaluación de Desplazamientos y Deformaciones de Devanados en Transformadores de Potencia 2008 - Montevideo – Uruguay 2-6
- (3) Sergio Alejandro Chedid 5to Congreso Uruguayo de Mantenimiento, Gestión de Activos y Confiabilidad URUMAN 2008 - Montevideo – Uruguay 6 -12
- (4) TRANSFORMADORES DE ENERGÍA Sonsón, Antioquia, Colombia jueves, 19 de mayo de 2016 <http://blogmiosolido.blogspot.com/>
- (5) Ministerio de Energía y Minas. (2008). www.minem.gob.pe.
- (6) <http://www.minem.gob.pe>
- (7) Ministerio de Energía y Minas.
- (8) Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2017). (9) Informe del Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN 2019-2028.
- (10) Megger, “BPS 4 _ DFR parte I”, 2011.
- (11) Megger, “BPS 6 _ SFRA”, 2011.
- (12) Norma nmx{j{169 ANCE. Transformadores de Distribución, de Potencia y Autotransformadores, Métodos de prueba.
- (13) Short, T. (2004). ELECTRIC POWER DISTRIBUTION - HANDBOOK. New York: CRC PRESS.
- (14) Especificación CFE K0000-06, Transformadores de potencia de 10MVA y Mayores

ANEXOS

ANEXO 01

ESTADÍSTICA DE FALLAS Y

FACTORES DE DISPONIBILIDAD EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

DEL SEIN DE LOS AÑOS 2015 – 2016 – 2017

CUADRO N° 12.5
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN TRANSFORMADORES DEL SEIN
2015

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOT AL	
				EX T	FE C	FE P	F H U	FN A	FN I	OT R		
CENTRO	ATN 1 S.A.	FRANCOISE	PT-01			1			1		2	
	CEMENTO ANDINO	CONDORCOCHA	T-3 138/44 kV							1	1	
	CONENHUA	LOMERA	T-1 40/40/15/14 MVA			1			1		2	
	EDEGEL	SANTA ROSA N. CALLAHUANCA (EDG)	TR-220/13.8/13.8kV				1					1
			TR-220/60/10kV		1							1
	EDELNOR	CHILLON	TR-2 40 MVA							1	1	
	ELECTRO CENTRO	YAUPI	4TP-912	1					1		2	
	ELECTROPERU	MANCORA	TR60-2291	1							1	
	ETESELVA	TINGO MARÍA	TR-1_220/138/10 kV		1						1	
	ISA PERU	PUCALLPA	T106-162	1					1		2	
	MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	TF-03						1		1	
	MINERA MILPO	DESIERTO	S.E. DESIERTO					1			1	
	MINERA VOLCAN	PLANTA OXIDOS I	TR-01						1		1	
								2			2	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	MARCONA	TR62-261									1
			TR6-261		1							1
	STATKRAFT	TOCACHE	TR35-121						1			1
PARAMONGA EXISTENTE			SUBESTACION		1							1
TRANSMANTARO	CARHUAMAYO	CH. YAUPI							1		1	
		T72-523 500/220/33kV		1				1			2	
NORTE	EGENOR	HUALLANCA	S.E. Huallanca			1					1	
	ELECTRO NORTE EMPRESA DE ENERGIA YAMOBAMBA SAC	CERRO CORONA	TR3						1		1	
		LA RAMADA	TP0-870		3						3	
	ETENORTE	HUALLANCA	TR 3 MVA 66/13.8 kV	1							1	
	HIDRANDINA	SANTIAGO DE CAO	TP-A028-30MVA						2		2	
			TRUJILLO SUR	TP-A005-60MVA		1					1	
	PLANTA DE RESERVA FRIA DE GENERACION DE ETEN S.A.	ETEN	TR-1 220/18 kV		1				1		2	
			S.E. ETEN		1						1	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	TRUJILLO NORTE	TR12-211				1				1	
			SSEE				1				1	
TERMOSELVA	AGUAYTÍA	TR-G1				1				1		
SUR	ATN 1 S.A.	SAN JOSE	ATXF-002 (500/220/33 kV)		2	1					3	
	EGEMSA	CACHIMAYO	TR-138/60/22.9 (MINEM)			1					1	
		MACHUPICCHU II	S.E. MACHUPICCHU II						1		1	
	ELECTRO SUR ESTE	MACHUPICCHU	TR-138/60/10.5kV 25/20/9MVA		1					1		
	MINERA BUENAVENTURA	HUANCARAMA	TR 66/22						1		1	
	SEAL	CALLALLI	T91-162						1		1	
		REPARTICIÓN	T26-121						2		2	
TRANSMANTARO	SOCABAYA	ATR2-120MVA			1					1		
TOTAL FALLAS EN TRANSFORMADORES				4	14	6	4	1	18	4	51	

CUADRO N° 12.9
RESÚMEN DE ESTADÍSTICA DE FALLAS 2015

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NORTE	3	12		3	64		62	41	185
	CENTRO	5	19	1		81		92	15	213
	SUR	2	14	2	3	200		50	15	286
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		10	45	3	6	345	0	204	71	684

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
TRANSFORMADORES	NORTE	1	6	1	3			4		15
	CENTRO	3	5	2	1	1		10	3	25
	SUR		3	3				4	1	11
TOTAL TRANSFORMADORES		4	14	6	4	1	0	18	4	51

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
UNIDADES DE GENERACIÓN	NORTE	4	73	2	4	4		21	2	110
	CENTRO	17	176	3	13	1		32	3	245
	SUR	14	47	2	1	3		27	1	95
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN		35	296	7	18	8	0	80	6	450

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	NORTE		2					2		4
	CENTRO							1	2	3
	SUR		5							5
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA		0	7	0	0	0	0	3	2	12

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
BARRA	NORTE		1			3		4	2	10
	CENTRO	1	1		1	1		3		7
	SUR							2		2
TOTAL BARRAS		1	2	0	1	4	0	9	2	19

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EX T	FE C	FEP	FH U	FN A	OP E	FNI	OT R	
CELDAS	NORTE			1	1					2

	CENTRO		2		2			2		6
	SUR		1	1						2
TOTAL CELDAS		0	3	2	3	0	0	2	0	10

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	OP E	FNI	OTR	
INTERRUPTOR	NORTE									0
	CENTRO		3							3
	SUR									0
TOTAL INTERRUPTOR		0	3	0	0	0	0	0	0	3

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA								TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	OP E	FNI	OTR	
INSTALACIONES INTERNAS DE USUARIOS LIBRES	NORTE	1								1
	CENTRO									0
	SUR		1			1				2
TOTAL INSTALACIONES INTERNAS DE USUARIOS LIBRES		1	1	0	0	1	0	0	0	3

TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2015		51	371	18	32	359	0	316	85	1232
---	--	----	-----	----	----	-----	---	-----	----	------

TIPO DE CAUSA:

FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES

FEC: FALLAS DE EQUIPOS

EXT: FALLA EXTERNA

OTR: OTRAS CAUSAS DISINTINTAS A LAS ANTERIORES

FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA

FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

FHU: FALLA HUMANA

OP: FALLA POR OPERACIÓN

CUADRO N° 12.5
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN TRANSFORMADORES DEL SEIN
2016

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOTAL
				E X T	F E C	F E P	F H U	F N A	F N I	O T R	
NOR TE	ELECTROPERU	NCT TUMBES	T1-60/33/10 KV				2				2
	EMPRESA DE ENERGIA YAMOBAMBA SAC	LA RAMADA	TP0-870		1						1
	ENGIE	QUITARACSA	QIT2 220/13.8 kV		1	1					2
	HIDRANDINA	SANTIAGO DE CAO	TP-A028-30MVA						4		4
		TICAPAMPA	TP-6030				1				1
		TAYABAMBA	TP-A044					1			1
		TRUJILLO NOROESTE	S.E. TRUJILLO NOROESTE			1					1
		PORVENIR	TP-A051						1		1
	RED DE ENERGIA DEL PERU	TALARA	TR20-21		1						1
		ZORRITOS	TR33-261			1					1
	STATKRAFT	GALLITO CIEGO	TR-G2		1	1					2
	TRANSMANTARO	CHIMBOTE 500	AT84-523 500/220/33kV			1					1
	ATN 1 S.A.	FRANCOISE	PT-01		1						1
	CHINANGO S.A.C.	CHIMAY	TR-220/13.8/13.8kV			2					2
	EDEGEL	VENTANILLA	T VENT-G4						1		1
		CALLAHUANCA (EDG)	TR-220/60/10kV			1					1
	ELECTRO DUNAS	PUQUIO	TR 60/22.9/10						1		1
		SANTA MARGARITA	TR 60/22.9/10						1		1
		ALTO LA LUNA	TR 60/10			1					1
		PISCO	TR 60/10							1	1
PARACAS		TR02 60/22.9/10							1	1	
ELECTRO UCAYALI	PUCALLPA	SS.EE.						2		2	
ELECTROPERU	MANCORA	TR60-2291			1					1	
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	CANCHAYLLO	T01						1		1	
CEN TRO	ISA PERU	PUCALLPA	T106-162		1						1
			TR39-161			2					2
			T111-161 (55/55/18 MVA)				1				
		AGUAYTÍA	TR38-212				1				1
		T110-212 (60/60/20 MVA)							1	1	2
LUZ DEL SUR	SAN JUAN	TR-1			1					1	
MINERA CHINALCO PERÚ S.A.	TOROMOCHO	TF-02						1		1	
MINERA MILPO	DESIERTO	S.E. DESIERTO							2	2	
RED DE ENERGIA DEL PERU		HUÁNUCO	T57-121			1					1
		TINGO MARÍA	T82-211 220/138/10kV 50/50/10 MVA							1	1
		TOCACHE	TR35-121		2						2
		AUCAYACU	TR28-162			1					1
		AMARILIS	S.E. AMARILIS			1	1				2
SINERSA	CH CHANCAY	TR-107 (45 MVA)			1					1	
STATKRAFT	PARAMONGA EXISTENTE	TRAFO 1			2					2	
	CHEVES	TR1 220/13.8kV 104MVA						2		2	

	TRANSMANTARO	CARABAYLLO	T74-523 500/220/33kV		1			1		2		
SUR	ATN 1 S.A.	SAN JOSE	ATXF-002 (500/220/33 kV)		2					2		
	CONENHUA	ARES	TP 52 - 138/66/24 kV		1					1		
	ENGIE	ILO 1	IT5 138/13.8 kV						1	1		
		ILO 4	I4T2						1	1		
	MINSUR	PUCAMARCA	TR2- 66/13.2/4.6 kV					1		1		
	RED DE ENERGIA DEL PERU	COMBAPATA	TR46-162		1					1		
	SEAL	REPARTICIÓN	T26-121		3				5	8		
CAMANÁ		T40-121		1					1			
PQUE. INDUSTRIAL_ARE QUIPA		T42-31		1					1			
TOTAL FALLAS EN TRANSFORMADORES					6	30	0	6	3	2	8	74

**CUADRO N° 12.11
RESÚMEN DE ESTADÍSTICA DE FALLAS 2016**

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I	OT R	
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NORTE	4	9		3	46	32	56	150
	CENTRO	5	13		5	103	43	56	225
	SUR	3	9		4	266	30	17	329
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		12	31	0	12	415	105	129	704

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I	OT R	
TRANSFORMADORES	NORTE	2	6		3	1	6		18
	CENTRO	4	15		3	1	10	6	39
	SUR		9			1	5	2	17
TOTAL TRANSFORMADORES		6	30	0	6	3	21	8	74

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I	OT R	
UNIDADES DE GENERACIÓN	NORTE	4	53		4	2	7	2	72
	CENTRO	27	216		14	3	17	3	280
	SUR	13	66		4		18	2	103
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN		44	335	0	22	5	42	7	455

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	NORTE		1					2	3
	CENTRO		1		1		6	2	10
	SUR		7				1		8
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA		0	9	0	1	0	7	4	21

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
BARRA	NORTE							1	1
	CENTRO	1	3		2	1	2	3	12
	SUR	1	1		1		1	1	5
TOTAL BARRAS		2	4	0	3	1	3	5	18

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
CELDAS	NORTE		1						1
	CENTRO		2			1	3		6
	SUR						1		1
TOTAL CELDAS		0	3	0	0	1	4	0	8

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
INTERRUPTOR	NORTE								0
	CENTRO		2		1		3		6
	SUR								0
TOTAL INTERRUPTOR		0	2	0	1	0	3	0	6

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
INSTALACIONES INTERNAS DE USUARIOS LIBRES	NORTE								0
	CENTRO						1		1
	SUR					1	1		2
TOTAL INSTALACIONES INTERNAS DE USUARIOS LIBRES		0	0	0	0	1	2	0	3

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA						TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I		OT R
ACOPLAMIENTO	NORTE		1						1
	CENTRO		1						1
	SUR								0
TOTAL ACOPLAMIENTO		0	2	0	0	0	0	0	2

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL	
		EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	FN I	OT R		
STATCOM	NORTE								0	
	CENTRO		2						2	
	SUR				1				1	
TOTAL STATCOM		0	2	0	1	0	0	0	3	
TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2016		64	418	0	46	426	18	7	153	1,294.0

TIPO DE CAUSA:

FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES

FEC: FALLAS DE EQUIPOS

EXT: FALLA EXTERNA

OTR: OTRAS CAUSAS DISINTINTAS A LAS ANTERIORES

FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA

FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

FHU: FALLA HUMANA

OP: FALLA POR OPERACIÓN

CUADRO N° 12.5
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN TRANSFORMADORES DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOT AL	
				EX T	FE C	FE P	FH U	FN A	F NI	OT R		
NOR TE	RED DE ENERGIA DEL PERU	CHICLAYO OESTE	SE_CHICLAYO OESTE					1			1	
		ZORRITOS	TR33-261		1						1	
	TRANSMANTARO	LA NIÑA	AT91-523 500/220/33 kV		1						1	
	ELECTRO NOR OESTE	MORROPON	SE MORROPON						1		1	
	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO	2TPB011							1	1	
	HIDRANDINA	PORVENIR	TP-A051		1							1
		SANTA	TP-A008			1						1
		SANTIAGO DE CAO	TP-A028-30MVA						1	1		2
TRUJILLO SUR		TP-A050						1			1	
CENTRO	LUZ DEL SUR	BALNEARIOS	TR-3		1						1	
		CANTERA	AT-220/60/13.8KV							1	1	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	HUACHO	SSEE						1			1
		INDEPENDENCIA	TR4-261		1							1
		PARAMONGA NUEVA	T113-261								1	1
			TR18-261		1							
		TOCACHE	TR35-121								1	1
	TRANSMANTARO	CHILCA-CTM	T72-523 500/220/33kV				1				1	
	CONENHUA	LOMERA	T-1 40/40/15/14 MVA		3						3	
	ELECTRO CENTRO	LA UNION ELC	S.E. LA UNION						1		1	
	FENIX POWER PERÚ	SE_FENIX	TRAFO FENIX GT11		1						1	
	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	PUCALLPA	TR35-163 (60 MVA)						1			1
		AGUAYTÍA	TR38-212								1	1
	ISA PERU	PUCALLPA	T111-161 (55/55/18 MVA)		1							1
		MINERA GOLD FIELDS	CERRO CORONA	S.E. GOLD FIELDS					1			1
	REFINERIA ZINC CAJAMARQUILLA	CAJAMARQUILLA	TR1		1						1	
	SHOUGANG HIERRO PERU	EL HIERRO	TP-01						1			1
		CAHUA	TRAFO G1			1						1
		MALPASO	GRUPO 4			2						2
			S.E. OROYA						2			2
OROYA		TR 1						1			1	
PARAMONGA EXISTENTE		SUBESTACION			1							1
		TRAFO 2								1		1
YAUPI		CH. YAUPI								1	1	
SUR	RED DE ENERGIA DEL PERU	AZÁNGARO	T79-121							1	1	
		CALLALLI	SE_CALLALLI				1				1	
		SANTUARIO	SE_SANTUARIO							1		1
	TINTAYA	TR43-11								1	1	
	ABY TRANSMISIÓN SUR	MONTALVO	AUT-5671 (500/220/33 KV)		1				1		2	
	CONENHUA	TAMBOMAYO	T52-02 138/22/10 kV				1				1	
	MINERA ARES	COTARUSE	TR-220/66/10 kV 35MVA		1						1	
	MINERA CERRO VERDE	SAN JOSE	SE_SAN JOSE							1	1	
	SEAL	CALLALLI	T91-162						1		1	
TOTAL FALLAS EN TRANSFORMADORES				1	18	0	3	1	3	12	48	

**CUADRO N° 12.9
RESÚMEN DE ESTADÍSTICA DE FALLAS 2017**

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NORTE	8	22		1	81	29	21	162
	CENTRO	4	6			35	27	31	103
	SUR	2	9		1	161	32	4	209
TOTAL LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		14	37	0	2	277	88	56	474

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TRANSFORMADORES	NORTE		13		1		8	6	28
	CENTRO	1	3			1	3	2	10
	SUR		2		2		2	4	10
TOTAL TRANSFORMADORES		1	18	0	3	1	13	12	48

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
UNIDADES DE GENERACIÓN	NORTE	32	124		9	2	23	2	192
	CENTRO	3	78		6		20	5	112
	SUR	27	32				11	5	75
TOTAL UNIDADES DE GENERACIÓN		62	234	0	15	2	54	12	379

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	NORTE	1	1				3		5
	CENTRO		3						3
	SUR				2				2
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA		1	4	0	2	0	3	0	10

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
BARRA	NORTE					1	2	4	7
	CENTRO					1	2		3
	SUR	3			3		3	1	10
TOTAL BARRAS		3	0	0	3	2	7	5	20

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FE C	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
CELDAS	NORTE	1			1		2		4
	CENTRO		1						1
	SUR		3						3
TOTAL CELDAS		1	4	0	1	0	2	0	8

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
INTERRUPTOR	NORTE								0
	CENTRO				1		1		2
	SUR								0
TOTAL INTERRUPTOR		0	0	0	1	0	1	0	2

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
STATCOM	NORTE								0
	CENTRO		4						4
	SUR								0
TOTAL STATCOM		0	4	0	0	0	0	0	4

TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2016		82	301	0	27	282	168	85	945.00
---	--	-----------	------------	----------	-----------	------------	------------	-----------	---------------

TIPO DE CAUSA:

FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES

FEC: FALLAS DE EQUIPOS

EXT: FALLA EXTERNA

OTR: OTRAS CAUSAS DISINTINTAS A LAS ANTERIORES

FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA

FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

FHU: FALLA HUMANA

OP: FALLA POR OPERACIÓN





12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.1
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	TENSION KV	CAUSA						TOTAL	
					EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI		OTR
	AGROAURORA S.A.C.	PIURA OESTE - PLANTA DE ETANOL	L-6670	60					1			1
	ATN S.A.	KIMAN AYLLU - LA RAMADA	L-2274	220					1			1
	CEMENTOS PACASMAYO	GUADALUPE - PACASMAYO	L- 6652	60							2	2
	COMP. TRANSMISORA ANDINA	TRUJILLO NORTE - ALTO CHICAMA	L- 1136	138					2			2
		LA HUACA - SULLANA	L-6662A	60							1	1
		LA UNIÓN - SECHURA	L-6658	60						1		1
		PIURA OESTE - LA UNIÓN	L- 6658	60						1	2	3
		PIURA OESTE - PAITA	L- 6654	60	1					5		6
		PIURA OESTE - PIURA CENTRO	L- 6650	60							1	1
		PIURA OESTE - SULLANA	L- 6698	60				1	3			4
		PIURA OESTE - TEXTIL PIURA	L- 6651	60					1	1		1
		TABLAZO-ARENAL	L-6663	60						1		1
		ZORRITOS - TUMBES	L-6665	60						3	1	4
	ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO - ESPINA COLORADA	L-1130	138						1		1
	ELECTROPERU	ZORRITOS - MÁNCORA	L-6664	60				1	2			3
	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	PIZARRAS - ESPINA COLORADA	L- 1141	138		1					1	2
	ENERGÍA EÓLICA S.A.	GUADALUPE - CUPISNIQUE	L-2170	220							1	1
		CARHUAQUERO - CHICLAYO OESTE	L-2240	220						1		1
		CHIMBOTE 1 - CHIMBOTE 2	L-1106	138							1	1
		CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138					1		1	2
			L- 1104	138					2			2
			L- 1105	138		1			5	3	1	10
		09 DE OCTUBRE - HUARMEY	L-6671	60							1	1
		CAJAMARCA - SAN MARCOS	L-6047	60					1			1
		CARAZ - SANTA CRUZ	L-6690	60					2			2
		CHIMBOTE 1 - CHIMBOTE SUR	L-1111	138							1	1
		CHIMBOTE 1 - SANTA	L-1116	138					3			3
		CHIMBOTE SUR - NEPEÑA	L-1112	138							2	2
		GUADALUPE - CHEPÉN	L-6645	60	2					2	5	9
		GUADALUPE - PACASMAYO PUEBLO	L- 6653	60	1						3	4
		HUALLANCA - LA PAMPA	L- 6682	66					1			1
		HUARAZ - HUARAZ OESTE	L-66694	60						1		1
		HUARAZ - TICAPAMPA	L- 6681	66					1			1
		KIMAN AYLLU - SIHUAS	L- 1132	138					7			7
		NEPEÑA - CASMA	L- 1113	138		1				1	3	5
		PORVENIR - TRUJILLO SUR	L-1128	138							1	1
		TRUJILLO NORTE - MOTIL	L- 1115	138					1			1
		TRUJILLO NORTE - PORVENIR	L-1117	138							2	2
		PIURA OESTE - PARIZAS	L-2248	220							1	1
	RED DE ENERGIA DEL PERU	TALARA - ZORRITOS	L- 2249	220		1						1
	SINERSA	POECHOS - SULLANA	L- 6668	60		2				1		3
	TRANSMANTARO	CARABAYLLO - CHIMBOTE1	L-5006	500					4			4
		LA NIÑA 500 - TRUJILLO 500	L- 5010	500					1			1
	ABY TRANSMISIÓN SUR	CHILCA CTM - POROMA	L-5032	500		3			1		2	6
	ADINELSA ADN	HUACHO - ANDAHUASI	L-6670	60						1		1
	ATN S.A.	PARAGSHA II - CONOCOCCHA	L-2264	220					1			1
		CALLAHUANCA - HUAMPANI	L-6040	60							1	1
		CHIMAY - YANANGO	L-2257	220						1		1
		HUINCO - SANTA ROSA N.	L-2001	220								1
	CONELSUR LT SAC	MATUCANA - CALLAHUANCA	L-2007	220		1				2		2
		MOYOPAMPA - CHOSICA	L-6731	60			1					1
		YANANGO - PACHACHACA	L-2256	220					1			1

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.1
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	TENSIÓN kV	CAUSA							TOTAL
					EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
CENTRO	CONENHUA	HUANCVELICA - INGENIO	L- 6643	60					3			3
		INGENIO - CAUDALOSA	L- 6644	60					10			10
		PARAGSHA II - UCHUCCHACUA	L-1123	138					1			1
	ELECTRO CENTRO	COBRIZA I - PAMPAS	L-6066	69					3			3
	ELECTRO DUNAS	ICA - ICA NORTE	L-6623	60						1		1
		INDEPENDENCIA - PARACAS	L-6606	60					2	1	3	3
		INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO	L- 6603	60	1	1				1	1	4
		MARCONA - NAZCA	L-6630	60	1							1
	ELECTRO ORIENTE	TOCACHE - JUANJUI	L- 1016	138						2		2
	ELECTRO UCAYALI	PUCALLPA - YARINACOCCHA	L-6674	60						1		1
		YARINACOCCHA - CIUD. PUCALLPA	L-6673	60							1	1
	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	CHAGLLA - PARAGSHA	L-2150	220					2	1		3
		CHAVARRIA - BARSÍ	L-2005	220							1	1
	ENEL DISTRIBUCION PERU	HUACHO - HUALMAY	L-685	60							1	1
		AGUAYTÍA - TINGO MARÍA	L- 2251	220					3			3
	ETESSELVA	PARAMONGA N. - CONOCOCCHA	L-2278	220						1	1	2
		TINGO MARÍA - VIZCARRA	L- 2252	220					2			2
	HIDRANDINA	PARAMONGA N. - 09 DE OCTUBRE	L- 6655	66						4	2	6
	ISA PERU	CARHUAMAYO - OROYA NUEVA	L- 2259	220					1			1
		VIZCARRA - PARAGSHA 2	L-2254	220					1			1
	LUZ DEL SUR	CHILCA - SAN BARTOLO	L-6250	60						1		1
		HUACHIPA - SANTA CLARA	L-656	60							1	1
		LOS INDUSTRIALES - PUENTE	L-615	60	1							1
		SANTA ROSA N. - SANTA ROSA A.	L-6708	60		1						1
	MINERA VOLCAN	SANTA ROSA N. - SANTA ROSA A.	L-705	60							1	1
		POMACOCHA - SAN CRISTOBAL	L-6545	60					1			1
	PARQUE EOLICO MARCONA S R.L.	MARCONA - TRES HERMANAS	L- 2298	220						1		1
		AUCAYACU - TOCACHE	L- 1124	138					4			4
	RED DE ENERGIA DEL PERU	CAMPO ARMIÑO - HUANCVELICA	L-2204	220					2			2
		CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA	L-2218	220					1			1
		CAMPO ARMIÑO - POMACOCHA	L- 2201	220					2			2
		CAMPO ARMIÑO - POMACOCHA	L-2202	220					2			2
		CHILCA - DESIERTO	L-2091	220					1			1
		HUACHO - PARAMONGA NUEVA	L-2213	220		1						1
		HUANCVELICA - INDEPENDENCIA	L-2132	220						1		1
		HUANCVELICA - INDEPENDENCIA	L-2231	220					1	1		2
		MARCONA - MINA	L-6629	66							2	2
		MARCONA - SAN NICOLÁS	L-6627	60	1	1			1			3
		MARCONA - SAN NICOLÁS	L-6628	60		2			3			5
		PACHACHACA - CALLAHUANCA (REP)	L-2222	220					1			1
		PACHACHACA - CALLAHUANCA (REP)	L-2223	220		1						1
		PARAGSHA II - HUÁNUCO	L-1120	138					1			1
		PARAMONGA N. - CHIMBOTE 1	L-2215	220					1			1
		POMACOCHA - SAN JUAN	L-2206	220			1					1
		TINGO MARÍA - AUCAYACU	L- 1122	138					2			2
		SEAL	MARCONA - BELLA UNIÓN	L- 6672	60						2	
	SHOUGANG HIERRO PERU	EL HIERRO - MARCONA	L-2299	220					1			1
	SINERSA	CH CHANCAY - HUARAL	L-6947	60	1				1			2
		CANCHAYLLO - Der. AZULCOCHA	L-6647 A	60						2		2
	STATKRAFT	CARHUAMAYO - HUARÓN	L-6514	50					2			2
		COBRIZA I - COBRIZA II	L-6602	69		3			2	1		6
		MOROCCOCHA - CARLOS FRANCISCO	L- 6533 = L-6533A + L-6533B	50	1				5			6
		MOROCCOCHA - CARLOS FRANCISCO	L-6532=L-6532A + L-6532B	50	1				2	3	3	9
		OROYA NUEVA - ALAMBRÓN	L-6513	60	1							1
		OROYA NUEVA - DER. PACHACAYO	L-6601 A	69				2				2
		PACHACHACA - MAHR TÚNEL	L-6526	50				1			1	1
		PARAMONGA E. - CAHUA	L- 1102	138							1	1
		PARAMONGA E. - CAHUA	L-1033	138						1		1
		SAN CRISTÓBAL - ANDAYCHAGUA ELC	L-6727-E	50					1		1	2
	TRANSMANTARO	CARABAYLLO - ZAPALLAL	L-2108	220					1			1
		CHILCA - CARABAYLLO	L-5001	500		5		1				6
		CHILCA - PLANICIE	L-2103	220		1						1
		POMACOCHA - CARHUAMAYO	L- 2294	220					10			10
	UNION ANDINA DE CEMENTO	CARIPA - CONDORCOCHA	L-1706	138						1		1
	ATN 1 S.A.	TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA	L-2024	220					3			3
		L-2055	220					5				5
	ATN 2 S.A.	COTARUSE - LAS BAMBAS	L-2056	220					2			2
		L-6017	66					2	1			3
	SUR	CONENHUA	ARES - HUANCARAMA	L- 6017	66				2	1		3
			ARES - TALTA	L-1047	138				4			4
			CALLALLI - ARES	L-1040	138				2			2
			CALLALLI - TALTA	L-1040	138				2			2
			TALTA - TAMBOMAYO	L-1048	138				2			2
	EGEMSA	CACHIMAYO - DOLORESPATA	L-1003	138	1							1
		MACHUPICCHU - CACHIMAYO	L- 1001	138					1			1
		MACHUPICCHU - QUENCORO	=L-1002/1 + L-1002/2	138					2		1	3

... continúa

CUADRO N° 12.1
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	TENSIÓN kV	CAUSA							TOTAL
					EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
SUR	EGESUR	ARICOTA 1 - SARITA	L-6667	60	1			1	1			3
		ARICOTA 2 - TOMASIRI	L- 6620	66		1				3		4
		TOMASIRI - LOS HÉROES	L- 6637	66		1				1		2
	ELECTRO PUNO	AZÁNGARO - ANTAUTA	L- 6021 (ex L- 0635)	60		1			15	1		17
		AZÁNGARO - PUTINA	L- 6024	60					17			17
		PUNO - BELLAVISTA	L- 6028 (ex L-0639)	60					2			2
		PUNO - POMATA - ILAVE	L- 6027 (ex L-0638)	60					7			7
	ELECTRO SUR	TACNA - LA YARADA	L-6659	60			1					1
		ABANCAY	L-6003	60							1	1
	ELECTRO SUR ESTE	COMBAPATA - SICUANI	L- 6001	60					6	2		8
		MACHUPICCHU - SANTA MARIA - URPIPATA	L- 6002	60					3			3
		SAN GABÁN II - MAZUCO	L- 1014	138					3			3
	ENGIE	ILO 4 - MONTALVO	L-5039	500					3			3
	GENERADORA ENERGÍA DEL PERÚ	REPARTICION - LA JOYA	L-1034	138					1			1
	MINERA ARES	ARES - ARCATA	L-6018	66						2		2
		CALLALLI - CAYLLOMA	L- 6015	66					2	4		6
	MINERA ARUNTANI	PUNO - TUCARI	L- 6007	60					15	8		23
	MINERA CERRO VERDE	SAN LUIS - CERRO VERDE	L-2074	220					1			1
		SOCABAYA - CERRO VERDE	L-2061	220			1					1
	MINSUR	PUCAMARCA - LOS HEROES	L-6638	60					1			1
	PANAMERICANA SOLAR SAC.	DERIV. QUEBRADA - ILO - PANAMERICANA SOLAR	L-1390	138							1	1
	RED DE ENERGIA DEL PERU	AYAVIRI - AZÁNGARO	L-1042	138					1			1
		CACHIMAYO - ABANCAY	L- 1007	138					3			3
		CALLALLI - SANTUARIO	L-1020	138					1			1
		COMBAPATA - QUENCORO	L-1050	138					2			2
		TINTAYA - AYAVIRI	L-1006	138					2			2
		TINTAYA - CALLALLI	L- 1008	138					2			2
		TINTAYA - COMBAPATA	L-1005	138					4			4
		MOQUEGUA - PUNO	L-2030	220					2			2
	REDESUR	SOCABAYA - MOQUEGUA	L-2025	220					1			1
	SAN GABAN	AZÁNGARO - SAN GABÁN II	L- 1010	138			1		1			2
		CHILINA - JESÚS	L-3100	33						1		1
	SEAL	CHILINA - PQUE INDUSTRIAL_AREQUIPA	L- 3060	33						2		2
		JESUS-PORONGOCHÉ	L-3092	33						1		1
		MAJES - CHUQUIBAMBA	L-6550	60						1	1	2
	SOUTHERN PERU CC	QDA. HONDA - MILLSITE	L-1385/1	138					1			1
		TINTAYA NUEVA - SOCABAYA	L- 2022	220					5			5
	TESUR	L-2023	220			1			4			5
		COTARUSE - ABANCAY NUEVA	L-2060	220					6			6
	TRANSMANTARO	COTARUSE - SOCABAYA	L- 2053	220			2		6	1		9
L-2054		220						3			3	
L- 2051		220						2			2	
L- 2052		220						5	3	1	9	
SURIRAY - COTARUSE		L-2059	220					8			8	
TOTAL FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN					14	37	0	2	277	88	56	474

FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES
FEC: FALLAS DE EQUIPOS
EXT: FALLA EXTERNA
OTR: OTRAS CAUSAS DISINTINTAS A LAS ANTERIORES
FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA
FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
FHU: FALLA HUMANA

Las fallas o desconexiones forzadas consideradas en la presente estadística se han clasificado de acuerdo a las siguientes causas: falla del sistema de protección (FEC), fenómenos ambientales o naturales (FNA), falla externa (EXT), Otras causas distintas a las anteriores (OTR), fallas cuya causa no fue identificada (FNI), falla en los equipos (FEP) y falla humana (FHU).

En los Cuadros N° 12.1 al N° 12.8 presentan datos de eventos clasificados por empresas integrantes y no integrantes del COES, tipos de equipo de transmisión y por áreas según tipo de causas de fallas. La estadística de fallas o desconexiones forzadas del año 2017 registraron el total de 945 eventos, lo cual representa una disminución del 37% con respecto al año 2016.

En el Cuadro N° 12.10 muestra la estadística de fallas en Líneas de Transmisión desagregadas por áreas y niveles de tensión según tipo de causa de fallas ocurridas en el año 2017. En los Gráficos N° 12.1 al N° 12.4 muestra el número de fallas por áreas y tipos de causa en líneas de transmisión de 500 kV, 220 kV y 138 kV. En el Gráfico N° 12.5 se observa el número de fallas ocurridas en el SEIN por áreas y según tipo de equipos.

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.2
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOTAL		
				EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR			
NORTE	AGUAS Y ENERGIA PERU	PIÁS 1	CENTRAL HIDROELÉCTRICA PIÁS 1						1		1		
	EGENOR	CARHUAQUERO IV	CARQ4		1						1		
	EMPRESA ELECTRICA AGUA AZUL	POTRERO	C.H. POTRERO		15					1		16	
			G1	1	14				3	2	20		
			G2		8		1		3		12		
	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	LAS PIZARRAS	C.H. LAS PIZARRAS		4							4	
			G1						1		1		
			G2		1						1		
	ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS	M_TG4								1	1	
		MALACAS 1	TG6								1	1	
		RESERVA FRIA DE GENERACION TALARA	M_TG5		2							2	
	ENGIE	QUITARACSA	C.H. QUITARACSA		2							2	
			QUITARACSA G1		4							4	
			QUITARACSA G2		2		2					4	
	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	SANTA CRUZ I	SANTA CRUZ I		2					2		4	
		CAÑA BRAVA	CBRAVA G1		3					1		4	
	ORAZUL ENERGY	CAÑÓN DEL PATO	CPATO1		1							1	
			CPATO2		1		1					2	
		CARHUAQUERO	CARQ1				2					2	
		CARHUAQUERO IV	CARQ2		3						1	4	
	SDE PIURA	TABLAZO	CARQ4							1		1	
			TABLAZO_TG1		1							1	
	SINERSA	POECHOS I	C.H. POECHOS I	1								1	
			POECHOS G2		2							2	
			POECHOS G1						1			1	
		POECHOS II	C.H. POECHOS II		1								1
			POECHOS II G1		5				3				8
POECHOS II G2				1								1	
STATKRAFT	GALLITO CIEGO	GALLITO CIEGO G1		2					1		3		
		GALLITO CIEGO G2		1							1		
	PARIAC	C.H. PARIAC	1	1							2		
		CH2 - G1		1					1		2		
		CH4 - G1						1		1			
CENTRO	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	PARAMONGA	TGV01	1	7		1		3		12		
	CELEPSA	EL PLATANAL	CH EL PLATANAL G1		1						1		
			CH EL PLATANAL G2		1						1		
	CERRO DEL AGUILA S.A.	CERRO DEL AGUILA	C.H. CERRO DEL AGUILA		5							5	
			CERRO DEL AGUILA G1		3							3	
			CERRO DEL AGUILA G2		7		1					8	
			CERRO DEL AGUILA G3		9							9	
	CHINANGO S.A.C.	CHIMAY	CHIMAY1	1							1		
		YANANGO	C.H. YANANGO		2							2	
	EGASA	PISCO	PISCO_TG1							1		1	
			PISCO_TG2		1							1	
	EGESUR	INDEPENDENCIA	C.T. INDEPENDENCIA		1							1	
			INDEP_WAR1		1							1	
			INDEP_WAR2		6							6	
			INDEP_WAR3		2					1		3	
			INDEP_WAR4		1						1		1
	ELECTRICA SANTA ROSA	PURMACANA	C.H. PURMACANA	2							2		
	ELECTRICA YANAPAMPA SAC	YANAPAMPA	G1		1					1		2	
			MRO3		1							1	
	ELECTROPERU	MANTARO	MRO6		1							1	
			RON1	1	2							3	
		RESTITUCIÓN	RON2	1	2							1	
	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGIA LIMPIA SAC	LA GRINGA V	C.T. LA GRINGA	7						1		8	
			Gringa_G2		1							1	
	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	CANCHAYLLO	C.H. CANCHAYLLO		2							2	
			G01		2							2	
	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN	RUNATULLO II	G1		1						1		
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA RIO BAÑOS S.A.C.	RUCUY	C.H. RUCUY	1	1							2		
		C.H. CHAGLLA		2							2		
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	CHAGLLA	CHAGLLA G1		4							4		
		CHAGLLA G2		3							3		
		CHAGLLA GP1	1	1			1				3		
	PCH CHAGLLA	CHAGLLA G2		3							3		
		P.C.H CHAGLLA	1	5						1	7		
EMPRESA DE GENERACION HUANZA	HUANZA	HUANZA G2							1	1			

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.2
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN
2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOTAL	
				EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR		
CENTRO	ENEL GENERACION PERU S.A.A.	CALLAHUANCA	CALL1		1							1
			CALL3		1							1
			CALL4	1								1
			C.H. HUINCO						1			1
		HUINCO	HCO1		2							2
			HCO3						1			1
		MATUCANA	MAT2						1			1
		MOYOPAMPA	MOY1		2							2
			MOY3		1							1
		VENTANILLA	VENT_TG4		1							1
			VENT_TV							1		1
		ENGIE	CHILCA 1	CHILCA1_TG13		1		1				2
		CHILCA1_TV			1						1	
	FENIX POWER PERÚ	FENIX	FENIX GT11		1						1	
	HIDROCAÑETE S.A.	NUEVA IMPERIAL	CH-IMPERIAL	1							1	
			N_Imperial		3						3	
	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ	HUASAHUASI I	HUASA_I_G1		1						1	
		HUASAHUASI II	HUASAHUASI II	1							1	
	HIDROMARAÑON	MARAÑON	MARAÑON G2		1				1		2	
	INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍAS DEL PERU	RESERVA FRIA PUCALLPA	CT RF PUCALLPA				1				1	
	KALLPA GENERACION	KALLPA	KALLPATG1		1						1	
	LUZ DEL SUR	SANTA TERESA	C.H. SANTA TERESA		1						1	
			G1		2						2	
			G2		3		1				4	
	PETRAMAS	HUAYCOLORO	C.T. HUAYCOLORO	12					4		16	
			Huay_G3	1							1	
	SINERSA	CHANCAY	C.H. CHANCAY		2						2	
			CHANCAY G1		2						2	
			CHANCAY G2		1						1	
	STATKRAFT	CAHUA	CAHUA G2		2						2	
			CHEVES		3						3	
		MALPASO	CHEVES G2		1						1	
			C.H. MALPASO				1				1	
			MALP1		2		1				3	
			MALP2		3		1		1		5	
			MALP3		1		1				2	
MALP4				2				1		3		
PACHACHACA		C.H. PACHACHACA					1			1		
		PACH3		2						2		
YAUPI		C.H. YAUPI		1						1		
		YAUPI1							1	1		
	YAUPI3		5						5			
	YAUPI4						1		1			
TERMOCHILCA	SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS	OLLEROS TG1		1				1	2			
EGASA	CHARCANI I	CHAR_I_G2		2						2		
		CHARCANI II		1				1		2		
		CHAR_IV_G1						1		1		
	CHARCANI IV	CHAR_IV_G2		1						1		
		CHAR_IV_G3		1						1		
		CHAR_V_G1		1				1		2		
	CHARCANI V	CHAR_V_G2						1		1		
		C.H. CHARCANI VI						1		1		
	CHARCANI VI	CHARVI_G1						1		1		
		CHI_SLZ12_SLZ1		3				1		4		
	CHILINA D	CHI_SLZ12_SLZ2		6				1		7		
	MOLLENDO D	C.T. MOLLENDO DIESEL							1	1		
		MOLL123_GD1		2				1		3		
	EGEMSA	MACHUPICCHU	MACHUP_G1		1						1	
			MACHUP_G3		2					1	3	
MACHUP_G4				3						3		
ARICOTA2_G1				1						1		
EGESUR	ARICOTA II	ARICOTA2_G1		1						1		
	ILO 1	Caldera 4 (T. Vapor 4)		1						1		
ENGIE	ILO 2	ILO2_CARB_TV1		1						1		
	RESERVA FRIA PLANTA ILO	PLANTA ILO_TG1		1						1		
SAMAY I S.A.	PUERTO BRAVO	PUERTO BRAVO TG4		3				1		4		
SAN GABAN	SAN GABÁN II	SGAB2_G1		1						1		
		SGAB2_G2		1						1		
STATKRAFT	MISAPUQUIO	C.H. MISAPUQUIO	5						1	6		
	SAN ANTONIO	C.H. SAN ANTONIO	10						1	11		
		SAN ANTONIO G1	1					1		2		
	SAN IGNACIO	C.H. SAN IGNACIO	11						1	12		
TOTAL FALLAS EN UNIDADES DE GENERACIÓN				62	234	0	15	2	54	12	379	

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.3
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN BARRAS DEL SEIN - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOTAL	
				EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR		
NORTE	ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS	TALA10						1		1	
	HIDRANDINA	HUARAZ	BARRA66KV						1		1	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	CHICLAYO OESTE	BARRA A 220 KV					1			1	
CENTRO	ENEL DISTRIBUCION PERU	CHAVARRIA	SCV_CH						1		1	
	LUZ DEL SUR	CANTERA	BARRA-60KV							1	1	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	HUANCANELICA								1	1	
	SHOUGESA	SAN NICOLÁS	BARRA 1 - 13.8kV							1	1	
	STATKRAFT	PARAMONGA EXISTENTE	BARRA A 13.8kV							1		1
			BARRA B 13.8kV								1	1
SUR	MINERA BATEAS	CAYLLOMA	BARRA15KV					1			1	
	RED DE ENERGIA DEL PERU	AYAVIRI	BARRA-10kV	3							3	
		CALLALLI	BARRA-138kV		1						1	
	SAN GABAN	QUENCORO	BARRA-10KV		1						1	
		AZANGARO	BARRA A_138KV								1	1
	SOUTHERN PERU CC	BOTIFLACA (CUAJONE)	BARRA_138 KV		1						1	
	TRANSMANTARO	COTARUSE	BARRA B_220KV							1	1	
TOTAL FALLAS EN BARRAS				3	3	0	0	2	7	5	20	

CUADRO N° 12.4
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DEL SEIN - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA					TOTAL	
				EXT	FEC	FHU	FNI	OTR		
NORTE	RED DE ENERGIA DEL PERU	CHICLAYO OESTE	SVC-2			2				2
		TRUJILLO NORTE	SVC-1			1				1
CENTRO	LUZ DEL SUR	BALNEARIOS	SVC-BALNEARIOS					1		1
	RED DE ENERGIA DEL PERU	SAN JUAN	BC-08					1		1
			BC-10					1		1
	ABY TRANSMISIÓN SUR	SANTA ROSA N.	BC-17		1					1
		POROMA	REB-5350 100Mvar			1				1
SUR	TRANSMANTARO	COTARUSE	REACTOR XL11				1			1
			REACTOR XL13				1			1
TOTAL FALLAS EN EQUIPOS DE COMPENSACIÓN				1	4	2	3	0	10	

CUADRO N° 12.5
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN TRANSFORMADORES DEL SEIN - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA							TOTAL	
				EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR		
NORTE	RED DE ENERGIA DEL PERU	CHICLAYO OESTE	SE_CHICLAYO OESTE						1		1	
		ZORRITOS	TR33-261		1						1	
	TRANSMANTARO	LA NIÑA	AT91-523 500/220/33 kv		1						1	
	ELECTRO NOR OESTE	MORROPON	SE MORROPON							1	1	
		ELECTRO NORTE	CARHUAQUERO	2TPB011							1	1
	HIDRANDINA	PORVENIR	TP-A051		1							1
		SANTA	TP-A008			1						1
		SANTIAGO DE CAO	TP-A028-30MVA							1	1	2
		TRUJILLO SUR	TP-A050							1		1
	CENTRO	LUZ DEL SUR	BALNEARIOS	TR-3		1						1
CANTERA			AT-220/60/13.8kV							1	1	
RED DE ENERGIA DEL PERU		HUACHO	SSEE							1		1
		INDEPENDENCIA	TR4-261		1							1
		PARAMONGA NUEVA	T113-261								1	1
			TR18-261		1							
TOCACHE		TR35-121								1	1	
TRANSMANTARO		CHILCA-CTM	T72-523 500/220/33kv				1				1	
CONENHUA		LOMERA	T-1 40/40/15/14 MVA		3						3	
ELECTRO CENTRO		LA UNION ELC	S.E. LA UNION							1	1	
FENIX POWER PERÚ		SE_FENIX	TRAFO FENIX GT11		1						1	
INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU		PUCALLPA	TR35-163 (60 MVA)							1		1
		AGUAYTIA	TR38-212								1	1
ISA PERU		PUCALLPA	T111-161 (55/55/18 MVA)		1						1	
MINERA GOLD FIELDS		CERRO CORONA	S.E. GOLD FIELDS							1		1
REFINERIA ZINC CAJAMARQUILLA		CAJAMARQUILLA	TR1		1							1
SHOUGANG HIERRO PERU		EL HIERRO	TP-01							1		1
STATKRAFT		CAHUA	TRAFO G1			1						1
	MALPASO	GRUPO 4			2						2	
	OROYA	S.E. OROYA								2		2
		TR 1								1		1
	PARAMONGA EXISTENTE	SUBESTACION			1							1
		TRAFO 2									1	1
	YAUPI	CH. YAUPI									1	1
RED DE ENERGIA DEL PERU	AZANGARO	T79-121					1				1	
	CALLALLI	SE_CALLALLI									1	
	SANTUARIO	SE_SANTUARIO								1	1	
	TINTAYA	TR43-11								1	1	
	MONTALVO	AUT-5671 (500/220/33 KV)		1						1	2	
CONENHUA	TAMBOMAYO	T52-02 138/22/10 kv				1					1	
MINERA ÁRES	COTARUSE	TR-220/66/10 kv 35MVA		1							1	
MINERA CERRO VERDE	SAN JOSE	SE_SAN JOSE								1	1	
SEAL	CALLALLI	T91-162							1		1	
TOTAL FALLAS EN TRANSFORMADORES				1	18	0	3	1	13	12	48	

ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN 2017

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.6
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN CELDAS - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA					TOTAL
				EXT	FEC	FNA	FHU	FNI	
NORTE	EMPRESA ELECTRICA RIO DOBLE	PIZARRAS	CL-1141		1				1
	LUZ DEL SUR	ASIA	CL-2089					1	1
CENTRO	RED DE ENERGIA DEL PERU	INDEPENDENCIA	CL-2231					1	1
	TRANSMANTARO	PLANICIE	CL-ACOPLA220kV				1		1
SUR	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	CANCHAYLLO	CL-6601	1					1
	TRANSMANTARO	COTARIUSE	CL XC2		1				1
	SAN GABAN	AZANGARO	CL-1042		2				2
TOTAL FALLAS EN CELDAS				1	4	0	1	2	8

CUADRO N° 12.7
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN INTERRUPTORES - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA			TOTAL
				FEC	FHU	FNI	
CENTRO	TRANSMANTARO	CARABAYLLO	IN-2608 (T74_220kV)			1	1
	ABY TRANSMISIÓN SUR	CHILCA-CTM	INT-5251 (INT. ACOPLAMIENTO 500 KV)		1		1
TOTAL FALLAS EN INTERRUPTORES				0	1	1	2

CUADRO N° 12.9
RESÚMEN DE ESTADÍSTICA DE FALLAS 2017

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
LINEAS DE TRANSMISIÓN	NORTE	8	22		1	81	29	21	162
	CENTRO	4	6			35	27	31	103
	SUR	2	9			1	161	32	209
TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN		14	37	0	2	277	88	56	474

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
TRANSFORMADORES	NORTE		13		1		8	6	28
	CENTRO	1	3			1	3	2	10
	SUR		2		2		2	4	10
TOTAL TRANSFORMADORES		1	18	0	3	1	13	12	48

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
UNIDADES DE GENERACIÓN	NORTE	32	124		9	2	23	2	192
	CENTRO	3	78		6		20	5	112
	SUR	27	32				11	5	75
TOTAL UNIDADES GENERACIÓN		62	234	0	15	2	54	12	379

CUADRO N° 12.8
ESTADÍSTICA DE FALLAS POR ÁREAS EN STATCOM - 2017

ÁREA	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	CAUSA			TOTAL
				FEC	FHU	FNI	
CENTRO	ISA PERU	PUCALLPA	SVC-6 (SVC PLUS)	4			4
TOTAL FALLAS EN INSTALACIONES INTERNAS DE USUARIOS LIBRES				4	0	0	4

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	NORTE	1	1				3		5
	CENTRO		3						3
	SUR				2				2
TOTAL EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA		1	4	0	2	0	3	0	10

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
BARRA	NORTE				1	2	4	7	
	CENTRO					1	2	3	
	SUR	3			3		3	1	10
TOTAL BARRAS		3	0	0	3	2	7	5	20

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
CELDAS	NORTE	1			1		2		4
	CENTRO		1						1
	SUR		3						3
TOTAL CELDAS		1	4	0	1	0	2	0	8

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
INTERRUPTOR	NORTE								0
	CENTRO				1		1		2
	SUR								0
TOTAL INTERRUPTOR		0	0	0	1	0	1	0	2

TIPO DE EQUIPO	ÁREA	CAUSA							TOTAL
		EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	
STATCOM	NORTE								0
	CENTRO		4						4
	SUR								0
TOTAL STATCOM		0	4	0	0	0	0	0	4
TOTAL ESTADÍSTICA DE FALLAS 2017		82	301	0	27	282	168	85	945,00

TIPO DE CAUSA:

FNA: FENÓMENOS AMBIENTALES O NATURALES
 FEC: FALLAS DE EQUIPOS
 EXT: FALLA EXTERNA
 OTR: OTRAS CAUSAS DISTINTAS A LAS ANTERIORES
 FNI: FALLAS CUYA CAUSA NO FUE IDENTIFICADA
 FEP: FALLA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
 FHU: FALLA HUMANA
 OP: FALLA POR OPERACIÓN

CUADRO N° 12.10
ESTADÍSTICA DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR ÁREAS Y NIVELES DE TENSIÓN DEL SEIN 2017

ÁREA	kV	EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	FNI	OTR	TOTAL
NORTE	500		8		1	1		2	12
	220		5			36	6	2	49
	138					8	4	1	13
	< 100	8	9			36	19	16	88
	Total	8	22	0	1	81	29	21	162
CENTRO	500					5			5
	220		1			1	1	2	5
	138		3			21	5	13	42
	< 100	4	2			8	21	16	51
	Total	4	6	0	0	35	27	31	103
SUR	500					3			3
	220		4			53	4	1	62
	138	1	1			34	1	1	38
	< 100	1	4		1	71	27	2	106
	Total	2	9	0	1	161	32	4	209
Total General		14	37	0	2	277	88	56	474

ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN 2017

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

GRÁFICO N° 12.1

NÚMERO DE FALLAS POR ÁREAS Y TIPO DE CAUSA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV EN EL SEIN 2017

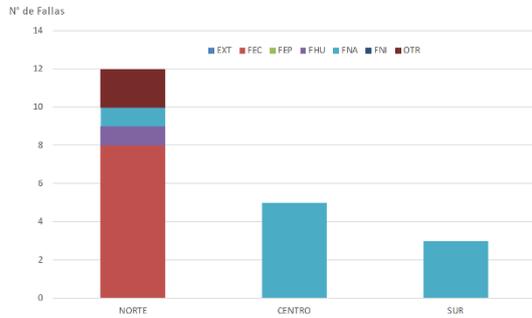


GRÁFICO N° 12.4

NÚMERO DE FALLAS POR ÁREAS Y TIPO DE CAUSA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE MENOR A 100 kV EN EL SEIN 2017

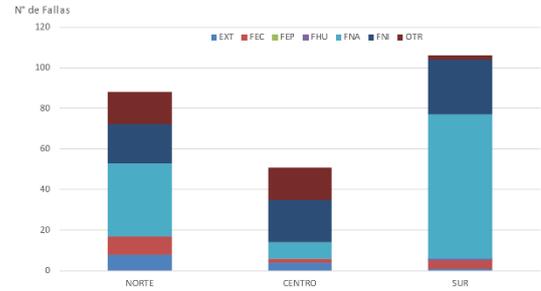


GRÁFICO N° 12.2

NÚMERO DE FALLAS POR ÁREAS Y TIPO DE CAUSA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 220 kV EN EL SEIN 2017

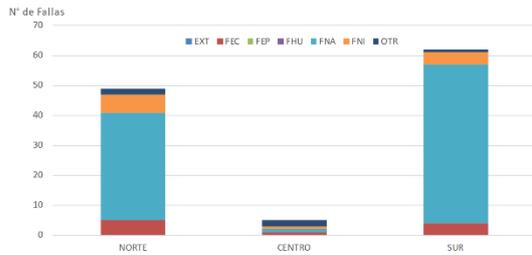


GRÁFICO N° 12.5

NÚMERO DE FALLAS POR ÁREAS Y SEGÚN TIPO DE EQUIPOS EN EL SEIN 2017

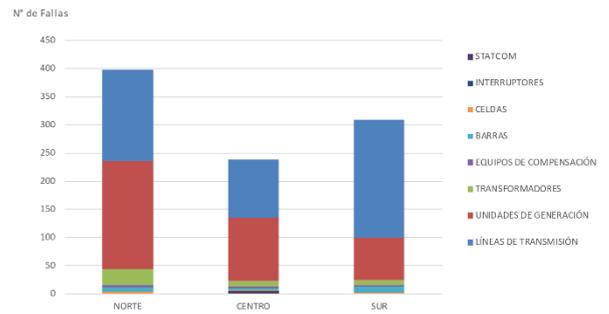
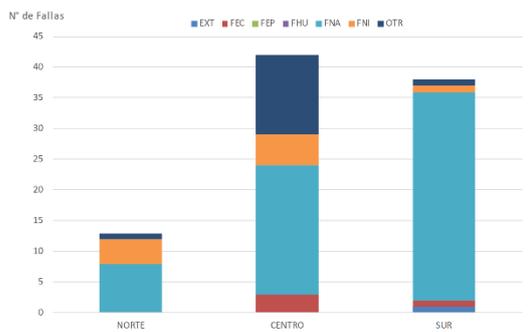


GRÁFICO N° 12.3

NÚMERO DE FALLAS POR ÁREAS Y TIPO DE CAUSA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 138 kV EN EL SEIN 2017



CUADRO N° 12.11
FACTORES DE INDISPONIBILIDAD - A DICIEMBRE 2017

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	Indisponibilidad Fortuita	Indisponibilidad Programada	
				Mensual	Anual
TERMOSELVA	Aguaylia	TG 1	0.24%	0.93%	3.76%
		TG 2	0.01%	2.07%	0.00%
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Santa Rosa	UTI-5	0.64%	4.99%	0.00%
		UTI-6	0.43%	3.35%	0.47%
		WTG-7	1.78%	5.06%	8.45%
		TG8	0.27%	4.59%	2.35%
		TG-3 TG4 C. COMB	1.03%	10.14%	16.52%
ENEL GENERACIÓN PIURA	Malacas 1	TG-6	4.36%	6.03%	9.31%
	Malacas 2	TG-4	0.72%	4.80%	21.60%
	Malacas 3	TG-5	0.66%	2.75%	0.00%
KALLPA	LAS FLORES	TG1	0.02%	2.41%	0.00%
SHOUGESA	SAN NICOLAS	TV-1	1.50%	11.60%	30.05%
		TV-2	0.35%	9.23%	0.00%
		TV-3	2.20%	11.43%	13.15%
		CUMMINS	0.00%	8.91%	0.00%
ELECTOPERU	Tumbes Nueva	MAK 1	1.01%	21.13%	4.69%
		MAK 2	4.78%	45.76%	30.99%
EGASA	MOLLENDO	MIRRLEES 1	2.27%	64.09%	0.00%
		MIRRLEES 2	3.67%	53.54%	0.00%
		MIRRLEES 3	1.56%	62.68%	54.43%
	PISCO	TG1	0.37%	14.59%	0.63%
		TG2	0.66%	3.84%	0.72%
	CHILINA	TG	0.99%	14.01%	0.00%
SULZER 1		6.43%	38.17%	7.51%	
EGESUR	INDEPENDENCIA	SULZER 2	3.75%	20.63%	18.03%
		WARTSILA 1	0.44%	2.34%	0.47%
		WARTSILA 2	1.21%	3.54%	1.41%
		WARTSILA 3	0.74%	3.50%	1.41%
		WARTSILA 4	0.71%	3.85%	0.47%
ENGIE	ILO 2	TV21	1.76%	2.13%	5.16%
	ILO RESERVA FRIA	TG2	0.58%	4.67%	25.58%
	Chilca Uno	TG1+TG2+TG3+TV	0.86%	7.27%	2.37%
	CHILCA DOS	TG41+TV	3.15%	8.93%	0.94%
	NEPI	TG41	2.03%	10.86%	6.70%
		TG42	2.07%	10.57%	4.23%
		TG43	2.08%	10.57%	4.23%
KALLPA	Kallpa	TG1+TG2+TG3+TV	0.64%	5.99%	0.47%
SDF ENERGÍA	Oquendo	TG1	0.98%	10.55%	2.50%
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	Paramonga	TV1	1.24%	12.35%	13.51%
PETRAMAS	Huaycoloro	TG1	0.89%	14.27%	22.72%
		TG2	0.91%	11.76%	10.29%
		TG3	0.78%	13.88%	30.89%
AGROAURORA S.A.C.	MAPLE	TG1	1.30%	40.57%	85.92%
TERMOCHILCA	Santo Domingo de los Olleros	TG1	0.67%	8.44%	23.94%
FÉNIX POWER	Fénix	GT11+GT12+TV	2.22%	9.70%	0.71%
EMPRESA CONCESIONARIA DE ENERGÍA LIMPIA	La gringa V	G1	1.71%	13.96%	32.50%
		G2	1.66%	12.90%	23.17%
MINERA CERRO VERDE	RECKA	G1	1.11%	14.55%	7.67%
SAMAY	PUERTO MALDONADO	TG1	1.26%	12.55%	1.18%
		TG2	1.34%	14.94%	1.08%
		TG3	2.19%	15.40%	5.04%
		TG4	1.62%	14.87%	0.47%
		NE - Pto. Bravo	TG1	1.26%	12.55%

HIPP : Número de horas de indisponibilidad fortuita durante las horas punta del periodo estadístico.

El cálculo de la indisponibilidad de las unidades generadoras se realiza según el Procedimiento N°25 vigente, derivado de la aplicación del D.S. N°004-99-EM publicado el 20 de marzo de 1999. El Ministerio de Energía y Minas aprobó dicho procedimiento que establece los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación mediante Resolución Ministerial N°322-2001-EM/VME publicada el 20 de julio de 2001 y sus modificatorias con Resolución Ministerial N° 441-2002-EM/DM del 25 de setiembre del 2002, Resolución Ministerial N° 009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009, Resolución OSINERGMIN N° 025-2012-OS/CD del 25 de febrero 2012 y modificación aprobada según Resolución OSINERGMIN N° 069-2013-OS/CD de 28 de abril de 2013.

En el Cuadro N° 12.11 se presentan los factores de indisponibilidad a diciembre de 2017 en las horas de punta del sistema que considera los eventos fortuitos y programados con carácter mensual y anual.

En el Cuadro N° 12.12 muestra la energía interrumpida por falla ocurrida en los equipos del SEIN desagregados por tipo de empresas integrantes del COES y No COES. Durante el año 2017 se registraron 741 fallas que causaron interrupción de suministros.

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUPTIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUPTIDA (MWh)
01/02/2017 16:06	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	0.53
01/02/2017 21:02	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	SE CHICLAYO OESTE	DESCONEXIÓN DE LA S.E. CHICLAYO OESTE DE 220 KV	479.97
01/02/2017 21:02	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	SE CHICLAYO OESTE	DESCONEXIÓN DE LA S.E. CHICLAYO OESTE DE 220 KV	0.37
01/02/2017 21:44	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.70
01/03/2017 13:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6647 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6647 (CANCHAYLLO - CHUMPE) DE 69 KV	0.04
01/03/2017 13:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6647 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6647 (CANCHAYLLO - CHUMPE) DE 69 KV	0.42
01/03/2017 18:47	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	4.83
01/03/2017 20:50	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	3.44
01/04/2017 02:39	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	16.51
01/04/2017 14:07	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV	0.10
01/04/2017 20:53	ACRO INDUSTRIAL PARA-MONGA	COES	TGV01	DESCONEXIÓN DE LA UNIDAD TV-01 DE LA C.T. PARAMONGA	4.00
01/04/2017 22:29	ENERGÍA EÓLICA S.A.	COES	L.T. 2170	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2170 (GUADALUPE - CUPISNIQUE) DE 220 KV	0.02
01/06/2017 19:55	MINERA GOLD FIELDS	COES	S.E. GOLD FIELDS	DESCONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES TR1, TR2 Y TR3 220/13.8 KV DE LA S.E. CERRO CORONA	13.85
01/07/2017 03:48	ELECTRO SUR	COES	L.T. 6659	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6659 (TACNA - LA YARADA) DE 66 KV	0.10
01/09/2017 10:22	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	BARRA B 220 KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA "B" DE LA S.E. INDEPENDENCIA DE 220 KV	32.38
01/10/2017 16:43	STATKRAFT	COES	L.T. 6520	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6520 (PARAGSHA 1 - EXCÉLSIOR) DE 60 KV	53.99
01/11/2017 14:40	ETESSELVA	COES	L.T. 2252	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2252 (TINGO MARIA - VIZCARRA) DE 220 KV	23.12
01/12/2017 12:59	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.06
01/12/2017 14:02	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	1.65
02/01/2017 05:06	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	16.50
01/12/2017 14:02	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	5.62
01/12/2017 15:09	ISA PERU	COES	L.T. 1125	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1125 (AGUAYTIA - PUCALLPA) DE 138 KV EN EL LADO DE LA S.E. PUCALLPA	8.02
01/12/2017 18:36	STATKRAFT	COES	L.T. 6525=L-6525A + L-6525B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6525 (OROYA NUEVA - CURIPATA - PACHACHACA) DE 50 KV	0.01
01/12/2017 22:19	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1015 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV	1.74
02/01/2017 06:51	CONENHUA	COES	L.T. 1047	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1047 (TALTA - ARES) DE 138 KV	1.15
02/02/2017 02:58	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	BARRA A 220 KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA "A" DE LA S.E. CHICLAYO OESTE DE 220 KV	152.81
02/02/2017 17:46	HIDRANDINA	COES	L.T. 1117	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1117 (TRUJILLO NORTE - PORVENIR) DE 138 KV	10.80
02/02/2017 18:48	HIDRANDINA	COES	L.T. 1128	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1117 (TRUJILLO NORTE - PORVENIR) DE 138 KV	4.05
02/02/2017 18:48	HIDRANDINA	COES	L.T. 1128	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1117 (TRUJILLO NORTE - PORVENIR) DE 138 KV	610.83
02/02/2017 22:24	LUZ DEL SUR	COES	L.T. 615	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-616/615 (INDUSTRIALES - PUENTE) DE 60 KV	54.67
02/03/2017 06:25	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA CANCHAYLLO SAC	COES	CL-6601	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA 6601 (CANCHAYLLO - OROYA NUEVA) DE 69 KV	1.66
02/03/2017 16:43	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.73
02/03/2017 20:18	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - HUANCANÉ-ANANEA) DE 60 KV	1.87
02/04/2017 06:55	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	1.02
02/04/2017 13:53	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-6024/L-6025/L-6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	0.62
02/04/2017 15:03	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.68
02/04/2017 17:07	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV	0.65
02/04/2017 20:04	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2059	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2059 (SURIRAY - COTARUSE AMPLIACIÓN) DE 220 KV	0.44
02/05/2017 01:03	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV	12.15
02/05/2017 15:53	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2294	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2294 (POMACOCCHA - CARHUAMAYO) DE 220 KV	7.92
02/07/2017 17:07	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6603	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6603 (INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO) DE 60 KV	0.00
02/08/2017 17:43	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665 (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	3.89
02/09/2017 00:21	LUZ DEL SUR	COES	TR-1 210/62.46/10KV	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TR-1 DE 220/60/10 KV DE LA S.E. ALTO PRADERA	70.55
02/09/2017 01:39	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	12.61
02/09/2017 04:19	LUZ DEL SUR	COES	SE PRADERAS	DESCONEXIÓN DE LA S.E. LAS PRADERAS DE 60 KV	42.14
02/11/2017 00:44	ELECTRO ORIENTE	COES	ELCT-1049	ABRIÓ EL INTERRUPTOR IN-1331 DE LA LÍNEA L-1049 (BELAUNDE TERRY - MOYOBAMBA) DE 138 KV EN LA S.E. MOYOBAMBA	0.37
02/12/2017 08:15	STATKRAFT	COES	L.T. 6501=L-6501A + L-6501B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6501 (CARHUAMAYO - JUNÍN) DE 50 KV	0.10
02/12/2017 14:12	EGESUR	COES	L.T. 6667	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6667 (ARICOTA 1 - SARITA) DE 66 KV	0.31
03/01/2017 05:32	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	6.72
03/01/2017 12:15	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.39
03/01/2017 13:11	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (EX L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.36
03/01/2017 15:19	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCAVELICA - INGENIO) DE 60 KV	4.45
03/01/2017 17:24	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6066	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6066 (COBRIZA I - PAMPAS) DE 69 KV	0.04
03/02/2017 09:13	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	L.T. 2248	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2248 (PIURA OESTE - PARIÑAS) DE 220 KV	1.25
03/02/2017 14:19	HIDRANDINA	COES	L.T. 1115	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1115 (TRUJILLO NORTE-MOTIL) DE 138 KV	0.52
03/02/2017 15:11	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	0.32
03/03/2017 13:38	ATN 2 S.A.	COES	L.T. 2055	RECIERRE EXITOSO DE LAS LÍNEAS L-2055/L-2056 (COTARUSE - LAS BAMBAS) DE 220 KV	2.53
03/04/2017 11:54	ATN 1 S.A.	COES	L.T. 2024	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2024 (TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA) DE 220 KV	36.18
03/04/2017 13:53	STATKRAFT	COES	L.T. 6647 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6647 (CANCHAYLLO - AZULCOCHA - CHUMPE) DE 69 KV	0.30
03/04/2017 13:53	STATKRAFT	COES	L.T. 6647 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6647 (CANCHAYLLO - AZULCOCHA - CHUMPE) DE 69 KV	2.15
03/04/2017 15:26	ETENORTE	NO COES	L.T. 1104	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-1104 (SE. CHIMBOTE 1 - SE. HUALLANCA) DE 138 KV POR FALLA TRIFÁSICA	1.33
03/05/2017 05:45	EGEMSA	COES	L-1003	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1003 (CACHIMAYO - DOLORESPATA) DE 138 KV	0.11
03/06/2017 12:17	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	BARRA-10KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. AYAVIRI	0.07
03/06/2017 13:22	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	BARRA-10KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. AYAVIRI	0.01
04/01/2017 06:53	ETESSELVA	COES	L.T. 2251	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2251 (AGUAYTIA - TINGO MARIA) DE 220 KV	12.16
03/07/2017 05:55	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV	0.14
03/07/2017 20:32	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV	6.92
03/08/2017 07:02	RED DE ENERGÍA DEL PERU	COES	BARRA 10KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. PIURA OESTE	2.28
03/10/2017 17:40	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	0.82
03/12/2017 00:24	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (EX L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV	0.32
03/12/2017 06:55	SEAL	COES	L.T. 3060	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-3060 Y L-3061 (PARQUE INDUSTRIAL - CHALLAPAMPA) DE 33 KV	2.47
04/01/2017 06:53	ETESSELVA	COES	L.T. 2251	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2251 (AGUAYTIA - TINGO MARIA) DE 220 KV	16.52

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
04/01/2017 13:37	ATN 2 S.A.	COES	L.T. 2055	RECIERRE EXITOSO DE LAS LINEAS L-2055/2056 (COTARUSE - LAS BAMBAS) DE 220 KV	2.97
04/01/2017 16:45	ISA PERU	COES	L.T. 2254	RECIERRE EXITOSO EN LA LINEA L-2254 (VIZCARRA - PARAGSHA 2) DE 220 KV.	1.90
04/01/2017 17:14	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	8.11
04/02/2017 08:58	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 6629	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6629 (MARCONA - MINA) DE 60 KV.	4.84
04/02/2017 19:11	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6690 (C.H. SANTA CRUZ - CARAZ) DE 66 KV.	1.33
04/02/2017 20:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 6682	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6682 (HUALLANCA LA PAMPA) DE 66 KV	5.41
04/02/2017 20:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	0.12
04/02/2017 20:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	0.08
04/02/2017 20:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	1.39
04/03/2017 12:16	CONENHUA	COES	L.T. 1047	RECIERRE EXITOSO DE LA LINEA L-1047 (TALTA - ARES) DE 138 KV.	2.55
04/04/2017 13:40	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV.	0.64
04/04/2017 19:18	TRANSAMTARO	COES	L.T. 2294	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2294 (POMACOCCHA - CARHUAMAYO) DE 220 KV.	4.05
04/05/2017 08:54	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6658B (LA UNIÓN - SECHURA) DE 60 KV	0.46
04/06/2017 17:53	HIDRANDINA	COES	L.T. 1117	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1117 (TRUJILLO NORTE - PORVENIR) DE 138 KV	1.95
04/08/2017 01:52	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	1.26
04/08/2017 01:52	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	21.65
04/09/2017 05:54	ENEL DISTRIBUCION PERU	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6685 (HUACHO - HUALLMAY) DE 66 KV	2.30
04/12/2017 09:41	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6514 (CARHUAMAYO - SHELBY) DE 50 KV	8.84
04/12/2017 16:55	ISA PERU	COES	L.T. 1125	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1125 (AGUAYTIA - PUCALLPA) DE 138 KV	1.57
05/01/2017 06:42	MINERA ARES	COES	L.T. 6015	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6015 (CALLALLI - CAYLLOMA) DE 60 KV	2.26
05/01/2017 14:33	CONENHUA	COES	L.T. 1123	RECIERRE NO EXITOSO DE LA L-1123 (PARAGSHA - UCHUCHACUA) DE 138 KV	20.71
05/01/2017 16:25	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6021 (AZANGARO-ANTAUTA) DE 60 KV.	1.38
05/02/2017 09:08	HIDRANDINA	COES	TP-A050	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A050 DE 138/60/10 KV	1.30
05/02/2017 22:30	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPEN) DE 60 KV	10.00
04/12/2017 16:55	ISA PERU	COES	L.T. 1125	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1125 (AGUAYTIA - PUCALLPA) DE 138 KV	5.68
04/12/2017 19:34	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6027 (PUNO - POMATA) DE 60 KV	0.83
04/12/2017 19:48	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6027 (PUNO - POMATA) DE 60 KV	0.91
05/03/2017 00:14	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1014 (SAN GABÁN II - MAZUCO) DE 138 KV	0.25
05/03/2017 00:14	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1014 (SAN GABÁN II - MAZUCO) DE 138 KV	2.15
05/03/2017 01:39	ELECTROPERU	COES	L.T. 6664	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6664 (ZORRITOS - MANCORA) DE 60 KV	3.09
05/03/2017 01:53	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2249	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2249 (TALARA - ZORRITOS) DE 220 KV	6.40
05/03/2017 14:57	TRANSAMTARO	COES	L.T. 2294	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2294 (POMACOCCHA - CARHUAMAYO) DE 220 KV	3.36
05/03/2017 15:31	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2231	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2231 (HUANCAVELICA - INDEPENDENCIA) DE 220 KV	0.40
06/01/2017 06:31	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6007 (PUNO-TUCARI) DE 60 KV.	0.39
05/03/2017 16:52	CONENHUA	COES	L.T. 1040 (Nuevo)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1040 (CALLALLI - TALTA) DE 138 KV	4.99
05/04/2017 13:47	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6024/L-6025/L-6026 (AZANGARO - HUANCANÉ - ANANEA) DE 60 KV.	8.44
05/04/2017 16:18	CONENHUA	COES	L.T. 6017	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6017 (ARES - HUANCARAMA) DE 60 KV	1.83
05/04/2017 17:05	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONECTÓ LA LINEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV. POR FALLA	0.29
06/01/2017 06:41	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6007 (PUNO-TUCARI) DE 60 KV	14.01
06/02/2017 13:36	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 6629	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6629 (MARCONA - MINA) DE 60 KV.	2.44
06/02/2017 16:48	EGEMSA	COES	L.T. 1001	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1001 (CACHIMAYO-MACHUPICCHU) DE 138 KV	0.33
06/03/2017 00:06	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) DE 60 KV.	11.79
06/03/2017 00:06	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) DE 60 KV.	3.09
06/03/2017 00:20	AGROAURORA S.A.C.	COES	L.T. 6999	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6999 (PIURA OESTE - PLANTA DE ETANOL) DE 60 KV	43.90
06/03/2017 14:42	CONENHUA	COES	L.T. 1048	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1048 (TALTA - TAMBOMAYO) DE 138 KV	0.46
06/04/2017 00:05	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1014 (SAN GABÁN - MAZUCO) DE 138 KV	0.14
06/04/2017 00:05	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1014 (SAN GABÁN - MAZUCO) DE 138 KV	1.93
06/04/2017 09:12	STATKRAFT	COES	BARRA B 138KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 138 KV DE LA S.E. PARAMONGA EXISTENTE.	47.01
06/05/2017 17:58	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6007 (PUNO-TUCARI) DE 60 KV	2.00
06/05/2017 19:20	SHOUGANG HIERRO PERU	COES	L.T. 2299	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2299 (MARCONA - EL HIERRO) DE 220 KV	15.36
06/07/2017 16:11	LUZ DEL SUR	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-702 (SANTA ROSA NUEVA - SANTA ROSA ANTIGUA) DE 60 KV	43.77
06/09/2017 13:56	SEAL	COES	L.T. 3060	DESCONEXIÓN DE LAS LINEAS L-3060 Y L-3061 (PARQUE INDUSTRIAL - CHALLAPAMPA) DE 33 KV	89.72
06/11/2017 02:33	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6002 (MACHUPICCHU - SANTA MARÍA - URPIPATA) DE 60 KV	0.13
06/11/2017 13:11	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6024 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.31
06/11/2017 22:15	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6002 (MACHUPICCHU - SANTA MARÍA - URPIPATA) DE 60 KV	0.28
06/11/2017 22:26	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6002 (MACHUPICCHU - SANTA MARÍA - URPIPATA) DE 60 KV	0.38
06/11/2017 23:36	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6002 (MACHUPICCHU - SANTA MARÍA - URPIPATA) DE 60 KV	0.35
06/12/2017 06:40	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2219	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-2219 (PACHACHACA - CAMPO ARMIÑO) DE 220 KV	5.00
06/12/2017 07:23	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6514 (CARHUAMAYO - SHELBY) 50 KV	0.20
06/12/2017 07:36	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6514 (CARHUAMAYO - SHELBY) 50 KV	0.20
06/12/2017 07:38	STATKRAFT	COES	L.T. 6515	DESCONEXIÓN DE LAS LINEAS L-6515 Y L-6517 (CARHUAMAYO - SHELBY - EXCELSIOR) DE 50 KV	0.04
06/12/2017 07:47	ATN 1 S.A.	COES	CL-2271	DESCONEXIÓN DE LA CELDA CL-2271 (FRANCOISE - PARAGSHA 2) DE 220 KV EN LA S.E. FRANCOISE	9.35
06/12/2017 10:40	ENEL DISTRIBUCION PERU	COES	BARS I 160	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 60 KV DE LA S.E. BARS I	139.77
06/12/2017 12:39	ATN S.A.	COES	L-2272	RECIERRE EXITOSO DE LAS LINEAS L-2272 Y 2274 (KIMAN AYLLU - LA RAMADA) 220 KV	0.59
07/01/2017 06:30	SAN GABAN	COES	L.T. 1010	DESCONECTARON LAS LINEAS L-1010 (AZANGARO - SAN GABÁN) Y L-1013 (SAN RAFAEL - SAN GABÁN) DE 138 KV	0.08
07/01/2017 06:39	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV.	0.40
07/01/2017 06:54	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) DE 60 KV	16.49
07/02/2017 04:44	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV.	18.87
07/02/2017 09:39	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6603	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6603 (INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO) DE 60 KV	102.90
07/02/2017 14:41	COMP. TRANSMISORA ANDINA	NO COES	L.T. 1136	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1136 (TRUJILLO NORTE - ALTO CHICAMA) DE 138 KV	3.40
07/02/2017 16:30	SEAL	COES	L.T. 6550	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6550 (MAJES - CORIRE) DE 60 KV	0.72
07/02/2017 16:56	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6690 (SANTA CRUZ-CARAZ) DE 60 KV	0.75
07/02/2017 16:56	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6690 (SANTA CRUZ-CARAZ) DE 60 KV	0.52
07/02/2017 20:08	ELECTRO NOR OESTE	COES	SE MORROPON	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6657D (CHULUCANAS - MORROPON - LOMA LARGA) DE 60 KV	1.59
07/03/2017 14:56	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPEN) DE 60 KV.	2.13
07/03/2017 14:56	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPEN) DE 60 KV.	0.58
07/03/2017 15:18	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.01
07/03/2017 16:45	CONENHUA	COES	L.T. 1047	DESCONEXIÓN DE LA LINEA L-1047 (TALTA - ARES) DE 138 KV	1.35

... continúa

ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN 2017

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
07/03/2017 17:52	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	21.47
07/04/2017 07:19	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6663	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6660 (TABLAZO - PAITA) DE 60 KV.	1.53
07/04/2017 13:35	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZANGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANE) DE 60 KV	2.04
07/04/2017 16:02	ETESSELVA	COES	L.T. 2252	SE PRODUJO RECIERRE EXITOSO EN LA LÍNEA L-2252 (TINGO MARÍA - VIZCARRA) DE 220 KV	2.81
07/04/2017 22:39	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-1014 (SAN GABAN II - MAUZCO) DE 138 KV	1.98
07/07/2017 16:53	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665 (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	3.93
07/07/2017 16:53	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665 (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	3.76
07/09/2017 13:14	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	2.76
07/10/2017 11:52	ELECTRO UCAYALI	COES	L.T. 6674	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6674 (PUCALLPA - YARINACCOCHA) DE 60 KV	0.75
07/10/2017 22:55	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (HUALLANCA - CHIMBOTE) DE 138 KV	0.33
07/11/2017 13:58	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	0.62
07/11/2017 14:24	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNCM S.A.C.	COES	L.T. 2192	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2192 (CAJAMARCA NORTE - CACLIC) DE 220 KV	0.67
07/11/2017 14:24	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNCM S.A.C.	COES	L.T. 2192	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2192 (CAJAMARCA NORTE - CACLIC) DE 220 KV	1.54
08/01/2017 12:30	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (MACHUPICCHU-QUILLABAMBA) DE 60 KV	2.26
08/01/2017 14:39	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARÍ) DE 60 KV	0.39
08/01/2017 15:29	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (CHIMBOTE1-HUALLANCA) DE 138 KV.	0.42
08/01/2017 17:51	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARÍ) DE 60 KV	0.64
08/01/2017 18:03	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6066	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6066 (COBRIZA I - PAMPAS) DE 69 KV.	0.07
07/11/2017 16:40	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.07
07/11/2017 20:07	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV	1.93
08/01/2017 18:28	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO-TUCARÍ) DE 60 KV	8.74
08/01/2017 18:39	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6066	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6066 (COBRIZA I - PAMPAS) DE 69 KV.	0.04
08/02/2017 04:24	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA - POROMA) DE 500 KV	9.19
08/02/2017 14:20	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZANGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANE) DE 60 KV	0.68
08/03/2017 16:39	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) DE 60 KV.	8.74
08/04/2017 17:34	STATKRAFT	COES	L.T. 6601 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6601 (OROYA NUEVA - Der. PACHACAYO) DE 69 KV	0.13
08/05/2017 03:08	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR35-121	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T35-121 DE 138/22.9 KV DE LA S.E. TOCACHE	0.37
08/05/2017 07:17	ETENORTE	NO COES	L.T. 1106	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-1106 Y L-1107 (CHIMBOTE 1 - CHIMBOTE 2) DE 138 KV	61.08
08/05/2017 08:37	EGESUR	COES	L.T. 6667	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6667 (ARICOTA 1 - SARITA) DE 66 KV	0.10
08/06/2017 16:56	SOUTHERN PERU CC	COES	BARRA_138 KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 138 KV DE LA S.E. BOTIFLACA	13.72
08/06/2017 20:04	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV	24.38
08/06/2017 20:04	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV	0.32
08/06/2017 20:08	EGESUR	COES	L.T. 6620	DESCONEXIÓN LAS LÍNEAS L-6620 (ARICOTA 2 - TOMASIRI) Y L-6637 (TOMASIRI - LOS HEROS) DE 66 KV	0.33
08/08/2017 04:01	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6690 (SANTA CRUZ I - CARAZ) DE 66 KV	1.73
08/08/2017 12:21	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6514 (CARHUAMAYO STAK - SHELBY) Y L-6516 (SHELBY - EXCELSIOR) DE 50 KV	0.22
08/08/2017 13:56	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6690 (SANTA CRUZ I - CARAZ) DE 66 KV	1.14
08/08/2017 13:56	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6690 (SANTA CRUZ I - CARAZ) DE 66 KV	1.96
08/10/2017 15:07	STATKRAFT	COES	L.T. 6513	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6513 (OROYA NUEVA - ALAMBRÓN) DE 50 KV	2.57
08/10/2017 15:15	CONELSUR LT SAC	COES	L.T. 2256	RECIERRE EXITOSO DE LAS LÍNEAS L-2256 (PACHACHACA - YANANGO) Y L-2257 (YANANGO - CHIMAY) DE 220 KV	4.86
08/10/2017 16:07	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	0.38
08/10/2017 16:07	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	0.05
08/10/2017 16:07	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	0.32
08/10/2017 18:17	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2235	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2235 (TRUJILLO NORTE - GUADALUPE) DE 220 KV	0.14
08/12/2017 13:07	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.34
08/12/2017 14:14	STATKRAFT	COES	L.T. 1701	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1701 (SANTA ISABEL - YAUPI) DE 138 KV	10.95
09/01/2017 10:15	MINERA CERRO VERDE	COES	L.T. 2061	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2061 Y L-2062 (SOCABAYA - CERRO VERDE) DE 220 KV	109.53
09/01/2017 14:27	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2053	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2053 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	3.67
08/12/2017 14:14	STATKRAFT	COES	L.T. 1701	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1701 (SANTA ISABEL - YAUPI) DE 138 KV	2.57
09/01/2017 15:50	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCANELICA - INGENIO) DE 60 KV	0.99
09/01/2017 23:37	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1124	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1124 (AUCAYACU - TOCACHE) DE 138 KV	0.99
09/01/2017 23:37	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1124	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1124 (AUCAYACU - TOCACHE) DE 138 KV	17.33
09/02/2017 15:39	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	54.18
09/02/2017 16:43	MINERA CERRO VERDE	COES	SE_SAN JOSE	REDUCCIÓN DE CARGA DE MINERA CERRO VERDE EN LA S.E. SAN JOSE	56.83
09/03/2017 01:11	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - GASMA) DE 138 KV.	26.51
09/03/2017 14:15	ELECTRO NORTE	COES	2TPB011	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TPB011 DE LA S.E. CARHUQUERO DE 220/138/22.9 KV.	12.89
09/03/2017 16:34	ATN 2 S.A.	COES	L.T. 2055	RECIERRE EXITOSO DE LAS LÍNEAS L-2055/L-2056 (COTARUSE AMPLIACIÓN - LAS BAMBAS) DE 220 KV	3.10
09/05/2017 06:43	SHOUGESA	COES	BARRA 1 - 13.8KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 13.8 KV DE LA S.E. SAN NICOLAS	10.73
09/05/2017 06:52	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658-A (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	0.41
09/05/2017 06:52	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658-A (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	0.61
09/05/2017 18:18	ELECTRO SUR ESTE	COES	L-6003	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6003 (TAMBURCO - ANDAHUAYLAS) DE 60 KV	0.88
09/06/2017 22:10	HIDRANDINA	COES	BARRA66KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 66 KV DE LA S.E. HUARAZ	7.20
09/07/2017 22:40	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	AUT-5671 (500/220/33 KV)	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AUT-5671 500/220 KV Y 750 MVA DE LA S.E. MONTALVO	4 615.16
09/08/2017 07:17	HIDRANDINA	COES	L.T. 6046	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6046 (CAJAMARCA NORTE - CAJAMARCA) DE 60 KV	1.02
09/08/2017 07:17	HIDRANDINA	COES	L.T. 6046	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6046 (CAJAMARCA NORTE - CAJAMARCA) DE 60 KV	3.72
09/10/2017 16:09	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV	0.13
09/10/2017 16:50	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUANI) DE 66 KV	0.08
09/10/2017 18:13	ELECTROPERU	COES	L.T. 6664	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6664 (ZORRITOS - MANCORA) DE 60 KV	1.57
09/10/2017 20:44	SEAL	COES	L-33 kv	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-3060 Y L-3061 (PARQUE INDUSTRIAL - CHALLAPAMPA) DE 33 KV	12.43
09/11/2017 19:05	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNCM S.A.C.	COES	L.T. 2192	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2192 (CAJAMARCA NORTE - CACLIC) DE 220 KV	1.52
09/12/2017 02:46	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	COES	CHAGLLA G1	DESCONEXIÓN DE LOS GRUPOS G1 Y G2 DE LA C.H. CHAGLLA	6.06
09/12/2017 06:16	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658-A (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	2.34
09/12/2017 15:18	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV	1.14
09/12/2017 16:07	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	0.59

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUPTIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUPTIDA (MWh)
09/12/2017 16:48	UNION ANDINA DE CEMENTO	COES	L.T. 1706	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1706 (CARIPA - CONDORCOCHA) DE 138 KV	9.86
10/01/2017 02:53	ENEL DISTRIBUCION PERU	COES	L-2005	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2005 (CHAVARRIA - BARSÍ) DE 220 KV	14.00
09/12/2017 17:10	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	2.32
10/01/2017 07:37	TESUR	COES	L.T. 2022	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2022 (SOCABAYA - TINTAYA NUEVA) DE 220 KV	39.04
10/01/2017 08:44	HIDRANDINA	COES	TP-A028-30MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A028 DE 138/34.5/13.8 KV DE LA S.E. SANTIAGO DE CAO	7.73
10/02/2017 02:14	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE-PACASMAYO) DE 60 KV	0.62
10/02/2017 04:07	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARIA - AUCAYACU) DE 138 KV	0.11
10/02/2017 05:42	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6623	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6623 (ICA - ICA NORTE) 60 KV Y L-6624 (ICA - SANTA MARGARITA) DE 60 KV	2.91
10/02/2017 16:03	MINERAARES	COES	L.T. 6015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6015 (CALLALLI - CAYLLOMA) DE 66 KV.	0.98
10/02/2017 17:37	STATKRAFT	COES	L.T. 6601 A	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6601 (OROYA NUEVA - CANCHAYLLO) DE 69 KV	0.23
10/02/2017 20:13	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SUCUANI) DE 66 KV	0.35
10/03/2017 08:29	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA CTM - POROMA) DE 500 KV.	10.56
10/04/2017 15:16	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA-ANANEA-HUANCANÉ) DE 60 KV	5.57
10/04/2017 16:36	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA- ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	1.32
10/04/2017 17:23	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV.	0.41
10/04/2017 19:07	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - POMATA - ILAVE) DE 60 KV.	1.77
10/05/2017 19:01	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	COES	L.T. 2150	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2150/L-2151 (CHAGLLA - PARAGSHA 2) DE 220 KV.	6.67
10/06/2017 17:48	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	1.48
10/07/2017 01:52	SEAL	COES	T91-162	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T91-162 138/66/22.9 KV DE LA S.E. CALLALLI	55.39
10/07/2017 10:03	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	BARRA-138KV	DESCONEXIÓN DE LA S.E. CALLALLI DE 138/66/24 KV	49.20
10/09/2017 08:33	SEAL	COES	L.T. 6672	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6672 (MARCONA - BELLA UNIÓN) DE 60 KV	11.75
10/10/2017 11:13	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1015 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV	3.06
10/11/2017 08:04	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	10.45
11/01/2017 16:19	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.26
11/02/2017 11:38	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (CHIMBOTE 1 - HUALLANCA) DE 138 KV	1.27
11/02/2017 13:22	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2060	RECIERRE EXITOSO L-2060(COTARUSE-ABANCAY NUEVA) Y DESCONEXIÓN L-2259(COTARUSE-SURIRAY) DE 220KV	1.75
11/02/2017 14:08	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV.	0.01
11/03/2017 19:34	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658 DE 60 KV (PIURA OESTE - LA UNION- SECHURA - CONDASTE) DE 60 KV	1.93
11/05/2017 07:43	SEAL	COES	L.T. 3060	DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR T7-31 DE 33/10 KV DE LA S.E. CHALLAPAMPA.	48.82
11/05/2017 17:14	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	2.12
10/11/2017 08:04	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	1.42
10/12/2017 16:10	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	COES	CT RF PTO MALDONADO	DESCONEXIÓN DE LA C.T. DE RESERVA FRÍA PUERTO MALDONADO	3.44
11/06/2017 04:26	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA - POROMA) DE 500 KV	4.90
11/06/2017 05:11	FENIX POWER PERU	COES	FENIX GT11	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR G5U11 DE 18/500 KV DE 200 MVA DE LA C.T. FÉNIX	2.68
11/07/2017 03:05	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) Y L-6662A (SULLANA - LA HUACA) DE 60 KV	5.42
11/08/2017 15:25	HIDRANDINA	COES	L.T. 1118	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1118 (TRUJILLO NORTE - SANTIAGO DE CAO) DE 138 KV	74.22
11/08/2017 21:28	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - POMATA - ILAVE) DE 60 KV	0.33
12/01/2017 02:21	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE - PACASMAYO PUEBLO) DE 60 KV.	7.91
12/01/2017 18:24	TESUR	COES	L.T. 2022	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2022 Y L-2023 (SOCABAYA - TINTAYA NUEVA) DE 220 KV.	10.75
11/10/2017 08:54	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2225	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2225 (CAMPO ARMIÑO - COLCABAMBA) DE 220 KV	21.71
11/12/2017 17:26	ELECTRO NORTE	COES	L.T.1138	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1138 (CUTERVO - NUEVA JAÉN) DE 138 KV	4.47
12/01/2017 21:08	LUZ DEL SUR	COES	BARRA-60KV	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA S.E. CANTERA	7.71
12/01/2017 23:47	ELECTROPERU	COES	L.T. 6664	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6664 (ZORRITOS - MÁNCOORA) DE 60 KV.	2.32
12/02/2017 06:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 09 DE OCTUBRE) DE 66 KV	1.32
12/02/2017 06:12	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 09 DE OCTUBRE) DE 66 KV	0.38
12/02/2017 14:17	TESUR	COES	L.T. 2023	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2023 (TINTAYA NUEVA - SOCABAYA) DE 220 KV	0.22
12/02/2017 16:13	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6514 Y L-6516 (CARHUAMAYO - SHELBY - EXCELSIOR) DE 50 KV	0.11
12/03/2017 03:03	AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA	COES	TGV01	DESCONEXIÓN LA UNIDAD TV-01 DE LA C.T. PARAMONGA	1.85
12/03/2017 10:50	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	2.56
12/03/2017 14:14	COMP. TRANSMISORA ANDINA	NO COES	L.T. 1136	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1136 (TRUJILLO NORTE - ALTO CHICAMA) DE 138 KV	6.93
12/04/2017 10:16	LUZ DEL SUR	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-655 (ÑAÑA-SANTA CLARA) Y L-656 (SANTA CLARA-HUACHIPA) DE 60 KV	48.96
12/06/2017 18:20	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	0.74
12/06/2017 22:40	SEAL	COES	L.T. 6550	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6550 (MAJES - CORIRE - CHUQUIBAMBA) DE 60 KV	0.00
12/07/2017 22:33	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6651	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6651 (PIURA OESTE - TEXTIL PIURA - CASTILLA) DE 60 KV	0.32
12/07/2017 22:33	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6651	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6651 (PIURA OESTE - TEXTIL PIURA - CASTILLA) DE 60 KV	1.90
12/09/2017 07:53	SAN GABAN	COES	L.T. 1013	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1013 (SAN GABÁN II - SAN RAFAEL) DE 138 KV	0.04
12/09/2017 07:59	SAN GABAN	COES	L.T. 1010	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1010 (AZÁNGARO - SAN GABÁN II) DE 138 KV	0.59
12/10/2017 09:51	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2236	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2236 (REQUE - GUADALUPE) DE 220 KV	0.26
12/11/2017 13:01	ATN S.A.	COES	L.T. 2264	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2264 (PARAGSHA II - CONOCHOA) DE 220 KV	37.13
12/11/2017 14:03	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV Y RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2051 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	0.29
13/01/2017 00:48	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV.	15.29
13/01/2017 04:39	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6533 (MOROCOCHA NUEVA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV.	0.10
12/11/2017 14:03	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV Y RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2051 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	6.87
12/12/2017 22:32	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6527 (SAN ANTONIO - MARH TUNEL) DE 50 KV	1.23
13/01/2017 04:48	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA-9 DE OCTUBRE) DE 60 KV.	13.57
13/01/2017 06:26	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6533 (MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV POR FALLA	4.25
13/01/2017 15:03	MINSUR	COES	L.T. 6638	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6638 (LOS HEROES - PUCAMARCA) DE 60 KV	0.92
14/01/2017 00:54	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV.	0.52
14/01/2017 16:05	MINERAARES	COES	L.T. 6015	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6015 (CALLALLI - CAYLLOMA) DE 66 KV	1.06
14/01/2017 16:10	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2059	RECIERRES EN LAS LÍNEAS L-2059 (COTARUSE - SURIRAY) Y L-2060 (COTARUSE - ABANCAY NUEVA) DE 220 KV	11.73
13/02/2017 08:53	CERRO DEL AGUILA S.A.	COES	C.H. CERRO DEL AGUILA	DESCONEXIÓN DE LA C.H. CERRO DEL AGUILA	2.22

... continúa

ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN 2017

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
13/02/2017 17:42	MINERAS ARES	COES	L.T. 6015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6015 (CALLALLI - CAYLLOMA) DE 66 KV	1.11
13/02/2017 18:10	CEMENTOS PACASMAYO	COES	L.T. 6652	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6652 (GUADALUPE - C.N.PACASMAYO) DE 60 KV.	0.21
13/03/2017 14:10	ELECTRO NORTE	COES	L.T. 1130	DESCONEXIÓN DE LA L-1130 (ESPINA COLORADA - CARHUQUERO) DE 138 KV EN LA S.E. ESPINA COLORADA	3.63
13/04/2017 07:21	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR43-11	DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR T43-11 138/10.5 KV DE LA S.E. TINTAYA	0.26
13/05/2017 08:34	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	19.89
13/07/2017 14:35	MINERARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUKARI) DE 60 KV	1.42
13/10/2017 01:16	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.02
13/11/2017 14:02	MINERA HORIZONTE	COES	L.T. 1134	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1134 (TAYABAMBA - LLACUABAMBA) DE 138 KV	1.57
13/11/2017 18:21	HIDRANDINA	COES	L-6690	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6690 (CARAZ - SANTA CRUZ) DE 66 KV	0.80
14/01/2017 22:40	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV	0.97
14/02/2017 14:15	MINERA VOLCAN	COES	L.T. 6545	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6545 (POMACOCCHA-SAN CRISTOBAL) Y L-6546 (POMACOCCHA-SAN ANTONIO) 50KV	29.48
14/02/2017 19:18	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV.	5.02
14/02/2017 20:48	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV.	3.18
14/03/2017 15:40	TRANSMANTARO	COES	L.T. 5010	RECIERRE MONOFÁSICO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5010 (LA NIÑA - TRUJILLO) DE 500 KV.	0.86
14/03/2017 16:41	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2059	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2059 (COTARUSE AMPLIACIÓN - SURIRAY) DE 220 KV	1.67
14/03/2017 17:46	CONENHUA	COES	T-1 40/40/15/14 MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T1 DE 50 MVA Y 220/60 KV DE LA S.E. LOMERA	1.37
14/03/2017 18:13	CONENHUA	COES	T-1 40/40/15/14 MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T1 DE 220/60 KV DE LA S.E. LOMERA	2.27
14/03/2017 20:07	CONENHUA	COES	T-1 40/40/15/14 MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T1 DE 220/60 KV DE LA S.E. LOMERA	0.37
14/03/2017 20:21	HIDRANDINA	COES	L.T. 1116	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1116 (CHIMBOTE 1 - SANTA) DE 138 KV	1.09
14/03/2017 20:35	HIDRANDINA	COES	L.T. 1116	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1116 (CHIMBOTE 1-SANTA) DE 138 KV.	3.24
14/03/2017 22:04	HIDRANDINA	COES	L.T. 1116	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1116 (CHIMBOTE 1 - SANTA) DE 138 KV	6.78
14/06/2017 11:13	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 6627	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6627 Y L-6628 (MARCONA - SAN NICOLAS) DE 60 KV	25.74
14/07/2017 16:41	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	T79-121	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T79-162 DE 138/60/22.9 KV DE LA S.E. AZÁNGARO	8.47
14/07/2017 20:54	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	26.43
14/10/2017 05:57	EGASA	COES	L.T. 3103	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-3103 Y L-3104 (CHÁRCANI IV - CHILINA) DE 33 KV	0.61
14/10/2017 12:34	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6630	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6630/2 (NAZCA - PUQUIO) DE 60 KV	0.11
14/10/2017 12:34	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6630	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6630/2 (NAZCA - PUQUIO) DE 60 KV	0.53
14/10/2017 13:26	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) DE Y L-6662B (EL ARENAL - LA HUACA) DE 60 KV	9.77
14/10/2017 18:48	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCVELICA - INGENIO) DE 60 KV	1.03
14/10/2017 18:59	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCVELICA - INGENIO) DE 60 KV	0.29
14/10/2017 19:54	ISA PERU	COES	L.T. 1125	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1125 (AGUAYTIA - PUCALLPA) DE 138 KV	11.74
14/11/2017 15:31	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2059	RECIERRE EXITOSO DE LAS LÍNEAS L-2059 (COTARUSE - SURIRAY) Y L-2060 (COTARUSE - ABANCAY NUEVA) DE 220 KV	1.83
14/11/2017 15:32	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SUCUANI) DE 66 KV	0.41
15/01/2017 18:43	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2051	RECIERRE EXITOSO EN LAS LINEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	5.00
15/01/2017 20:48	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	116.95
15/01/2017 20:48	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	23.40
15/01/2017 20:48	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	0.15
15/01/2017 20:48	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	2.39
15/02/2017 07:32	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6650	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6650 (PIURA OESTE - PIURA CENTRO) DE 60 KV.	20.25
15/02/2017 16:20	EGESUR	COES	L.T. 6667	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6667 (ARICOTA 1 - SARITA) DE 66 KV	0.11
15/02/2017 16:35	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	0.43
15/03/2017 06:05	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	BARRA-10KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. AYAVIRI	0.04
15/03/2017 08:20	ATN 1 S.A.	COES	L.T. 2024	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2024 (TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA) DE 220 KV	190.43
15/03/2017 08:20	ATN 2 S.A.	COES	L.T. 2024	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2024 (TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA) DE 220 KV	1.00
15/03/2017 10:55	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	BARRA-10KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. QUENCORO	3.06
15/03/2017 11:48	HIDRANDINA	COES	TP-A028-30MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A028 DE 138/34.5/13.8 KV DE LA S.E. SANTIAGO DE CAO	0.33
15/03/2017 16:08	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	0.70
15/03/2017 17:11	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCVELICA - INGENIO) DE 60 KV.	0.77
15/03/2017 17:51	ATN 2 S.A.	COES	L.T. 2056	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2056 (COTARUSE AMPLIACIÓN - LAS BAMBAS) DE 220 KV	0.15
15/03/2017 18:01	STATKRAFT	COES	L.T. 1033	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1033 (PARAMONGA EXISTENTE - CAHUA) DE 138 KV	0.12
15/04/2017 17:44	TESUR	COES	L.T. 2023	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2022 Y L-2023 (SOCABAYA-TINTAYA NUEVA) DE 220 KV	3.91
15/04/2017 18:56	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2060	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS DE 220KV L-2059(COTARUSE-A-SURIRAY) Y L-2060(COTARUSE A - NUEVA ABANCAY)	14.85
15/05/2017 08:48	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (CHIMBOTE 1 - HUALLANCA) DE 138 KV	0.53
15/05/2017 14:13	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 Y L-1133 (KIMAN AYLLU - SIHUAS - TAYABAMBA) DE 138 KV	5.26
15/05/2017 15:03	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SUCUANI) DE 66 KV	0.45
15/05/2017 15:26	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SUCUANI) DE 66 KV	0.23
15/06/2017 11:23	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6654	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6654 (PIURA OESTE - PAITA) DE 60 KV	12.24
15/06/2017 11:23	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6654	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6654 (PIURA OESTE - PAITA) DE 60 KV	2.31
15/06/2017 19:03	HIDRANDINA	COES	TP-A051	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TPA051 DE 138/22.9/10 KV DE LA S.E. PORVENIR	35.33
15/07/2017 12:51	SAN GABAN	COES	BARRA_A_138KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA "A" DE 138 KV DE LA S.E. AZANGARO	5.82
15/10/2017 00:45	STATKRAFT	COES	L.T. 6501=L-6501A + L-6501B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6501 (CARHUAMAYO - JUNIN) DE 50 KV	0.01
15/10/2017 08:51	HIDRANDINA	COES	L.T. 6045	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6045 (SALLITO CIEGO - CAJAMARCA) DE 60 KV	23.76
15/10/2017 16:44	ENGIE	COES	CHILCA1_TG13	DESCONEXIÓN DE LA UNIDAD TG3 DE LA C.T. CHILCA	0.17
15/10/2017 18:42	CEMENTOS PACASMAYO	COES	L.T. 6652	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6652 (GUADALUPE - PACASMAYO) DE 60 KV	0.63
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.06
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.05
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.06
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.01
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.14
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.00
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.09
16/01/2017 01:27	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.02
15/11/2017 15:25	STATKRAFT	COES	L.T. 6530	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEA L-6529 Y L-6530 (PACHACHACA - MOROCOCHA) DE 50 KV	0.23
16/01/2017 01:27	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.01
16/01/2017 03:43	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.01
16/01/2017 06:37	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV.	0.00

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
16/01/2017 07:02	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV.	0.00
16/02/2017 16:16	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	1.55
16/03/2017 03:18	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (MACHUPICCHU - CHAHUJARES) DE 60 KV	1.23
16/03/2017 14:13	ATN 1 S.A.	COES	L.T. 2024	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2024 (TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA) DE 220 KV	1.40
16/03/2017 15:12	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA - POROMA) DE 500 KV.	3.80
16/03/2017 15:12	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA - POROMA) DE 500 KV.	1.30
16/04/2017 14:05	CONENHUA	COES	L.T. 6017	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6017 (ARES - HUANCARAMA) DE 66 KV	1.02
16/06/2017 11:49	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	1.32
16/06/2017 11:49	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	0.86
16/07/2017 17:26	TRANSMANTARO	COES	BARRA B_220kV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA "B" DE LA S.E. COTARUSE DE 220 KV	24.84
16/07/2017 17:46	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665A (ZORRITOS-TUMBES) DE 60 KV	5.62
16/07/2017 17:46	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665A (ZORRITOS-TUMBES) DE 60 KV	1.14
16/07/2017 20:27	HIDRANDINA	COES	TP-A049	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A049 DE 138/66/13.8 KV DE LA S.E. HUARAZ OESTE	75.95
16/07/2017 20:27	HIDRANDINA	COES	TP-A049	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A049 DE 138/66/13.8 KV DE LA S.E. HUARAZ OESTE	6.44
16/08/2017 11:34	ENEL DISTRIBUCION PERU	COES	BARRA L 60KV	DESCONEXIÓN DE LA BARRA "A" DE 60 KV DE LA S.E. CHAVARRIA.	29.00
16/09/2017 10:20	SEAL	COES	L.T. 1031	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1031 (REPARTICIÓN - MAJES) DE 138 KV	4.88
16/09/2017 11:51	SEAL	COES	L.T. 1031	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1031 (REPARTICIÓN - MAJES) DE 138 KV	4.78
16/09/2017 14:04	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	0.50
16/09/2017 16:30	HIDRANDINA	COES	L.T. 6045	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6045 (CAJAMARCA - GALLITO CIEGO) DE 60 KV	9.97
16/09/2017 16:30	HIDRANDINA	COES	L.T. 6045	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6045 (CAJAMARCA - GALLITO CIEGO) DE 60 KV	1.89
16/09/2017 16:30	HIDRANDINA	COES	L.T. 6045	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6045 (CAJAMARCA - GALLITO CIEGO) DE 60 KV	0.30
16/09/2017 19:22	HIDRANDINA	COES	L.T. 6046	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6046 (CAJAMARCA NORTE - CAJAMARCA) DE 60 KV	39.32
16/10/2017 07:26	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	0.85
16/10/2017 09:39	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNMC S.A.C.	COES	L.T. 2192	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2192 (CAJAMARCA NORTE - CACLIC) DE 220 KV	0.45
16/10/2017 09:39	CONCESIONARIA LINEA DE TRANSMISION CCNMC S.A.C.	COES	L.T. 2192	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2192 (CAJAMARCA NORTE - CACLIC) DE 220 KV	1.18
16/10/2017 13:01	CONENHUA	COES	L.T. 6017	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6017 (ARES - HUANCARAMA) DE 66 KV	0.73
16/10/2017 15:40	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE) DE 66 KV	12.44
16/11/2017 11:16	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.94
16/11/2017 18:30	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - POMATA - ILAVE) DE 60 KV	0.96
16/11/2017 20:39	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658-A (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	1.75
16/11/2017 20:39	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658-A (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	1.04
16/11/2017 23:15	SEAL	COES	T4-103	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T4-103 DE 138/33 KV LA S.E. PARQUE INDUSTRIAL	952.20
16/12/2017 04:39	ENGIE	COES	L.T. 2027	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2027 (MOQUEGUA - ILO2) DE 220 KV	9.34
17/01/2017 11:08	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6606	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6606 (INDEPENDENCIA - PARACAS) DE 60 KV.	0.94
16/12/2017 04:39	ENGIE	COES	L.T. 2027	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2027 (MOQUEGUA - ILO2) DE 220 KV	1.15
17/01/2017 14:42	ENEL GENERACION PIURA S.A.	COES	TALA10	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 13.2 KV DE LA S.E. TALARA	4.25
17/01/2017 14:42	ENEL GENERACION PIURA S.A.	COES	TALA10	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 13.2 KV DE LA S.E. TALARA	57.22
17/01/2017 14:42	ENEL GENERACION PIURA S.A.	COES	TALA10	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 13.2 KV DE LA S.E. TALARA	45.39
17/02/2017 04:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6523 (NUEVA MOROCOCHA-TICLIO-CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	37.13
17/02/2017 17:35	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	38.11
17/02/2017 17:35	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2051/L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	34.98
17/03/2017 02:29	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.02
17/03/2017 02:29	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.84
17/03/2017 02:29	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.95
17/03/2017 05:57	SEAL	COES	L.T. 3092	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-3092 (JESUS - PORONGOCHE) DE 33 KV	6.32
17/03/2017 14:41	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532AB (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.01
17/03/2017 15:23	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANÉ) DE 60 KV	0.33
17/03/2017 15:52	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2201	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2201 (CAMPO ARMIÑO - POMACOCHA) DE 220 KV	0.67
17/03/2017 23:35	ELECTROPERU	COES	L.T. 6664	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6664 (ZORRITOS - MANCORA) DE 60 KV	0.78
17/04/2017 01:38	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV.	12.90
17/05/2017 15:44	HIDRANDINA	COES	L.T. 6047	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6047/6048 (CAJAMARCA - SAN MARCOS - CAJABAMBA) DE 60 KV	0.70
17/06/2017 02:34	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6603	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6603 (INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO) DE 60 KV	181.38
17/06/2017 15:33	STATKRAFT	COES	L.T. 6513	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6513 (OROYA NUEVA - ALAMBRÓN) DE 50 KV	0.66
17/06/2017 15:33	STATKRAFT	COES	L.T. 6513	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6513 (OROYA NUEVA - ALAMBRÓN) DE 50 KV	0.77
17/06/2017 17:30	MINERAARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	0.00
17/07/2017 05:28	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	11.58
17/09/2017 03:22	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	14.91
17/09/2017 18:45	HIDRANDINA	COES	L.T. 6042	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6042 (GALLITO CIEGO - TEMBLADERA) DE 60 KV	3.87
17/09/2017 18:45	HIDRANDINA	COES	L.T. 6042	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6042 (GALLITO CIEGO - TEMBLADERA) DE 60 KV	0.04
17/09/2017 18:45	HIDRANDINA	COES	L.T. 6042	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6042 (GALLITO CIEGO - TEMBLADERA) DE 60 KV	3.32
17/10/2017 11:25	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.46
17/10/2017 14:37	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.39
17/12/2017 07:39	ATN 1 S.A.	COES	L.T. 2024	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2024 (TINTAYA NUEVA - CONSTANCIA) DE 220 KV	40.23
17/12/2017 16:47	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.03
18/01/2017 10:48	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6603	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6603 (INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO) DE 60 KV	1.60
18/01/2017 18:28	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	0.00
18/01/2017 18:28	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	43.32
18/01/2017 18:28	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	174.83
18/01/2017 18:28	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	10.06
18/01/2017 23:40	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	3.09
18/02/2017 20:45	EGEMSA	COES	=L-1002/1 + L-1002/2	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1002 (MACHUPICCHU-QUENCORO) DE 138 KV.	0.71
18/02/2017 22:23	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SUCUANI) DE 66 KV.	0.12
18/04/2017 04:00	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUI) DE 138 KV	0.50
18/04/2017 04:00	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUI) DE 138 KV	0.22
18/04/2017 04:00	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUI) DE 138 KV	0.90
18/07/2017 12:58	ADINELSA ADN	NO COES	L.T. 6670	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6670 (HUACHO - ANDAHUASI) DE 66 KV	1.07
18/07/2017 17:06	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665A (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	3.09
18/07/2017 17:06	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665A (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	1.91
18/07/2017 23:22	STATKRAFT	COES	SUBESTACION	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 138 KV DE LA S.E. PARAMONGA EXISTENTE.	209.00
18/08/2017 02:48	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	4.17

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
18/08/2017 02:48	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	5.66
18/08/2017 02:48	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	1.90
18/08/2017 02:48	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	8.17
18/08/2017 11:13	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5034	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-5034 (POROMA - OCOÑA) DE 500 KV	8.09
18/09/2017 06:58	TRANSAMANTARO	COES	L-5006	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-5006 (CARABAYLLO - CHIMBOTE NUEVA) DE 500 KV	0.90
18/10/2017 12:37	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.27
18/10/2017 13:14	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.13
18/10/2017 18:29	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	6.31
18/10/2017 18:29	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	147.86
18/10/2017 18:29	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	13.88
18/11/2017 12:36	OXIDOS DE PASCO S.A.C.	NO COES	L.T. 6542	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6542 (FRANCOISE - ANIMÓN) DE 50 KV	3.67
18/11/2017 14:43	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.53
18/12/2017 17:45	MINERA VOLCAN	COES	L.T. 6545	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6545 (POMACOCHA - SAN CRISTÓBAL) DE 50 KV EN LA S.E. SAN CRISTÓBAL	4.99
19/01/2017 12:05	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1006	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1006 (TINTAYA - AYAVIRI) DE 138 KV	6.79
18/12/2017 18:40	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (CHIMBOTE 1 - HUALLANCA) DE 138 KV	0.42
18/12/2017 18:40	HIDRANDINA	COES	S.E. TAYABAMBA	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 138 KV DE LA S.E. TAYABAMBA	4.21
19/01/2017 15:34	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV.	0.53
19/01/2017 18:01	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	1.07
19/01/2017 18:01	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	4.14
19/02/2017 04:22	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	AUT-5671 (500/220/33 KV)	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AUT-5671 DE 500/220/33 KV DE LA S.E. MON-TALVO	236.39
19/02/2017 15:36	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-1132L-1133 (KIMAN AYLLU - SIHUAS - TAYABAMBA) DE 138 KV	0.09
19/02/2017 15:36	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-1132L-1133 (KIMAN AYLLU - SIHUAS - TAYABAMBA) DE 138 KV	0.01
19/02/2017 15:36	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-1132L-1133 (KIMAN AYLLU - SIHUAS - TAYABAMBA) DE 138 KV	3.64
19/04/2017 16:39	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV.	2.79
19/04/2017 20:03	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPEN) DE 60 KV	11.56
19/04/2017 21:21	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV.	0.48
19/04/2017 21:29	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV.	4.99
19/07/2017 03:37	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 09 DE OCTUBRE) DE 66 KV	19.91
19/08/2017 13:48	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2232	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2232 (TRUJILLO NORTE- CHIMBOTE) DE 220 KV	0.27
19/09/2017 03:38	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	21.10
19/11/2017 14:53	TRANSAMANTARO	COES	L.T. 2294	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2294 (POMACOCHA - CARHUAMAYO) DE 220 KV	28.60
19/12/2017 13:22	HIDRANDINA	COES	L.T. 6681	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6681 (HUARAZ - TICAPAMPA) DE 66 KV	0.73
19/12/2017 13:38	SOUTHERN PERU CC	COES	L.T. 1392	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1392 (ILO 3 - ILO ELECTROSUR) DE 138 KV	0.68
19/12/2017 16:00	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	7.66
19/12/2017 17:08	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	0.38
20/01/2017 02:13	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 + L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6533 (MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV POR FALLA	0.07
20/01/2017 12:13	UNION ANDINA DE CEMENTO	COES	L.T. 1706	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-1706 (CARIPA - CONDORCOCHA) DE 138 KV	2.46
20/01/2017 12:13	UNION ANDINA DE CEMENTO	COES	L.T. 1706	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-1706 (CARIPA - CONDORCOCHA) DE 138 KV	2.38
20/02/2017 12:10	STATKRAFT	COES	C.H. PACHACHACA	DESCONEXIÓN DE LA C.H. PACHACHACA	0.15
20/02/2017 15:31	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV.	0.40
20/02/2017 15:35	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.01
20/02/2017 23:50	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	9.68
20/04/2017 11:50	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	COES	L.T. 2150	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2150/L-2151 (CHAGLLA - PARAGSHA2) DE 220 KV.	4.12
20/04/2017 15:18	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	7.57
20/07/2017 15:30	LUZ DEL SUR	COES	L-705	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-705 (SANTA ROSA NUEVA SANTA ROSA ANTIGUA) DE 60 KV	1.18
20/08/2017 11:36	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1015 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV	0.94
20/08/2017 14:06	SEAL	COES	T4-103	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T4-103 DE 138/33 KV	48.21
20/08/2017 14:06	SEAL	COES	T4-103	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T4-103 DE 138/33 KV	16.42
20/10/2017 12:10	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	0.74
20/10/2017 12:10	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	1.82
20/10/2017 12:10	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	0.80
20/10/2017 15:02	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.28
20/10/2017 17:35	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.36
20/11/2017 16:00	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV	1.35
20/11/2017 16:35	ETSELVA	COES	L.T. 2253	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2253 (VIZCARRA - CONOCOCHA) DE 220 KV	18.66
20/11/2017 19:58	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1018	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1018 (BELAUNDE TERRY - TARAPOTO) DE 138 KV EN EL LADO DE LA S.E. BELAUNDE TERRY	10.98
20/11/2017 20:16	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUI) DE 138 KV	4.21
21/01/2017 09:09	STATKRAFT	COES	L.T. 1102	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-1102 (PARAMONGA EXISTENTE - CAHUA) DE 138 KV	0.46
21/02/2017 04:47	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	46.11
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.02
20/11/2017 20:16	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUI) DE 138 KV	6.17
20/12/2017 17:15	OXIDOS DE PASCO S.A.C.	NO COES	L.T. 6542	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6542 (FRANCOISE - ANIMÓN) DE 50 KV	1.00
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.04
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.02
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.56
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.01
21/02/2017 08:01	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.21
21/02/2017 17:17	MINERAARES	COES	TR-220/66/10 kv 35MVA	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TR-1 DE LA S.E. COTARUSE.	3.67
21/02/2017 20:31	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (ex L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 60 KV.	0.31
21/03/2017 15:48	CONENHUA	COES	L.T. 6017	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6017 (ARES - HUANCARAMA) DE 66 KV	1.37
21/03/2017 15:48	CONENHUA	COES	L.T. 6017	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6017 (ARES - HUANCARAMA) DE 66 KV	0.05
21/03/2017 18:10	STATKRAFT	COES	BARRA B 13.8kv	DESCONEXIÓN DE LA BARRA 2 DE 13.8 KV DE LA S.E. PARAMONGA EXISTENTE	0.62
21/03/2017 20:38	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR4-261	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T4-261 DE LA S.E. INDEPENDENCIA	0.07
21/04/2017 09:27	ETSELVA	COES	L.T. 2251	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2251 (TINGO MARÍA - AGUAYTIA) DE 220 KV.	11.78
21/04/2017 09:27	ETSELVA	COES	L.T. 2251	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2251 (TINGO MARÍA - AGUAYTIA) DE 220 KV.	5.19
21/05/2017 02:28	STATKRAFT	COES	L.T. 6514	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6514 Y L-6516 (CARHUAMAYO - SHELBY - EXCÉLSIOR) DE 50 KV	46.69

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUPTIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUPTIDA (MWh)
21/08/2017 08:29	STATKRAFT	COES	CL1102	APERTURÓ EL INTERRUPTOR IN-0025 DE LA CELDA CL-1102 DE LA S.E. PARAMONGA EXISTENTE DE 138 KV	37.64
21/09/2017 18:50	CERRO DEL AGUILA S.A.	COES	C.H. CERRO DEL AGUILA	DESCONEXIÓN DE LA C.H. CERRO DEL AGUILA	10.30
21/10/2017 10:12	CEMENTOS PACASMAYO	COES	L.T. 6652	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6652 (GUADALUPE - PACASMAYO) DE 60 KV	0.04
21/10/2017 14:00	MINERA VOLCAN	COES	BARRA50KV	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6527 E-F (SAN CRISTÓBAL - ANDAYCHAGUA) Y L-6539 B-C (SAN CRISTÓBAL - KINGSMILL) DE 50 KV	2.65
21/10/2017 19:25	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	4.58
21/10/2017 19:25	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	0.39
21/12/2017 14:41	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532 Y L-6533 (MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.80
21/12/2017 14:41	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532 Y L-6533 (MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.19
21/12/2017 15:36	ETENORTE	NO COES	L.T. 1103	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1103 (CHIMBOTE 1 - HUALLANCA) DE 138 KV	0.20
21/12/2017 15:44	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	0.71
22/01/2017 00:13	CONELSUR LT SAC	COES	L.T. 6731	DESCONEXIÓN DE LÍNEA L-6731 (MOYOPAMPA - CHOSICA) DE 60 KV	77.83
21/12/2017 17:41	SINERSA	COES	L.T. 6668	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6668 (SULLANA - POECHOS) DE 60 KV	0.53
22/02/2017 09:55	SEAL	COES	L.T. 6672	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6672 (MARGONA - BELLA UNIÓN) DE 60 KV	2.24
22/03/2017 06:35	ENEL GENERACION PIURA S.A.	COES	M_TG4	DESCONEXIÓN DE LA UNIDAD TGN4 DE LA C.T. MALACAS 2	9.18
22/03/2017 13:51	TESUR	COES	L.T. 2022	DESCONEXIÓN Y RECIERRE EXITOSO DE LAS LÍNEAS L-2022 Y L-2023 (TINTAYA NUEVA - SOCABAYA) DE 220 KV	6.79
22/04/2017 09:44	EGESUR	COES	L.T. 6667	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6667 (ARICOTA 1 - SARITA) DE 66 KV	0.08
22/05/2017 18:18	ELECTRO CENTRO	COES	S.E. LA UNION	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR 4-TP-808 DE LA S.E. UNIÓN	0.13
22/07/2017 11:45	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6606	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6606 (INDEPENDENCIA - PARACAS) DE 60 KV	0.33
22/07/2017 12:09	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6606	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6606 (INDEPENDENCIA - PARACAS) DE 60 KV	0.13
22/07/2017 13:30	ELECTRO UCAYALI	COES	L.T. 6674	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6674 (PUCALLPA - YARINACCOCHA) DE 60 KV	2.13
22/10/2017 18:39	TRANSMANTARO	COES	L.T. 5031	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5031 (COLCABAMBA - POROMA) DE 500 KV	2.15
22/11/2017 11:08	FENIX POWER PERÚ	COES	CENTRAL TERMICA FENIX	DESCONEXIÓN DE LA C.T. FENIX	0.45
22/11/2017 15:48	TRANSMANTARO	COES	L.T. 5031	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-5031 (COLCABAMBA - POROMA) DE 500 KV	3.49
23/01/2017 08:30	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO - CAUDALOSA) DE 60 KV	0.16
23/01/2017 15:15	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2060	DESCONEXIÓN DE LA L-2060 (COTARUSE - ABANCAY NUEVA) Y RECIERRE L-2059 (COTARUSE - SURIRAY) DE 220 KV	40.29
22/12/2017 12:30	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.17
22/12/2017 16:49	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	5.14
22/12/2017 17:10	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.47
22/12/2017 18:00	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	35.42
22/12/2017 20:34	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR35-121	DESCONEXIÓN DE LA CELDA DE 22.9 KV DEL TRANSFORMADOR T35-121 DE 138/22.9 KV DE LA S.E. TOCACHE	0.47
22/12/2017 22:39	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1014	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1014 (SAN GABÁN - MAZUJO) DE 138 KV	12.42
23/01/2017 15:44	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2059	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2059 (SURIRAY - COTARUSE) Y L-2060 (NUEVA ABANCAY - COTARUSE) DE 220 KV	24.84
23/01/2017 15:52	STATKRAFT	COES	L.T. 6526	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6526 (PACHACHACA - MARH TÚNEL) Y L-6527 (MARH TÚNEL - SAN ANTONIO) DE 50 KV	7.98
23/01/2017 18:54	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	1.54
23/02/2017 12:46	ATN S.A.	COES	L-2274	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2272 Y L-2274 (KIMAN AYLLU - RAMADA) DE 220 KV	7.13
23/02/2017 12:49	CONENHUA	COES	T52-02 138/22/10 KV	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP2-52 DE 138/10 KV DE LA S.E. TAMBOMAYO	0.82
23/03/2017 00:23	STATKRAFT	COES	TRAF0 2	DESCONEXIÓN DEL PUENTE LÍNEA L-1101/L-1102 (PARAMONGA NUEVA - PARAMONGA EXISTENTE) DE 138 KV	172.67
23/03/2017 04:42	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.96
23/03/2017 12:42	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	S.E. SANTUARIO	DESCONEXIÓN DE LAS CELDAS CL-1020, CL-1041 Y CL-1126 DE LA S.E. SANTUARIO 138 KV	35.96
23/03/2017 15:32	MINERA ARES	COES	L.T. 6015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6015 (CALLALLI - CAYLLOMA) DE 66 KV	0.43
23/03/2017 16:05	CONENHUA	COES	L.T.1040	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1040 (CALLALLI - TALTA) DE 138 KV	8.26
23/04/2017 20:30	HIDRANDINA	COES	L-6645	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6645 (GUADALUPE - CHEPÉN) DE 60 KV	4.94
23/05/2017 01:43	EGESUR	COES	L.T. 6620	DESCONEXIÓN LAS LÍNEAS L-6620 (ARICOTA 2 - TOMASIRI) Y L-6637 (TOMASIRI - LOS HÉROES) DE 66 KV	0.17
23/05/2017 02:31	EGESUR	COES	L.T. 6620	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6620 (TOMASIRI - ARICOTA 2) DE 66 KV	0.19
23/05/2017 03:35	EGESUR	COES	L.T. 6637	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6637 (TOMASIRI - LOS HÉROES) DE 66 KV	0.72
23/08/2017 07:10	HIDRANDINA	COES	L.T. 1114	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1114 (NEPEÑA - SAN JACINTO) DE 138 KV	4.83
23/09/2017 05:52	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE - PACASMAYO PUEBLO) DE 60 KV	11.54
23/09/2017 23:51	SEAL	COES	L-33 kv	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-3060 Y L-3061 (PARQUE INDUSTRIAL - CHALLAPAMPA) DE 33 KV	5.71
23/10/2017 14:59	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	4.94
23/10/2017 16:04	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	0.18
23/10/2017 16:04	HIDRANDINA	COES	L.T. 1132	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1132 (KIMAN AYLLU - SIHUAS) DE 138 KV	5.03
23/10/2017 16:59	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6078	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6078 (PARQUE INDUSTRIAL - CONCEPCIÓN) DE 60 KV	0.54
23/11/2017 13:36	HIDRANDINA	COES	L.T. 1115	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1115 (TRUJILLO NORTE - MOTIL) DE 138 KV	0.59
23/11/2017 13:48	HIDRANDINA	COES	L.T. 1115	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1115 (TRUJILLO NORTE - MOTIL) DE 138 KV	0.70
23/11/2017 16:23	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6067 Nueva	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6067 (HUALLANCA NUEVA - HUARICASHASH) DE 60 KV	0.48
24/01/2017 00:53	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR18-261	DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR T18-261 DE 30 MVA Y 220/66 KV DE LA S.E. PARAMONGA NUEVA	7.07
24/01/2017 17:27	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARÍ) DE 60 KV	4.85
24/01/2017 17:54	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLA VISTA) DE 60 KV	5.76
24/02/2017 19:05	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	COES	L.T. 2150	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2150/ L-2151 (PARAGSHA 2 - CHAGLLA) DE 220 KV	2.71
24/03/2017 08:45	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE - PACASMAYO) DE 60 KV	4.01
24/03/2017 15:47	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6024/L-6025/L-6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANE) DE 60 KV	0.78
23/12/2017 05:45	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	COES	CT RF PTO MALDONADO	DESCONEXIÓN DE LA C.T.R.F. PUERTO MALDONADO	6.20
23/12/2017 09:57	ETESELVA	COES	L.T. 2251	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2251 (TINGO MARÍA - AGUAYTÍA) DE 220 KV	45.95
24/03/2017 17:22	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6024/L-6025/L-6026 (AZÁNGARO - PUTINA - ANANEA - HUANCANE) DE 60 KV	0.84
24/05/2017 13:44	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - HUANCANE - ANANEA) DE 60 KV	1.66
24/06/2017 02:01	EGESUR	COES	L.T. 6637	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6637 (TOMASIRI - LOS HÉROES) Y L-6620 (ARICOTA 2 - TOMASIRI) DE 66 KV	0.24
24/06/2017 21:51	ETENORTE	NO COES	L.T. 2240	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2240 (CARHUAQUERO - CHICLAYO OESTE) DE 220 KV	19.78

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUPTIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUPTIDA (MWh)
24/07/2017 17:26	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6665	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6665A (ZORRITOS - TUMBES) DE 60 KV	5.47
24/10/2017 20:22	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA	COES	L.T. 2150	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2150 Y L-2151 (PARAGSHA - CHAGLLA) 220 KV	1.05
24/11/2017 17:53	ATN S.A.	COES	L-2275	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2273 Y L-2275 (CAJAMARCA NORTE - LA RAMADA) DE 220 KV	1.01
25/01/2017 10:18	SEAL	COES	L.T. 6672	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6672 (MARGONA-BELLA UNION) DE 60 KV	13.06
24/11/2017 17:53	ATN S.A.	COES	L-2275	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2273 Y L-2275 (CAJAMARCA NORTE - LA RAMADA) DE 220 KV	0.42
25/01/2017 14:48	MINERARARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUKARI) DE 60 KV	1.17
25/01/2017 20:07	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	8.94
25/01/2017 22:44	STATKRAFT	COES	L.T. 6533 = L-6533A + L-6533B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	29.40
25/02/2017 05:35	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA-9 DE OCTUBRE) DE 66 KV	2.15
25/02/2017 07:16	SEAL	COES	L.T. 3060	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-3060/3061 (PARQUE INDUSTRIAL - CONVERTIDOR) DE 33 KV	26.39
25/02/2017 15:13	ISA PERU	COES	SVC-6 (SVC PLUS)	DESCONEXIÓN DEL SVC-6 DE LA S.E. PUCALLPA	1.03
25/02/2017 23:15	HIDROELECTRICA CRUZ SANTA	COES	HUASAHUASI II	DESCONEXIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HUASAHUASI I y II.	3.75
25/03/2017 03:09	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.00
25/03/2017 03:09	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.97
25/03/2017 16:25	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6527 E (SAN CRISTÓBAL - ANDAYCHAGUA ELC) DE 50 KV	2.23
25/03/2017 16:25	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6527 E (SAN CRISTÓBAL - ANDAYCHAGUA ELC) DE 50 KV	0.50
25/03/2017 16:51	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.76
25/03/2017 17:00	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2053	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2053 Y L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	2.13
25/03/2017 23:43	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	1.02
25/03/2017 23:43	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6628 (MARCONA - SAN NICOLAS) DE 60 KV	0.01
25/05/2017 17:58	SHOUGANG HIERRO PERU	COES	TP-01	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-01 DE 220/22.9 KV DE LA S.E. HIERRO	0.36
25/08/2017 17:08	HIDRANDINA	COES	TP-A051	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP-A051 DE 138/24/10.7 KV DE LA S.E. PORVENIR	0.70
25/10/2017 14:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532 Y L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.23
25/10/2017 14:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532 Y L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.10
25/10/2017 14:57	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6532 Y L-6533 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV	0.15
25/11/2017 07:35	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.08
25/11/2017 08:34	TRANSMANTARO	COES	AT-104 523	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-104 DE 500/220/33 KV DE LA S.E. YARABAMBA	0.38
26/01/2017 02:24	HIDRANDINA	COES	L.T. 6671	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6671 (09 DE OCTUBRE - HUARMEY) DE 66 KV	0.53
26/01/2017 04:00	CONENHUA	COES	L.T. 6644	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6644 (INGENIO-CAUDALOSA) DE 60 KV	3.57
25/11/2017 08:34	TRANSMANTARO	COES	AT-104 523	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-104 DE 500/220/33 KV DE LA S.E. YARABAMBA	1.96
25/11/2017 13:31	TRANSMANTARO	COES	AT-104 523	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AT-104 DE 500/220/33 KV DE LA S.E. YARABAMBA	2.61
25/12/2017 16:16	ETESSELVA	COES	L.T. 2253	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2253 (CONOCOCHA - VIZCARRA) DE 220 KV	2.38
25/12/2017 16:16	MINERA SANTA LUISA	NO COES	L.T. 2262	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2262 (VIZCARRA - HUALLANCA NUEVA) DE 220 KV EN LA S.E. HUALLANCA NUEVA	1.13
26/01/2017 06:08	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024/6025/6026 (AZANGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.06
26/01/2017 11:11	LUZ DEL SUR	COES	AT-220/60/13.8KV	DESCONECTARON LOS TRANSFORMADORES T1 Y T2 220/60 KV DE LA S.E. CANTERA	63.75
26/01/2017 15:35	REDESUR	COES	L-2025	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2025/L-2026 (SOCABAYA - MOQUEGUA) DE 220 KV	36.39
26/01/2017 15:35	REDESUR	COES	L-2025	DESCONECTARON LAS LÍNEAS L-2025/L-2026 (SOCABAYA - MOQUEGUA) DE 220 KV	3.04
26/01/2017 15:45	HIDRANDINA	COES	L.T. 1113	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1113 (NEPEÑA - CASMA) DE 138 KV	1.04
26/01/2017 19:40	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	TR33-261	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T33-261 DE 65 MVA Y 220/60 KV DE LA S.E. ZORRITOS	82.33
26/03/2017 01:09	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6002	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6002 (MACHUPICCHU - SANTA MARÍA - URPIPATA) DE 60 KV	0.25
26/03/2017 11:53	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2060	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2060 (COTARUSE AMPLIACIÓN - NUEVA ABANCAY) DE 220 KV	3.80
26/03/2017 16:07	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICHUAN) DE 66 KV	0.21
26/04/2017 13:39	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.61
26/05/2017 22:55	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 09 DE OCTUBRE) DE 66 KV	0.88
26/06/2017 01:21	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6630	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6630 (MARCONA - NAZCA) DE 60 KV	1.94
26/06/2017 04:07	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	SSEE	DESCONEXIÓN DE LA S.E. HUACHO DE 220 KV	11.96
26/06/2017 07:47	HIDRANDINA	COES	TP-A008	DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADOR TP-A008 DE 138/13.8 KV DE LA S.E. SANTA	20.82
26/09/2017 19:23	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6630	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6630 (MARCONA - NAZCA) DE 60 KV	61.10
26/09/2017 19:23	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6630	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6630 (MARCONA - NAZCA) DE 60 KV	60.04
26/10/2017 16:51	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6066	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6066 (COBRIZA I - PAMPAS) DE 69 KV	0.01
26/10/2017 18:42	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCVELICA - INGENIO) DE 60 KV	0.89
27/01/2017 13:02	CERRO DEL AGUILA S.A	COES	C.H. CERRO DEL AGUILA	DESCONEXIÓN DE LA C.H. CERRO DEL AGUILA	1.00
26/11/2017 16:24	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZANGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.14
26/11/2017 16:45	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2052	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2052 (CAMPO ARMIÑO - COTARUSE) DE 220 KV	0.03
26/11/2017 17:10	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV	0.97
26/11/2017 17:25	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6028 (ex L-0639)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6028 (PUNO - BELLAVISTA) DE 60 KV	0.71
26/12/2017 02:28	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE) DE 66 KV	15.57
26/12/2017 18:45	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCVELICA - INGENIO) DE 60 KV	0.55
27/02/2017 18:38	ETENORTE	NO COES	L.T. 1105	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1105 (HUALLANCA - CHIMBOTE 1) DE 138 KV	0.46
27/03/2017 07:38	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6655A-6671 (PARAMONGA NUEVA - 9 DE OCTUBRE - HUARMEY) DE 66 KV	1.08
27/04/2017 04:57	SOUTHERN PERU CC	COES	L-1385/1	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1385 (MILLSITE - QUEBRADA HONDA - ILO3) DE 138 KV	5.65
27/05/2017 06:44	EGESUR	COES	L.T. 6620	DESCONEXIÓN LAS LÍNEAS L-6620 (TOMASIRI - ARICOTA 2) Y L-6637 (LOS HÉROES - TOMASIRI) DE 66 KV	0.52
27/05/2017 08:13	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	S.E. HUANCVELICA	DESCONEXIÓN DE LA BARRA DE 10 KV DE LA S.E. HUANCVELICA	0.05
27/05/2017 19:33	ENGIE	COES	L.T. 5039	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5039 (MONTALVO - ILO 4) DE 500 KV	8.20
27/06/2017 04:17	MINERARARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUKARI) DE 60 KV	1.28
27/06/2017 20:49	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE - PACASMAYO) DE 60 KV	19.52
27/06/2017 20:49	HIDRANDINA	COES	L.T. 6653	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6653 (GUADALUPE - PACASMAYO) DE 60 KV	0.65
27/08/2017 06:10	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658 (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	0.85
27/09/2017 05:33	ELECTROPERU	COES	L.T. 2227	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2227 (CAMPO ARMIÑO - COBRIZA I) DE 220 KV	89.69
28/01/2017 01:47	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6658	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6658 (PIURA OESTE - LA UNIÓN) DE 60 KV	62.65
28/03/2017 11:30	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2053	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-2053/L-2054 (COTARUSE - SOCABAYA) DE 220 KV	0.71
28/03/2017 11:47	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1050	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-1050 (QUENCORO - COMBAPATA) DE 138 KV	0.33
28/04/2017 08:58	ISA PERU	COES	TR38-212	DESCONEXIÓN DEL AUTOTRANSFORMADOR AT38-212 DE 220/138/22.9 KV Y 60/60/10 MVA LA S.E. AGUAYTÍ	0.06

... continúa

12 ESTADÍSTICA DE FALLAS Y FACTORES DE DISPONIBILIDAD

CUADRO N° 12.12
ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA EN EQUIPOS DEL SEIN ENERO - DICIEMBRE 2017

FECHA DE INICIO	EMPRESA	TIPO INTEGRANTE	EQUIPO	DESCRIPCIÓN	ENERGÍA INTERRUMPIDA (MWh)
27/10/2017 11:27	SOUTHERN PERU CC	COES	L.T. 1397	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1397 (AMPLIACIÓN BOTIFLACA - SATELITE) DE 138 KV	0.97
27/10/2017 19:20	ETESELVA	COES	L.T. 2252	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-2252 (TINGO MARÍA - VIZCARRA) DE 220 KV	12.14
27/11/2017 12:00	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTUNA) DE 60 KV	1.00
27/11/2017 12:47	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1007 (CACHIMAYO - ABANCAY) DE 138 KV	7.28
27/11/2017 15:34	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6632	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6632 (HUAYUCACHI - HUANCAYO ESTE) DE 60 KV	7.67
27/11/2017 17:28	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	0.55
27/12/2017 14:23	ADINELSA ADN	NO COES	L.T. 6670	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6670 (HUACHO - ANDAHUAS) DE 66 KV	11.28
28/05/2017 16:06	ENGIE	COES	L.T. 5039	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-5039 (MONTALVO - ILO 4) DE 500 KV	7.23
28/05/2017 18:39	ENGIE	COES	L.T. 5039	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5039 (MONTALVO - ILO 4) DE 500 KV	0.39
28/05/2017 18:39	ENGIE	COES	L.T. 5039	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-5039 (MONTALVO - ILO 4) DE 500 KV	0.27
28/07/2017 11:11	HIDRANDINA	COES	L.T. 6655	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-6655 (PARAMONGA NUEVA - 09 DE OCTUBRE) DE 66 KV	26.63
28/09/2017 00:07	ELECTRO ORIENTE	COES	L.T. 1016	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-1016 (TOCACHE - JUANJUJ) DE 138 KV	0.42
28/09/2017 00:45	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	3.73
28/09/2017 00:45	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 1122	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1122 (TINGO MARÍA - AUCAYACU) DE 138 KV	10.13
28/09/2017 03:01	ADINELSA ADN	NO COES	L.T. 6670	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6670 (HUACHO - ANDAHUAS) DE 66 KV	2.02
28/12/2017 06:31	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2053	RECIERRE NO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2053 (COTARUSE - SOCAYABA) DE 220 KV	1.90
28/12/2017 08:15	ADINELSA ADN	NO COES	L.T. 6670	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6670 (HUACHO - ANDAHUAS) DE 66 KV	22.58
28/12/2017 09:11	SEAL	COES	L.T. 6672	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6672 (MARCONA - BELLA UNIÓN) DE 60 KV	2.14
28/12/2017 18:33	STATKRAFT	COES	L.T. 5624=L-6524A + L-6524B + L-6524C	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6524B (PASCO - GOYLLAR) DE 50 KV	8.66
28/12/2017 18:33	STATKRAFT	COES	L.T. 5624=L-6524A + L-6524B + L-6524C	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6524 (PARAGSHA I - GOYLLAR) DE 50 KV	0.15
29/01/2017 02:50	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 6001	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6001 (COMBAPATA - SICUAN) DE 66 KV	0.14
29/01/2017 17:44	MINERA CERRO VERDE	COES	L.T. 2074	DESCONEXIÓN DE LA L-2074 (SAN LUIS-CERRO VERDE) 220KV Y TXF-005 DE 220/34KV DE S.E. SAN CARLOS	6.45
29/03/2017 14:21	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	8.06
29/03/2017 14:21	HIDRANDINA	COES	L.T. 1112	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1112 (CHIMBOTE SUR - NEPEÑA) DE 138 KV	13.89
29/03/2017 16:56	ELECTRO UCAYALI	COES	L.T. 6673	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6673 (YARINACOCOA - PUCALLPA EUC) DE 60 KV	1.55
29/03/2017 18:14	ENEL DISTRIBUCION PERU	COES	L.T.	DESCONEXION DE LA LÍNEA L-6685 (HUACHO - HUALMAY) DE 66 KV	1.53
29/03/2017 18:27	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	T113-261	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T113-261 DE LA S.E. PARAMONGA NUEVA.	2.41
29/04/2017 10:14	HIDRANDINA	COES	L.T. 1111	DESCONEXIÓN LA LÍNEA L-1111 (CHIMBOTE I - CHIMBOTE SUR) DE 138 KV	7.15
29/04/2017 15:25	MINERA ARES	COES	L-6018	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6018 (ARES - ARCATI) DE 66 KV	3.52
29/05/2017 08:54	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6602 (COBRIZA I - COBRIZA II) DE 69 KV	4.12
29/05/2017 20:01	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 6627	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L- 6627 (MARCONA - SAN NICOLAS) DE 60 KV	7.23
29/08/2017 05:57	LUZ DEL SUR	COES	L.T. 659	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-659 (HUACHIPA - INDUSTRIALES) DE 60 KV	69.45
29/09/2017 14:54	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2232	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2232 (TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1) DE 220 KV	0.25
29/09/2017 14:54	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L.T. 2232	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2232 (TRUJILLO NORTE - CHIMBOTE 1) DE 220 KV	0.82
29/09/2017 15:00	SEAL	COES	T5-103	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T5-103 DE 138/33 KV DE LA S.E. JESUS	5.39
29/09/2017 15:00	SEAL	COES	T5-103	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR T5-103 DE 138/33 KV DE LA S.E. JESUS	4.33
29/10/2017 14:01	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) Y L-6662B (EL ARENAL - LA HUACA) DE 60 KV	11.73
29/10/2017 14:01	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6698	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6698 (PIURA OESTE - SULLANA) Y L-6662B (EL ARENAL - LA HUACA) DE 60 KV	1.42
29/11/2017 15:50	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (EX L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.26
30/03/2017 13:48	HIDRANDINA	COES	L.T. 6681	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6681 (HUARAZ - TICAPAMPA) DE 66 KV	0.63
30/03/2017 16:27	MINERA ARES	COES	L.T. 6015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6015 (CALLALI - CAYLLOMA) DE 66 KV	0.38
30/04/2017 11:15	INFRAESTRUCTURA Y ENERGIAS DEL PERU	COES	CT RF PUCALLPA	DESCONEXIÓN DE LA C.T. RESERVA FRÍA PUCALLPA	1.91
30/06/2017 10:14	SINERSA	COES	L.T. 6668	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6668 (SULLANA - POECHOS) DE 60 KV	1.17
29/11/2017 18:18	COMP. TRANSMISORA ANDINA	NO COES	L.T. 1127	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1127 (HUALLANCA - HUARAZ OESTE) DE 138 KV	8.08
29/12/2017 00:00	STATKRAFT	COES	L.T. 5624=L-6524A + L-6524B + L-6524C	DESCONECTÓ LA LÍNEA L-6524 (PARAGSHA I - GOYLLAR) DE 50 KV. POR FALLA.	0.10
29/12/2017 01:42	ELECTRO SUR ESTE	COES	L.T. 1015	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-1015 (MAZUCO - PUERTO MALDONADO) DE 138 KV	1.27
30/06/2017 22:18	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6027 (EX L-0638)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6027 (PUNO - ILAVE - POMATA) DE 66 KV	0.75
30/06/2017 23:29	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	0.81
30/09/2017 12:04	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6024 (AZÁNGARO - PUTINA) DE 60 KV	1.52
30/09/2017 20:39	CONENHUA	COES	TP 52 - 138/66/24 KV	DESCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TP52 DE 138/66/22 KV DE LA S.E. ARES	0.72
30/11/2017 14:23	RED DE ENERGIA DEL PERU	COES	L-1004	RECIERRE DE LA LÍNEA L-1004 (QUENCORO - DOLORESPATA) DE 138 KV	1.45
30/11/2017 15:17	CONENHUA	COES	L.T. 6643	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6643 (HUANCAVELICA - INGENIO) DE 60 KV	0.69
30/11/2017 15:42	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (EX L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.13
30/11/2017 17:39	ELECTRO CENTRO	COES	L.T. 6061	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6061 (COBRIZA II - MACHAHUAY) DE 69 KV	43.92
30/12/2017 14:31	ELECTRO DUNAS	COES	L.T. 6603	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6603 (INDEPENDENCIA - PUEBLO NUEVO) DE 60 KV	1.05
31/01/2017 17:17	TRANSMANTARO	COES	L.T. 2060	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2060 (COTARUSE - ABANCAY NUEVA) DE 220 KV	3.43
31/01/2017 17:26	TESUR	COES	L.T. 2023	RECIERRE MONOFÁSICO EXITOSO DE LA LÍNEA L-2023 (TINTAYA NUEVA - SOCABAYA) DE 220 KV	0.68
31/03/2017 03:31	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV.	10.33
31/03/2017 03:31	STATKRAFT	COES	L.T. 6532=L-6532A + L-6532B	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6532 (NUEVA MOROCOCHA - CARLOS FRANCISCO) DE 50 KV.	42.18
31/03/2017 07:28	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	0.56
31/03/2017 07:52	MINERA ARUNTANI	NO COES	L.T. 6007	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6007 (PUNO - TUCARI) DE 60 KV	7.16
31/03/2017 08:05	SINERSA	COES	L.T. 6668	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6668 (SULLANA - POECHOS) DE 60 KV	1.38
31/03/2017 10:33	LUZ DEL SUR	COES	TR-3	DECONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR TR-3 220/60 KV DE LA S.E. BALNEARIOS	107.11
31/03/2017 13:10	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6024	DESCONEXIÓN DE LAS LÍNEAS L-6024/6025/6026 (AZÁNGARO - PUTINA - HUANCANE - ANAÑEA) DE 60 KV	1.04
31/03/2017 15:49	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6539 (SAN CRITOBAL - ANDAYCHAGUA) DE 50 KV	3.73
31/03/2017 15:49	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6539 (SAN CRITOBAL - ANDAYCHAGUA) DE 50 KV	0.10
31/03/2017 15:49	STATKRAFT	COES	L.T.	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6539 (SAN CRITOBAL - ANDAYCHAGUA) DE 50 KV	0.00
31/08/2017 08:55	ELECTROPERU	COES	L.T. 6664	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6664 (ZORRITOS - MANCORAY) DE 60 KV	1.25
31/08/2017 13:00	ENGIE	COES	CL1383	DESCONEXIÓN DE LA CELDA CL-1383 (MOQUEGUA - ILO3) DE 138 KV EN LA S.E. MOQUEGUA	27.63
31/10/2017 05:24	ABY TRANSMISIÓN SUR	COES	L.T. 5032	RECIERRE EXITOSO DE LA LÍNEA L-5032 (CHILCA CTM - POROMA) DE 500 KV	68.39
31/10/2017 11:42	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (EX L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.19
31/10/2017 16:30	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (EX L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.30
31/12/2017 05:04	STATKRAFT	COES	BARRA A 138kv	DESCONEXIÓN DE LA BARRA 138 KV DE LA S.E. PARAMONGA EXISTENTE	45.44
31/12/2017 10:17	ELECTRO NOR OESTE	COES	L.T. 6657	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6657 (PIURA OESTE - LOS EJIDOS) DE 60 KV	8.63
31/12/2017 15:47	ELECTRO PUNO	COES	L.T. 6021 (ex L.T. 0635)	DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-6021 (AZÁNGARO - ANTAUTA) DE 60 KV	0.15
TOTAL ENERGÍA INTERRUMPIDA POR FALLA (MWh)					13 873.04
NÚMERO DE FALLAS QUE CAUSAN INTERRUPCIÓN DE SUMINISTROS					741

ESTADÍSTICA DE OPERACIÓN 2017

ANEXO 02

PROTOCOLO DE PRUEBAS - TRANSFORMADOR TRIFASICO 27/35 MVA

N° SERIE R 415118-1

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARHUAQUERO



INFORME TÉCNICO
Duke Energy
PPTR-TS-12-268

INFORME TÉCNICO PPTR-TS-12-268

MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 27/35 MVA UNIDAD G3- CH.CARHUAQUERO

CLIENTE FINAL : DUKE ENERGY EGENOR

Lima, 25 de Setiembre de 2012

ABB S.A.

Pág. 1 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



INFORME TÉCNICO PPTR-TS-12-268
MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO 27/35 MVA
N° SERIE R 415118-1
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARHUAQUERO

Fecha del Informe: Setiembre de 2012
Relator: Edward Mallqui/ Henry Caipo.
Cliete: Duke Energy Egenor
Instalación : Central Hidroelectrica Carhuaquero
Contrato con el Cliente N°: 1175270000
Asunto: MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFASICO 27/35 MVA 220 /10 kV.

1. Objetivo y fecha del servicio

A solicitud del Cliente, se realizó el montaje electromecánico del transformador de potencia y la asistencia en la puesta en servicio por parte de personal especializado de ABB.

El montaje electromecánico, se desarrollo entre los días 13-09-12 al 23-09-12.

Producto inspeccionado

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

DETALLE	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
Marca	ABB
N° de serie	R 415118-1
Potencia	28/35 MVA
Tensión nominal	220 /10 kV
Enfriamiento	ONAN/ ONAF
Año de Rep..	2012
Frecuencia	60 Hz
Peso del aceite	20,000 Kg
Peso Total	65,000 Kg

2. Presentes

- **Por PEABB:** Edward Mallqui Briceño
Sup. Henry Caipo
- **Por Duke-Energy** Ing. Richard Rosas / Ing. Adrián Chavez
Tec. Marcelino Cajaleón.

ABB S.A.

Pág. 2 de 39



3. Resumen:

A solicitud del cliente se realizó el montaje de transformador existente en las instalaciones de Duke Energy – Central Hidroeléctrica Carhuaquero, así como las pruebas eléctricas finales al transformador de Potencia de 35MVA y asistencia en la puesta en servicio

4. Indicaciones del Cliente:

- Realizar el montaje y pruebas eléctricas del transformador de Potencia 35 MVA, N° R415118-1, ubicado en la celda de transformación G3, dentro de las instalaciones de la Central Hidroeléctrica de Carhuaquero, dentro de los tiempos programados.
- Realizar todos los procedimientos cumpliendo las normas de seguridad y preservación del medio ambiente.

5. Datos del Servicio:

- 5.1. Montaje electromecánico del transformador en su celda de operación.
- 5.2. Pruebas eléctricas finales al transformador.
- 5.3. Pruebas funcionales de las protecciones del transformador.
- 5.4. Asistencia en la puesta en servicio por personal ABB.

6. Comprobaciones en el lugar

- La unidad G3 se encontró energizada por lo cual se coordinó con el personal de Duke para su desconexión y posterior retiro del transformador existente para el traslado y montaje del nuevo transformador.

7. Trabajos Realizados:

- Traslado de personal técnico, herramientas y equipos desde ABB hasta las instalaciones de la CH Carhuaquero.
- Inspección de área de trabajo.
- Instalación de Equipos en Zona de trabajo.
- Reconocimiento de accesorios de acuerdo al Part-List, del transformador.
- Verificación de la Presión de nitrógeno en el transformador.
- Verificación del Registrador de Impactos.
- Revisión de estado de los accesorios transportados.
- Maniobras de posicionamiento del transformador en su celda de operación.
- Presurizado del transformador hasta una presión de 3 PSI.
- Verificación del estado de los accesorios del transformador.
- Montaje de radiadores.
- Montaje de estructuras, tuberías y tanque del transformador.
- Montaje de ventiladores.
- Montaje de Cupulas de AT.

ABB S.A.

Pág. 3 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



- Trasvasije de aceite a tanque cisterna.
- Aplicación de proceso de altovació al transformador.
- Proceso de Termovació al tanque cisterna con aceite dieléctrico.
- Presurización del transformador para la medición de punto de rocío final.
- Medición de punto de rocío final.
- Aplicación de proceso de altovació a la cuba principal del transformador y llenado de aceite bajo vacío hasta nivel normal del conservador.
- Aplicación de proceso de termovació al transformador.
- Toma de muestra final de aceite para Análisis Físico-químico y Cromatógrafico en laboratorio de ABB.
- Purgado general del transformador.
- Conexión de dispositivos de protección y señalización propios del Transformador.
- Pruebas eléctricas finales al transformador.
 - Pruebas SFRA.
 - Relación de transformación,
 - Capacitancia y Factor de potencia de arrollamientos.
 - Capacitancia y Factor de potencia de bushings.
 - Corriente de excitación.
 - Resistencia de devanados de AT y BT.
 - Relación de tensión y polaridad de los Transformadores de Corriente.
 - Resistencia de aislamiento.
- Pruebas de las protecciones propias del transformador.
- Verificación de operación de los mecanismos propios del transformador al tablero de control del transformador.
- Conexión de barras de BT y cables de AT.
- Torqueado de barras de BT y todos los accesorios montados.
- Asistencia del personal para la puesta en servicio del transformador.
- Ejecución de pruebas eléctricas finales de rutina.
- Entrega del transformador de la Unidad G3 energizado.
- Retiro de Equipos y herramientas de la SE Pucamarca.
- Elaboración de informe técnico final y emisión de protocolo de pruebas.

8. Trabajos pendientes

- Se acordó con el cliente que los descargadores deberán ser adaptados y colocados por el tema de DMS (Distancia mínima de seguridad).

9. Acuerdos con Cliente

- Se entregará el informe técnico correspondiente.
- Entregar el transformador en optimas condiciones para la puesta en servicio.

ABB S.A.

Pág. 4 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040

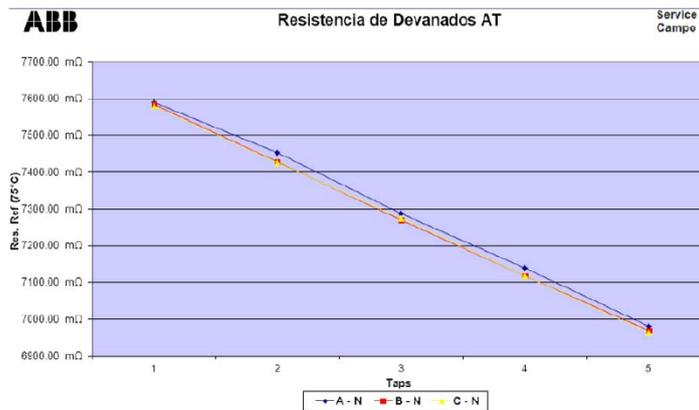
10. Pruebas Eléctricas y Comentarios.

10.1. Pruebas eléctrica de relación de tensión.

- En esta prueba se detectan espiras del bobinado en cortocircuito, los cuales alteran el valor de la relación de tensión.
- **Diagnóstico:**
El reporte de los resultados de la prueba de relación de tensión (**protocolos anexos**) indican valores dentro de lo aceptado por Normas CEI 60076-1 (Valor < 0.5%).
Resultado aceptable.

10.2. Pruebas de resistencia de Devanados.

- De los Protocolos obtenidos se puede evaluar el estado de los arrollamientos, contactos, empalmes, conexiones y todos los demás elementos que involucran el comportamiento resistivo de cada fase. Los valores medidos se deben de comparar con valores medidos anteriormente o se hace un comparativo entre fases en donde estas deben de resultar similares.
- En esta ocasión compararemos los valores fase a fase, veamos el grafico obtenido del anexo del protocolo de pruebas:



Graf. N° 1

- **Diagnóstico:**
Observamos que la variación en la resistencia de bobinados en todos los taps de AT están dentro de los parámetros según lo recomendado.
Resultado aceptable.

10.3. Pruebas eléctrica de factor de potencia.

- La prueba de factor de potencia, que sirve para analizar el sistema aislante, se ha efectuado acorde a los procedimientos recomendados según la norma **IEEE Std 62-1995 (IEEE Guide for Diagnostic Field Testing for Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and Reactors)** la cual establece un valor límite de 0.5 % para el factor de potencia en transformadores nuevos, y 1% para transformadores en servicio, según la siguiente tabla:

EQUIPO	% F.P. a 20° C
Boquilla tipo condensador en aceite	0.5
Transformadores en aceite (en Operación)	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5

Tabla N° 1

- **Diagnóstico:** Tomando como referencia la Tabla N° 1, y comparándolo con los resultados (ver anexo de protocolo de pruebas) se observa que **los valores son inferiores a 1%, lo cual se encuentran dentro del rango. Resultado aceptable.**

10.4. Corriente de excitación.

- Esta prueba se realiza con el fin de detectar fallas tales como defectos en la estructura del núcleo magnético, o alguna posible deformación de los bobinados aunque es menos sensible en este caso.
- Generalmente estos datos son comparados con los resultados de ensayos anteriores, con los valores de unidades similares o con la información que fue suministrada por el fabricante.
- También se puede comparar fase a fase dichos valores, considerando la geometría del núcleo magnético, y teniéndose una corriente menor para el bobinado del núcleo central.
- **Diagnóstico:**
El reporte de los resultados de la prueba de corriente de excitación para AT muestra un comportamiento normal.
- **Resultado aceptable.**

10.5. Pruebas de respuesta al barrido de la frecuencia (SFRA).

- La prueba de Respuesta al Barrido de Frecuencia (SFRA) tiene la capacidad de detectar deformaciones, desplazamientos y daños, tanto en el núcleo como en el bobinado de los transformadores.
- Esta prueba muestra gráficas que describen el comportamiento del equivalente eléctrico (capacitancia, inductancia y resistencia) entre fases del transformador (según la metodología de DOBLE ENGINEERING) ante la inyección de señales de tensión a diferentes frecuencias. El rango es de 0 a 2 MHz.



- **Diagnóstico:** El resultado muestra valores dentro de los parámetros recomendados.

11. Observaciones y conclusiones

- Todos los trabajos realizados en este servicio se han realizado según procedimientos ABB bajo la aprobación de la supervisión del cliente y según lo contractual.
- De las pruebas eléctricas realizadas, se concluye que el transformador se encuentra eléctricamente en condiciones para su operación normal.
- De las pruebas eléctricas realizadas, se concluye que el transformador no había sufrido daños durante el transporte.
- De los resultados del análisis de aceite dieléctrico en el transformador se concluye que estos se encuentran dentro de lo recomendado por las normas de referencia.

12. Recomendaciones:

- ABB recomienda; el cliente deberá tomar muestras de aceite para análisis de gas cromatografía y físico químico como sigue:
 - 24 horas después de energizado.
 - Una semana después de energizado.
 - Tres meses después de energizado.
 - Seis meses después de energizado.
 - Un año después de energizado.

13. Anexos

- FOTOS DEL SERVICIO.
- PROTOCOLOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS.
- ACTA DE ENTREGA.]



INFORME TÉCNICO
Duke Energy
PPTR-TS-12-268

FOTOS DEL SERVICIO

ABB S.A.

Pág. 8 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



Foto 01 : Transformador en la celda de operación con los radiadores montados.



Foto 02 : Montaje de ventiladores del Transformador.



Foto 03 : Montaje de los Bushing AT.



Foto 04 : Montaje de estructuras del tanque.



Foto 05

Foto 06

Foto (05) Acondicionamiento de las cúpulas de AT / Foto (06) Montaje de cúpulas de AT.



Foto 07

Foto 08

Foto (07/08) Aplicación de proceso de alto vacío al transformador.



Foto 09 : Ejecución de pruebas eléctricas finales al transf.



Foto 10 : Pruebas funcionales de las protecciones del transformador



Foto 11 : Puebas de protecciones alarma , disparo con respecto a las temperaturas (Aceite y devanados BT,AT)



Foto 12 : Conexión de cables de BT en cajuela



Foto 13 : Colocacion de rejias y cables AT



INFORME TÉCNICO
Duke Energy
PPTR-TS-12-268

PROTOCOLOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS

ABB S.A.

Pág. 15 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Service Campo	Pruebas eléctricas
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 kV	
Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA	
N° de Serie: L-415118-1	Fases: 3	
TAG: G3	Conexión: YNd11	
Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz	
Pruebas Realizadas:		
	Resultados:	
Prueba de Relación de tensión	Ok	
Prueba de Factor de potencia a transformador	Ok	
Prueba de Factor de potencia a Bushing	Ok	
Corriente de excitación en AT	Ok	
Prueba SFRA	Ok	
Resistencia de devanados AT	Ok	
Resistencia de devanados BT	Ok	
Prueba de resistencia de Aislamiento	Ok	
Relacion de transformacion en los TCs y Polaridad	Ok	
Protecciones Propias de Transformador	Ok	
Datos de las pruebas:		
Fecha de las pruebas:	21-Sep-12	
Realizado por:	Edward Mallqui	
Supervisado por:	Darcy Fernández	
Temperatura Amb.:		
Normas Utilizadas:		
CIE 60076-1		
IEEE Std 62-1995		
ANSI / IEEE C57.12.90		
Conclusiones		
De la pruebas realizadas se concluye que los resultados se encuentran dentro de las normas de referencia		



	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Relación de Tensión	Service Campo								
Ciente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3								
Denominación: Transformador.	Marca: ABB	Tensión: 220/10 kV								
N° de Serie: L-415118-1	TAG: G3	Potencia: 28 /35 MVA								
Año de Fab.: 2012		Fases: 3								
		Conexión: YNd11								
		Frecuencia: 60 Hz								
Relacion de tension-AT vs BT										
TAP (AT)	AT (kV)	BT (kV)	RELACIÓN TEÓRICA	RELACIÓN MEDIDA			ERROR PORCENTUAL			RESULT.
				A-N / a-c	B-N / b-a	C-N / c-b	e1(%)	e2(%)	e3(%)	
1	231.000	10	13.3368	13.335	13.329	13.332	-0.01	-0.06	-0.04	OK
2	225.500	10	13.0192	13.020	13.016	13.017	0.01	-0.02	-0.02	OK
3	220.000	10	12.7017	12.705	12.701	12.702	0.03	-0.01	0.00	OK
4	214.500	10	12.3842	12.390	12.387	12.388	0.05	0.02	0.03	OK
5	209.000	10	12.0666	12.075	12.072	12.070	0.07	0.04	0.03	OK
Observaciones: Según la norma CEI 60076-01 la tolerancia de relacion de transformacion debe estar dentro del $\pm 0.5\%$ de error.										
Conclusiones: Los valores cumplen lo establecido por la norma. Resultado Aceptable										
Realizado por:	Edward Mallqui	Equipo:	Mta. de pruebas	Temp. Amb.:	32 °C					
Supervisado por:	Darcy Fernández	Marca:	OMICRON							
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Modelo:	CPC 100							
Norma empleada:	IEC 2010-78	Serie:	MF080T (V1)							

ABB S.A.

Pág. 17 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Capacitancia y Factor de Potencia de transformador	Service Campo	
Ciente	DUKE ENERGY EGENOR	Instalación	UNIDAD 3
Denominación	Transformador.	Tensión	220/10 kV
Marca:	ABB	Potencia	28 /35 MVA
N° de Serie	L-415118-1	Fases	3
TAG	G3	Conexión	YNd11
Año de Fab.	2011	Frecuencia	60 Hz

Meas	Test kV	mA	Frec. Hz	% PF corr	Corr Fctr	Cap (nF)
CH+CHL	10.00	31.840	60.0	0.230	0.85	8.4425
CH	10.00	15.550	60.0	0.221	0.85	4.1216
CHL	10.00	16.292	60.0	0.225	0.85	4.3211
CL	8.00	33.997	60.0	0.218	0.85	11.2703
CL + CLH	8.00	46.984	60.0	0.225	0.85	15.5775
CLH	8.00	13.031	60.0	0.238	0.85	4.3210

Observaciones: Según la Norma IEEE-Std 62-1995 recomienda valores de factor de potencia a 0.5% en el caso de transformadores sumergidos en aceite nuevos, y de 0.5% hasta 1% para Transformadores antiguos; para valores mayores a 1% se debe investigar.

Conclusiones: Los valores son menores al 0.5%.

Resultado Aceptable

Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	15 °C	Equipo:	Maleta de prueba
Supervisado por:	Darcy Fernández	Temp. Oil.:	13°C	Marca:	Omicron
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Hum. Rel.:	12%	Modelo:	CP TD1
Norma empleada:	IEC 2010-78			Serie:	JH189R

ABB S.A.

Pág. 18 de 39



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Capacitancia y Factor de Potencia de Bushing AT	Service Campo	
Cliente DUKE ENERGY EGENOR		Instalación UNIDAD 3	
Denominación	Transformador.	Tensión	220/10 kV
Marca:	ABB	Potencia	28 /35 MVA
N° de Serie	L-415118-1	Fases	3
TAG	G3	Conexión	YNd11
Año de Fab.	2011	Frecuencia	60 Hz

Meas	Test kV	mA	Frec. Hz	% PF corr	Corr Fctr	Cap (pF)
BUSH-NEUT	10.00	0.510	60.0	0.353	0.77	131.170
BUSH-A	10.00	1.635	60.0	0.282	0.77	433.505
BUSH-B	10.00	1.625	60.0	0.301	0.77	431.070
BUSH-C	10.00	1.611	60.0	0.304	0.77	427.370

Observaciones: Según la Norma IEEE-Std 62-1995 recomienda valores de factor de potencia a 0.5% en el caso de transformadores sumergidos en aceite nuevos, y de 0.5% hasta 1% para transformadores antiguos; para valores mayores a 1% se debe investigar.

Conclusiones: Los valores son menores al 0.5%.

Resultado Aceptable

Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	32 °C	Equipo:	Maleta de prueba
Supervisado por:	Darcy Fernández	Temp. Oil.:	32°C	Marca:	Omicron
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Hum. Rel.:	33%	Modelo:	CP TD1
Norma empleada:	IEC 2010-78			Serie:	JH189R



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Corriente de Excitación en AT	Service Campo																																													
Ciente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3																																													
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 kV	Potencia: 28 /35 MVA																																													
Marca: ABB	Nº de Serie: L-415118-1	Fases: 3																																													
TAG: G3	Año de Fab.: 2012	Conexión: YNd11																																													
		Frecuencia: 60 Hz																																													
<table border="1"><thead><tr><th colspan="2">Fases</th><th colspan="2">A - N</th><th colspan="2">B - N</th><th colspan="2">C - N</th></tr><tr><th>Tap</th><th>Test kV</th><th>mA</th><th>Watts</th><th>mA</th><th>Watts</th><th>mA</th><th>Watts</th></tr></thead><tbody><tr><td>A</td><td>10.0</td><td>10.506 mA</td><td>78.391 W</td><td>7.850 mA</td><td>56.039 W</td><td>10.857 mA</td><td>80.702 W</td></tr><tr><td>C</td><td>10.0</td><td>11.399 mA</td><td>85.484 W</td><td>8.390 mA</td><td>61.237 W</td><td>11.539 mA</td><td>85.913 W</td></tr><tr><td>E</td><td>10.0</td><td>12.384 mA</td><td>92.891 W</td><td>9.078 mA</td><td>67.184 W</td><td>12.807 mA</td><td>94.655 W</td></tr></tbody></table>								Fases		A - N		B - N		C - N		Tap	Test kV	mA	Watts	mA	Watts	mA	Watts	A	10.0	10.506 mA	78.391 W	7.850 mA	56.039 W	10.857 mA	80.702 W	C	10.0	11.399 mA	85.484 W	8.390 mA	61.237 W	11.539 mA	85.913 W	E	10.0	12.384 mA	92.891 W	9.078 mA	67.184 W	12.807 mA	94.655 W
Fases		A - N		B - N		C - N																																									
Tap	Test kV	mA	Watts	mA	Watts	mA	Watts																																								
A	10.0	10.506 mA	78.391 W	7.850 mA	56.039 W	10.857 mA	80.702 W																																								
C	10.0	11.399 mA	85.484 W	8.390 mA	61.237 W	11.539 mA	85.913 W																																								
E	10.0	12.384 mA	92.891 W	9.078 mA	67.184 W	12.807 mA	94.655 W																																								
Observaciones: Las especificaciones técnicas de criterio de evaluación se realizara según la especificación técnica de ABB (Service Handbook for Transformer).																																															
Conclusiones: La variación entre fases extremas es menor al 5%. Resultado aceptable.																																															
Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	32.7 °C	Equipo:	Maleta de prueba																																										
Supervisado por:	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	32.7 °C	Marca:	Omicron																																										
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Hum. Rel.:	30%	Modelo:	CP TD1																																										
Norma empleada:	IEC 2010-78			Serie:	JH189R																																										

ABB S.A.

Pág. 20 de 39



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Análisis de Barrido de Frecuencia	Service Campo						
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3						
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 KV							
Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA							
Nº de Serie: L-415118-1	Fases: 3							
TAG: G3	Conexión: YNd11							
Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz							
DEVANDOS AT (A -B - C), BT EN VACÍO								
Transformador: Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1								
<table border="0"> <tr> <td></td> <td>A-N_2012-09-21_12-52-44 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 12:52:44 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10</td> </tr> <tr> <td></td> <td>B-N_2012-09-21_13-09-12 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:09:12 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10</td> </tr> <tr> <td></td> <td>C-N_2012-09-21_13-16-17 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:16:17 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10</td> </tr> </table>				A-N_2012-09-21_12-52-44 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 12:52:44 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10		B-N_2012-09-21_13-09-12 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:09:12 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10		C-N_2012-09-21_13-16-17 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:16:17 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10
	A-N_2012-09-21_12-52-44 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 12:52:44 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10							
	B-N_2012-09-21_13-09-12 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:09:12 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10							
	C-N_2012-09-21_13-16-17 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:16:17 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10							
Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.: ---	Equipo: SFRA					
Supervisado por:	Darcy Fernández	Temp. Bob.: ---	Marca: DOBLE					
Fecha de prueba:	31-May-12	Hum. Rel.: ---	Modelo: M5300					
Norma empleada:	IEC 2010-78		Serie: 100600090					



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Análisis de Barrido de Frecuencia		Service Campo
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3	
Denominación:	Transformador.	Tensión:	220/10 kV
Marca:	ABB	Potencia:	28 /35 MVA
N° de Serie:	L-415118-1	Fases:	3
TAG	--	Conexión:	YNd11
Año de Fab.:	2011	Frecuencia:	60 Hz

DEVANDOS AT, BT (a - b - c) EN CORTO	
Transformador: Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1	
	C-N_2012-09-21_13-22-45 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:22:45 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10
	B-N_2012-09-21_13-28-34 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:28:34 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10
	A-N_2012-09-21_13-34-51 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:34:51 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10

Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.:		Equipo:	SFRA
Supervisado por:	Darcy Fernández	Temp. Bob.:		Marca:	DOBLE
Fecha de prueba:	31-May-12	Hum. Rel.:		Modelo:	M5300
Norma empleada:	IEC 2010-78			Serie:	100600090



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Análisis de Barrido de Frecuencia	Service Campo
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 kV	
Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA	
Nº de Serie: L-415118-1	Fases: 3	
TAG: ---	Conexión: YNd11	
Año de Fab.: 2011	Frecuencia: 60 Hz	

DEVANDOS BT (a - b - c), AT EN VACÍO		
Transformador: Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1		
<p> a-c_2012-09-21_13-47-46 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:47:46 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10 </p> <p> c-b_2012-09-21_13-55-05 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 01:55:05 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10 </p> <p> b-a_2012-09-21_14-00-17 - Fabricante: ASEA-Brown Boveri Número de serie: R415118-1 Fecha: 21/09/2012 02:00:17 p.m. MVA máximos: 75KV: 220/10 </p>		
Realizado por: Edward Malkui	Temp. Amb.: 28 °C	Equipo: SFRA
Supervisado por: Darcy Fernández	Temp. Bob.: 25 °C	Marca: DOBLE
Fecha de prueba: 31-May-12	Hum. Rel.:	Modelo: M5300
Norma empleada: IEC 2010-78		Serie: 100600090

ABB S.A.

Pág. 23 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Resistencia de Devanados AT y BT	Service Campo											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%;">Cliente DUKE ENERGY EGENOR</td> <td style="width: 50%;">Instalación: UNIDAD 3</td> </tr> <tr> <td>Denominación: Transformador.</td> <td>Tensión: 220/10 KV</td> </tr> <tr> <td>Marca: ABB</td> <td>Potencia: 28 /35 MVA</td> </tr> <tr> <td>Nº de Serie: L-415118-1</td> <td>Fases: 3</td> </tr> <tr> <td>TAG: G3</td> <td>Conexión: YNd11</td> </tr> <tr> <td>Año de Fab.: 2012</td> <td>Frecuencia: 60 Hz</td> </tr> </table>		Cliente DUKE ENERGY EGENOR	Instalación: UNIDAD 3	Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 KV	Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA	Nº de Serie: L-415118-1	Fases: 3	TAG: G3	Conexión: YNd11	Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz
Cliente DUKE ENERGY EGENOR	Instalación: UNIDAD 3												
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 KV												
Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA												
Nº de Serie: L-415118-1	Fases: 3												
TAG: G3	Conexión: YNd11												
Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz												
Resistencia AT													
Fases	A - N	B - N	C - N										
Tap	R medida (23 °C)	R ref. (75° c)	R medida (23 °C)	R ref. (75° c)	R medida (23 °C)	R ref. (75° c)							
1	6316.30 mΩ	7589.40 mΩ	6320.90 mΩ	7583.20 mΩ	6318.60 mΩ	7580.40 mΩ							
2	6202.40 mΩ	7452.50 mΩ	6192.10 mΩ	7428.60 mΩ	6189.50 mΩ	7425.40 mΩ							
3	6064.30 mΩ	7286.60 mΩ	6059.20 mΩ	7269.10 mΩ	6063.40 mΩ	7274.10 mΩ							
4	5941.40 mΩ	7138.80 mΩ	5933.60 mΩ	7118.50 mΩ	5933.00 mΩ	7117.80 mΩ							
5	5809.90 mΩ	6980.90 mΩ	5809.20 mΩ	6969.20 mΩ	5804.90 mΩ	6964.10 mΩ							
Resistencia BT													
Fases	a - b	b - c	c - a										
Tap	R medida (24°C)	R ref. (75° c)	R medida (24°C)	R ref. (75° c)	R medida (24°C)	R ref. (75° c)							
---	9.03 mΩ	10.80 mΩ	9.04 mΩ	10.82 mΩ	9.07 mΩ	10.86 mΩ							
<p>Observaciones: Las presente especificaciones están referido a lo estipulado en las normas (ANSI / IEEE C57.12.90)</p> <p>Conclusiones: Los valores de resistencia entre fases extremas son menores al 5%. Resultado Aceptable.</p>													
Realizado por:	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	23 ° C	Equipo:	Mia.de pruebas								
Supervisado por:	Darcy Fernández			Marca:	OMICRON								
Fecha de prueba:	21-Sep-12			Modelo:	CPC 100								
Norma empleada:	IEC 2010-78			Serie:	MF080T (V1)								

ABB S.A.

Pág. 24 de 39



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Resistencia de Aislamiento	Service Campo															
Ciente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3															
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 kV	Potencia: 28 /35 MVA															
Marca: ABB	Fases: 3	Conexión: YNd11															
N° de Serie: L-415118-1	Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz															
TAG: G3																	
<table border="1"><thead><tr><th>Test kV</th><th>t (min)</th><th>AT - BT</th><th>AT - Masa</th><th>BT - Masa</th></tr></thead><tbody><tr><td>5.00 kV</td><td>1.00 min</td><td>6.20 GΩ</td><td>5.70 GΩ</td><td>3.21 GΩ</td></tr><tr><td>5.00 kV</td><td>5.00 min</td><td>9.10 GΩ</td><td>7.66 GΩ</td><td>5.10 GΩ</td></tr></tbody></table>			Test kV	t (min)	AT - BT	AT - Masa	BT - Masa	5.00 kV	1.00 min	6.20 GΩ	5.70 GΩ	3.21 GΩ	5.00 kV	5.00 min	9.10 GΩ	7.66 GΩ	5.10 GΩ
Test kV	t (min)	AT - BT	AT - Masa	BT - Masa													
5.00 kV	1.00 min	6.20 GΩ	5.70 GΩ	3.21 GΩ													
5.00 kV	5.00 min	9.10 GΩ	7.66 GΩ	5.10 GΩ													
<p>Observaciones: Se considera un valor de referencia de un megaohmio por unidad de kV de prueba.</p> <hr/> <p>Conclusiones: Los valores obtenidos superan los valores de referencia mínimos, resultado conforme.</p> <hr/>																	
Realizado por:	Edward Mallqui	Equipo:	MEGOHMETRO DIG.														
Supervisado por:	Darcy Fernández	Marca:	MEGGER														
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Modelo:															
Norma empleada:	IEC 2010-78	Serie:	S1-1054/2														



ABB	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Relación de tensión en TCs - AT y BT	Service Campo
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3
Denominación: Transformador.	Tensión: 220/10 kV	
Marca: ABB	Potencia: 28 /35 MVA	
N° de Serie: L-415118-1	Fases: 3	
TAG: G3	Conexión: YNd11	
Año de Fab.: 2012	Frecuencia: 60 Hz	

N° de TC	I prim (A)	I sec (A)	R.T.	V prim	V sec	Isal	Error %	Resultado	Polaridad
TC1	100	1	100	0.512	49.890	0.098	-2.56	OK	OK
TC4	100	1	100	1.024	99.820	0.162	-2.55	OK	OK

TC	I prim (A)	I sec (A)	R.T.	V prim	V sec	Isal	Error %	Resultado	Polaridad
TC2	100	1	100	2.060	199.680	0.271	-3.04	OK	OK
TC5	100	1	100	1.494	149.800	0.239	-0.28	OK	OK
TC7	100	5	20	0.726	14.150	0.387	-2.53	OK	OK

TC	I prim (A)	I sec (A)	R.T.	V prim	V sec	Isal	Error %	Resultado	Polaridad
TC3	100	1	100	0.822	79.850	0.138	-2.86	OK	OK
TC6	100	1	100	1.027	99.820	0.146	-2.84	OK	OK

TC	I prim (A)	I sec (A)	R.T.	V prim	V sec	Isal	Error %	Resultado	Polaridad
TC8	1700	5	340	0.059	19.980	0.008	-0.33	OK	OK
TC8	2100	5	420	0.036	15.000	0.004	-0.10	OK	OK

Conclusiones: Los valores cumplen lo establecido por la norma.

Resultado Aceptable

Realizado por:	Edward Malkqui	Equipo:	Mta. de pruebas	Temp. Amb.:	
Supervisado por:	Darcy Fernández	Marca:	OMICRON		
Fecha de prueba:	21-Sep-12	Modelo:	CPC 100		
Norma empleada:	IEC 2010-78	Serie:	MF080T (V1)		



ABB	Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-1	Service Campo
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR	Instalación: UNIDAD 3	
Denominacion Transformador.	Tension 220/10 kV	
Marca ABB	Potencia 28 /35 MVA	
N° Serie L-415118-1	Fases 3	
TAG: G3	Conexión YNd11	
Año de Fab. 2012	Frecuencia 60 Hz	

V	I
325.36 V	1.1378 A
321.99 V	0.98996 A
317.14 V	813.87 mA
310.76 V	657.63 mA
302.64 V	534.76 mA
292.71 V	446.81 mA
281.14 V	388.06 mA
268.28 V	348.32 mA
254.62 V	319.51 mA
240.35 V	296.89 mA
225.67 V	277.73 mA
210.68 V	260.75 mA
195.49 V	245.04 mA
180.16 V	230.03 mA
164.63 V	215.41 mA
149.03 V	200.86 mA
133.32 V	186.27 mA
117.56 V	171.39 mA
101.70 V	156.03 mA
85.81 V	139.85 mA
69.89 V	122.44 mA
53.99 V	103.35 mA
38.10 V	81.630 mA
22.17 V	56.008 mA
4.29 V	19.034 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Sí
saturación:	IEC/BS
V infl.:	276.88V
I infl.:	0.3746A

Realizado por : Edward Mallqui	Temp. Amb.: 20°C	Equipo : taleta de Prueba
Supervisado por : Darcy Fernández	Temp. Bob.: ---	Marca : Omicron
Fecha de prueba : 21/09/2012		Modelo : CPC 100
Norma empleada : IEC 2010-78		Serie : MF080T (V1)



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-4		Service Campo	
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3			
Denominacion	Transformador.	Tension	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
311.72 V	1.1243 A
308.07 V	0.99315 A
302.68 V	838.12 mA
295.87 V	699.31 mA
287.66 V	586.12 mA
278.07 V	497.85 mA
267.54 V	431.22 mA
256.22 V	381.76 mA
244.20 V	344.83 mA
231.64 V	316.31 mA
218.69 V	293.35 mA
205.34 V	273.87 mA
191.74 V	256.78 mA
177.95 V	241.10 mA
164.02 V	226.27 mA
149.87 V	211.76 mA
135.64 V	197.32 mA
121.35 V	182.82 mA
106.99 V	168.01 mA
92.56 V	152.70 mA
78.05 V	136.58 mA
63.50 V	119.37 mA
49.04 V	100.62 mA
34.56 V	79.504 mA
20.04 V	54.966 mA
3.66 V	18.757 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Si
saturación:	IEC/BS
V infl.:	264.13V
I infl.:	0.4159A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	taleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



ABB	Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-2	Service Campo	
Cliente:	DUKE ENERGY EGENOR	Instalación: UNIDAD 3	
Denominación	Transformador.	Tension	220/10 kV
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA
Nº Serie	L-415118-1	Fases	3
TAG:	G3	Conexión	YNd11
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz

V	I
308.66 V	1.0297 A
304.23 V	905.36 mA
297.84 V	765.01 mA
289.49 V	644.17 mA
279.73 V	549.17 mA
268.75 V	476.72 mA
256.82 V	421.33 mA
244.15 V	377.85 mA
231.02 V	342.82 mA
217.61 V	313.43 mA
203.91 V	288.08 mA
190.09 V	265.56 mA
176.19 V	245.17 mA
162.09 V	226.34 mA
147.88 V	208.46 mA
133.62 V	191.35 mA
119.28 V	174.66 mA
104.80 V	158.10 mA
90.27 V	141.38 mA
75.69 V	124.22 mA
61.10 V	106.37 mA
46.53 V	87.327 mA
31.90 V	66.337 mA
17.27 V	42.496 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Si
saturación:	IEC/BS
V infl.:	266.95V
I infl.:	0.4681A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	Tabla de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-5		Service Campo	
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3			
Denominacion	Transformador.	Tension	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
326.70 V	1.0714 A
322.88 V	932.34 mA
316.96 V	776.08 mA
308.83 V	644.49 mA
298.70 V	544.65 mA
286.66 V	472.09 mA
273.45 V	419.76 mA
259.45 V	380.08 mA
245.05 V	348.62 mA
230.32 V	322.23 mA
215.34 V	299.23 mA
200.20 V	278.44 mA
184.94 V	259.28 mA
169.57 V	241.13 mA
154.08 V	223.64 mA
138.45 V	206.41 mA
122.73 V	189.19 mA
106.91 V	171.73 mA
91.03 V	153.71 mA
75.09 V	134.71 mA
59.14 V	114.35 mA
43.23 V	91.925 mA
27.27 V	66.015 mA
8.06 V	27.561 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	SI
saturación:	IEC/BS
V infl.:	283.32V
I infl.:	0.4585A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	Plata de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-7		Service Campo	
Cliente:	DUKE ENERGY EGENOR	Instalación:	UNIDAD 3		
Denominación	Transformador.	Tension	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
16.69 V	2.1263 A
16.58 V	2.0650 A
16.49 V	2.0029 A
16.37 V	1.9417 A
16.22 V	1.8801 A
16.02 V	1.8190 A
15.87 V	1.7576 A
15.79 V	1.6970 A
15.69 V	1.6360 A
15.57 V	1.5755 A
15.45 V	1.5147 A
15.31 V	1.4547 A
15.11 V	1.3941 A
15.02 V	1.3342 A
14.91 V	1.2739 A
14.78 V	1.2146 A
14.61 V	1.1546 A
14.47 V	1.0956 A
14.36 V	1.0359 A
14.20 V	0.97730 A
14.02 V	918.17 mA
13.92 V	860.00 mA
13.75 V	801.12 mA
13.60 V	743.26 mA
13.42 V	684.91 mA
13.26 V	627.62 mA
13.08 V	570.33 mA
12.86 V	514.43 mA
12.60 V	458.52 mA
12.27 V	404.51 mA
11.76 V	351.15 mA
11.06 V	301.66 mA
10.01 V	253.94 mA
8.61 V	208.95 mA
6.84 V	165.89 mA
4.80 V	122.23 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	SI
saturación:	IEC/BS
V infl.:	11.72V
I infl.:	0.3484A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	Paleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-3		Service Campo	
Cliente:	DUKE ENERGY EGENOR	Instalación:	UNIDAD 3
Denominación	Transformador.	Tension	220/10 kV
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA
N° Serie	L-415118-1	Fases	3
TAG:	G3	Conexión	YNd11
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz

V	I
327.58 V	1.8889 A
324.40 V	1.0227 A
319.48 V	844.51 mA
313.02 V	686.36 mA
304.91 V	561.60 mA
295.02 V	470.05 mA
283.45 V	406.16 mA
270.53 V	361.67 mA
256.93 V	329.55 mA
242.73 V	304.66 mA
228.07 V	283.92 mA
213.18 V	265.88 mA
198.11 V	249.49 mA
182.93 V	234.10 mA
167.55 V	219.35 mA
152.07 V	204.90 mA
136.51 V	190.57 mA
120.85 V	176.07 mA
105.11 V	161.14 mA
89.28 V	145.49 mA
73.41 V	128.73 mA
57.54 V	110.48 mA
41.71 V	89.932 mA
25.80 V	65.697 mA
6.71 V	28.196 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Si
saturación:	IEC/BS
V infl.:	278.59V
I infl.:	0.3891A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	taleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-6		Service Campo	
Cliente:	DUKE ENERGY EGENOR	Instalación:	UNIDAD 3		
Denominación	Transformador.	Tension	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
324.77 V	1.0878 A
321.34 V	943.12 mA
316.13 V	771.69 mA
309.42 V	620.50 mA
300.75 V	502.07 mA
290.14 V	418.16 mA
277.96 V	362.50 mA
264.81 V	325.06 mA
251.00 V	297.82 mA
236.57 V	276.38 mA
221.87 V	258.42 mA
206.83 V	242.32 mA
191.66 V	227.38 mA
176.31 V	212.97 mA
160.81 V	198.87 mA
145.22 V	184.85 mA
129.54 V	170.69 mA
113.78 V	156.20 mA
97.94 V	141.15 mA
82.05 V	125.28 mA
66.19 V	108.32 mA
50.33 V	89.770 mA
34.40 V	68.786 mA
18.48 V	44.522 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Sí
saturación:	IEC/BS
V infl.:	275.66V
I infl.:	0.3558A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	Maleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturacion de los Transformadores de corriente-TC-8 (S1-S3)		Service Campo	
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3			
Denominacion	Transformador.	Tension	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
302.00 V	1.7829 A
300.76 V	0.98199 A
298.78 V	803.95 mA
296.33 V	626.78 mA
292.99 V	466.42 mA
288.68 V	331.39 mA
282.87 V	224.69 mA
275.95 V	146.27 mA
267.68 V	94.938 mA
257.69 V	65.270 mA
246.35 V	49.549 mA
234.31 V	41.239 mA
221.93 V	36.304 mA
209.41 V	33.022 mA
196.73 V	30.563 mA
183.99 V	28.422 mA
171.17 V	26.560 mA
158.30 V	24.834 mA
145.45 V	23.230 mA
132.55 V	21.664 mA
119.62 V	20.105 mA
106.69 V	18.527 mA
93.80 V	16.893 mA
80.87 V	15.178 mA
67.89 V	13.382 mA
55.01 V	11.429 mA
42.05 V	9.2690 mA
29.11 V	6.8800 mA
16.19 V	4.2730 mA
3.08 V	1.2390 mA
2.25 V	0.98200 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	SI
saturación:	IEC/BS
V infl.:	230.94V
I infl.:	0.03986A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	taleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)

ABB S.A.

Pág. 34 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



ABB		Protocolo de prueba de curva de saturación de los Transformadores de corriente-TC-8 (S1-S2)		Service Campo	
Cliente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3			
Denominación	Transformador.	Tensión	220/10 kV		
Marca	ABB	Potencia	28 /35 MVA		
N° Serie	L-415118-1	Fases	3		
TAG:	G3	Conexión	YNd11		
Año de Fab.	2012	Frecuencia	60 Hz		

V	I
53.69 V	1.1198 A
53.54 V	1.0782 A
53.38 V	1.0365 A
53.21 V	0.99446 A
53.05 V	0.95305 A
52.88 V	911.57 mA
52.71 V	870.04 mA
52.52 V	828.84 mA
52.33 V	788.10 mA
52.13 V	746.81 mA
51.93 V	706.43 mA
51.71 V	666.04 mA
51.47 V	625.73 mA
51.19 V	585.93 mA
50.91 V	546.22 mA
50.61 V	507.46 mA
50.26 V	468.97 mA
49.88 V	431.31 mA
49.44 V	394.86 mA
48.94 V	359.68 mA
48.34 V	325.47 mA
47.62 V	293.87 mA
46.72 V	264.19 mA
45.58 V	236.95 mA
44.18 V	213.23 mA
42.34 V	192.40 mA
40.04 V	174.73 mA
37.24 V	159.20 mA
33.99 V	145.02 mA
30.45 V	131.81 mA
26.79 V	119.04 mA
23.05 V	106.35 mA
19.41 V	93.836 mA
15.80 V	80.957 mA
12.19 V	67.247 mA
6.05 V	39.298 mA
3.92 V	27.487 mA

V máx:	1000.0V
I máx:	1.0A
Frecuencia:	60.0Hz
Automático:	Sí
saturación:	IEC/BS
V infl.:	43.64V
I infl.:	0.207A

Realizado por :	Edward Mallqui	Temp. Amb.:	20°C	Equipo :	taleta de Prueba
Supervisado por :	Darcy Fernández	Temp. Bob.:	---	Marca :	Omicron
Fecha de prueba :	21/09/2012			Modelo :	CPC 100
Norma empleada :	IEC 2010-78			Serie :	MF080T (V1)



	Protocolo de Pruebas Eléctricas en Campo Protecciones Propias del Transformador	Service Campo																								
Ciente: DUKE ENERGY EGENOR		Instalación: UNIDAD 3																								
Denominación: Transformador.		Tensión: 220/10 kV																								
Marca: ABB		Potencia: 28 /35 MVA																								
N° de Serie: L-415118-1		Fases: 3																								
TAG: G3		Conexión: YNd11																								
Año de Fab.: 2012		Frecuencia: 60 Hz																								
<table border="1"><thead><tr><th>EQUIPO</th><th>ESTADO</th></tr></thead><tbody><tr><td>Alarma Rele Buchholz</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Alarma Mínimo Nivel de Aceite</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Alarma Máximo Nivel de Aceite</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Alarma Temperatura Devanado AT</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Alarma Temperatura Devanado BT</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Alarma Termómetro de Aceite</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Disparo Rele Buchholz</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Disparo de válvula de seguridad</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Disparo Termómetro de Aceite</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Disparo Devanado de Aceite AT</td><td>Ok</td></tr><tr><td>Disparo Devanado de Aceite BT</td><td>Ok</td></tr></tbody></table>			EQUIPO	ESTADO	Alarma Rele Buchholz	Ok	Alarma Mínimo Nivel de Aceite	Ok	Alarma Máximo Nivel de Aceite	Ok	Alarma Temperatura Devanado AT	Ok	Alarma Temperatura Devanado BT	Ok	Alarma Termómetro de Aceite	Ok	Disparo Rele Buchholz	Ok	Disparo de válvula de seguridad	Ok	Disparo Termómetro de Aceite	Ok	Disparo Devanado de Aceite AT	Ok	Disparo Devanado de Aceite BT	Ok
EQUIPO	ESTADO																									
Alarma Rele Buchholz	Ok																									
Alarma Mínimo Nivel de Aceite	Ok																									
Alarma Máximo Nivel de Aceite	Ok																									
Alarma Temperatura Devanado AT	Ok																									
Alarma Temperatura Devanado BT	Ok																									
Alarma Termómetro de Aceite	Ok																									
Disparo Rele Buchholz	Ok																									
Disparo de válvula de seguridad	Ok																									
Disparo Termómetro de Aceite	Ok																									
Disparo Devanado de Aceite AT	Ok																									
Disparo Devanado de Aceite BT	Ok																									
Observaciones: Se comprueba la funcionalidad de los elementos.																										
Realizado por:	Henry Caipo	28 °C	Equipo:	Multímetro Digital																						
Supervisado por:	Edward Mallqui		Marca:	Fluke																						
Fecha de prueba:	22-Sep-12		Modelo:																							
Norma empleada:			Serie:																							



INFORME TÉCNICO
Duke Energy
PPTR-TS-12-268

ACTA DE ENTREGA

ABB S.A.

Pág. 37 de 39

Av. Argentina 3120 – Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 – Perú

Teléfono: (51- 1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



Nº 000925

ACTA DE CONFORMIDAD

PPTR PPHV PPMV

CLIENTE: Duke Energy

TIPO DE SERVICIO BRINDADO:

Ingeniería / Consultoría	<input type="checkbox"/>	Supervisión	<input type="checkbox"/>	Montaje	<input checked="" type="checkbox"/>
Entrenamiento	<input type="checkbox"/>	Reparación / Renovación	<input type="checkbox"/>	Puesta en Servicio	<input checked="" type="checkbox"/>
Mantenimiento Predictivo / Correctivo	<input type="checkbox"/>	Ampliación / Reemplazo	<input type="checkbox"/>	Otros	<input type="checkbox"/>
Pruebas	<input type="checkbox"/>	Diagnostico	<input type="checkbox"/>		

ASUNTO: Montaje y Cambio de transformador de potencia

ORDEN DEL CLIENTE: OC Nro. FECHA: 24/09/12
Día / Mes / Año

ORDEN DE ABB: OP Nro. OS Nro. 1175240000

ALCANCE

¿SE ADJUNTA CHECKLIST? SI NO

- Desmontaje de cables de AT y BT y control del transformador existente
- Retiro del transformador existente de la celda de operación
- Traslado del transformador nuevo a la celda de operación
- Prueba inicial de punto vacío
- Montaje de accesorios del transformador y tarrajeo de aceite de cilindros a tanque cisterna
- Montaje de Busing de AT y BT
- Aplicación de vacío al transformador y tratamiento de aceite en tanque cisterna
- Presurización del Transformador para prueba de punto vacío
- Aplicación de Alto vacío, llenado de aceite bajo vacío
- Proceso de Terminación

OBSERVACIONES

- 1- Pendiente colocación de descargadores
- 2- Conectores de bushings de 10kV para observación. Fueron adaptados de los existentes.

FIRMA DE LOS INVOLUCRADOS

		<input type="checkbox"/> CLIENTE	<input type="checkbox"/> CLIENTE
NOMBRE: <u>Henry Corp R</u>	NOMBRE: <u>Edward Mallqui B</u>	NOMBRE: <u>Aorian chavez R</u>	NOMBRE: <u>Richard Bova S</u>

Los firmantes muestran su conformidad con el trabajo realizado

Av. Argentina 3120 - Lima
Apartado Postal 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono (51-1) 4155100
www.abb.com.pe / abb@peru@pe.abb.com
Servicio 24 horas
Atención de Emergencias 415-5200 / 0800-20400

Fax:
(51-1) 5613040

ABB S.A.

Pág. 38 de 39

Av. Argentina 3120 - Lima 1
Apartado Postal. 3846
Lima 100 - Perú

Teléfono: (51-1) 4155100
Web: <http://www.abb.com/pe>
E-mail: abb.peru@pe.abb.com

Fax (51-1) 5612902
(51-1) 5613040



Nº 000926

ACTA DE CONFORMIDAD

PPTR PPHV PPMV

CLIENTE: DUKE ENERGY

TIPO DE SERVICIO BRINDADO:
 Ingeniería / Consultoría Supervisión Montaje
 Entrenamiento Reparación / Renovación Puesta en Servicio
 Mantenimiento Predictivo / Correctivo Ampliación / Reemplazo Otros
 Pruebas Diagnostico

ASUNTO: Pruebas Eléctricas y Puesta en Servicio del transformador

ORDEN DEL CLIENTE: OC Nro. FECHA: 24/09/12
Día / Mes / Año

ORDEN DE ABB: OP Nro. OS Nro. 1175270000

ALCANCE

¿SE ADJUNTA CHECKLIST? SI NO

** Pruebas eléctricas finales al transformador q' consisten en*
 - Pruebas de factor de potencia de los devanados
 - Medición de factor de potencia y capacitancia C1 a los bushing AT.
 - Prueba de corriente de excitación
 - Medición de relación de transformación
 - Prueba de 5fra
 - Prueba de curva de saturación y relación en los TC's
 - Medición de resistencia de los devanados del transformador
 - Medición de resistencia de aislamiento
 - Pruebas de equipos de protección propios del transformador
 - Toma de muestra de aceite para pruebas en laboratorio
 - Puesta en servicio del transformador.

OBSERVACIONES

NOTAS
 1.- Se entrega llaves de tablero y conmutador
 2.- tres conectores de 10 KV
 3.- Un lit de pintura del color del transformador

FIRMA DE LOS INVOLUCRADOS

		CLIENTE	CLIENTE
NOMBRE: <u>Henry Caspo R.</u>	NOMBRE: <u>Edward Hallqui B.</u>	NOMBRE: <u>ADRIÁN CHÁVEZ</u>	NOMBRE: <u>Richard Rosas</u>

Los firmantes muestran su conformidad con el trabajo realizado

Av. Argentina 3120 - Lima Teléfono (51-1) 4155100 Fax: (51-1) 5613040
 Apartado Postal 3846 www.abb.com.pe / abb@peru@pe.abb.com
 Lima 100 - Perú Servicio 24 horas Atención de Emergencias 415-5200 / 0800-20400

ANEXO 03:
PAPER - DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE
POTENCIA – FRA

Power Transformer Diagnosis Using FRA and Fuzzy Sets

J. C. Gonzales, *Student Member, IEEE* and E. E. Mombello, *Senior Member, IEEE*

Abstract— This paper presents a novel method for failure detection and interpretation in power transformers using Frequency Response Analysis (FRA). Mathematical indexes are used for failure detection. The performance of the most used mathematical indexes is evaluated and the most sensitive for frequency response analysis is selected. An approach based on a suitable codification of response frequency bands is proposed for failure classification. A novel characteristic of this work is the application of Fuzzy Sets to represent the mathematical index limits for failure detection. The proposed method has been validated using two different case studies, and the diagnosis results obtained for them show a good agreement with the real failures.

Keywords— power transformer, frequency response analysis, fuzzy sets, mathematic index, frequency bands.

I. INTRODUCCIÓN

EN el área temática del diagnóstico de transformadores de potencia, FRA es una de las técnicas más prometedoras, debido a su enorme sensibilidad a ligeras deformaciones en los devanados, que con el tiempo pueden traducirse en fallas más severas [1]-[4], [5].

Se han realizado muchas investigaciones aplicando esta técnica, proponiendo el empleo de indicadores matemáticos, para la detección de fallas [6]-[7] y definición de regiones de frecuencia para la interpretación de fallas [8], [9]. Estos indicadores son básicamente modelos matemáticos que cuantifican diferencias correlacionadas o no entre curvas FRA comparables [6], [7], [10]-[11]. A continuación se mencionan algunos indicadores matemáticos que comúnmente se emplean en la práctica.

Los diferentes trabajos referidos a indicadores matemáticos empleados en FRA [10]-[11] muestran que el Coeficiente de Correlación (CC), la Desviación Efectiva (DE), el índice Min-Max (MM) y Factor Relativo (FR), son los más comúnmente usados y poseen buenas características cuando se quieren evaluar diferencias entre registros FRA. En las publicaciones previas [7], [9], se muestra que la sensibilidad y la correcta evaluación de los indicadores matemáticos dependen de la banda de frecuencia en la cual se realiza la evaluación. La adecuada selección de dicho rango frecuencial puede conducir a un incremento en la sensibilidad para detectar fallas.

Asimismo, algunas entidades y trabajos relacionados a interpretación de fallas con FRA, [8], [9], [12], muestran que es posible identificar fallas en función de su influencia en las distintas regiones de frecuencia. Sin embargo, un método adecuado y automático no ha sido establecido hasta ahora,

debido a la gran complejidad que representa interpretar una falla a partir de cambios en la respuesta en frecuencia.

En el presente artículo se muestra una metodología novedosa para interpretar fallas mediante mediciones de respuesta en frecuencia FRA, empleando conjuntos difusos para representar los límites de detección de falla y su posterior interpretación de la falla específica.

El artículo está estructurado como sigue. En la sección II, se establece el esquema general de la metodología. En la sección III se evalúan los diferentes indicadores matemáticos empleados en FRA. En la sección IV se muestra el método de interpretación propuesto y en la sección V se lo reformula mediante la aplicación de la teoría de conjuntos difusos. En la sección VI se plantea el procedimiento de cálculo, procediendo a la validación de la metodología propuesta en la sección VII. Finalmente en la sección VIII se presentan las conclusiones y aportes del trabajo.

II. ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta está estructurada según se indica en la Fig. 1. La metodología consta de dos módulos:

A. Módulo de detección de falla.

En este módulo se definen los rangos de frecuencia en los cuales se evalúa el indicador matemático. Se definen los límites de falla mediante conjuntos difusos con el fin de representar adecuadamente las incertidumbres entre una posible falla y la condición normal.

B. Módulo de interpretación de fallas.

Este módulo está estructurado en función de fallas que han sido tipificadas por expertos, definiendo regiones de frecuencia y la influencia que tienen las diferentes fallas. Se establece una codificación para las distintas regiones de frecuencia y para cada tipo de falla, según la severidad de los desplazamientos en la función de transferencia, por ejemplo deformación ligera o deformación severa. Cada código representa los límites de falla, expresados mediante conjuntos difusos, según se mencionó en el módulo de detección de falla.

III. EVALUACIÓN DE INDICADORES MATEMÁTICOS PARA FRA

En esta sección se evalúan las propiedades de los indicadores matemáticos CC, MM, FR y DE, a partir de los cuales se elige el indicador matemático empleado en la metodología propuesta.

J. C. Gonzales, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, jgonzales@iee.unsj.edu.ar

E. E. Mombello, Concejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Universidad Nacional de San Juan, San Juan, Argentina, mombello@iee.unsj.edu.ar

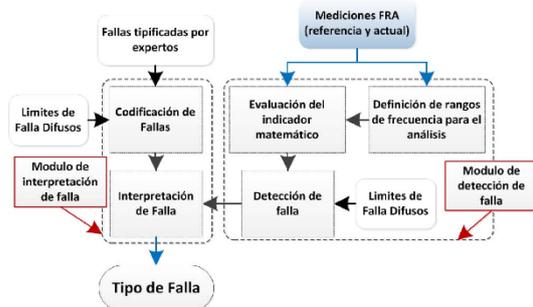


Figura 1. Metodología propuesta para la interpretación de fallas.

A. Análisis de indicadores matemáticos para FRA.

Para la selección del indicador matemático apropiado se deben considerar principalmente tres factores: a) la sensibilidad a los desplazamientos cuando se comparan dos curvas FRA; b) los rangos de frecuencia en los cuales puede ser empleado y c) la posibilidad de representarlo mediante números difusos.

Para los indicadores matemáticos CC y MM se concluye lo siguiente:

El indicador CC y MM son adecuados cuando los desplazamientos medidos no están correlacionados; además, el índice MM es sensible a desplazamientos correlacionados. El rango de valoración es de 0 a 1. Pueden ser empleados en cualquier banda de frecuencia; sin embargo no se ha establecido valores límites indicativo de falla [7], [10].

1. Factor Relativo (FR).

Este indicador es empleado por la norma de la República de China, estando los procedimientos y métodos de cálculo establecidos en [13]. Esta normativa aplica como criterio de detección de fallas, los límites indicados en la Tabla I.

TABLA I. RELACIÓN DE FR Y EL GRADO DE DEFORMACIÓN DEL DEVANADO.

GRADO DE DEFORMACIÓN	FACTOR RELATIVO RF
Severa	$R_{LF} < 0.6$
Obvia	$1 > R_{MF} \geq 0.6$ o $R_{MF} < 0.6$
Ligera	$2.0 > R_{LF} \geq 1$ o $0.6 \leq R_{MF} < 1.0$
Condición Normal	$R_{LF} \geq 2.0$, $R_{MF} \geq 1$ y $R_{HF} \geq 0.6$

Los rangos de frecuencia en los cuales se aplica este índice son: R_{LF} , para la región de 1 kHz hasta 100 kHz; R_{MF} , en regiones de 100 kHz hasta 600 kHz; y, R_{HF} para la región de 600 kHz hasta 1 MHz.

Este indicador puede ser fácilmente representado por medio de conjuntos difusos, según los valores de la Tabla I. Sin embargo, su aplicación está limitada a las bandas de frecuencias fijas mencionadas anteriormente.

2. Desviación Efectiva (DE).

Este indicador matemático es empleado por la Electric Power Research Institute (NCEPRI) y forma parte de las herramientas de análisis de equipamientos de medición FRA de Omicron Electronics [14]. La expresión para el cálculo está dada por:

$$DE = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_{1i} - y_{2i}) \right)^{1/2} \quad (1)$$

Este indicador es muy sensible a deformaciones ligeras. Los rangos de valoración de falla están indicados en la Tabla II.

TABLA II. FACTORES DE EVALUACIÓN DE DEVANADOS.

NIVEL DISTORSIÓN	Factor de Evaluación dB
Condición Normal	$DE < 3.5$
Distorsión Ligera	$3.5 < DE < 7$
Distorsión Grave	$DE > 7$

Los rangos de frecuencia en los cuales este índice puede ser aplicado son: Para devanado de alta tensión, entre 10 kHz y 515 kHz; devanados de baja tensión, entre 10 kHz y 600 kHz; y, devanados terciarios, entre 10 kHz y 700 kHz.

Al igual que en el caso del índice FR, este puede ser fácilmente representado por medio de conjuntos difusos, según los valores de la Tabla II. En este caso, a diferencia del indicador FR, la definición de los límites de falla es única para un gran rango de frecuencias.

B. Selección del indicador matemático adecuado.

La metodología requiere que un indicador matemático que pueda ser empleado en un rango amplio de frecuencia, debiendo asimismo estar establecidos los valores límites de detección de falla. En función de las características anteriormente descritas, se verifica que los indicadores FR y DE cumplen favorablemente los requisitos a, b y c, mencionados en el punto A. Para la selección del indicador con mejores propiedades, se realizó un análisis empleando diferentes mediciones FRA en transformadores con falla. Se eligieron dos casos, los cuales se indican en la Tabla III. El caso 1 corresponde a un caso de falla de tipo eléctrico (corto circuito a tierra) y el segundo caso de falla de tipo mecánico (inclinación del conductor).

TABLA III. CALCULO DE INDICADORES MATEMÁTICOS.

FRECUENCIA	Caso 1		Caso 2	
	DE	FR	DE	FR
Banda 1	2.486	3.999	0.914	5.623
Banda 2	5.424	2.735	0.892	5.651
Banda 3	1.110	3.671	2.926	3.226
Banda 4	0.764	4.737	3.843	0.474
Banda 5	0.890	4.524	3.499	1.842
Banda 6	1.022	4.270	1.772	3.818

El cálculo de los indicadores se realizó en las siguientes bandas de frecuencia: banda 1, para el rango de frecuencia 20 Hz a 1 kHz; banda 2, para la década de frecuencia 1 kHz a 10 kHz; banda 3, 10 kHz a 50 kHz; banda 4, 50 kHz-100 kHz; banda 5, 100kHz a 500 kHz; y, banda 6, 500 kHz a 1 MHz.

Las bandas de frecuencia mencionadas fueron seleccionadas de modo de considerar rangos cortos de frecuencia, los cuales, según estudios realizados [7]-[11], ayudan a incrementar la sensibilidad de los indicadores matemáticos. Los rangos de frecuencia empleados en este análisis son solo referenciales; sin embargo, cualesquiera sean los rangos que se elijan, cuando se trata de comparar la sensibilidad de los indicadores, los resultados obtenidos son totalmente válidos y concluyentes.

Los resultados en la Tabla III muestran que el indicador matemático DE es el más sensible, puesto que detecta falla en

los dos casos de mediciones analizados, y no así en el caso del indicador FR. Por tanto, en este trabajo se empleará el indicador matemático DE.

C. Análisis del desempeño óptimo del indicador DE.

Para analizar la sensibilidad del indicador DE ante cambios en la región de frecuencia, se considera un caso de estudio, que es una medición de respuesta en frecuencia de un transformador de 100 MVA 550/230 kV, en la fase R del devanado HV (medición en fases homólogas), como se indica en la Fig. 2. De la comparación de estas curvas se evidencia posible falla en el rango de frecuencia 300 Hz a 10 kHz.

Se han realizado dos cálculos diferentes para el análisis: El primero se realizó para la banda de frecuencia propuesta por la NCEPRI, es decir en la banda 10 kHz-515 kHz. El segundo, para las regiones de frecuencia 20-100 Hz, 100 Hz-10 kHz, 10-100 kHz y 100 kHz-1 MHz, es decir por décadas de frecuencia. Asimismo, se ha realizado un cálculo alternativo dentro de la región 100 Hz- 10 kHz, en la banda donde efectivamente se muestran los desplazamientos, es decir entre 400 Hz-7 kHz.

El resultado para el primer cálculo fue DE=4.49, que corresponde a deformación ligera, según la Tabla II. Para el segundo cálculo, cuyos resultados se indican en la Fig. 2, se debe resaltar el valor calculado en la región de frecuencia 100 Hz-10 kHz, donde en principio se tienen dos valores; DE=4.41 para la década de frecuencia y DE=5.11 para el sub-rango 400 Hz-7 kHz. Estos resultados muestran que la sensibilidad del indicador matemático depende de la banda de frecuencia en la que se evalúa, y presenta mayor sensibilidad cuando se evalúa exclusivamente en la región de frecuencia afectada. Por tanto, para el caso ejemplo analizado, se selecciona el valor calculado de DE=5.11 para la región de frecuencia 100 Hz-10 kHz.

IV. CODIFICACIÓN DE REGIONES DE FRECUENCIA DEFINIDAS POR EXPERTOS PARA INTERPRETACIÓN DE FALLAS

El rango de medición de respuesta en frecuencia es normalmente entre 20 Hz y 1 MHz.

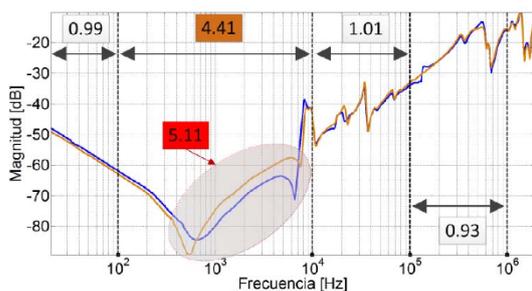


Figura 2. Cálculo de la DE en diferentes regiones de frecuencia.

Este rango de frecuencia puede ser dividido principalmente en tres regiones de frecuencia; baja frecuencia LF, media frecuencia MF y alta frecuencia HF. Para el mejor desempeño del indicador matemático, las bajas y altas frecuencias se subdividen en las siguientes subregiones; LF₁ y LF₂ para las bajas frecuencias, HF₁ y HF₂ para las altas frecuencias [7]-[8]-

[9].

Para interpretar una falla, se requiere definir una relación entre las distintas fallas tipificadas por expertos y la influencia que tienen en las diferentes regiones de frecuencia [8]-[9]. En este trabajo se establecen como regiones para el cálculo las décadas de frecuencia ya introducidas en el punto C de la sección II: LF₁ para la región 20 Hz-100 Hz, LF₂ para 100 Hz-10 kHz, MF para 10 kHz-100 kHz y HF₁ entre 100 kHz y 1 MHz.

Si bien publicaciones previas y publicaciones de otros autores [7]-[8]-[9], muestran que es conveniente definir estas regiones de frecuencia en forma dinámica, en los análisis de este artículo se definirán como regiones fijas, considerándose suficiente para los propósitos del trabajo que pretende mostrar la formulación del método difuso de interpretación.

A. Codificación de rangos de frecuencia para la interpretación de fallas con FRA.

En las tablas IV y V se indican las diferentes fallas a las cuales el análisis FRA es sensible. Asimismo, en ellas se muestra el grado de influencia que tienen las distintas fallas en las diferentes regiones de frecuencia. La estructura básica y la idea general de la codificación indicada en las tablas IV y V, se ha basado en la metodología presentada en la norma IEC y la IEEE para la detección de fallas insipientes en transformadores de potencia, mediante el análisis de gases disueltos y la codificación de relación de gases [15].

En estas tablas se empleó la siguiente codificación para fallas eléctricas y mecánicas, según el grado de deformación:

$C_i(DE) = C_0$ si $(DE < 3.5)$, para condición normal.

$C_i(DE) = C_1$ si $(3.5 < DE < 7)$, para distorsión ligera.

$C_i(DE) = C_2$ si $(DE > 7)$, para distorsión grave.

TABLA IV. FALLAS TÍPICAS DE TIPO ELÉCTRICO.

TIPO DE FALLA	LF ₁	LF ₂	MF	HF ₁	HF ₂
(1) CC entre espiras	C ₂	C ₁	C ₁	C ₀	C ₀
(2) CC devanado y núcleo	C ₂	C ₁	C ₀	C ₀	C ₀
(3) Núcleo no aterrado	C ₀	C ₁	C ₀	C ₀	C ₀
(5) Circuito abierto	C ₂	C ₂	C ₂	C ₁	C ₁
(5) Guías acortadas	C ₀	C ₂	C ₀	C ₀	C ₀
(6) CC a tierra	C ₀	C ₁	C ₀	C ₀	C ₀

TABLA V. FALLAS TÍPICAS DE TIPO MECÁNICO.

TIPO DE FALLA	LF ₁	LF ₂	MF	HF ₁	HF ₂
(7) Pandeo devanado	C ₀	C ₁	C ₂	C ₁	C ₀
(8) Inclinación conductor	C ₀	C ₀	C ₁	C ₁	C ₀
(9) Colapso axial	C ₀	C ₀	C ₂	C ₂	C ₀
(10) Pérdida sujeción	C ₀	C ₀	C ₀	C ₂	C ₀
(11) Guías deformadas	C ₀	C ₀	C ₀	C ₀	C ₂
(12) Sin falla	C ₀	C ₀	C ₀	C ₀	C ₀

En las tablas IV y V, las regiones de frecuencia son las décadas de frecuencia establecidas al principio de esta sección. El indicador DE se evalúa en cada una de las regiones de frecuencia así definidas.

B. Interpretación de fallas con FRA.

Las fallas eléctricas y mecánicas tipificadas, dadas en las tablas IV y V, quedan caracterizadas por los vectores de codificación dados en las ellas, siendo los elementos de dichos vectores los códigos C_i definidos para cada falla específica. Los

valores posibles de los mismos son C_0 , C_1 y C_2 . El método de cálculo establece que el número de elementos del vector es igual al número de regiones de frecuencia definidas (5 regiones). La metodología de clasificación consiste en realizar una comprobación de todas las fallas tipificadas dadas en las tablas IV y V, comparando la coincidencia de los vectores de codificación de cada una de ellas con el vector de codificación de la medición actual, para chequear la existencia de una falla tipificada determinada. Esta operación se puede realizar empleando un vector de interpretación, cuyos elementos C_{ki} son códigos de valoración de falla y son números lógicos (1 ó 0), y que permite interpretar una falla específica si el vector de codificación evaluado coincide con alguno de los dados en las tablas IV o V. En la tabla VI se presenta un ejemplo de cálculo, donde se muestra la comprobación de la posible existencia de falla tipificada de tipo mecánico "Pérdida de Sujeción" (ver tabla V, índice de falla $k=10$). Se calculan primeramente los cinco códigos de la medición actual a través de la evaluación del índice DE por rango de frecuencia y se comprueba la concordancia de los mismos con la falla tipificada k que se está analizando. En toda región de frecuencia en la que se detecte concordancia de código, el correspondiente elemento del vector de interpretación se hace $C_{ki}=1$, de otro modo se fija en $C_{ki}=0$. Luego de haber establecido todos los valores binarios de los elementos del vector, se calcula la combinación de los mismos, que es el producto de sus elementos. Si el resultado es $F(k)=1$, se interpreta que existe la falla tipificada k bajo análisis. En el caso del ejemplo se detecta que existe falla de tipo mecánico "Pérdida de Sujeción", según se indica en la Tabla VI.

TABLA VI. EJEMPLO ANALÍTICO.

Procedimiento	LF ₁	LF ₂	MF	HF ₁	HF ₂
Combinación- $F_{SFR}(4)$	C_0	C_0	C_0	C_2	C_0
Calculo-DE	0	0	0	7.5	0
Valoración-Código	$C_0(0)$	$C_0(0)$	$C_0(0)$	$C_2(7.5)$	$C_0(0)$
Valor Binario-Código	1	1	1	1	1

Según la definición del vector de interpretación, la interpretación de fallas se realiza mediante el empleo de la ecuación (2), que considera las fallas eléctricas y mecánicas de las Tablas IV y V, respectivamente. Es decir, la operación de clasificación de una falla como una de las fallas tipificadas se efectúa mediante el producto de los códigos del vector de interpretación, que a su vez depende del vector de codificación de la medición actual, calculado a partir de los valores de DE en cada región de frecuencia evaluada.

La certeza de la interpretación mediante la ecuación (2) es tanto mayor cuanto más adecuada es la tipificación de las fallas y la forma como son establecidos los límites de severidad de las mismas. Para realizar una correcta interpretación de fallas mediante el empleo de esta ecuación, se la debe reformular mediante la teoría de conjuntos difusos, tal como se indica en el siguiente apartado.

$$F(k) = \prod_{i=1}^5 C_{ki}(DE_i) \quad (2)$$

$$k = 1, 2, \dots, n$$

donde k es el índice de falla usado en las Tablas IV y V (n

fallas).

V. TEORÍA DE CONJUNTOS DIFUSOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE FALLAS.

Un conjunto difuso expresa el grado de pertenencia al mismo, que tiene cada uno de los elementos. Por ejemplo, el conjunto difuso A en X puede definirse como el conjunto de pares ordenados expresados según la ecuación (3).

$$A = \{(x, \mu_A(x)) / x \in X\} \quad (3)$$

Donde $\mu_A(x)$ es la función de pertenencia (membresía) al conjunto difuso.

A. Funciones de membresía para los Códigos de valoración de falla.

Como se vio anteriormente, la detección de fallas se realiza mediante el empleo de rangos de valoración del indicador DE, definidos en la tabla II [13]. Para poder hacer una correcta interpretación de fallas empleando teoría de conjuntos difusos se deben representar adecuadamente las incertidumbres de los umbrales de detección y severidad de una falla, y posteriormente realizar la clasificación mediante una ecuación similar a (2).

Existen múltiples alternativas para representar los límites de falla, siendo los más comunes los siguientes conjuntos difusos: Triangulares, Trapezoidales y tipo Demi-Cauchí. Con el fin de seleccionar la función de membresía que represente adecuadamente los límites de detección de falla, se realiza una comparación de las características de las funciones anteriormente mencionadas, tal como se indica en la Fig. 3.

Para la selección se evalúan las siguientes propiedades: a) la función de membresía debe tener un núcleo "AN1", donde los valores calculados tengan una función de membresía "1"; b) para valores calculados próximos al límite de falla "AN2", la función de membresía debe ser la mínima posible, con el fin de ser conservadores en la discriminación de una posible falla o condición normal.

La función de membresía que satisface las propiedades a) y b) es la función tipo Demi-Cauchí y es la función de membresía a emplearse en este trabajo. Una función de membresía tipo Demi-Cauchí descendente está definida según la ecuación (4). En la expresión en su forma ascendente, la pertenencia es igual a 1 para $r \geq A$. En la ecuación (4), los valores de A y a , son determinados en función del tipo de rango de valoración que define los límites de falla.

La aplicación de esta función de membresía al caso de límites de falla definidos en la tabla II, específicamente C_0 ($DE < 3.5$), resulta en los parámetros $A=0.93$ y $a=0.70$, siendo una función tipo descendente.

$$\mu_d(r) = \begin{cases} 1 & \text{Para } r \leq A \\ \frac{1}{1 + \left(\frac{A-r}{a}\right)^2} & r > A \end{cases} \quad (4)$$

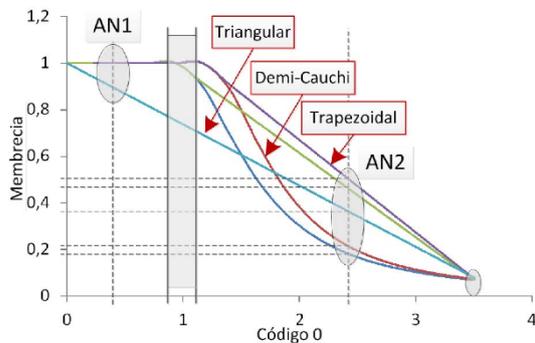


Figura 3. Funciones de membresía para la representación del Código "C₀".

Los valores de los parámetros A y a son resultado de un compromiso que depende del criterio del experto para definir el núcleo de la función de membresía. De esta manera, para cada rango de valoración de falla (código), se pueden definir funciones de membresía de este tipo que permitan realizar un cálculo adecuado (interpretación de falla) mediante una expresión equivalente a la ecuación (2).

Los parámetros obtenidos para el resto de los códigos son: C₁(3.5<DE<7), con parámetros A=4.20 y a=0.18, para la función ascendente y A=5.60 y a=0.37 para la función descendente; C₂(DE>7), con parámetros A=8.63 y a=0.43 para la función ascendente. La representación de los límites de detección y severidad de la falla están indicados en la Fig. 4.

B. Interpretación de fallas empleando conjuntos difusos.

Habiendo representado los límites de detección y severidad de la falla mediante funciones de membresía tipo Demi-Cauchí, la propuesta de realizar interpretación de fallas mediante la ecuación (2) se hace más conveniente. Para el caso de operación con conjuntos difusos, la interpretación de fallas es realizada según la ecuación (5), que es una extensión de la ecuación (2).

La reformulación de esta ecuación mediante conjuntos difusos se basa en el principio de extensión de la teoría de conjuntos difusos, donde el producto se transforma en una operación de intersección.

$$F(k) = \bigcap_{i=1}^5 C_{ki}(DE_i) \quad (5)$$

$$k=1,2,\dots,n$$

La ecuación (5) se emplea para evaluar la diversidad de fallas dadas en las Tablas IV y V y otras que puedan ser incorporadas al conjunto. Para determinar si la falla diagnosticada en la evaluación es un tipo de falla específica, se emplea el operador unión (máximo) de conjuntos difusos, que opera sobre los resultados de todas las fallas típicas consideradas, tal como se expresa en la ecuación (6).

$$F_{SFRA} = \max(F(k)) \quad (6)$$

$$k=1,2,\dots,n$$

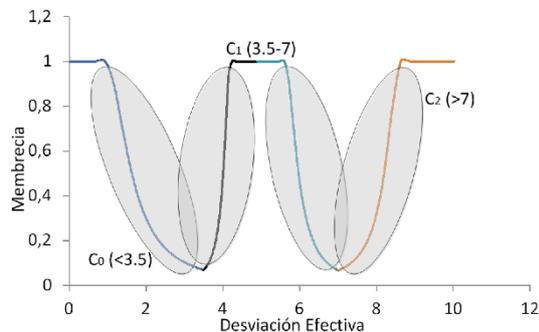


Figura 4. Membresía asignados para los rangos de valoración de la Desviación Efectiva.

En algunas evaluaciones, los valores difusos obtenidos mediante (5), y por tanto (6), resulta en valores pequeños (próximos al 0), que sin embargo indican una falla específica, por lo que es aconsejable normalizar los valores resultantes con referencia a la suma de los valores parciales de cada tipo de falla, según la ecuación (7).

$$F_{SFRA-N} = \frac{F_{SFRA}}{\sum_{k=1}^n F(k)} \quad (7)$$

Procedimiento de cálculo

La forma de evaluar funciones de transferencia mediante la metodología propuesta se establece mediante el siguiente procedimiento:

1. Definir regiones de frecuencia para el cálculo: LF₁, LF₂, MF, HF₁ y HF₂. Para el caso del artículo por décadas de frecuencia.
2. Calcular el indicador DE en cada región de frecuencia definida. En el caso de detectarse anomalía, hacer un segundo cálculo, pero ahora estrictamente en la sub-banda con anomalía. Se utilizan los mayores valores obtenidos en el caso de las regiones de frecuencia donde se realizó el segundo cálculo.
3. Con los valores obtenidos en 2, valorar la pertenencia a los conjuntos difusos que representan los códigos: C₀, C₁, C₂.
4. Valorar las fallas de las tablas IV y V, usando la ecuación (5). La valoración será según la combinación de los códigos (C₀, C₁, C₂) en las diferentes regiones de frecuencia, para así obtener la combinación que represente mejor la falla.
5. Identificar el tipo de falla usando las ecuaciones (6) y (7).

VI. IMPLEMENTACIÓN

La validación de la metodología para la detección e interpretación de falla será realizada mediante dos casos de estudio: El primer caso, ya analizado parcialmente en el punto C de la sección III, corresponde a un transformador con falla tipo eléctrico; y, el segundo caso corresponde a mediciones de un transformador con falla tipo mecánico.

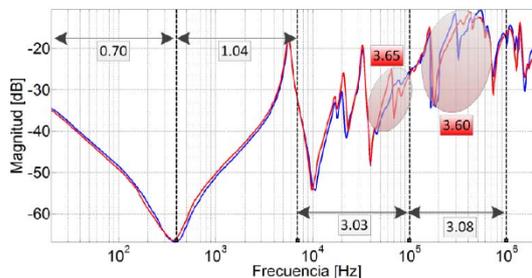


Figura 5. Caso 2 para validación.

A. Caso 1

Este primer caso ya fue presentado en la sección III punto C y Fig.3, donde los resultados del cálculo del indicador DE son los siguientes:

$$DE_{LF1}=0.99; \quad DE_{LF2}=5.11; \quad DE_{MF}=1.01; \quad DE_{HF1}=0.93; \quad DE_{HF2}=0.92$$

Según el procedimiento descrito en la sección anterior VI, para los puntos 3, 4 y 5, los resultados son los siguientes:

$$F(3)=\min(C_0(0.99), C_1(5.11), C_0(1.01), C_0(0.93), C_0(0.92)) \\ =\min(0.993, 1, 0.988, 1, 1)=\mathbf{0.988}$$

$$F(6)=\min(C_0(0.99), C_1(5.11), C_0(1.01), C_0(0.93), C_0(0.92)) \\ =\min(0.993, 1, 0.988, 1, 1)=\mathbf{0.988}$$

Los resultados anteriores, que son iguales, se normalizan según la ecuación (7) y resulta en:

$$F_{SFRA-N}=\mathbf{0.483}$$

Estas fallas, según la tabla IV de fallas eléctricas, son las fallas de “núcleo no aterrado y/o corto circuito a tierra”. Este resultado, es acorde a la inspección visual del transformador, que fue “corto circuito a tierra”.

B. Caso 2

Este caso corresponde a un transformador de 100 MVA y 550/230/14 kV, con mediciones de fases homologas en la fase R, tal como se indica en la Fig. 5.

Según los puntos 1 y 2 del procedimiento de cálculo, los resultados de la evaluación del indicador DE son:

$$DE_{LF1}=0.70; \quad DE_{LF2}=1.04; \quad DE_{MF}=3.65; \quad DE_{HF1}=3.60; \quad DE_{HF2}=2.46$$

Para los puntos 3, 4 y 5, los resultados son los siguientes:

$$F(8)=\min(C_0(0.70), C_0(1.04), C_1(3.65), C_1(3.60), C_0(2.46)) \\ =\min(1.0, 0.97, 0.105, 0.09, 0.203)=\mathbf{0.09}$$

Normalizando este resultado según la ecuación (7) resulta en:

$$F_{SFRA-N}=\mathbf{0.464}$$

Esta falla, según la tabla V de fallas mecánicas, es la falla de “Inclinación del conductor”. Este resultado, es acorde a la inspección visual del transformador.

VII. CONCLUSIONES.

En este trabajo se ha propuesto una nueva metodología de interpretación de falla para FRA mediante el empleo de teoría de conjuntos difusos, donde la formulación ha permitido representar adecuadamente los límites de detección y severidad de falla. Las funciones de membresía adoptados para la metodología son del tipo Demi-Cauchy.

Se ha formulado un método de interpretación que tiene como base aquellas fallas tipificadas por expertos, así como los procedimientos rutinarios que estos emplean durante el diagnóstico.

Mediante el empleo de casos reales de medición, se ha determinado que la sensibilidad del indicador DE incrementa en la medida que se definen bandas de frecuencia adecuadas para el cálculo, siendo el óptimo cuando se evalúa estrictamente en aquellas bandas con anomalías.

Se ha validado la metodología mediante dos casos reales de falla con resultados satisfactorios, mostrando así la eficacia de la metodología para la interpretación de fallas específicas.

REFERENCIAS

- [1] E. Dick, C. Erven, “Transformer Diagnosis testing by Frequency Response Analysis”, IEEE transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-97, No 6, November 1978.
- [2] H. Firoozi and M. Kharezi, “Frequency Response Analysis-Low Frequency Characteristic and Fault Diagnosis on Power Transformer”, 2010 International Conference on Solid Dielectrics, Potsdam, Germany, July 4-9, 2010.
- [3] S. A. Ryder, “Diagnosis Transformer Fault Using Frequency Response Analysis”. IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 2003.
- [4] Doble Engineering F. J., “SFRA and shorted turns”. SFRA Resource Center 2003.
- [5] Doble Engineering F. J., “SFRA and Hoop Buckling”. SFRA Resource Center 2003. [5a].
- [6] S. A. Ryder, “Methods for comparing frequency response analysis measurements”, Conference records of the 2002 IEEE International symposium on electrical insulation, Boston, MA USA, April 2002.
- [7] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, “Detection of failures within Transformers by FRA using Multiresolution Decomposition”. IEEE PES Transaction on Power Delivery, Vol.29, June 2014.
- [8] J. Velasquez, D. Kolb, “Identification of Transformer-specific Frequency Sub-bands as basis for a Reliable and Automatic Assessment of FRA Results”, Conference Proceeding of CMD, 2010.
- [9] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, “Automatic Detection of Frequency Ranges of Power Transformer Transfer Functions for Evaluation by Mathematical Indicators”. IEEE PES T&D LA 2012. Montevideo, Uruguay, September 2012.
- [10] H. Firoozi and M. Shishechian, “Frequency Response Analysis-Condition Assessment of Power Transformer Using Mathematical and Statistical Criteria”, Proceeding of the 9th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials, Harbin, China. July 2009.
- [11] J. Secue, “Metodología para el diagnóstico de fallas en los devanados del transformador de potencia en base al análisis de respuesta en frecuencia”, doctoral thesis, Universidad Nacional de San Juan, 2009.
- [12] CIGRE-Working Group A.2.26, “Mechanical-Condition Assessment of transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)”. April 2008.
- [13] The Electrical Power Industry Standard of People’s Republic of China, “Frequency response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers”. December 14th, 2004.
- [14] Omicron Electronics, “FRAnalyzer Manual del Usuario”. 2006.
- [15] R. R. Rogers, “IEEE and IEC Codes to Interpret incipient fault in transformers, Using Gas in oil Analysis”. IEEE Transaction on electrical Insulation, October 1978.



Jimmy Cesar Gonzales Arispe (S) was born in Cochabamba, Bolivia on April 26, 1984. He received the electrical engineering degree from Universidad Mayor de San Simón (UMSS), Bolivia, in 2006. He received the Ph.D. degree in electrical engineering from Universidad Nacional de San Juan, Argentina in 2012. He is currently working at Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), as part of post-doctoral position financed by Centro Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).



Enrique Esteban Mombello (IEEE M'95-SM'00) was born in Buenos Aires, Argentina, in 1957. He received the B.S. degree in electrical engineering and the Ph.D. degree in electrical engineering in 1982 and 1998, respectively from Universidad Nacional de San Juan. He has more than 20 years of experience in research projects which include topics like electrical transients and resonance processes within transformers as Researcher of the National Council of Technical and Scientific Research (CONICET, Argentina). He has worked from 1989 to 1991 at the High Voltage Institute of RWTH, Aachen, Germany. He is presently at the Instituto de Energia Electrica of the University of San Juan, Argentina, as a Lecturer and Researcher since 1982. His main fields of interest are design, modeling and diagnostics of power transformers, asset management, transformer life management, electromagnetic transients in electric machines and networks, modeling of equipment, corona losses in overhead transmission lines, low frequency electromagnetic fields.