

CAUSAS DE FALLA EN UN TRANSFORMADOR DEL SNI

Novillo, Patricio
E.E.Q.S.A.E.

Poveda, Mentor
Politécnica Nacional

RESUMEN

Este trabajo presenta un estudio de las posibles causas y la secuencia probable de eventos de la falla que sufrió el transformador de la subestación Vicentina del Sistema Nacional Interconectado (SNI) el 6 de Enero de 1985, y a la vez, enuncia soluciones de manera que se eviten futuros problemas del mismo tipo.

ABSTRACT

The following study presents the possible reasons of the burning of a power transformer in the Ecuadorian National Power Grid, at the Vicentina Station.

The conclusions shown a possible sequence of events during the fault and recommend solutions to the problems found.

INTRODUCCION

Para determinar las posibles causas que produjeron la salida de servicio y posterior reparación de uno de los dos transformadores 138/46/13.8 kV de la subestación Vicentina, que alimenta al Sistema de la Empresa Eléctrica Quito S.A.; se analizaron, la estructura de la subestación, sus protecciones, los equipos asociados, los sistemas de puesta a tierra, considerando las sobrecorrientes y los sobrevoltajes que podrían ocurrir, descartando aquellas causas para las que el sistema está bien constituido y profundizando las que dejaban entrever situaciones peligrosas, hasta concluir en aquellas que mayores posibilidades tienen de ocurrir.

1. DESCRIPCION DE LA SUBESTACION VICENTINA.-

Esta subestación se encuentra ubicada en el Barrio La Vicentina de la ciudad de Quito, y constituye una de las primeras subestaciones que entró en operación como parte constitutiva del Sistema Nacional Interconectado, y está provista del equipamiento necesario para obtener flexibilidad en la operación y seguridad en el servicio, considerando la importancia de la misma.

La subestación está formada por tres patios: el patio de 138 kV tiene la disposición de barra principal y barra de transferencia; el patio de 46 kV tiene un esquema de interruptor y medio, y de su mantenimiento se encarga la E.E.Q.S.A.E., ya que en este lugar se encuentra una subestación de Distribución de dicha empresa; y el patio de 13.8 kV, en el que se encuentran ubicados los transformadores de potencia, los bancos de condensadores, interruptores y el transformador de servicios auxiliares. Las características de los transformadores de potencia son las siguientes:

Tipo: Y-Y-Delta (Los devanados Y sólidamente puestos a tierra).
Voltaje: 138/46/13.8 KV.
MVA H-X: 33/43 (ONAN-ONAF).
MVA T: 11/14 (ONAN-ONAF).

Existen dos bancos de condensadores, asociados a los terciarios de los dos transformadores de potencia. El transformador de servicios auxiliares se conecta al terciario del transformador #2.

DESCRIPCION DE LA FALLA Y DE SUS CONSECUENCIAS.-

El 6 de enero de 1985 a las 01h02 en la subestación en referencia, tuvo lugar una falla que puso fuera de servicio al transformador #2; la falla se produjo a nivel de 13.8 kV, a un metro y medio de los pesatapas, en los cables que van al transformador de servicios auxiliares que alimenta a dicha subestación.

La falla hizo operar la protección de sobrecorriente 51C-13.8 del transformador, quien ordenó la apertura de los interruptores de 138 y 46 kV de este equipo.

Como producto de la falla se encontraron sacados y fundidos los cables del transformador de servicios auxiliares, además, afectados o rotos los aisladores, pararrayos y fusibles que sostenían a los cables de 13.8 kV. Las condiciones atmosféricas en la Subestación Vicentina eran lluviosas (1).

Una vez retirado del transformador el equipo que produjo la falla, se procedió a energizarlo (03h45) desde el lado de 13.8 kV, pero inmediatamente se disparó por operación del relé diferencial 87A, 87B, 87C y del Buchholz. A las 12h40 realizadas algunas pruebas en el transformador, se lo energizó desde 138 kV sucediendo igual cosa que la anterior.

A las 14h15, se trata de energizarlo desde 46 kV, con resultados iguales a los anteriores. Luego de esta operación se desconectó definitivamente el transformador.

Al proceder a desarmar el transformador, se pudo observar que el devanado de 13.8 kV resultó quemado, ya que se tenía espiras sueltas en las que se notaba claramente la perforación del aislamiento y residuos carbonosos típicos del resultado de un cortocircuito. Los otros devanados prácticamente se encontraban sanos.(1)
Esta subestación era en ese momento, una de las dos que suministraban energía a la ciudad de Quito desde el Sistema Nacional, estando a plena carga, por tanto al quedar fuera de servicio el transformador # 2 de la subestación, la inmediata consecuencia fue la restricción de energía en la ciudad, con sus respectivos perjuicios sociales y económicos que esta situación significaba.
En cuanto a protecciones básicas del transformador, su equipamiento es completo y prácticamente no le falta nada, ya que están cubiertas casi todas las eventualidades previsibles que puedan presentarse, de esta manera se garantiza la apertura inmediata

del transformador al producirse fallas en el interior o en el exterior.

Se anota, como característica importante que los devanados terciarios tienen una conexión delta, en un sistema aislado de tierra.

De lo manifestado, en cuanto a la operación de las protecciones, se puede concluir que el grado de protección alcanzado es óptimo, ya que operaron las protecciones que debían operar al producirse fallas interna y externa al transformador.

De primera instancia no es posible manifestar cual fue la causa que originó la falla en el terciario del transformador, pero es evidente que esta se presentó en el aislamiento de la bobina del terciario pues fue la que se quemó. Este será un criterio muy importante que se tomará en cuenta en el presente trabajo puesto que señala donde se produjo la falla y sus consecuencias.

Por otro lado, por más que estén bien coordinadas las protecciones, su operación no es instantánea sino que siempre se tiene un tiempo en el que el transformador queda expuesto a la severidad de la falla; por tanto, a esfuerzos térmicos propios de estas circunstancias. Es decir, la investigación se orienta a determinar posibles esfuerzos sobre los aislamientos debidos a sobre voltajes y esfuerzos debidos a sobrecorrientes, es decir, mecánicos y térmicos.

3.- POSIBLES CAUSAS DE LA FALLA.-

Del estudio realizado se concluye que las posibles causas de la falla son las sobrecorrientes y sobrevoltajes que aparecen en el sistema debido a fallas externas o debido a las maniobras de conexión y desconexión de los equipos asociados al transformador, considerando que estos sobrevoltajes se ven agravados debido a que el sistema es aislado de tierra, a continuación se analizan los efectos presentes en el caso del estudio debido al equipo asociado al sistema terciario.

3.1.- Sistema Terciario.

Cuando un devanado del transformador se encuentra con el neutro aislado de tierra, desde el punto de vista de corriente de falla a tierra, se dice que no existe retorno de corriente de falla al transformador a través del neutro. Pero si se trata de la determinación de voltajes para este tipo de falla, entonces el transformador se encuentra acoplado a tierra por medio de las capacitancias a tierra de las fases no falladas, ya que desde el punto de vista de sobrevoltajes se considera la capacitancia del transformador y de los circuitos asociados (2).

En caso de falla a tierra, cuando las capacitancias del sistema son pequeñas, como en el sistema terciario de la subestación Vicentina, la reactancia capacitiva cortocircuitada origina corrientes demasiado pequeñas para ser detectadas, pero al conectarse una fase a tierra, las dos fases sanas mantienen permanentemente el voltaje de línea con respecto a tierra; es decir, un sobrevoltaje de 73%, en estado estable.

El sistema terciario aislado, ante una falla fase-tierra está sometido a sobrevoltajes

que pasan desapercibidos si no se tiene un sistema de detección de falla fase-tierra. Este tipo de falla puede degenerar en fallas dos fases-tierra o trifásica con impredecibles consecuencias, ya que la potencia de corto circuito en el terciario del transformador es alta en relación a la potencia nominal de este devanado.

3.2. Conexión y desconexión del banco de condensadores.-

Dado que al terciario del transformador se encuentra asociado un banco de condensadores, a los sobrevoltajes mencionados antes se asocian otros problemas; ya que dicho banco está sujeto a sobrecorrientes de frecuencia nominal y de alta frecuencia y sobrevoltajes asociados, originados por causas como las siguientes: fallas en el banco por salida de unidades, maniobras de conexión y desconexión del banco, fallas fase-tierra, dos fases-tierra, etc. Al energizar un banco de condensadores, fluye una corriente de alta magnitud y frecuencia, con respecto a la corriente nominal, por periodos menores que 0.01 seg(3).

Esta sobrecorriente es conocida con el nombre de corriente transitoria de energización, cuya magnitud y frecuencia dependen de los siguientes parámetros: capacitancia total del circuito, voltaje en el instante de conexión del banco, inductancia total del circuito (factor de amortiguamiento que afecta muy poco al transitorio).

El banco de condensadores también está sujeto a sobrevoltajes por maniobras de conexión y desconexión del propio banco y de otros elementos del sistema.

El energizar un banco de condensadores Y - puesto a tierra, desde una fuente predominantemente inductiva, puede dar como resultado un sobrevoltaje transitorio de aproximadamente 2.0 p.u., con una frecuencia natural expresada por:

$$f = 1/2 (PI) (LsC) \sim 0.5$$

En donde: PI = número pi

En un banco de condensadores Y - sin puesta a tierra, puede aparecer un alto voltaje transitorio por causa del desigual cierre de los contactos del disyuntor (4). En general los sobrevoltajes asociados con un cierre normal de los contactos son semejantes a los que se producen en bancos Y - puestas a tierra(5). Sobrevoltajes transitorios significativamente altos pueden aparecer en el punto de localización remota por causa del pre-encendido del disyuntor al energizar el banco de condensadores. Esto ocurre cuando un disyuntor es capaz de despejar la corriente en uno de los ceros de la corriente de alta frecuencia asociada con la energización del banco; en tal caso aparecen ondas viajeras en líneas y cables alimentadas por la misma barra en la que se encuentra ubicado el banco(6).

En la desenergización normal de un banco de condensadores Y-puesto a tierra, el voltaje inicial a través de los contactos del disyuntor, al interrumpir la corriente capacitiva, es prácticamente cero, pues el banco de condensadores mantiene el voltaje pico del sistema e inmediatamente el interruptor interrumpe la corriente (corriente desfasada 90 grados respecto al voltaje). Sin embar-

go, medio ciclo más tarde, el voltaje de alimentación cambia de polaridad, consecuentemente, entre los contactos del disyuntor se presenta un voltaje de aproximadamente el doble del nominal línea-neutro del sistema. En el caso de que el disyuntor no haya alcanzado suficiente aislamiento entre sus contactos, puede producirse un reencendido con una corriente de elevada frecuencia; el voltaje transitorio en tal caso se aproxima a tres veces el voltaje nominal(4).

4. EVALUACION DE LOS SOBREVOLTAJES Y SOBRECORRIENTES POSIBLES.

Para la evaluación de los sobrevoltajes y sobrecorrientes que pueden presentarse en la operación del transformador, ante maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores, se realizó un programa digital de simulación de un transformador de tres devanados asociado a su terciario un banco de condensadores, cuyos detalles se encuentran en la Referencia 7.

4.1. Transitorios de Energización.

En el programa digital se puede obtener corrientes transitorias de magnetización y transitorios en maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores.

La corriente transitoria de magnetización para el caso del transformador de la subestación Vicentina llega en el primer semiciclo a un valor de 27 p.u., y luego se va atenuando lentamente hasta que desaparece el transitorio y se estabiliza en la corriente estable de vacío, de valor 0.025 p.u., en valores bases referidos al terciario.

4.2 Operación del Banco de Condensadores.-

Para la maniobra de conexión del banco de condensadores y asumiendo una impedancia de 1.0 p.u., y con un factor de potencia de 0.96 en atraso para la carga, los transitorios de voltaje que se producen son, en el primer semiciclo: en el secundario 1.43 p.u., y en el terciario 1.54 p.u.; los transitorios de corriente son en el primer semiciclo: en el primario 4.36 p.u., en el secundario 7.49 p.u., y en el terciario 7.81 p.u.

Para la maniobra de desconexión, dado que en la modelación se consideró un sistema balanceado trifásico, al simular la maniobra de desconexión no se obtuvo los resultados deseados para este caso, esto se justifica por el hecho de que al tener la modelación balanceada, no se consideran las interacciones existentes entre las fases, ya que si bien es cierto que la desconexión se realiza cuando la corriente cruza por cero, pero esta corriente es la correspondiente a la una fase, en cambio las corrientes de las otras fases están atrasada o adelantada 120 grados eléctricos, que es la distribución fasorial de corrientes de un sistema trifásico balanceado.

Este desfaseamiento natural de las corrientes hace que aparezcan voltajes que provocan reencendido del banco. Para la cuantificación de estos sobrevoltajes, ante maniobras de desconexión, el análisis se basó en la Referencia 8.

En lo que se refiere a bancos de condensadores en Y sin puesta a tierra, como en el

caso de la subestación Vicentina, los contactos del disyuntor pueden estar sujetos a voltajes de recuperación más altos que aquellos que se presentan en bancos con puesta a tierra.

2.5 p.u. En la primera fase abierta cuando las dos fases abren en el próximo cero de la corriente.

3.0 p.u. En la primera fase abierta cuando las otras dos fases retardan su apertura.

4.1 p.u. En la primera fase abierta cuando una de las otras dos fases retardan la apertura.

Si un reencendido ocurre en la primera fase abierta, a 2.5 p.u., un voltaje de recuperación de 6.4 p.u., puede ocurrir en una de las otras fases. Este alto voltaje de recuperación en otra fase puede causar un segundo reencendido.

4.3 Ferroresonancia.

Este tipo de sobrevoltajes se puede presentar en una operación de maniobra monopolar o apertura de uno o dos conductores de fase, y se debe a la interrelación existente entre la capacitancia del sistema y la inductancia no lineal especialmente de transformadores. La ferroresonancia es un caso especial de resonancia, en el cual la no linealidad (inductancia) se refiere a la de un núcleo magnético saturable como es la reactancia de magnetización de un transformador. La presencia de los voltajes ferroresonantes pueden estar indicados por descarga del pararrayos en la(s) fase(s) abierta(s), o por falla del aislamiento del transformador, pararrayos, la línea u otro equipos.

Para el caso de la subestación Vicentina, las capacitancias presentes no dan lugar al fenómeno de ferroresonancia.

4.4 Fallas a tierra.-

"Una falla en una fase de un sistema aislado de tierra da lugar a sobrevoltajes permanentes en el aislamiento de las fases sanas, en un sistema trifásico. Este sobrevoltaje es de 1.73 del voltaje normal, en el aislamiento. Este u otros sobrevoltajes sostenidos o los sobrevoltajes transitorios en el sistema aislado de tierra pueden no causar falla inmediatamente, pero tienden a reducir la vida útil del aislamiento", (9).

La operación a la que se sujeta el transformador de la subestación Vicentina, mantiene sobrecorrientes y sobrevoltajes que aunque por sí solos y en forma inmediata no causan el deterioro del aislamiento, se ve que ésta se puede dar con el tiempo, produciendo envejecimiento que ocasiona condiciones propicias para posteriores fallas.

5. DETECCION DE FALLA A TIERRA.

En la operación de transformadores, cuando uno de los devanados tiene conexión delta, físicamente no hay un punto específico para la conexión a tierra, por lo que en condiciones de falla fase-tierra aparecen sobrevoltajes transitorios de altas magnitudes en las fases sanas, sobrevoltajes que son perjudiciales para el transformador y además

que se los puede detectar.

Ante esta circunstancia, aparece el método de puesta a tierra de alta resistencia, cuyas funciones son: limitar los sobrevoltajes transitorios que aparecen en una falla fase-tierra de un sistema de conexión delta, a valores más o menos aceptables, con una corriente de falla pequeña; y, posibilitar la detección de la falla.

Un sistema de puesta a tierra de alta resistencia consiste en la utilización de transformadores tipo distribución monofásicos, que se conectan a los terminales de la Delta del transformador de potencia; estos transformadores de distribución tienen conexión Estrella en el lado de alta y Delta en el lado de baja. En la conexión Delta se intercala el Resistor de puesta a tierra y además se coloca un relé de sobrevoltaje para que de la señal de alarma. Este sistema constituye un Banco de Detección de falla a tierra.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.-

Considerando como punto de partida que el daño en el transformador de la subestación Vicentina, se presentó en el devanado terciario, en la presente investigación se analizaron las protecciones del transformador, la forma de puesta a tierra, sus ventajas y desventajas y un análisis de las corrientes y voltajes transitorios que se presentan ante maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores, asociados al terciario.

Como herramienta analítica para facilitar el estudio se realizó un programa digital (7), que simula el funcionamiento del transformador en diferentes condiciones de operación y mediante el cual se puede determinar las magnitudes de sobrevoltajes y sobrecorrientes que aparecen en las maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores. Como complemento de lo anterior se realizaron mediciones en la subestación, para maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores.

En base al estudio realizado y su relación con las instalaciones existentes a la época de la falla y en la actualidad, se concluye lo siguiente:

Las protecciones existentes en la Subestación Vicentina y en particular las del transformador en estudio, se catalogan como completas y garantizan un adecuado accionamiento ante todo tipo de contingencia previsible, siempre que sus calibraciones sean adecuadas.

El sistema terciario de la subestación Vicentina es un sistema aislado de tierra, y por lo tanto estará sujeto a los sobrevoltajes propios de los sistemas sin conexión a tierra. Puesto que la relación de voltajes fase-tierra es indeterminada ya que solo hay relación al potencial de tierra a través de las capacitancias parásitas, los sobrevoltajes a tierra se ven agravados por las maniobras de conexión y desconexión del banco de condensadores que producen transitorios de voltajes y corrientes, que, aunque de corta duración, afectan directamente al aislamiento del transformador.

Tomando en cuenta el reporte de la falla que certifica que, en primera instancia, operó

el relé de sobrecorrientes del lado de 13.8 kV y que, luego, al tratar de re-energizar el transformador se produce el disparo por operación del relé diferencial y del Buchholz del transformador; y, considerando la bondad de las protecciones instaladas, se concluye que la secuencia de eventos podría haber sido la siguiente:

Inicialmente debió producirse una falla a tierra, que pasó desapercibida dado que recién ahí se establecía una referencia a tierra, dejando a las otras fases con un voltaje línea a línea con respecto a tierra. Algún tiempo posterior a esta primera falla, se produce la perforación del aislamiento de alguno de los elementos asociados al terciario, cables, transformador de servicios auxiliares o terminales, en una de las fases sanas, ocasionando una falla entre dos fases que podría haber degenerado en trifásica. Durante el período que se mantuvo la primera falla, todos los aislamientos en las dos fases sanas, incluso en el transformador de potencia, soportaron un esfuerzo dieléctrico de 173% de su voltaje nominal.

Puesto que, la potencia de cortocircuito disponible a nivel del terciario es alta, a los esfuerzos dieléctricos se sumó un esfuerzo térmico de una gran sobrecorriente ocasionada por la segunda falla. Si a todo esto, se añaden los esfuerzos a los que permanentemente se está sometiendo al devanado terciario del transformador por conexiones y desconexiones del banco de condensadores, la falla externa inicial produce la consiguiente perforación del aislamiento en dicho devanado.

Consecuentemente, se recomienda lo siguiente:

Para controlar las sobrecorrientes de conexión del banco de condensadores, cuya magnitud está determinada por la potencia de cortocircuito que el sistema mantiene a nivel terciario, se recomienda instalar reactores limitadores en serie con cada uno de los bancos de condensadores.

Para limitar los sobrevoltajes a nivel terciario se recomienda implementar alguna forma de detectar fallas fase-tierra en el sistema delta, de modo que se pueda tomar acciones para desparjarlas.

Una manera de hacerlo constituye el implementar un sistema de puesta a tierra de alta resistencia en el terciario, de esta manera, se sujeta la relación tierra-fase, para lo cual se sugiere incorporar el diseño explicado ampliamente en el Apéndice de la Referencia 7, disminuyendo de esta manera la severidad de los sobrevoltajes de los sistemas aislados de tierra y asociado un relé de detección de falla a tierra, con alarma y, eventualmente, disparo de disyuntores si fuera pertinente.

BIBLIOGRAFIA

1. Erazo, Mauro
"Informe de la falla del 6 de enero de 1985 Subestación Vicentina", DOSNI 1985.
2. Enríquez, Harper
"Técnicas de las Altas Tensiones", Volumen II, Editorial Limusa, México 1974.
3. Legeman, B.
"Fundamentals of Fusing to Minimize Case Rupture in Distribution Capacitor Banks",

IEEE-PAS, July 1978.

BIOGRAFIAS

4. Boshre, E.W.
"Shunt Capacitors Energization with Vacuum Interrupters a Possible Source of Overvoltage", IEEE-PAS, September 1968.
5. McBranyham, M.E.
"Overvoltage Protection of Shunt Ried, W.E. capacitors Banks Using MOV Arresters" Law, S.W IEEE-PAS, August 1984.
Gresham, D.W.
6. Pflanz, H.M.
"Control of Overvoltage on Energizing Lester, G.N. Capacitor Banks", IEEE-PAS, July 1962.
7. Novillo, Patricio
"Investigación de las causas de la falla del Transformador de 138/46/13.8 kV de la Subestación Vicentina del Sistema Nacional Interconectado", Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Agosto 1988.
8. Greenwood, Allan
"Electrical Transients in Power Systems" John Wiley & Sons Inc., New York, 1977.
9. IEEE
"Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems", IEEE Standard 142-1972, New York, Pag. 16, 1972.

NOVILLO, PATRICIO Nació en Guasote, el 10. de Noviembre de 1958. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito, en Agosto de 1988. Actualmente presta sus servicios en la División de Ingeniería de Distribución, Departamento de Programación y Diseño de la Empresa Eléctrica Quito S.A.



POVEDA, MENTOR

Ver biografía en el trabajo "Simulación Digital del Sistema de Excitación de los Generadores de la Central Hidroeléctrica Molino-Paute" de esta misma publicación.