

GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN

DIRECTRICES GENERALES PARA EL DESARROLLO DE ESTUDIOS DE TRV

Gerencia de Operación

Departamento de Estudios de Sistemas Eléctricos

Marzo de 2018

Versión 1

CONTROL DEL DOCUMENTO

APROBADO POR

Versión	Aprobado por	Cargo
1	José Miguel Castellanos I.	Jefe Departamento de Estudios Sistemas Eléctricos

REVISADO POR

Versión	Revisado por	Cargo
1	Víctor Velar G.	Jefe de Proyectos Departamento de Estudios Sistemas Eléctricos

RELIZADO POR

Versión	Realizado por	Cargo
1	Carlos Alvear A. Marcelo Cifuentes R.	Ingeniero Departamento de Estudios Sistemas Eléctricos. Ingeniero Departamento de Estudios Sistemas Eléctricos.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	4
2	ESCENARIOS Y CONDICIONES DE ANÁLISIS.....	4
2.1	Escenarios	4
2.2	Condiciones de operación	4
3	TIPOS DE ANÁLISIS	5
3.1.1	Tipos de falla.....	5
3.1.2	Localización de falla	5
4	MODELACIÓN	7
5	SIMULACIÓN.....	8
6	ANÁLISIS.....	10
7	ENTREGABLES.....	10
8	REFERENCIAS.....	11

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Este documento tiene por objetivo definir las directrices generales que, a juicio del Coordinador, deberán tenerse en cuenta en la realización y revisión de los estudios de TRV de interruptores de poder asociados a equipos de 220 y 500 kV.

Es importante señalar que lo establecido en este documento no exime al Ejecutor (Consultor) del estudio de la responsabilidad de considerar alcances y aspectos metodológicos adicionales a los aquí señalados, y que, sobre la base de la experiencia del Ejecutor (Consultor) de los estudios, puedan dar lugar a casos y solicitudes más exigentes sobre los interruptores.

2 ESCENARIOS Y CONDICIONES DE ANÁLISIS

2.1 ESCENARIOS

Los estudios de TRV (Transient Recovery Voltage) y RRRV (Rate of Rise of Transient Recovery Voltage) deberán realizarse para un escenario de **generación máxima**. El escenario de generación máxima deberá corresponder a una condición factible de operación donde se obtengan las máximas corrientes de falla en la zona de interés.

Los casos más exigentes detectados deberán ser verificados para condiciones de **generación mínima**. El escenario de generación mínima deberá corresponder a una condición factible de operación donde se obtengan las mínimas corrientes de falla en la zona de interés.

2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Para cada escenario, los estudios de TRV deberán considerar las siguientes condiciones de operación:

- a) **Condición de operación normal (red N):** en esta condición todos los elementos principales del sistema eléctrico están en servicio (los que normalmente están en servicio). Para este caso deberá considerarse que todos los interruptores que participan en el despeje de la falla deben estar en una condición “normalmente cerrado” previo a la falla.

- b) Los casos más exigentes detectados deberán ser verificados para una **condición de operación bajo contingencia (red N-1)**. Esta condición podrá corresponder a casos con elementos relevantes del sistema eléctrico fuera de servicio (líneas, transformadores, etc.).

No obstante lo anterior, será responsabilidad del ejecutor de los estudios considerar todas las condiciones y casos de operación factibles que originen las solicitudes más exigentes de TRV y RRRV.

3 TIPOS DE ANÁLISIS

3.1 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES DE FALLA

En general, deberán analizarse todos los tipos y localizaciones de fallas que provoquen la apertura del interruptor bajo estudio que despeja la misma. En particular deberán considerarse los siguientes aspectos:

3.1.1 Tipos de falla

Los cálculos deberán hacerse para la aplicación de los siguientes tipos de falla, todos sin resistencia de falla:

- a) Falla trifásica a tierra (3FT).
- b) Falla trifásica aislada de tierra (3F).
- c) Falla bifásica a tierra (2FT).
- d) Falla bifásica (2F).
- e) Falla monofásica a tierra (1FT).

3.1.2 Localización de falla

Los cálculos deberán considerar las siguientes localizaciones de falla:

- a) **Falla en Terminal (Terminal Fault (TF))**: falla aplicada directamente en los terminales del interruptor. Por ejemplo:

a.1) Falla en Terminal de Transformador (Transformer-limited faults (TLF)): falla aplicada directamente a ambos lados de los terminales del interruptor, tanto en el lado de AT como de BT del transformador.

b.1) Falla en Terminal de Reactor: falla aplicada directamente en los terminales del interruptor del reactor.

b) **Falla en Línea de Transmisión (Line Fault (LF)):** falla aplicada en puntos definidos a lo largo de la línea de transmisión, entre ellos los siguientes:

- i. Al inicio o final de la línea (portales de línea).
- ii. A pocos kilómetros del interruptor de línea (falla kilométrica o Short Line Fault [SLF]). La distancia deberá ser menor que 5 km.
- iii. Al 25%, 50% y 75% de la longitud de la línea (Long Line Fault [LLF]). Estos porcentajes son referenciales y podrán adecuarse a los puntos de transposición de la línea.
- iv. En los casos de líneas con compensación serie, deberán considerarse fallas en los terminales de los condensadores serie. Estos casos podrán estar cubiertos por la falla terminal del interruptor de línea (lado del condensador serie) y por la falla kilométrica (SLF) en el caso que ésta última esté lo suficientemente cerca del condensador serie (la distancia deberá ser menor que 5 km).

c) **Falla en Oposición de Fase (Out-of-phase fault (OPF)):** condición anormal producida por la pérdida de sincronismo entre las partes de un sistema eléctrico a cada lado de un interruptor. En el instante de operación del interruptor, la diferencia de fase entre de las tensiones generadas en cada lado, excede del valor normal (puede llegar a 180°).

3.2 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES DE CARGA

a) Interrupción de corriente de carga capacitiva (Capacitive-Load Switching)

Casos que considerar:

- a.1) Desenergización de líneas de transmisión en vacío.
- a.2) Desenergización de cables en vacío.

a.3) Desenergización de banco de condensadores.

b) Interrupción de corriente de carga inductiva (Inductive-Load Switching)

Casos que considerar:

a.1) Interrupción de corriente en reactor shunt.

a.2) Desenergización de transformador en vacío.

4 MODELACIÓN

Consideraciones a tener en cuenta:

a) Software recomendado: ATP o similar.

b) Se deberá modelar en detalle el sistema eléctrico en la zona de interés y aledaña. Se recomienda definir una zona o radio de influencia de 100 a 150 km para considerar las reflexiones de las ondas de tensión. En caso de que la zona aledaña sea muy compleja de modelar manteniendo la identidad física de sus elementos (o que los tiempos de cálculo computacional sean muy largos), podrán calcularse equivalentes en función de la frecuencia que tengan la misma respuesta que el sistema detallado.

c) Se podrán utilizar sistemas equivalentes para los subsistemas que no sean relevantes para el estudio, de acuerdo con la experiencia del consultor y las directrices plasmadas en normas y textos reconocidos para este tipo de estudios (por ejemplo: guía IEC TR 60071-4, guía IEEE PES-TR7, etc.).

d) Para obtener los equivalentes se podrá emplear el software PowerFactory de DlgSILENT.

e) Se deberá considerar la modelación de las capacitancias de todos los elementos relevantes, entre ellos los siguientes:

- Transformadores de poder (capacitancias entre fases y a tierra, y capacitancias entre enrollados).
- Transformadores de potencial y de corriente.
- Otro equipamiento relevante.

En el caso de no contar con datos reales, se podrán utilizar los valores que sugieren las normas especializadas (por ejemplo: IEEE Std C37.011).

- f) Para las subestaciones, se podrá considerar una modelación simplificada de las barras de la subestación (con una capacitancia concentrada que represente la capacitancia del conjunto) o una modelación detallada de parámetros distribuidos para las secciones de barra (siempre que los tiempos de simulación no resulten excesivos). En cualquier caso, el Ejecutor (Consultor) del estudio deberá considerar los criterios contenidos en normas internacionales y justificar técnicamente las opciones de modelación adoptadas.
- g) Deberá considerarse la modelación de los pararrayos existentes.
- h) Para las líneas, dentro de la zona de influencia, se deberá considerar un modelo de parámetros distribuidos. Las líneas fuera de la zona de influencia podrán ser modeladas mediante parámetros concentrados.
- i) En los casos que exista compensación serie, deberá modelarse en detalle el sistema de protección de la misma conformado por el Varistor (MOV), el spark gap y el interruptor de bypass.
- j) Los interruptores podrán ser modelados como interruptores ideales. Sin perjuicio de lo anterior, también podrán considerarse los modelos ATP/EMTP proporcionados por el fabricante de los mismos.

5 SIMULACIÓN

Para determinar los casos más exigentes se deberán hacer simulaciones estadísticas que consideren tiempos aleatorios de aplicación de falla y apertura de interruptores. Los casos más exigentes deberán ser analizados en detalle mediante simulaciones deterministas que consideren los tiempos aplicación de falla y apertura de interruptores definidos en las simulaciones estadísticas.

5.1 PRIMERA ETAPA: SIMULACIONES ESTADÍSTICAS

- a) **Casos de análisis:** se deberán realizar simulaciones estadísticas para todos los escenarios y condiciones de operación (Capítulo 2), y todos los tipos y localizaciones de falla (Capítulo 3) señaladas anteriormente.
- b) **Aplicación de la falla:** las simulaciones deberán considerar que la falla puede ser aplicada en un instante cualquiera dentro de un ciclo. Se podrá considerar, por ejemplo, que el instante de aplicación de la falla tiene una distribución de probabilidad Uniforme en un ciclo completo (intervalo de tiempo de 20 ms). El número de simulaciones estadísticas deberá ser tal que se analice una cantidad representativa de casos en el ciclo completo.
- c) **Apertura de interruptores:** el instante transcurrido entre la aplicación de la falla y la apertura de los interruptores deberá considerar una distribución de probabilidad Normal, con un tiempo medio calculado según el tiempo de operación de las protecciones más el tiempo de operación de los interruptores.

Para estudios de diseño podrán considerarse tiempos de operación típicos para las protecciones e interruptores. Para estudios de verificación o validación de diseño y cuando ya se disponga la información correspondiente, podrán considerarse los tiempos de operación reales de las protecciones e interruptores¹.
- d) **Modelación estadística de los interruptores de falla y apertura:** en las simulaciones ATP/EMTP, el interruptor (o interruptores) que representa la aplicación de la falla deberá modelarse como un interruptor de cierre estadístico del tipo “Maestro (Master)”, que comanda a los interruptores de apertura estadísticos, los que deberán ser del tipo “Esclavo (Slave)”. Las operaciones de los interruptores de apertura estadísticos deberán considerarse independiente entre sí (tanto entre las fases de un mismo interruptor de apertura, como entre diferentes interruptores de apertura) y sólo dependientes del interruptor que representa la falla (Maestro).

¹ Para cada polo del interruptor de apertura, la desviación estándar podrá considerarse igual a 0.296 de la máxima discordancia de polos ($0.296 \cdot T_d$) que respete la norma IEC 62271-100 ($T_d=3,3$ ms o 1/6 de ciclo en la apertura). Con lo anterior se asegura que un 95% de la diferencia de apertura entre polos tendrá valor menor o igual a la máxima discordancia de polos.

5.2 PRIMERA ETAPA: SIMULACIONES DETERMINISTAS

- a) **Casos que analizar:** para cada interruptor bajo estudio y para cada tipo de falla deberán seleccionarse, de los resultados de las simulaciones estadísticas, los casos de máxima magnitud de TRV y RRRV.
- b) **Resultados del análisis:** para los casos seleccionados deberán desarrollarse las simulaciones deterministas con los tiempos definidos de aplicación de falla y apertura de interruptores. De estas simulaciones deberán obtenerse, para cada una de las tres fases del interruptor, lo siguiente:
- Magnitud del primer “peak” de TRV (en kVpeak).
 - Tiempo en alcanzar el primer “peak” de TRV (en μ s).
 - Magnitud de RRRV (en kVpeak/ μ s).
 - Magnitud del máximo TRV (en kVpeak).
 - Tiempo en alcanzar el máximo TRV (en μ s).
 - Corriente interrumpida (en kApeak y kArms).
 - Se deberán adjuntar las gráficas de las simulaciones correspondientes.

6 ANÁLISIS

Se deberá realizar un análisis comparativo de los resultados de TRV y RRRV obtenidos de las simulaciones deterministas con las curvas de TRV proporcionadas por el fabricante del interruptor o en su defecto, con las curvas de TRV normalizadas según las normas internacionales IEC e IEEE. Lo anterior con el objetivo de verificar que las características de diseño del interruptor satisfagan los requerimientos impuestos por el sistema. Las curvas utilizadas para la comparación se deberán seleccionar en función de la corriente de cortocircuito obtenida, referida en porcentaje de la corriente nominal de ruptura del interruptor.

7 ENTREGABLES

El Ejecutor (Consultor) deberá entregar un informe técnico que contenga los resultados, el análisis de los mismos y las conclusiones correspondientes, juntamente con las bases de datos ATP con la que se hicieron los estudios (tanto las simulaciones estadísticas como deterministas). Las bases de datos ATP se deberán poder abrir, editar y ejecutar con el preprocesador gráfico ATPDraw.

8 REFERENCIAS

8.1 NORMAS Y GUÍAS

- i. **IEC 62271-100:** High-voltage switchgear and control gear –Part 100: Alternating-current circuit-breakers.
- ii. **IEC 62271-110:** High-voltage switchgear and control gear –Part 110: Inductive load switching.
- iii. **IEEE Std C37.011:** IEEE Guide for the Application of Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers.
- iv. **IEEE Std C37.06:** IEEE Standard for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
- v. **IEEE Std C37.04b:** IEEE Standard for Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis
- vi. **IEEE Std C37.015:** IEEE Guide for the Application of Shunt Reactor Switching.
- vii. **IEEE Std C37.012:** IEEE Guide for the Application of Capacitance Current Switching for AC High-Voltage Circuit Breakers Above 1000 V.

8.2 PUBLICACIONES

- i. **S. Henschel, L. Kirschner, M.C. Lima,** *Transient Recovery Voltage at Series Compensated Transmission Lines in Piauí, Brazil. Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on June 19-23, 2005. Paper No. IPST05-133.*
- ii. **Q. Bui-Van, A. Lecompte, N. Leblanc, P. Larivière,** *Control of Switching Overvoltages and Transient Recovery Voltages for Hydro-Québec 735-kV Series-Compensated Transmission System. Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07) in Lyon, France on June 4-7, 2007*

- iii. **Q. Bui-Van, Francis Beauchemin,** *Simplified Approach for Synthesizing Frequency Dependent Network Equivalents Including Dynamic Behaviors of Large Power Transmission Systems. Presented at the International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) in Montreal, Canada on June 19-23, 2005. Paper No. IPST05-001.*