

Reducción de la indisponibilidad durante fallas en subestaciones de transmisión de energía eléctrica

Unavailability reduction during the failures in transmission substations

JUAN JOSÉ MORA FLÓREZ

Ingeniero Electricista y Magister en Potencia Eléctrica Universidad Industrial de Santander (Colombia) y estudiante del Doctorado en Tecnologías de la Información e Ingeniería Eléctrica en la Universidad de Girona (España). Docente Universidad Tecnológica de Pereira adscrito a la Facultad de Ingeniería Eléctrica.
jjmora@utp.edu.co

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Ingeniero Electricista Universidad Industrial de Santander, Magister en Ingeniería Rensselaer Polytechnic Institute (USA), Especialista en Investigación Instituto Tecnológico de Investigación de la Universidad Pontificia Comillas (España) y Ph. D. de la misma universidad, calificación: "Apto Cum Laude", Docente Titular Laureado Universidad Industrial de Santander, adscrito a la Escuela de Ingeniería Eléctrica.
gilberto@uis.edu.co

JORGE ANTONIO JAIMES BÁEZ

Ingeniero Electricista y Magister en Potencia Eléctrica Universidad Industrial de Santander. Ingeniero de Operación de Interconexión Eléctrica ISA S.A. (Colombia).
jajaimes@isa.com.co

Fecha de recepción: septiembre 13 de 2004

Clasificación del artículo: Investigación
Fecha de aceptación: diciembre 20 de 2004

Palabras clave: Consignas bajo falla, indisponibilidad, planes de contingencia, subestaciones.

Key words: Under failure procedures, unavailability, contingency plans, substations.

R E S U M E N

Este artículo presenta el desarrollo de estrategias de restablecimiento del servicio para diez subestaciones del Centro de Transmisión de Energía del Oriente (CTE-Oriente) de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). Las estrategias de restablecimiento del servicio propuestas son de dos tipos: consignas bajo falla y planes de contingencia. Las consignas bajo falla sirven para atender las fallas no destructivas de los sistemas de maniobra, control y pro-

tección; los planes de contingencia son procedimientos para atender las fallas destructivas de interruptores y transformadores de potencia.

La aplicación de las estrategias propuestas tiene como consecuencia la reducción del impacto económico de las situaciones de emergencia por el mal funcionamiento de los equipos; en consecuencia, permiten el cumplimiento de las metas de disponi-

bilidad de activos y el mantenimiento de la continuidad del servicio para el usuario final.

ABSTRACT

This article presents the development of service restoration strategies for ten substations of the East Energy Transmission Center of Interconexión Eléctrica S.A. (ISA). The service restoration strategies proposed are of two types: under failure procedures and contingency plans. The under failure procedures are useful to attend the nondestructive

failures of the maneuvering, control and protection systems; the contingency plans are procedures used to attend the destructive failures of switches and power transformers.

The application of the proposed strategies reduce the economic impact of the emergency situations derived from the inadequate equipment functioning; as a consequence, these strategies permit the achievement of the asset availability goals and maintaining the service continuity for the end user.

1. Introducción

Las empresas encargadas de proveer el servicio de energía eléctrica tienen la obligación de mantener altos estándares de calidad, como se especifica en los marcos regulatorios actuales. Las resoluciones que afectan a las empresas prestadoras de servicios de transporte de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional establecen que debe mantenerse la continuidad en el servicio, con niveles de calidad satisfactorios. La Comisión Colombiana de Regulación de Energía y Gas (CREG) plantea la medición de la calidad con indicadores de disponibilidad de los activos de las empresas involucradas en el negocio (CREG, 2000; 2002).

Para mantener los índices de disponibilidad, el Centro de Transmisión del Energía del Oriente-CTE Oriente, de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), desarrolló un proyecto que permite agilizar la respuesta de la empresa en caso de fallas destructivas en interruptores y transformadores de potencia, y fallas no destructivas de los sistemas de control y protección de las subestaciones de transmisión de energía eléctrica (Mora, 2002: 1-7).

Este artículo contiene el desarrollo de las consignas bajo falla no destructiva de los sistemas de maniobra, control y protección. Luego se presentan los planes de contingencia para fallas destructivas de transformadores e interruptores de potencia y, finalmente, un ejemplo de aplicación de las estra-

tegias elaboradas, enfatizando en la reducción del índice que mide la energía no suministrada por el circuito del ejemplo.

2. Consignas para atención de fallas no destructivas de subestaciones

Las consignas bajo falla contienen la descripción de las maniobras y acciones a realizar en caso de presentarse alguna falla no destructiva en la subestación. La falla se pone en evidencia por la activación de una alarma, un disparo o la inadecuada operación de los equipos de maniobra y control (falla en el cierre y/o apertura de seccionadores e interruptores), y/o protección de la subestación.

Las consignas bajo falla contienen una relación de situaciones de falla, con la enumeración de sus posibles causas y soluciones, además de la especificación de un procedimiento de revisión del circuito de control básico. Están diseñadas para mejorar la continuidad del suministro y, por tanto, disminuir el impacto de las contingencias de equipos de subestación en los índices de disponibilidad de activos. Las consignas para equipo de protección y control de subestaciones se desarrollaron con una estructura general que comprende los siguientes aspectos: objeto, alcance, recursos, priorización de actividades y calificación del operador de la subestación (Mora, 2001: 60-64).

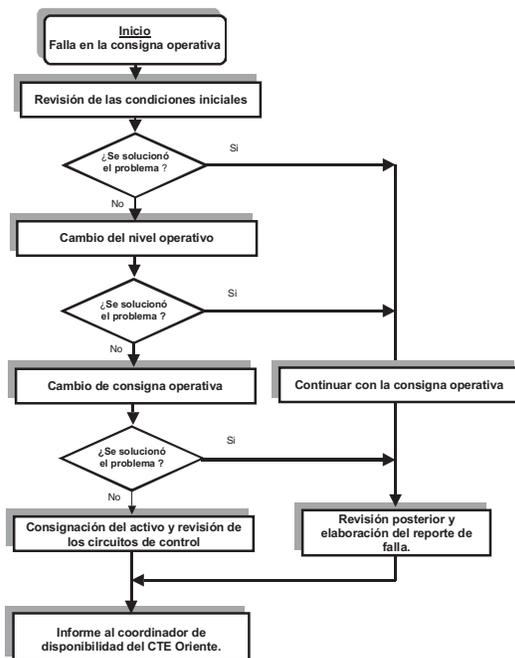
La elaboración de las consignas bajo falla posibilita un papel más activo del operador en condiciones de emergencia, ya que le permite realizar las acciones previstas en ellas. Se definieron cuatro tipos de consignas claramente diferenciados, pero que tienen una estrecha relación; ellos se explican a continuación.

2.1. Consignas bajo falla para atender contingencias durante la ejecución de una consigna operativa

Están diseñadas para atender fallas no destructivas en los equipos de maniobra (seccionadores/interruptores) y en sus sistemas de control y protección. Este tipo de fallas se evidencia por la ausencia de respuesta a las órdenes de cierre o apertura de los equipos en mención, durante la realización de una maniobra operativa en la subestación; están organizadas en cuatro etapas principales, como se presenta en la figura 1.

Figura 1. Estructura básica de las consignas bajo falla no destructiva asociadas con consignas operativas de equipo de patio

2.2. Consignas bajo falla asociadas a alarmas



Están diseñadas para la atención de eventos de contingencia con indicación visual o sonora. Su diseño permite reconocer causas y soluciones para la correcta reposición de la alarma; tienen una estructura básica que comprende tres etapas: identificación de la señal de alarma, verificación de la veracidad de la señal y revisión del circuito de alarma en planos.

2.3. Consignas bajo falla del sistema de servicios auxiliares

Están relacionadas estrechamente con las consignas de alarmas, debido a la indicación de falla que existe en los paneles de señalización. Su estructura plantea inicialmente la identificación de la alarma; luego debe verificarse la operación de los equipos de respaldo y su activación o puesta en funcionamiento, si se considera necesario; como etapa final se presenta la descripción de las posibles causas y soluciones para la contingencia.

2.4. Consignas bajo falla para equipo de control y protección

Tienen como finalidad señalar al operador una metodología para determinar el estado de los equipos de control y de protección más importantes de la subestación. Se busca que el operador identifique la señalización de cada equipo y reporte su estado a los técnicos de control y protecciones del CTE-Oriente. Debido a la complejidad de estos equipos (relés del tipo numérico, controladores lógicos programables y otros dispositivos de control que indican su estado de funcionamiento mediante una interfase hombre-máquina) en general no se plantea ninguna acción correctiva por parte de los operadores.

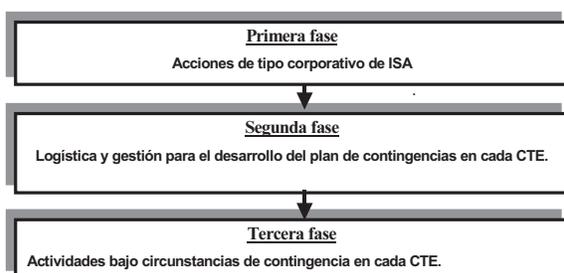
3. Planes de contingencia para falla destructiva

Los planes de contingencia son las guías que contienen la descripción de las acciones a realizar en caso de presentarse alguna falla destructiva en transformadores e interruptores de potencia. Dada

la importancia de los equipos de transformación para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), el desarrollo de planes de contingencia para atender fallas destructivas que impliquen el reemplazo de los equipos de transformación e interrupción se considera una actividad prioritaria (Mora, 2001: 91-94; Mora, Carrillo y Jaimes, 2003).

Las actividades básicas para la estructuración y desarrollo de este plan se dividen en tres fases principales, como se presenta en el esquema de la figura 2.

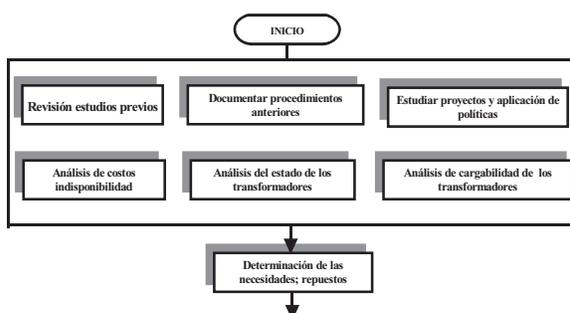
Figura 2. Fases básicas para desarrollar el plan de contingencia



3.1. Primera fase. Acciones de tipo corporativo

La primera fase corresponde a las acciones de tipo corporativo de ISA; responde a políticas generales planteadas para ofrecer herramientas de apoyo al desarrollo de los planes de contingencia de cada CTE. En la figura 3 se presentan las actividades que comprenden esta fase.

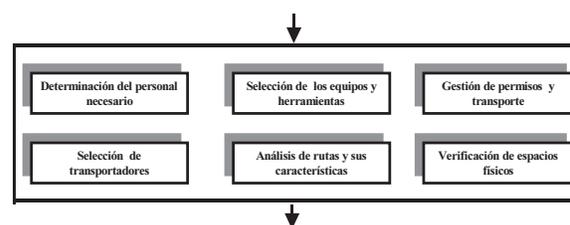
Figura 3. Primera fase del plan de contingencias para fallas destructivas



3.2. Segunda fase. Logística y gestión

Esta fase corresponde a la logística y gestión para el desarrollo del plan de contingencia en cada CTE y enmarca las acciones que deben realizarse para la consecución de los recursos que permitan desarrollar el plan de contingencia en el menor tiempo posible, garantizando la seguridad de las personas y los equipos. Estas actividades deben realizarse en cada CTE antes de la ocurrencia de fallas que impliquen el cambio del equipo, como se presenta en la figura 4.

Figura 4. Segunda fase del plan de contingencias para fallas destructivas

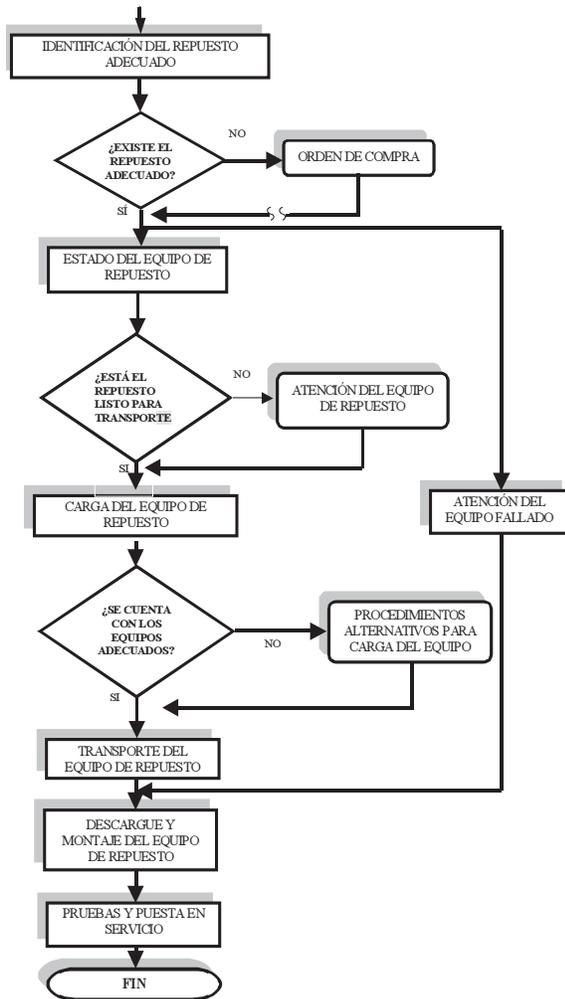


Para la ejecución de esta fase es fundamental contar con el apoyo decidido de los grupos de mantenimiento y operación del CTE, durante el desarrollo y documentación de los planes particulares de contingencia para cada transformador e interruptores de cada subestación. Debe hacerse énfasis en la responsabilidad del grupo de mantenimiento de subestaciones con respecto a la documentación de los procedimientos a aplicar durante la atención de la contingencia. Se deduce que la información recopilada en esta fase debe estar permanentemente actualizada.

3.3. Tercera fase. Actividades bajo contingencia

La tercera fase (figura 5), corresponde a las actividades bajo circunstancias de contingencia en cada CTE; contiene el procedimiento general que permite atender una contingencia por parte de los grupos de mantenimiento de cada CTE.

Figura 5. Diagrama de flujo para el desarrollo del plan en condiciones de contingencia



La contingencia considerada en esta fase es aquella que implica falla destructiva de un transformador o un interruptor de potencia; los detalles del plan dependen de factores como el tipo de equipo fallado, repuesto disponible, ubicación geográfica y disposición de los equipos en el patio de la subestación e infraestructura vial. La atención del equipo fallado en circunstancias de contingencia requiere de la implementación de documentos guía, los cuales deben especificar las actividades a desarrollar, los responsables y documentos de

soporte de aquellas labores para las cuales se determine conveniencia.

4. Aplicación de estrategias de restablecimiento

En este ítem se presenta el efecto de la aplicación de las consignas bajo falla no destructiva de equipos de maniobra, control y protección de subestaciones, y de los planes de contingencia para fallas destructivas de transformadores e interruptores de potencia. A partir de este análisis pueden verificarse los efectos directos de las estrategias de restauración elaboradas para su aplicación en subestaciones de transmisión de energía eléctrica (CREG, 2002).

El impacto de los planes de restauración sobre los índices de confiabilidad de las cargas se deriva de la disminución del tiempo de reparación de los componentes bajo falla (Hong-Tzer *et al.*, 1995: 323-331; Huang *et al.*, 1998: 473-478). Dado que el operador asume un papel más activo en la operación de la subestación, los problemas pueden identificarse y solucionarse con rapidez, si así se determina en el plan de restablecimiento. En caso contrario, se contará con información valiosa para los grupos de mantenimiento localizados en el CTE, quienes, con la ayuda del operador, identificarán en forma adecuada la circunstancia de falla y el elemento dañado, reduciendo así el tiempo de localización de la avería.

A manera de ejemplo, en las tablas 1 y 2 se muestra el resumen de los efectos en caso de falla del circuito del ATR (autotransformador) en la subestación de la figura 6.

Con respecto al circuito del ATR (autotransformador), se obtienen los siguientes resultados, antes (tabla 1) y después (tabla 2) de aplicar los planes de contingencia desarrollados. Los datos de tasa de falla (λ) se obtuvieron a partir de registros históricos de los equipos de las subestaciones de transmisión de ISA y de bibliografía especializada sobre el tema (Bulot y Reneult, 1996: 207-217; Billinton y Allan, 1984: 135-149; Bollen, 1993: 34-60).

Figura 6. Subestación San Mateo. Configuración de barra principal más barra de transferencia

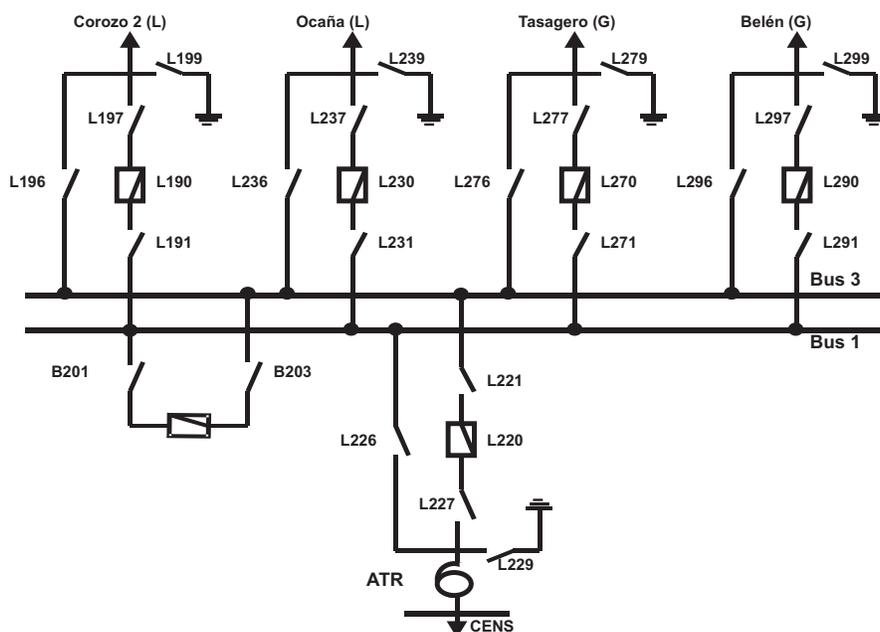


Tabla 1. Resultados finales de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de la carga ATR de la subestación San Mateo, antes de aplicar las estrategias de restablecimiento

| Efecto considerado | $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ | r [horas] | U $\left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ |
|---|---|--------------|--|
| Salidas totales traslapadas | 2,700E-02 | 282,94 | 7,640E+00 |
| Salidas totales traslapadas con mantenimiento | 7,103E-05 | 10,09 | 7,166E-04 |
| Fallas activas | 1,000E-01 | 1,00 | 1,000E-01 |
| Fallas activas más interruptores atascados | 3,000E-03 | 1,00 | 3,000E-03 |
| Resultados totales | 1,301E-01 | 59,53 | 7,744E+00 |

De acuerdo con los cálculos iniciales presentados en la tabla 1, y considerando una carga promedio del circuito de 70 MW para el circuito del ATR, el circuito deja de transportar 542,08 MWh/año. De

acuerdo con los resultados presentados en la tabla 2, la energía que se deja de transportar es de 259 MWh/año.

Tabla 2. Resultados finales de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad de la carga ATR de la subestación San Mateo, después de aplicar las estrategias de restablecimiento

| Efecto considerado | $\left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ | r [horas] | U $\left[\frac{\text{horas}}{\text{año}} \right]$ |
|---|---|--------------|--|
| Salidas totales traslapadas | 2,700E-02 | 133,18 | 3,596E+00 |
| Salidas totales traslapadas con mantenimiento | 7,103E-05 | 8,77 | 6,231E-04 |
| Fallas activas | 1,000E-01 | 1,00 | 1,000E-01 |
| Fallas activas más interruptores atascados | 3,000E-03 | 1,00 | 3,000E-03 |
| Resultados totales | 1,301E-01 | 28,44 | 3,700E+00 |

Se aprecia una reducción de 283,08 MWh/año (52,22%) en las pérdidas ocasionadas por la indisponibilidad del circuito del ATR, solo considerando que el operador informa correcta y oportunamente a los grupos de mantenimiento acerca de los daños de los equipos bajo falla. Es posible observar reducciones de pérdidas aún mayores, si se tiene en cuenta que el operador puede solucionar algunos inconvenientes menores relacionados con fallas no destructivas en los elementos de los circuitos de control o de protección.

5. Conclusiones

La aplicación de las estrategias de restauración de subestaciones de transmisión (consignas bajo falla y planes de contingencia) tiene como consecuencia la reducción del impacto económico de las

situaciones de emergencia por mal funcionamiento de los equipos. La reducción del impacto está relacionada con la disminución de los costos asociados con desplazamientos innecesarios de los técnicos de protecciones y subestaciones desde el CTE-Oriente hasta la subestación bajo falla, el cumplimiento de las metas de disponibilidad de activos, el mantenimiento de la continuidad del servicio al usuario final y, por último, el aumento de la productividad de los operarios de la subestación.

Como resultado de esta investigación, se elaboraron 2.246 consignas bajo falla no destructiva y los planes de contingencia para atender las fallas destructivas de 66 interruptores y nueve transformadores de potencia, de las diez subestaciones bajo responsabilidad de ISA CTE-Oriente.



Referencias bibliográficas

- [1] BILLINTON, R. y R. ALLAN (1984). *Reliability Evaluation of Power Systems*, Nueva York, Plenum Press.
- [2] BOLLEN, M. (1993). *Literature search for reliability data of components in electric distribution networks*. Netherlands, The Eindhoven University of Technology Netherlands.
- [3] BULOT, M. e I. RENEULT (1996). "Reliability studies for high voltage substations using a knowledge base: TOPASE project concepts and applications". *Engineering Intelligent Systems* 4: 207-217.
- [4] CREG (2000). *Resolución 061, por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los servicios de transporte de energía eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del reglamento de operación del SIN*. Bogotá, septiembre 28.
- [5] CREG (2002). *Resolución 011, por la cual se establecen las metas del índice de disponibilidad y de las horas anuales acumuladas de indisponibilidad, para la calidad del servicio de transporte de energía eléctrica*. Bogotá, marzo 14.
- [6] HONG-TZER, Y.; C. WEN-YEAU y H. CHING-LIEN (1995). *On-line fault diagnosis of power substation using connectionist expert system*. *IEEE Transactions on Power Systems* 10 (1): 323-331.
- [7] HUANG, C. M. *et al.* (1998). *A petri nets model for fast substation service restoration*. *IEEE Catalogue No. 98EX137*, pp. 473 - 478.
- [8] MORA J. (2001). *Desarrollo del plan de contingencia para fallas de equipos críticos principales y sistemas de control y protección de subestaciones de Interconexión Eléctrica S.A. correspondientes al CTE Oriente*. Tesis de Maestría Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- [9] _____, G. CARRILLO y J. JAIMES (2003). *Strategies for the electric supply restoration in Colombia transmission substation*. Bologna, IEEE Power Tech, junio.