

EVENTO DEL 26 DE ABRIL DE 2007 EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL SIN COLOMBIANO

Autores: Pablo Corredor Avella / Álvaro Murcia Cabra / Norberto Duque Montoya / Armando Burgos Barreto / Silvia Cossio / Luz Stella Botero / Javier Vargas
Empresa: XM Compañía de Expertos en Mercados

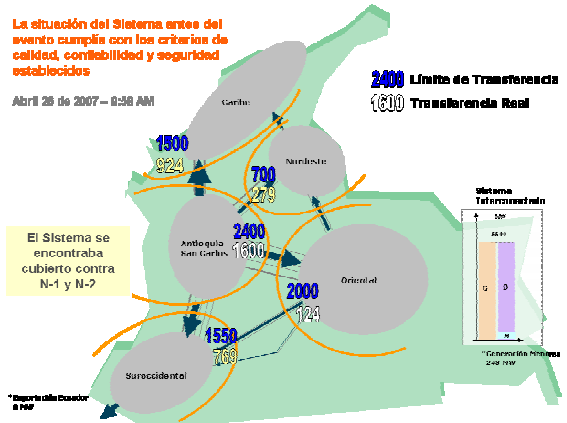
DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Calle 12 Sur No. 18-168
 Ciudad: Medellín
 Teléfono: (094) 3172244
 Correo electrónico: info@xm.com.co
 Fax: (094) 317 08 33

1 - Objetivo

Describir el evento ocurrido en el SIN colombiano el 26 de abril de 2007 a las 09:58 horas, el cual afectó la prestación del servicio de energía eléctrica del país y presentar las principales lecciones aprendidas y conclusiones que han llevado a definir una serie de acciones para mitigar los riesgos inherentes a la operación del sistema eléctrico.

inferiores a los límites operativos correspondientes, tal y como se observa en el diagrama siguiente.

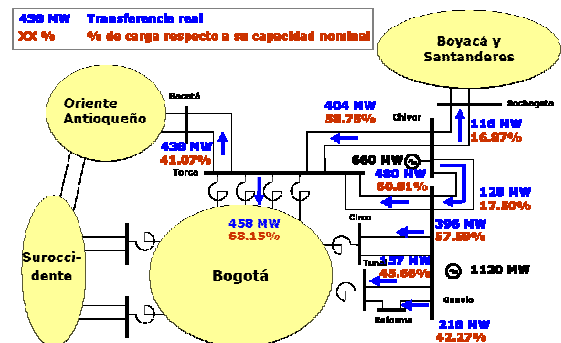


2 - Antecedentes

Dentro de la programación semestral de mantenimientos de equipos del SIN, el 15 de marzo de 2007 la empresa transmisora ISA informó acerca de trabajos de mantenimiento a ser realizados en la subestación Torca para efectuar correctivos en un seccionador conectado a la barra 1 sección 1. Dicha subestación tiene una barra de transferencia y la barra principal seccionada en dos. Dichos trabajos considerados dentro de la reglamentación vigente como consignación nacional, fueron estudiados y aprobados el 19 de abril por parte del Centro Nacional de Despacho CND dentro de la programación semanal de la operación del SIN. El día 25 de abril se realizaron los estudios eléctricos considerando el Despacho de Generación del día 26. En estos estudios se consideró el riesgo informado por ISA, asociado a la ejecución de estos trabajos, el cual era el disparo del circuito Torca - Guavio 1 en Torca.

Un detalle de las transferencias por las líneas del STN se observa en la gráfica siguiente:

Flujos de energía eléctrica en el momento del evento

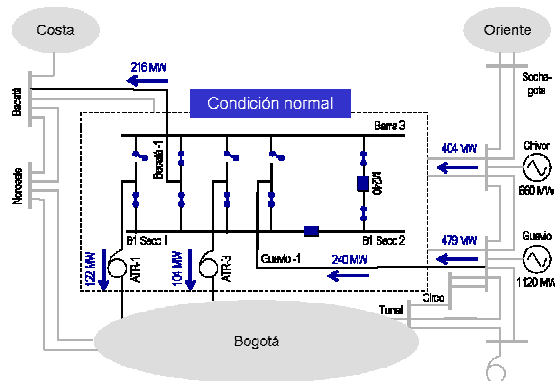


Los análisis eléctricos realizados para el sistema en la operación del 26 de abril, mostraban que el SIN estaba cubierto ante la ocurrencia de contingencia sencilla y contingencia doble y las transferencias hacia las diferentes áreas eléctricas estaban

3 - Desarrollo del evento

El 26 de abril a las 09:20 horas, ISA solicitó al CND el inicio de la consignación nacional mencionada para ejecutar los trabajos en la subestación Torca.

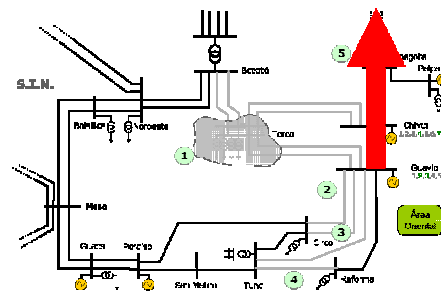
A las 09:58 horas, cuando se realizaba la ejecución de las maniobras asociadas con la preparación de la subestación para la realización de los trabajos, las cuales consistían en la transferencia de los circuitos de la barra 1 sección 1 a la barra 3 de Torca, se produjo una incorrecta secuencia de las mismas, llevando a que la corriente a través del interruptor de acople superara su límite y a la posterior actuación del esquema falla interruptor de dicho elemento, con el consecuente disparo de todos los interruptores de la subestación Torca a 230 kV. En la gráfica siguiente, suministrada por Interconexión Eléctrica S.A ISA, se observan los flujos en Torca antes del evento.



Estos disparos ocasionaron en el SIN, la salida de 10 elementos, 6 líneas del Sistema de Transmisión Nacional STN y 4 auto transformadores 230/115 kV de dicha subestación que alimentan la demanda de Bogotá.

Esta salida múltiple de elementos ocasionó una cascada de aperturas en el Sistema de Transmisión Nacional como se observa en el diagrama siguiente:

EVOLUCIÓN DEL EVENTO

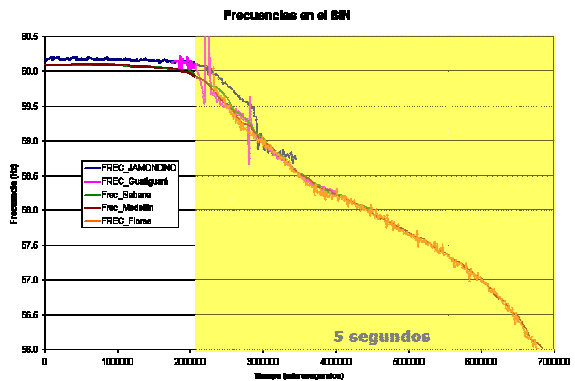


Durante aproximadamente 9 segundos permanecieron interconectadas el área Guavio - Chivor con el resto del sistema a través

de enlaces débiles con la consecuente afectación de las variables eléctricas durante ese lapso, que llevaron a la apertura de la conexión entre las dos áreas, sin que en este tiempo las protecciones de los demás elementos del SIN, detectaran anomalías en el sistema debido a que no se había presentado ninguna falla que hiciera que éstas protecciones observaran el deterioro de las variables eléctricas.

Con la pérdida de la conexión entre el área Guavio - Chivor y el resto del SIN, se produjo una pérdida instantánea de generación de las plantas de Guavio, Chivor, Paipa y Yopal por sobrefrecuencia, las cuales tenían una generación de 2100 MW, el 31% de la demanda del país en ese momento (6644 MW). Esta pérdida de generación como consecuencia del fraccionamiento de la red, ocasionó el desbalance del sistema, que no se pudo compensar con el Esquema Automático de Desconexión de Carga EDAC, debido a las condiciones de la red degradada de ese momento, a la respuesta dinámica de las cargas y a la salida paulatina de unidades de generación con el consecuente colapso de la totalidad del SIN. Lo anterior constituye una condición imprevisible e irresistible para el sistema, el cual no está diseñado para esta condición.

Secuencia del evento en cascada en el Sistema de Transmisión Nacional

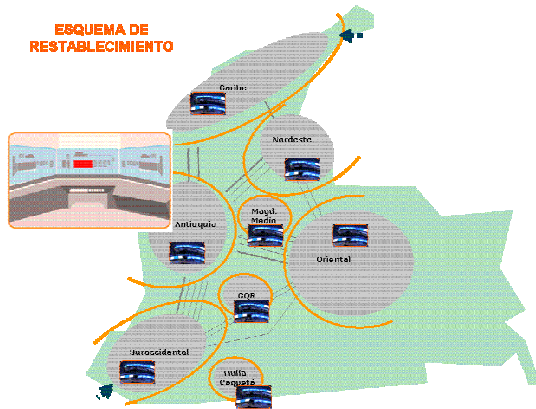


4 - Restablecimiento

El proceso de restablecimiento del SIN fue coordinado por el Centro Nacional de Despacho de XM, con un grupo de ingenieros que coordinaron las acciones con 40 centros de control de Supervisión y Maniobras (transmisores), Generación (plantas despachadas centralmente) y Operadores de Red (Distribuidores).

Durante el restablecimiento se coordinaron maniobras para normalizar 205 Líneas del STN(13000 kilómetros aproximadamente), 976 Interruptores en el STN, 193 Transformadores conectados al STN, 395 Líneas de los Sistemas de Transmisión Regionales STR (10000 kilómetros aproximadamente), 52 plantas de generación y 810 Interruptores del STR.

La estrategia utilizada durante este proceso de restablecimiento fue normalizar las áreas operativas a partir de las plantas con arranque en negro y las interconexiones internacionales con los sistemas eléctricos de Ecuador y Venezuela.

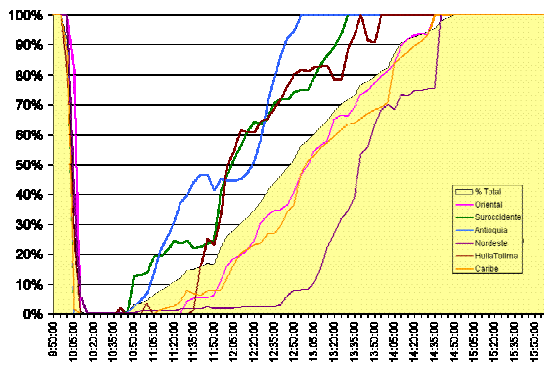


En cada área operativa se siguieron la Guías de restablecimiento desarrolladas por el CND conjuntamente con las diferentes empresas de cada área, guías que se actualizan de forma permanente y sobre las cuales los operadores de las diferentes empresas reciben capacitación periódica.

Posteriormente se interconectaron las áreas operativas lográndose el restablecimiento total de la demanda en aproximadamente cuatro horas y treinta minutos.

En el diagrama siguiente se muestra la evolución de la normalización de la demanda en cada área operativa y en el SIN total.

RESTABLECIMIENTO



Puede observarse como a las 12:00 horas se tenía restablecido el 20% de la demanda, a las 13:00 el 60% y a las 14:30 horas la totalidad de la demanda del país.

Comparando con experiencias internacionales, observamos que el tiempo de 4:30 horas fue corto. En la tabla siguiente se muestra la información de algunos restablecimientos.

	Nov 9 de 1965	Julio 13 de 1977	Dic. 27 de 1987	Julio 2 de 1996	Agosto 10 de 1996	Agosto 14 de 2003
Personas afectadas	30 millones	9 millones	5 millones	2 millones	7.5 millones	50 millones
Pérdida de carga	20 000 MW	6 000 MW	12 350 MW	11 850 MW	28 000 MW	61 800 MW
Duración	13 horas	26 horas	10 horas	5 horas	9 horas	29 horas
Zona afectada	Costa Este	Área metropolitana de New York	Oeste	Costa Oeste	Oeste	Costa Este de E.U y Ontario en Canadá
Causa	Fallas en los sistemas de protección	Fallas en los sistemas de protección	Fuerte viento	Conflictos con árbol	Pérdida de Generación y Transmisión	Pérdida de Generación y Transmisión

Información tomada de U.S.-Canada Power System Outage Task Force, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations", April 2004

5 - Lecciones aprendidas

Al interior de XM fue desarrollado un ejercicio de Lecciones aprendidas, con base en el análisis de las buenas prácticas observadas y sus habilitadores y las oportunidades de mejoramiento con sus respectivos inhibidores en los momentos clave del evento, consolidándose así las lecciones aprendidas, las cuales servirán para capacitar y entrenar a las personas que están en la operación diaria del sistema interconectado nacional y para desarrollar la tecnología y la logística necesarias para tener un mejor desempeño en una situación similar en el futuro.

A continuación se resumen estos resultados.

Protocolo de comunicación a medios externos: Funcionó adecuadamente. Fueron capitalizadas las lecciones de eventos anteriores.

Centro de entrenamiento de operadores: Se hizo evidente la necesidad de continuar trabajando en este proyecto como parte esencial de la operación del SIN en el futuro. XM desarrolla su centro de entrenamiento con herramientas de simulación y metodologías de entrenamiento adaptadas a las diferentes necesidades de las empresas que participan de la operación en un sistema eléctrico. Información para análisis postoperativo: Se debe recomendar al ente regulador, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, el establecimiento de regulación más amplia y clara con respecto a la oportunidad y calidad de la entrega de información por parte de los agentes generadores al CND e instalación de registradores adicionales, SOE y tecnologías que permitan sincronizar los registros y el SOE en una base de tiempo única. Se debe además reforzar, actualizar y mejorar los sistemas de información y herramientas para análisis postoperativo en XM.

Plan de atención de eventos de gran magnitud: Con base en las experiencias de este evento y ante la posibilidad de que se presenten nuevamente eventos de gran magnitud, se debe revisar y mejorar el plan estratégico existente para eventos de gran magnitud, tanto para el restablecimiento del sistema como para el análisis postoperativo y gestión de la información. Se debe además, formalizar un grupo de apoyo para grandes crisis que

permanezca capacitado y actualizado para cuando sea requerido

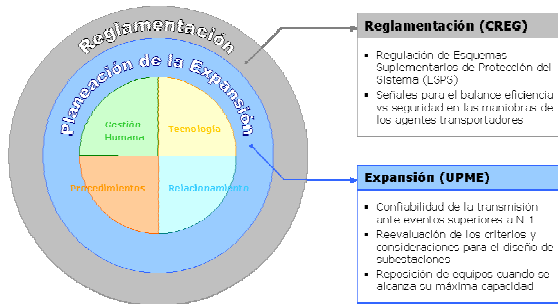
Rotación de personal: Se evidenciaron las ventajas de establecer la rotación continua del personal. Es importante continuar con la capacitación y entrenamiento de las personas del sector y elegir personal con el perfil adecuado.

6 - Análisis de riesgo

Dentro de las prácticas de administración integral de XM, fueron analizados aspectos externos e internos a la compañía y que generan riesgos en la operación del SIN. Con base en el análisis de estos elementos, se definieron áreas de actuación y se enmarcaron dentro de u proyectos que se denominó Minimizar Riesgo de Colapso General.

En las gráficas siguientes se muestran estas áreas de actuación para los elementos externos e internos.

Áreas de actuación Elementos Externos

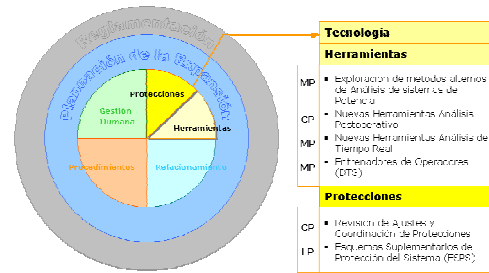


En los elementos externos se destacan como áreas de actuación la reglamentación, a cargo de la CREG y las directrices de planeamiento de la expansión a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

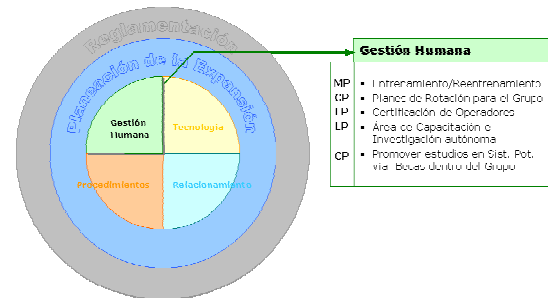
En los elementos internos se consideran como áreas de actuación la Gestión Humana, la Tecnología, los Procedimientos y el Relacionamiento.

En le Diagrama siguiente se muestran las acciones asociadas a cada área de actuación:

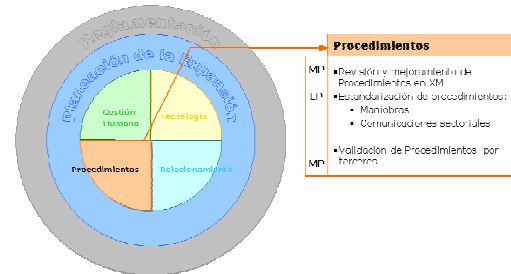
Áreas de actuación Elementos Internos



Áreas de actuación Elementos Internos



Áreas de actuación Elementos Internos



7 - Acciones a nivel del Consejo Nacional de Operación.

En las reuniones del Consejo Nacional de Operación se viene trabajando en varias de estas áreas de actuación con la conformación de grupos especiales con los diferentes agentes del mercado así:

Comité de Transmisión: Se trabaja en la definición de procedimientos estándar para la ejecución de maniobras y en la determinación de subestaciones estratégicas para la operación del SIN, para las cuales se deben establecer procedimientos especiales durante las actividades de programación de mantenimientos y en la ejecución de maniobras.

Comité de Operación: Análisis del esquema de coordinación de la operación y del restablecimiento. Así mismo se trabaja en el rediseño de los sistemas de comunicación entre los centros de control.

Subcomité de Estudios Eléctricos: Al interior de este grupo de trabaja en el tema de protecciones y en la definición de esquemas suplementarios de protección del sistema.

8 - Conclusiones

Estos eventos de gran magnitud nos dan la oportunidad de mejorar, reflexionar, aprender y mejorar y como diligentes hombres de negocio debemos analizar y definir acciones para mitigar y administrar los riesgos y de forma racional disminuir la probabilidad de ocurrencia de los mismos. Eso no significa que este tipo de eventos se puedan evitar. El último evento de gran magnitud en el país, se había presentado en el mes de abril de 1985.

El restablecimiento del SIN se logró en cuatro horas y treinta minutos, un tiempo corto comparado con estándares internacionales. Al interior de XM y con las empresas del sector eléctrico en Colombia, se debe continuar con las prácticas de entrenamiento para no perder esta competencia y mejorarla hacia el futuro.